# Энергосберегающие электрические системы для зданий

**МАШИНОСТРОЕНИЕ И АВИАКОСМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ**

**Фрэнк Крит**

**Серийный редактор**

**ЗАГОЛОВКИ ПОСЛЕДНИХ ОПУБЛИКОВАННЫХ ИЗДАНИЙ**

Распределение воздуха в зданиях, Эссам Э. Халил.

Альтернативные виды топлива для транспорта, под редакцией Арумугама С. Рамадхаса

Компьютерная техника в вибрации, под редакцией Кларенса В. де Сильвы.

Проектирование и управление автомобильными двигательными установками, Чжуншуань Сунь и Гуомин (Джордж) Чжу

Распределенная генерация: Парадигма власти в новом тысячелетии, под редакцией Анны-Мари Борбей и Яна Ф. Крайдера.

Эластичные волны в композитных средах и структурах: С приложениями для ультразвуковой неразрушающей оценки, Субхенду К. Датта и Арвинд Х. Шах

Теория упругопластичности, Владо А. Лубарда.

Энергетический аудит систем здания: Инженерный подход, Монсеф Крарти.

Преобразование энергии, вторая редакция, под редакцией Д. Йоги Госвами и Фрэнка Крейта.

Энергосберегающие электрические системы для зданий, Монсеф Крарти

Руководство по энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии, второе издание, под редакцией Д. Йоги Госвами и Фрэнка Крейта.

Энергоэффективность в городской среде, Хеба Аллах Эссам Э. Халил и Эссам Э. Халил

Руководство по управлению энергией и ее сохранению, второе издание, под редакцией Фрэнка Крейта и Д. Йоги Госвами.

Основы механического анализа напряжения, Амир Джавидинежад

Метод конечных элементов с использованием MATLAB®, второе издание, Young W. Kwon и Hyochoong Bang.

Жидкостные цепи питания и управления: Основы и применение, Джон С. Кундифф

Топливные ячейки: Принципы, проектирование и анализ, Шрипад Ревенкар и Прадип Маджумдар.

Основы моделирования экологических сбросов, Лорин Р. Дэвис

Справочник по водородной энергетике, под редакцией С.А. Шерифа, Д. Йоги Госвами, Элиас К. Стефанакос и Альдо Стейнфельд...

Теплообмен в однофазных и многофазных системах, Грег Ф. Нейтерер

Отопление и охлаждение зданий: Принципы и практика энергоэффективного проектирования, третье издание, Т. Агами Редди, Ян Ф. Крейдер, Питер С. Кертисс и Ари Рабль.

Интеллектуальные транспортные системы: Интеллектуальная и экологичная инфраструктура, второе издание, Sumit Ghosh и Tony S. Lee.

Введение в биотопливо, Дэвид М. Мусcдейл.

Введение в конструирование прецизионных станков и оценку ошибок, под редакцией Самира Мекида

Вводный метод конечных элементов, Чандракант С. Десаи и Трибикрам Кунду

Руководство по большим системам хранения энергии, под редакцией Фрэнка С. Барнса и Джоны Г. Левина

Элементы машин: Жизнь и дизайн, Борис М. Клебанов, Дэвид М. Барлам и Фредерик Э. Нюстром.

Математическое и физическое моделирование операций обработки материалов, Олусегун Джонсон Илегбуси, Манабу Игути, Уолтер Э. Вансидлер.

Механика композитных материалов, Autar K. Kaw

Механика усталости, В.В. Болотин

Конструкция механизма: Перечисление кинематических структур в соответствии с функцией, Лун-Вэнь Цай.

Мехатронные системы: Устройства, проектирование, управление, эксплуатация и мониторинг, Отредактировано Кларенсом У. де Сильва.

Справочник МЭМС, второе издание (3 тома), под редакцией Мохамеда Гад-аль-Хака.

МЭМС: Введение и основы

МЭМС: Приложения

МЭМС: Дизайн и производство Multiphase Flow HanПCook, Второе издание, под редакцией Эфстатиоса Э. Майклэйдеса, Клейтона Т. Кроу, и Джон Д. Шварцкопф.

Нанотехнология: Понимание малых систем, третье издание, Бен Роджерс, Джесси Адамс, и Сумита Пеннатур

Руководство по ядерной инженерии, второе издание, под редакцией Кеннета Д. Кока.

Оптомехатроника: Слияние оптической и мехатронной инженерии, Hyungsuck Cho

Практический обратный анализ в инженерии, Дэвид М. Трухильо и Генри Р. Басби.

Сосуды под давлением: Дизайн и практика, Сомнат Chattopadhyay

Принципы твердой механики, Роланд Ричардс-младший.

Принципы устойчивых энергетических систем, второе издание, под редакцией Фрэнка Крейта и Сьюзан Крамдик, Со-редактор

Термодинамика для инженеров, Кау-Фуи Винсент Вонг

Руководство по вибрации и ударам, под редакцией Кларенса В. де Сильвы.

Демпфирование, контроль и проектирование вибраций, под редакцией Кларенса В. де Сильвы.

Вискоупругие твердые вещества, Родерик С. Озера.

Обезвоживание и повышение энергоэффективности существующих домов: Инженерный подход, Монсеф Крарти

# Энергосберегающие электрические системы для зданий

**Монсеф Крарти**

CRC Press
Тейлор и Фрэнсис Групп
6000 Broken Sound Parkway NW, офис 300
Бока-Ратон, Флорида 33487-2742

© 2017 Тейлор и Фрэнсис Групп, ООО
CRC Press - это отпечаток Taylor & Francis Group, подразделения Informa.

Нет претензий к оригинальным произведениям правительства США
Напечатано на бескислотной бумаге

Дата версии: 20161028
Международный стандартный номер книги-13: 978-1-4822-5833-2 (в твердом переплете)

Эта книга содержит информацию, полученную из достоверных и уважаемых источников. Были предприняты разумные усилия для публикации достоверных данных и информации, но автор и издатель не могут нести ответственность за достоверность всех материалов или последствия их использования. Авторы и издатели попытались отследить владельцев авторских прав на весь материал, воспроизведенный в этой публикации, и принести извинения правообладателям, если разрешение на публикацию в этой форме не было получено. Если какой-либо материал, защищенный авторским правом, не был подтвержден, напишите нам и дайте нам знать, чтобы мы могли исправить это в любой будущей перепечатке.

За исключением случаев, разрешенных Законом об авторском праве США, никакая часть этой книги не может быть перепечатана, воспроизведена, передана или использована в какой-либо форме любыми электронными, механическими или другими способами, известными сейчас или изобретенными в будущем, включая фотокопирование, микрофильмирование и запись. или в любой системе хранения или поиска информации без письменного разрешения издателей.

Чтобы получить разрешение на фотокопирование или использование материалов из этой работы в электронном виде, посетите сайт www.copyright.com (http://www.copyright.com/) или обратитесь в Центр разрешения авторских прав (CCC), 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, 978-750-8400. CCC - это некоммерческая организация, которая предоставляет лицензии и регистрацию для множества пользователей.

Для организаций, получивших лицензию CCC на фотокопирование, предусмотрена отдельная система оплаты.

**Уведомление о товарных знаках.** Названия продуктов или компаний могут быть товарными знаками или зарегистрированными товарными знаками и используются только для идентификации и объяснения без намерения нарушить авторские права.

**Данные каталогизации в публикации Библиотеки Конгресса**

Имена: Крарти, Монсеф, автор.
Название: Энергосберегающие электрические системы для зданий / Др. Moncef Krarti.
Описание: Бока-Ратон: Тейлор и Фрэнсис, титул CRC, часть отпечатка Taylor & Francis, член Taylor & Francis Group, академического подразделения T&F Informa, plc, [2017]
Идентификаторы: LCCN 2016039246 | ISBN 9781482258332 (бескислотная бумага) | ISBN 9781315372297 (электронная книга)
Тематика: LCSH: Здания - Электрооборудование. | Здания - Электроснабжение. |
Электроаппараты и приборы - Энергопотребление.
Классификация: LCC TK4001 K73 2017 | DDC 621.319 / 24 - dc23
Запись LC доступна по адресу https://lccn.loc.gov/2016039246

**Посетите веб-сайт Taylor & Francis по адресу http://www.taylorandfrancis.com**
**и веб-сайт CRC Press по адресу http://www.crcpress.com**

# Оглавление

Предисловие ..... 14
Об авторе ..... 16
1 Введение ..... 17
1.1 Введение ..... 17
1.2 Обзор систем распределения электроэнергии в зданиях ..... 18
1.2.1 Жилые дома ..... 18
1.2.2 Распределительные напряжения ..... 19
1.3 Общий подход к проектированию ..... 21
1.3.1 Цели проектирования ..... 22
1.3.2 Команда разработчиков ..... 24
1.3.3 Общая процедура проектирования ..... 27
1.4 Резюме ..... 33
2 Обзор электрических схем ..... 34
2.1 Введение ..... 34
2.2 Обзор цепей постоянного и переменного тока ..... 35
2.2.1 Постоянный ток ..... 35
2.2.2 Переменный ток ..... 42
2.2.3 Преимущества систем переменного тока ..... 50
2.3 Многофазные системы переменного тока ..... 50
2.3.1 Двухфазные системы переменного тока ..... 50
2.3.2 Трехфазные системы переменного тока ..... 52
2.4 Коррекция коэффициента мощности ..... 59
2.5 Резюме ..... 60
3 Электрические трансформаторы ..... 63
3.1 Введение ..... 63
3.2 Основы трансформаторов ..... 63
3.3 Типы трансформаторов ..... 67
3.3.1 Силовые трансформаторы ..... 67
3.3.2 Измерительные трансформаторы ..... 67
3.3.3 Автотрансформаторы ..... 69
3.4 Подключение трансформатора ..... 72
3.5 Методы испытаний трансформаторов ..... 73
3.5.1 КПД трансформатора ..... 73
3.6 Технические условия на трансформаторы ..... 76

3.7 Резюме ....77
4 Электродвигатели ....79
4.1 Введение ....79
4.2 Работа трехфазных двигателей ....80
4.2.1 Вращающееся магнитное поле ....80
4.2.2 Взаимосвязь крутящего момента и скорости ....87
4.2.3 Соотношение тока и скорости ....89
4.3 Работа однофазных двигателей ....90
4.4 Рабочие характеристики двигателей ....93
4.4.1 Энергоэффективность двигателей ....93
4.4.2 Коэффициент мощности двигателей ....98
4.4.3 Влияние изменения напряжения ....99
4.4.4 Технические характеристики двигателей ....101
4.5 Повышение энергоэффективности двигателей ....102
4.5.1 Приводы с регулируемой скоростью (ASD) ....102
4.6 Резюме ....107
5 Системы защиты ....110
5.1 Введение ....110
5.2 Воздействие электричества на людей ....112
5.2.1 Предпосылки ....112
5.2.2 Пути поражения электрическим током ....115
5.2.3 Безопасные расстояния от взрыва ....115
5.3 Основные действия защитных устройств ....116
5.4 Типы устройств защиты ....118
5.4.1 Предохранители ....118
5.4.2 Автоматические выключатели ....125
5.5 Заземление и соединение ....131
5.5.1 Определения ....132
5.5.2 Общие требования к заземлению и соединению ....132
5.5.3 Базовый анализ заземления ....134
5.5.4 Выбор рабочих заземляющих проводов ....137
5.5.5 Выбор заземления оборудования ....139
5.5.6 Оценка возможных повреждений ....140
5.5.7 Прерыватели тока замыкания на землю ....143
5.6 Резюме ....144
6 Ответвительные цепи и фидеры ....147
6.1 Введение ....147

6.2 Размер и номинал проводников.....148
6.3 Конструкция проводников.....155
6.3.1 Рейтинг продолжительного тока.....156
6.3.2 Номинальный ток короткого замыкания.....157
6.3.3 Максимально допустимое падение напряжения.....161
6.3.4 Подход к проектированию проводников.....165
6.4 Выбор трубопроводов.....167
6.5 Ответвительные цепи и питатели для немоторных нагрузок.....172
6.5.1 Проектирование ответвленных цепей.....172
6.5.2 Конструкция питателей.....174
6.6 Ответвительные цепи и фидеры для двигателей.....175
6.6.1 Ответвительные цепи двигателя.....175
6.6.2 Питатель для нескольких двигателей.....183
6.7 Резюме.....184
7 Электрические системы для жилых домов.....187
7.1 Введение.....187
7.2 Общий подход к проектированию.....187
7.3 Дизайн главного служебного входа.....191
7.3.1 Стандартный метод определения размера входа в службу.....191
7.3.2 Дополнительный метод определения размера входа в услугу.....196
7.3.3 Определение параметров служебного входа.....199
7.4 Ответвления для жилых домов.....201
7.4.1 Общие инструкции для сосудов.....201
7.4.2 Общие указания по розеткам освещения.....204
7.4.3 Общая процедура определения размеров ответвлений.....204
7.5 Общая процедура проектирования.....205
7.6 Электрические системы для многоквартирных домов.....210
7.7 Практический пример: Анализ электрических систем для ранчо.....212
7.7.1 Описание здания.....212
7.7.2 Описание электрической системы.....213
7.7.3 Оценка нагрузки.....216
7.7.4 Электрическая схема.....217
7.7.5 Зонирование и нагрузки ответвлений.....217
7.7.6 Расчеты и проверки размеров.....218
7.7.7 Дополнительные требования НЭК.....226
7.7.8 Рекомендации и выводы.....227
7.8 Резюме.....229

8 Электрические системы для коммерческих зданий .....231
8.1 Введение .....231
8.2 Токи короткого замыкания .....235
8.2.1 Метод расчета на единицу .....236
8.2.2 Расчеты короткого замыкания с использованием метода MVA .....245
8.3 Панели освещения и питания .....246
8.4 Проектирование центров управления двигателями .....249
8.4.1 Типы MCC .....249
8.4.2 Схема MCC .....250
8.5 Распределительные щиты и блочные подстанции .....253
8.5.1 Обзор .....253
8.5.2 Методика проектирования блочных подстанций .....254
8.6 Аварийные системы .....257
8.6.1 Обзор .....257
8.6.2 Типы аварийных систем .....258
8.6.3 Аварийное освещение .....259
8.7 Результат исследования .....259
8.7.1 Обзор .....259
8.7.2 Описание здания .....260
8.7.3 Электрические нагрузки .....262
8.7.4 Проектирование электрической системы .....263
8.7.5 Расчетные расчеты .....265
8.8 Резюме .....277
9 Экономический анализ энергетических проектов .....282
9.1 Введение .....282
9.2 Основные концепции .....282
9.2.1 Процентная ставка .....283
9.2.2 Уровень инфляции .....284
9.2.3 Налоговая ставка .....285
9.2.4 Денежные потоки .....286
9.3 Смешивающие факторы .....287
9.3.1 Разовый платеж .....287
9.3.2 Платеж единой серией .....288
9.4 Методы экономической оценки .....289
9.4.1 Чистая текущая стоимость .....290
9.4.2 Норма прибыли .....291
9.4.3 Соотношение выгод и затрат .....291

9.4.4 Стоимость энергии ....291
9.4.5 Дисконтированный и простой периоды окупаемости ....292
9.4.6 Краткое изложение методов экономического анализа ....292
9.5 Метод анализа затрат жизненного цикла ....293
9.6 Общая процедура экономической оценки ....294
9.7 Тарифы на электроэнергию ....296
9.7.1 Общие характеристики тарифов на коммунальные услуги ....297
9.7.2 Ставки ценообразования за блок ....301
9.7.3 Сезонные цены ....302
9.7.4 Нормы времени использования ....303
9.7.5 Цены в реальном времени ....307
9.8 Резюме ....312
10 Энергоэффективные электрические системы ....317
10.1 Введение ....317
10.2 Электродвигатели ....317
10.2.1 Введение ....317
10.2.2 Энергоэффективные двигатели ....317
10.2.3 Органы управления двигателем ....319
10.3 Системы освещения ....321
10.3.1 Введение ....321
10.3.2 Энергоэффективные системы освещения ....322
10.3.3 Управление освещением ....325
10.3.4 Системы уборки при дневном свете ....326
10.4 Электрические приборы ....328
10.4.1 Типичное потребление энергии ....328
10.5 Энергоэффективное электрическое оборудование ....331
10.5.1 Бытовая техника ....332
10.5.2 Офисное оборудование ....334
10.5.3 Потери мощности в режиме ожидания ....335
10.6 Системы распределения электроэнергии ....336
10.6.1 Введение ....336
10.6.2 Трансформаторы ....336
10.6.3 Электрические провода ....338
10.7 Резюме ....339
11 Качество электроэнергии в зданиях ....342
11.1 Введение ....342
11.2 Электрические помехи ....343

11.2.1 Провалы напряжения ..... 343
11.2.2 Скачки напряжения ..... 343
11.2.3 Переходные процессы ..... 344
11.2.4 Неуравновешенность напряжений ..... 346
11.2.5 Гармонические искажения ..... 346
11.2.6 Колебания напряжения ..... 347
11.2.7 Электрические шумы ..... 348
11.3 Варианты смягчения последствий ..... 348
11.3.1 Многоимпульсные выпрямители ..... 349
11.3.2 Фильтры гармоник ..... 350
11.3.3 Компенсаторы напряжения ..... 350
11.3.4 Конденсаторные батареи ..... 350
11.3.5 Трансформаторы подавления гармоник ..... 350
11.3.6 Источник бесперебойного питания ..... 351
11.3.7 Нормы и стандарты ..... 351
11.4 Гармонические искажения ..... 352
11.4.1 Обзор ..... 352
11.4.2 Общие гармонические искажения ..... 354
11.5 Гармонические искажения при ударе ..... 358
11.5.1 Воздействие на трансформаторы ..... 358
11.5.2 Воздействие на электрические провода ..... 359
11.5.3 Воздействие на устройства защиты ..... 361
11.5.4 Воздействие на двигатели ..... 361
11.5.5 Воздействие на конденсаторные батареи ..... 362
11.6 Измерение гармонических искажений ..... 363
11.7 Резюме ..... 375
12 Фотоэлектрические системы ..... 380
12.1 Введение ..... 380
12.2 Компоненты фотоэлектрической системы ..... 380
12.2.1 Фотоэлектрические модули ..... 380
12.2.2 Контроллеры ..... 384
12.2.3 Батареи ..... 385
12.2.4 Инверторы ..... 386
12.3 Конфигурации фотоэлектрической системы ..... 387
12.3.1 Автономные фотоэлектрические системы ..... 387
12.3.2 Фотоэлектрические системы, подключенные к сети ..... 388
12.4 Проектирование фотоэлектрических систем ..... 390

12.4.1 Введение ....390
12.4.2 Список электрических компонентов....390
12.4.3 Общие проблемы проектирования ....390
12.4.4 Конструкция проводников....391
12.4.5 Расчет падения напряжения ....393
12.4.6 Устройства защиты от сверхтока....393
12.4.7 Отключение....394
12.4.8 Заземление ....395
12.5 Фотоэлектрические модули и баланс системы ....395
12.5.1 Фотоэлектрические модули и проводка ....395
12.5.2 Заземляющие проводники....398
12.5.3 Устройства защиты от замыканий на землю ....398
12.5.4 Инверторы....398
12.5.5 Батареи и генераторы ....400
12.6 Примеры из практики ....401
12.6.1 Пример 1: Автономная фотоэлектрическая система для жилого дома ....401
12.6.2 Пример 2: подключенная к сети фотоэлектрическая система для жилого дома....403
12.7 Резюме ....404
13 Системы выработки и когенерации электроэнергии....406
13.1 Введение ....406
13.2 Преимущества когенерации....408
13.3 История когенерации....409
13.4 Типы топливных систем генерации ....411
13.4.1 Обычные когенерационные системы....412
13.4.2 Блочные когенерационные системы....415
13.4.3 Технологии распределенной генерации....416
13.5 Оценка когенерационных систем....418
13.5.1 Эффективность когенерационных систем....418
13.5.2 Анализ когенерационных систем ....419
13.5.3 Финансовые возможности....423
13.6 Пример использования....424
13.7 Резюме ....426
14 Оптимальная интеграция энергоэффективности с возобновляемой генерацией ....428
14.1 Введение ....428
14.2 Подходы к оптимизации....430
14.2.1 Последовательный поиск ....431
14.2.2 Генетический алгоритм....431

14.2.3 Оптимизация роя частиц ..... 432
14.2.4 Приложения ..... 433
14.3 Методология анализа, близкого к оптимальному ..... 437
14.3.1 Общее описание методологии ..... 437
14.3.2 Пример подхода к проектированию ZNE ..... 439
14.4 Пример 1: Оптимальная модернизация и дизайн домов ..... 441
14.4.1 Модернизация существующих домов ..... 441
14.4.2 Фотоэлектрические системы для существующих домов ..... 441
14.4.3 Проектирование энергоэффективных домов ..... 442
14.4.4 Фотоэлектрические системы для новых домов ..... 446
14.4.5 Анализ рынка энергоэффективных домов ..... 447
14.5 Пример 2: Разработка оптимальных гибридных систем ..... 447
14.5.1 Введение ..... 448
14.5.2 Оптимизационный подход к проектированию ..... 448
14.5.3 Электрические и тепловые нагрузки ..... 449
14.5.4 Оценка энергетических ресурсов ..... 449
14.5.5 Цены на электроэнергию и топливо ..... 450
14.5.6 Оптимизационный анализ ..... 451
14.5.7 Выбранные результаты ..... 452
14.5.8 Выводы и рекомендации ..... 455
14.6 Резюме ..... 456
Приложение ..... 457
Ссылки ..... 459

# *Предисловие*

Во всем мире на здания приходится более 40% общего потребления первичной энергии и связанных с ними выбросов парниковых газов. Благодаря стандартам и программам энергоэффективности нескольким странам удалось улучшить энергоэффективность новых и существующих зданий. Проектирование и модернизация систем электроснабжения с целью повышения энергоэффективности были основными компонентами усилий по сокращению потребления энергии за счет застроенной среды. Действительно, большинство систем конечного потребления энергии как для жилых, так и для коммерческих зданий, включая освещение, оборудование для кондиционирования воздуха и бытовые приборы, требуют для работы электроэнергии. В частности, электричество должно быть доступно по всему зданию, чтобы люди могли жить комфортно и продуктивно работать. Однако, если они не спроектированы безопасно, электрические распределительные системы могут стать причиной серьезных травм и даже смерти. Поэтому основной целью при проектировании и модернизации систем распределения электроэнергии в зданиях является безопасность как людей, так и оборудования.

В этой книге излагаются основные принципы и методы проектирования безопасных, гибких, надежных, доступных и энергоэффективных систем электроснабжения как для жилых, так и для коммерческих зданий. В частности, в этой книге представлены упрощенные, но эффективные методы расчета и анализа для проектирования и оценки безопасных и энергоэффективных распределительных электрических систем, подходящих для жилых и коммерческих зданий. Эти упрощенные методы основаны на общепринятых инженерных принципах. Кроме того, представлено несколько инновационных, но проверенных технологий и стратегий повышения энергоэффективности, направленных на улучшение энергетических характеристик существующих электрических систем. Книга разработана как самостоятельный учебник, предназначенный для старшеклассников и / или студентов первого года обучения, заинтересованных в разработке энергоэффективного распределения электрических систем для зданий. Содержание этой книги можно изучить за один семестр по построению электрических систем. Однако книгу также можно использовать в качестве справочника для практиков и в качестве учебника для кратких курсов повышения квалификации. Предполагается, что пользователи этой книги имеют базовое представление об основных электрических цепях, включая однофазные и трехфазные системы питания. Также рекомендуется базовое знание общих концепций инженерной экономики и строительных механических систем.

Книга состоит из четырнадцати отдельных глав с несколькими проработанными примерами и тематическими исследованиями. Более того, в конце большинства глав приводится несколько задач, которые можно использовать в качестве задач для повторения или выполнения домашних заданий для пользователей книги. Как преподаватель курса по построению электрических систем в Университете Колорадо, я обнаружил, что лучший подход для студентов к пониманию и применению различных методов и инструментов проектирования и анализа, обсуждаемых в этой книге, - это групповые проекты. Эти проекты включают (1) проектирование электрических систем новых жилых и коммерческих зданий и (2) аудит и перепроектирование систем распределения электроэнергии для существующих зданий.

В первой главе дается общий обзор основных компонентов систем распределения электроэнергии, характерных как для жилых, так и для коммерческих зданий. Кроме того, изложены общий подход и основные цели проектирования систем распределения электроэнергии в зданиях. В главах со 2 по 4 представлен базовый обзор электрических цепей, трансформаторов и двигателей. В главе 5 представлены основные принципы работы устройств защиты, а в главе 6 приведены критерии проектирования систем электропроводки, включая ответвления и фидеры. В главах 7 и 8 представлены подробные требования к проектированию, а также конкретные примеры для жилых и коммерческих зданий, соответственно. Затем в главах с 9 по 11 последовательно излагаются принципы экономического анализа, типичные меры энергоэффективности для электрических систем, а также общие проблемы качества электроэнергии и способы их предотвращения или устранения. В главах 12 и 13 представлены компоненты, а также типовые процедуры проектирования фотоэлектрических систем и систем генерации электроэнергии. Наконец, в главе 14 представлены методы проектирования

на основе оптимизации для интеграции технологий производства электроэнергии из возобновляемых источников при проектировании электрических систем для зданий.

При использовании этой книги в качестве учебника преподаватель должен начинать с главы 1 и последовательно переходить к главе 14. Тем не менее, некоторые главы можно пропустить или слегка осветить в зависимости от ограничений по времени и опыта студентов. Особые усилия были предприняты для использования в книге метрических единиц (СИ). Однако в нескольких главах также используются английские (IP) единицы, поскольку они по-прежнему являются стандартным набором единиц, используемым в Соединенных Штатах. Таблицы преобразования между двумя системами единиц (из английских в метрические и из метрических в английские) представлены как часть приложения к книге.

Я благодарен нескольким людям за помощь в разработке и подготовке этой книги. Особая благодарность за вклад нескольких моих студентов из Университета Колорадо в Боулдере, а также поддержка доктора Фрэнка Крейта. Наконец, я очень признателен своей жене Хаджер и троим моим детям за их постоянное терпение и поддержку на протяжении всей подготовки этой книги.

**Монсеф Крарти**

# *Об авторе*

Монсеф Крарти, профессор и координатор программы "Строительные системы", факультета гражданского, экологического и архитектурного инжиниринга Университета Колорадо в Боулдере, имеет большой опыт в проектировании, тестировании и оценке инновационных технологий энергоэффективности и возобновляемых источников энергии, применяемых в зданиях. Он также руководил несколькими проектами по проектированию энергоэффективных зданий, включая инновационные механические и электрические энергетические системы. Профессор Крарти опубликовал более 250 технических журналов и глав справочников в различных областях, связанных с энергоэффективностью и управлением энергопотреблением в зданиях. Кроме того, он опубликовал несколько книг по энергосберегающим системам зданий. Более 20 лет преподавал курсы, связанные с электрическими системами зданий, в США и за рубежом. В рамках своей деятельности в Колорадском университете он руководил исследовательской деятельностью центра управления энергией с акцентом на тестирование и оценку эффективности механических и электрических систем для жилых и коммерческих зданий. Он также помогал в разработке аналогичных центров по энергоэффективности в других странах, включая Бразилию, Мексику и Тунис. Доктор Крарти имеет большой опыт в продвижении технологий и политики энергоэффективности зданий за рубежом, включая разработку строительных энергетических кодексов и учебных программ по энергоэффективности в нескольких странах, в том числе Тунисе, Шри-Ланке и Египте, а также совместные исследования с более чем десятью странами Европы, Африки, Азии и Южной Америки.

# 1 Введение

В этой главе представлен обзор общего подхода к проектированию систем электрораспределения жилых и коммерческих зданий. Как отмечалось на протяжении всей главы, безопасность является основной задачей при проектировании распределительных систем здания. Описаны соответствующие нормы и стандарты, которые помогают при проектировании безопасных электрических систем. Помимо безопасности, при проектировании электрических систем здания необходимо учитывать и другие цели, которые обсуждаются в данной главе. В частности, системы распределения электроэнергии в здании должны быть надежными, гибкими, доступными и энергоэффективными. Кроме того, кратко представлены типичные этапы проектирования для проектов зданий, а также основные роли членов архитектурно-инженерной проектной группы.

## 1.1 Введение

В жилых и коммерческих зданиях большинство систем конечного использования энергии, таких как освещение, оборудование для кондиционирования воздуха и электроприборы, требуют электропитания для работы. В частности, электричество должно быть легко доступным по всему зданию, чтобы люди могли жить комфортно и продуктивно работать. Однако электричество может быть опасным, поскольку оно может привести к серьезным травмам или смерти людей и значительному ущербу для оборудования и имущества. Поэтому основной задачей при проектировании систем электрораспределения внутри зданий является обеспечение безопасности как для людей, так и для оборудования. В Соединенных Штатах Национальный электротехнический кодекс (НЭК) устанавливает минимальные требования к системам распределения электроэнергии для обеспечения безопасности внутри зданий (НЭК, 2014). НЭК часто используется в качестве основы для местных кодексов, соблюдаемых графствами и муниципалитетами на всей территории Соединенных Штатов. НЭК разработала Национальную противопожарную ассоциацию (НПА), международную некоммерческую организацию, занимающуюся пропагандой методов противопожарной защиты. НЭК, впервые опубликованная в 1897 году, в настоящее время обновляется каждые три года и утверждается Американским национальным институтом стандартов (АНС). Однако следует отметить, что НЭК не является руководством по проектированию и не может использоваться в качестве руководства по определению систем распределения электроэнергии. Последняя версия НЭК состоит из девяти глав, как это кратко изложено здесь:

- Глава 1: Определения электрических терминов и общие требования к установкам
- Глава 2: Подключение и защита электрических систем
- Глава 3: Способы и материалы подключения
- Глава 4: Общее электрооборудование (включая освещение, двигатели, трансформаторы, системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, генераторы)
- Глава 5: Требования к специальным помещениям (рекреационные транспортные средства, плавучие здания и объекты нефтехимии)
- Глава 6: Специальное электрическое оборудование (например, лифты и таблички)
- Глава 7: Специальные системы (аварийное освещение, цепи управления и оптоволоконные кабели)
- Глава 8: Системы связи
- Глава 9: Таблицы и примеры

Следует отметить, что обеспечение соблюдения правил и проверка электрических систем обычно выполняются уполномоченным органом (УО), обычно инспектором по электрике или начальником пожарной охраны. Специально для сложных случаев интерпретация требований кодекса является исключительной ответственностью УО. В частности, УО может отказаться от определенных требований НЭК и разрешить альтернативные конструктивные решения, как указано в НЭК 90-4 (НЭК, 2014).

Помимо НЭК, следует консультироваться с другими правилами и стандартами при проектировании систем распределения электроэнергии для широкого спектра приложений, включая:

- Национальный кодекс электробезопасности (НКЭБ) для любых электрических установок за пределами
- помещения здания (т.е. инженерная проводка)
- Управление по охране труда и здоровья (УОТЗ) для любых требований, связанных с рабочим местом.
- Лаборатория андеррайтеров (ЛА) для проверки безопасности продукции
- Национальная ассоциация производителей электрооборудования (НАПЭ) для разработки стандартов, касающихся электрического оборудования.
- Прочие нормы и стандарты Американского общества отопления, охлаждения и кондиционирования воздуха (АООСК); Общества светотехники (ОС); Института инженеров по электротехнике и электронике (ИИЭЭ); Межведомственной организации по аттестации производственных предприятий (ОАПП); и Национального Института стандартизации США (АНС).

# *1.2 Обзор систем распределения электроэнергии в зданиях*

Для безопасного распределения электроэнергии в зданиях необходимо указать несколько компонентов, включая проводку и защитное оборудование. В этом разделе дается базовое описание типовых систем распределения электроэнергии для жилых и коммерческих зданий.

### *1.2.1 Жилые дома*

Системы распределения электроэнергии для небольших жилых и коммерческих зданий довольно просты в проектировании и установке с ограниченным количеством компонентов, как показано на Рисунке 1.1.

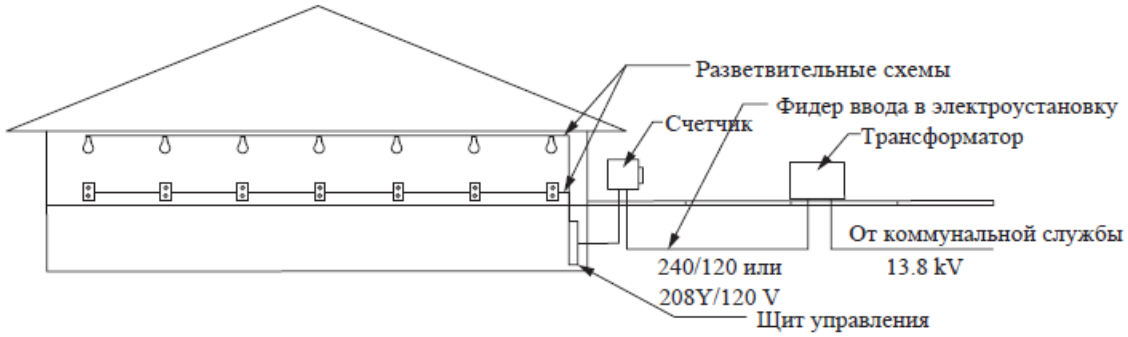



**РИС. 1.1**
Типовая система распределения электроэнергии для жилого дома..

В частности, типичная система распределения электроэнергии состоит из счетчика, подключенного к одной панели, который обслуживает набор ответвленных цепей для обеспечения электроэнергией различных нагрузок (освещения и розеток), расположенных в здании. В США небольшие здания обслуживаются по системе 240/120 В (жилые и отдельные дома) или по системе 208Y / 120-В (небольшие коммерческие здания или многоквартирные дома). Эти напряжения поступают непосредственно от сетевого трансформатора, на который подается распределительное напряжение 13,8 кВ.

#### 1.2.1.1 Здания коммерческого назначения

Системы распределения электроэнергии для крупных коммерческих зданий сложнее, чем для жилых зданий, и используют несколько компонентов, в том числе сеть понижающих трансформаторов,

осветительные и силовые щиты, защитные устройства, системы заземления и методы электропроводки. На рисунке 1.2 показан пример системы распределения электроэнергии для крупного здания. Электроэнергия подается при высоком напряжении 13,8 кВ и распределяется по зданию на более низких уровнях 480Y/277-V и/или 208Y/120-V. Главный распределительный щит (MDP), обслуживаемый главным фидером от главного понижающего трансформатора (13,8 кВ-480Y/277-V), обеспечивает безопасное электроснабжение различных нагрузок через субфидеры, низковольтные понижающие трансформаторы (480Y/277-V-208Y/120-V) и щиты. В то время как MDP защищен силовыми выключателями, а также системой заземления, панели включают в себя несколько автоматических выключателей в литом корпусе, которые защищают ответвления, обслуживающие конечные нагрузки здания, такие как штепсельные розетки (розетки) и осветительные приборы, или двигатели.

### *1.2.2 Распределительные напряжения*

Конкретные напряжения, распределенные и обслуживаемые зданиями, значительно варьируются по всему миру и зависят от типов зданий. В таблице 1.1 приведена краткая информация о типичных напряжениях распределения и частотах, имеющихся в нескольких странах (DOD, 1999 г.).

Важно отметить, что электрооборудование и устройства, как правило, чувствительны к изменениям в частоте питания и уровнях напряжения. Поэтому особое внимание следует уделять определению соответствующих уровней напряжения и частоты для различных электрических систем, используемых в зданиях. В большинстве случаев электрические системы рассчитаны на работу в определенных диапазонах допусков конкретных значений частот и напряжений.

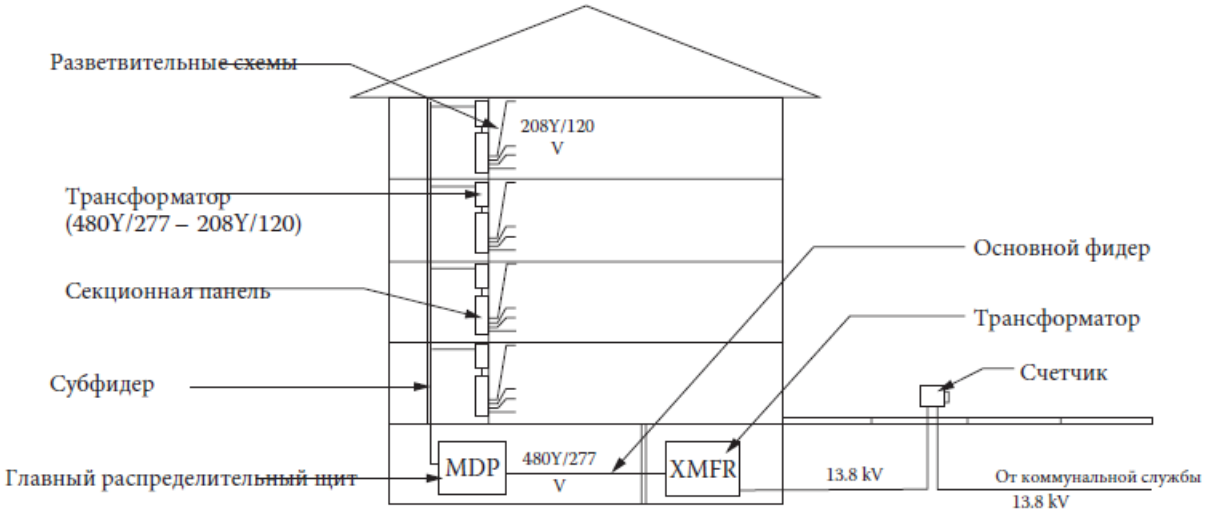



**РИС 1.2**
Типовая система распределения электроэнергии для большого коммерческого здания..

Любое повышение уровня напряжения питания может привести к увеличению силы тока через электрические устройства. Действительно, ток, протекающий через электрическое устройство, следует закону Ома и равен напряжению через устройство, деленному на его импеданс, как это рассматривается в главе 2. Больший поток тока может привести к более высокому уровню рассеивания тепла в устройстве. В частности, рассеянное тепло пропорционально квадрату протекающего тока. Например, удвоение напряжения обычно приводит к удвоению тока, в результате чего устройство рассеивает в четыре раза больше тепла. Большинство устройств не выдерживают больших увеличений тепловыделения и могут быть значительно повреждены. Фактически, большинство электрических устройств не могут надежно работать при уровнях напряжения питания, превышающих 10% от их номинального напряжения.

**ТАБЛИЦА 1.1**

Напряжение и частота, используемые в некоторых странах

| Страна | Частота (Hz) | Кол-во фаз | Низкое напряжение (В) | Среднее напряжение (кВ) |
|---|---|---|---|---|
| Афганистан | 50 | 1, 3 | 220/380 | 3.2, 6, 10, 15,20 |
| Алжир | 50 | 1, 3 | 127/220, 220/380 | 5.5, 6.6, 10, 30 |
| Американское Самоа | 60 | 1, 3 | 120/240, 240/480 | |
| Аргентина | 50 | 1, 3 | 230/400 | 6.6, 13.2, 33 |
| Австралия | 50 | 1, 3 | 240/415 | 6.6, 7.6, 11, 12.7, 19, 22, 33, 66 |
| Австрия | 50 | 1, 3 | 220/380 | 3, 5, 6, 10, 20, 25, 28, 40 |
| Бельгия[a] | 50 | 1, 3 | 127/220, 130/220, 220/380 | 6.6, 10, 15, 36, 70 |
| Бразилия[a] | 60 | 1, 3 | 110/220, 125/216, 127/220, 220/380 | 6, 11.4, 13.8, 22, 25, 34.5 |
| Канада | 60 | 1, 3 | 120/240 | 2.4, 4.16, 7.2, 8, 12.47, 13.8, 14.4, 20, 25, 34.5, 44, 49 |
| Чили | 50 | 1, 3 | 220/380 | 12, 13.2, 13.8, 15, 23 |
| Дания | 50 | 1, 3 | 220/380 | 6, 10, 20, 30 |
| Египет | 50 | 1, 3 | 220/380 | 3, 6.6, 11, 20, 33, 66 |
| Франция[a] | 50 | 1, 3 | 115/220, 127/220, 220/380 | 3.3, 5.5, 10, 15, 20, 30 |
| Германия | 50 | 1, 3 | 220/380 | 3, 6, 10, 20, 30, 45, 60 |
| Греция | 50 | 1, 3 | 220/380 | 6.6, 15, 20, 22 |
| Гуам | 60 | 1, 3 | 110/220, 120/208, 200/346 | 4, 13.8 |
| Гонконг | 50 | 1, 3 | 200/346 | 11, 33 |
| Исландия | 50 | 1, 3 | 220/380 | 6, 11, 22, 33 |
| Индия[a] | 50 | 1, 3 | 230/380, 230/400, 230/415, 250/440 | 2.2, 3.3, 6.6, 11, 15 |
| Индонезия | 50 | 1, 3 | 127/200, 220/380 | 3, 20 |
| Иран | 50 | 1, 3 | 220/380 | 11, 20, 33, 63, 66 |
| Ирак | 50 | 1, 3 | 220/380 | 6.6, 11 |
| Ирландия | 50 | 1, 3 | 220/380 | 5, 10, 20, 38 |
| Италия | 50 | 1, 3 | 127/220, 220/380 | 3.6, 10, 15, 20, 30, 45, 66 |
| Ямайка | 50 | 1, 3 | 110/220 | 6.9, 13.8, 24 |
| Япония | 50 | 1, 3 | 100/200 | 3, 6, 6.6, 11, 20, 22, 60 |
| Иордания | 50 | 1, 3 | 220/380 | 6.6, 11, 33 |
| Корея | 60 | 1, 3 | 110/220, 120/240, 120/208, 220/380 | 22.9 |
| Малайзия | 50 | 1, 3 | 240/415 | 6.6, 11, 22, 33 |
| Мексика | 60 | 1, 3 | 127/220 | 6.6, 13.2, 13.8, 23, 34.5, 44, 69 |
| Марокко[a] | 50 | 1, 3 | 127/220, 220/380 | 5.5, 20, 22 |
| Непал | 50 | 1, 3 | 220/440 | 11, 33 |
| Новая Зеландия | 50 | 1, 3 | 230/400 | 11 |
| Нигерия | 50 | 1, 3 | 230/415 | 11, 33 |
| Пакистан[a] | 50 | 1, 3 | 220/380, 230/400 | 11, 33 |
| Португалия | 50 | 1, 3 | 220/380 | 6, 10, 15, 30, 40, 60 |
| Пуэрто-Рико | 60 | 1, 3 | 120/240 | 4.16, 13.2 |
| Россия | 50 | 1, 3 | 220/380 | NA |
| Саудовская Аравия[a] | 50, 60 | 1, 3 | 127/220, 220/380, 230/400 | 13.8, 33, 34.5, 69 |
| Сенегал | 50 | 1, 3 | 127/220 | 5.5, 16.6, 30 |

| Страна | Частота (Hz) | Кол-во фаз | Низкое напряжение (В) | Среднее напряжение (кВ) |
|---|---|---|---|---|
| Сингапур | 50 | 1, 3 | 230/400 | 6.6, 22 |
| ЮАР[a] | 50 | 1, 3 | 220/380, 230/400, 240/415, 250/433 | 6.6, 11, 22, 33 |
| Испания[a] | 50 | 1, 3 | 127/220, 220/380 | 3, 6.6, 10, 11.6, 15, 20, 33 |
| Швеция | 50 | 1, 3 | 220/380 | 3, 6, 7, 10, 20, 30 |
| Таиланд | 50 | 1, 3 | 220/380 | 3.5, 11, 12, 22, 24, 33 |
| Тунис[a] | 50 | 1, 3 | 127/220, 220/380 | 10, 15, 30 |
| Турция[a] | 50 | 1, 3 | 110/220, 220/380 | 6.3, 10.5, 15, 34.5 |
| ОАЭ[a] | 50 | 1,3 | 220/380, 230/400, 240/415 | 6.6, 11, 33 |
| Великобритания[a] | 50 | 1, 3 | 220/380, 230/400, 240/415, 240/480 | 3.5, 6.6, 11, 22, 33, 66 |
| США[a] | 60 | 1, 3 | 120/240, 120/208, 277/480 | 2.4, 4.16, 4.8, 6.9, 8.32, 12, 12.47, 13.2, 13.8, 14.4, 19.9, 20.8, 22.86, 23, 24.94, 46, 69 |
| Уругвай | 50 | 1, 3 | 220 | 6, 15, 30, 60 |
| Венесуэла | 60 | 1, 3 | 120/240 | 2.4, 4.16, 4.8, 12.47, 13.8 |
| Вьетнам[a] | 50 | 1, 3 | 120/208, 127/220, 220/380 | 6.6, 10, 15, 22, 35 |
| Зимбабве[a] | 50 | 1, 3 | 220/380, 230/400 | 11, 22, 33, 66 |

[a] Перечисленные напряжения могут изменяться в пределах страны и могут быть доступны не во всех городах.

Более того, некоторые устройства зависят от магнитных полей для передачи и преобразования электрической энергии для работы (например, двигатели и трансформаторы) и, таким образом, зависят от любых изменений уровней частоты (1999). В главе 3 обсуждается работа трансформатора, а в главе 4 рассказывается, как работает двигатель и как магнитное поле используется для преобразования электрической энергии в механическую. Когда двигатель с номинальной частотой 60 Гц работает от источника питания 50 Гц, скорость вала электродвигателя уменьшается в соотношении 5/6. Как обсуждалось в главе 4, скорость двигателя прямо пропорциональна частоте электричества. Таким образом, насос, приводимый в действие электродвигателем 60 Гц, передает меньше жидкости при работе с источником напряжения 50 Гц. Следовательно, мощность систем с прямым приводом (например, оборудования ОВКВ, включая насосы и вентиляторы) должна быть снижена, как правило, в 5/6 раз. Однако следует отметить, что двигатель с частотой 60 Гц может работать с такой же механической мощностью даже при работе от источника с частотой 50 Гц. В этом случае крутящий момент должен быть увеличен при работе на частоте 50 Гц по сравнению с тем, когда он обеспечивается источником 60 Гц, поскольку механическая мощность является произведением крутящего момента и скорости вала (см. Главу 4). В этих условиях эксплуатации двигателю может потребоваться больший ток, и он может работать на уровнях, которые могут вызвать перегрузку и перегрев. Точно так же работа трансформатора 60 Гц с источником 50 Гц может вызвать насыщение его сердечника, что приведет к условиям перегрева. Другие электрические системы могут быть чувствительны к изменениям частот от 60 до 50 Гц. Например, автоматические выключатели имеют разные кривые отключения в зависимости от уровня частоты. При согласовании устройств защиты важно убедиться, что используются адекватные кривые отключения с правильным значением частоты. Более того, счетчики могут потерять свою точность при работе в разных частотных системах.

## *1.3 Общий подход к проектированию*

Чтобы определить компоненты для систем распределения электроэнергии для зданий, важно определить все конечные нагрузки, которые должны обслуживаться электричеством, а также их номинальные напряжения и частоты. Обычно процедура проектирования электрических систем строится по восходящей схеме. Сначала оцениваются нагрузки, затем выбираются ответвленные цепи, и, наконец, указываются панели, а также фидеры и вспомогательные фидеры, а также любые трансформаторы, необходимые для подачи необходимого напряжения по всему зданию. В этом

разделе цели проектирования впервые обсуждаются при определении размеров систем распределения электроэнергии. Затем кратко описывается роль проектной группы, включая инженера-электрика для типичных строительных проектов. Наконец, представлен общий подход к проектированию, включая типовые задачи и ожидаемые результаты для построения систем распределения электроэнергии.

### *1.3.1 Цели проектирования*

#### *1.3.1.1 Безопасность*

Как отмечалось ранее, безопасность должна быть наиболее важной целью при определении различных компонентов систем распределения электроэнергии для зданий. На рисунке 1.3 в качестве примера показана важность проектных спецификаций для обеспечения безопасности с использованием двух вариантов размещения блочной подстанции в электрическом помещении. Как обсуждалось в главе 8, блочная подстанция обычно включает секцию высоковольтного трансформатора. В случае Проекта I на рис. 1.3 блочная подстанция расположена в центре электрического помещения. В Проекте II блочная подстанция размещается у одной из стен электротехнической. Хотя есть некоторые исключения, как указано в НЭК, наиболее безопасным является Проект I. Действительно, когда возникает какая-либо проблема, например, пожар из-за короткого замыкания, дуги или плавления внутри блочной подстанции, любое лицо, находящееся возле угла B электрическая комната может иметь безопасный путь к выходной двери в Проекте I. В случае Проекта II, тот же человек, находящийся рядом с углом B электрической комнаты, будет полностью заперт и не будет иметь шанса избежать потенциальной опасности возгорания.

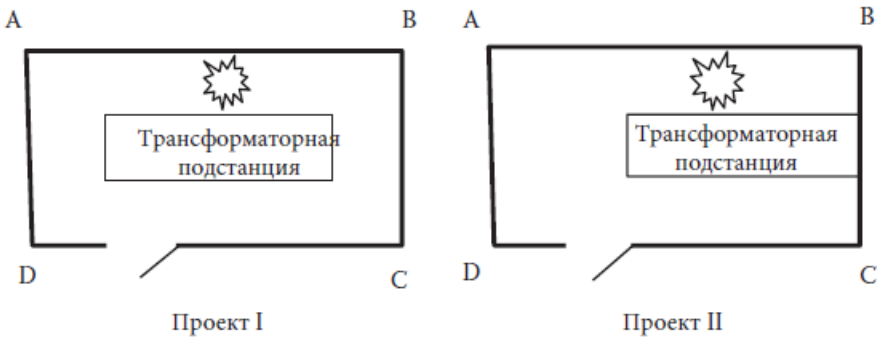



**РИС. 1.3**
Два варианта размещения блочной подстанции в электропомещении.

Помимо безопасности, существуют и другие цели, которые также следует учитывать при проектировании систем распределения электроэнергии для зданий, как указано в разделах с 1.3.1.2 по 1.3.1.5.

#### *1.3.1.2 Гибкость*

Технические характеристики любой системы распределения электроэнергии должны допускать некоторую гибкость. В частности, система должна быть способна выдерживать дополнительные электрические нагрузки из-за будущего расширения и / или изменения конечного оборудования или нагрузок (например, освещения, бытовых приборов или нагрузок двигателя). На рисунке 1.4 показан пример двух проектных спецификаций трансформатора для офисного здания с общей нагрузкой 145 кВА. В первом случае (трансформатор A) мощность трансформатора указывается равной 225 кВА. Во втором варианте конструкции (трансформатор B) мощность трансформатора ограничена 150 кВА, что всего на 5 кВА выше фактической нагрузки здания. Хотя оба трансформатора соответствуют требованиям к нагрузке тока, трансформатор A обеспечивает большую гибкость для любого будущего расширения электрической системы здания.

#### *1.3.1.3 Доступность*

Компоненты систем распределения электроэнергии должны быть легко доступны, чтобы облегчить их обслуживание, ремонт и замену. На рисунке 1.5 показаны два возможных местоположения (панель А и панель В) щитовой панели, которая, как указано в главах 7 и 8, включает в себя большинство защитных устройств, характерных для ответвлений цепей, обслуживающих различные нагрузки в здании.

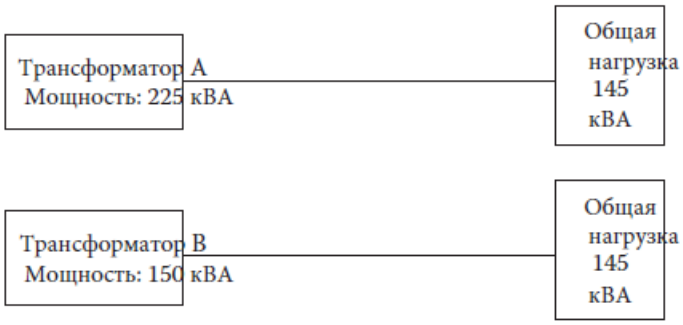



**РИС. 1.4**
Два проектных варианта для трансформатора, обслуживающего нагрузку офисного здания.

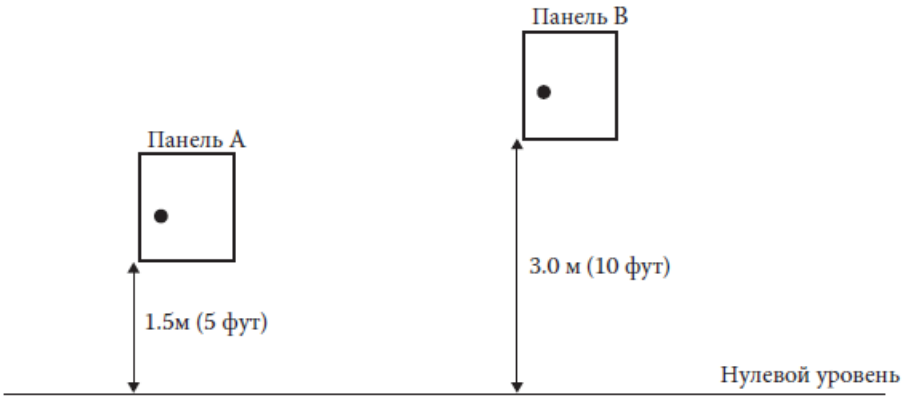



**РИС. 1.5**
Два варианта высоты панели (щита).

Вдоль одной из стен панель А расположена на высоте 1,5 м (5 футов) от уровня земли. Между тем, панель В размещается на высоте 3,0 м (10 футов). Ясно, что панель А более легко доступна, чем панель В, для рекомендованного регулярного технического обслуживания.

### *1.3.1.4 Надежность*

Системы распределения электроэнергии должны быть спроектированы таким образом, чтобы они работали без перебоев в нормальных условиях нагрузки. На рисунке 1.6 представлены два возможных проектных варианта (А и В) автоматического выключателя для защиты параллельной цепи, обслуживающей переменную нагрузку с максимальным током 16 А. В случае автоматического выключателя В с номиналом 15 А имеется высокая вероятность того, что выключатель отключится и нагрузка не будет обслуживаться, как только ток превысит 15 А. Таким образом, выбор номинала 20 А для автоматического выключателя (т.е. выключателя А) обеспечивает большую надежность (и безопасность), чем с помощью автоматического выключателя на 15 А (например, выключателя В).

### *1.3.1.5 Энергоэффективность*

Чтобы обеспечить эффективное использование электроэнергии, следует рассмотреть возможность определения высокоэффективных компонентов для системы распределения электроэнергии. Действительно, как правило, экономически выгодно инвестировать в меры по энергоэффективности, которые улучшили бы общие энергетические характеристики здания.

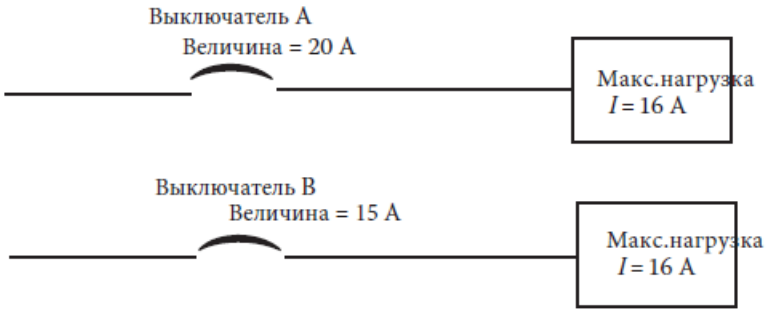



**РИС. 1.6**
Два проектных варианта автоматического выключателя, обслуживающего параллельную цепь.

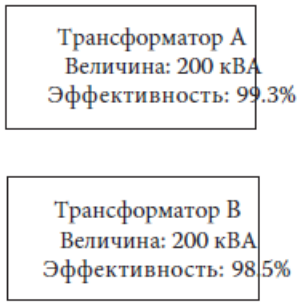



**Рис. 1.7**
Две спецификации энергоэффективности для электрического трансформатора.

В частности, выбор высокоэффективных трансформаторов, как показано на рис. 1.7, становится распространенной и экономичной практикой при проектировании электрических систем для зданий. В главе 10 представлен и обсуждается широкий спектр мер по повышению энергоэффективности, характерных для электрических систем зданий.

### *1.3.2 Команда разработчиков*

Для строительной отрасли существует несколько методологий реализации проектов в зависимости от бюджета и временных ограничений, а также желаемых уровней риска и качества. В частности, традиционный метод проектирования-предложения-строительства (ППС) остается доминирующим вариантом поставки для зданий с его тремя отдельными этапами и контрактами. Тем не менее, методы проектирования и строительства (ПС) и интегрированное проектирование-строительство (ИПС) стали более распространенными в последние несколько лет, особенно для создания высокопроизводительных и устойчивых зданий. Основным преимуществом двух последних методов является заключение единого контракта на проект строительства, поэтому ответственность и надежность распределяются между различными партнерами проектной и строительной групп. Есть некоторые свидетельства того, что как ПС, так и ИПС обладают потенциалом для улучшения взаимодействия и сотрудничества между партнерами проектной и строительной групп, что приводит к своевременному завершению проекта. Для всех методов реализации проекта инженер-электрик обычно является частью группы архитектурного и инженерного проектирования, структура которой показана на рис. 1.8. Хотя архитектор обычно играет роль главного координатора проектной группы, инженеры играют решающую роль на различных этапах проектирования и строительства здания.

В частности, архитектор обычно разрабатывает общую эстетическую форму и структуру здания, включая требования к его оболочке и материалам, учитывая при этом факторы, концепции и методы, которые обеспечивают функциональный, безопасный и экономичный дизайн в соответствии со спецификациями клиента. Для большинства текущих строительных проектов архитектор реализует дизайн с помощью планов и чертежей, созданных с помощью инструментов компьютерного черчения

(КЧ) и информационного моделирования зданий (ИМЗ). В частности, архитектор координирует проект и через эти чертежи передает проектные спецификации различным инженерам.

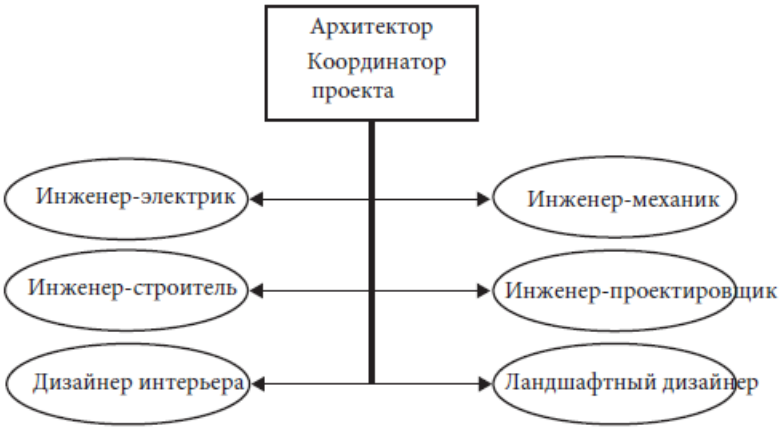



**РИС. 1.8**
Типичная проектная команда архитекторов и инженеров для строительных проектов.

После этапа проектирования архитектор продолжает наблюдать за проектом на этапе строительства, посещая объекты, и иногда вносит изменения в проект с учетом любых изменений в потребностях клиентов, бюджетных ограничений и других неожиданных факторов. Консультируясь с архитектором, инженеры предоставляют подробные проектные спецификации для различных систем в здании от концепции до этапов строительства.

В частности, инженер-механик разрабатывает проектные решения и спецификации для энергетических систем, включая отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха (ОВКВ), сантехнику и противопожарную защиту. Кроме того, инженер-механик помогает архитектору определить тепловые свойства материалов, которые будут использоваться в конструкции здания, а также любых энергетических системах, чтобы улучшить показатели энергоэффективности здания в соответствии с любыми соответствующими кодексами и стандартами и / или системами маркировки. .

Инженер-электрик предлагает варианты проектирования для энергоснабжения и распределения, а также освещения, связи, обнаружения пожара и сигнализации, а также общего электрического оборудования и требований к пространству. В главах с 5 по 8 представлены конкретные подходы к проектированию и тематические исследования систем распределения электроэнергии для жилых и коммерческих зданий. Более того, инженер-электрик тесно сотрудничает с архитектором и инженером-механиком, чтобы соответствовать требованиям любых применимых норм и стандартов, а также любым целевым показателям энергоэффективности путем интеграции в зданиях экономичных технологий повышения энергоэффективности, а также систем когенерации и распределенной генерации, таких как кровля. смонтированные фотоэлектрические (PV) панели, как описано в главах с 9 по 14.

Инженер-проектировщик помогает архитектору в планировании, проектировании и строительстве конструкции здания и его компонентов, таких как плиты, балки, колонны и фундаменты. Кроме того, инженер-проектировщик определяет различные материалы, которые следует учитывать для оболочки здания в соответствии со всеми соответствующими нормами и стандартами.

Инженер-строитель оценивает и дает рекомендации по геотехническим характеристикам строительной площадки, таким как свойства грунта и проектные решения для земляных работ (например, профилирование, дренаж и покрытие). Кроме того, инженер-строитель оказывает помощь инженеру-строителю в проектировании фундаментов здания, чтобы гарантировать соответствие этих элементов применимым нормам и стандартам.

Дизайнер интерьера и ландшафтный дизайнер в основном работают с заказчиком и архитектором. Основное внимание дизайнера интерьера уделяет рекомендациям по планировке и типам меблировки и украшениям внутри помещений здания, в то время как основная задача ландшафтного дизайнера - предлагать макеты и типы зеленых насаждений, которые будут

расположены рядом с конструкцией здания. Оба дизайнера, возможно, также должны будут сообщить свои планы и потребности в обслуживании инженерам-механикам и электрикам.

### *1.3.3 Общая процедура проектирования*

При проектировании зданий и их систем, включая компоненты распределения электроэнергии, процесс проектирования обычно состоит из нескольких этапов:

- Концептуализация проекта
- Составление проектной команды
- Программный план здания
- Схематическое проектирование (СП)
- Разработка проекта (РП)
- Строительная документация (СД)
- Подача заявки и составление строительной бригады
- Управление строительством

Основные достижения, а также приблизительные оценки усилий, необходимых инженеру-электрику для завершения каждой из фаз проектирования, кратко описаны здесь с использованием традиционного метода доставки ППС:

*Концептуализация проекта*

- Разработка идеи (концепции) объекта собственником / застройщиком.
- Обеспечение финансирования за счет банковских кредитов или пожертвований.

*Составление проектной команды*

- Определение «шорт-листа» проектных групп (архитекторов и инженеров) с помощью запроса информации через деловые журналы.
- Завершение процесса собеседования с отобранными проектными командами.
- Рассмотрение предложений и завершение переговоров по оплате (плата за проектирование распределения электроэнергии обычно составляет 5% –10% от стоимости строительства электрооборудования).
- Подголтовка и подписание окончательных контрактов.

*Программный план здания*

- Сбор информации от различных заинтересованных сторон здания, включая потенциальных пользователей и жителей.
- Определение основных целей здания, включая виды деятельности и функции, а также требования к пространству.
- Определение временных и бюджетных ограничений, а также цели проектирования, такие как рейтинги энергоэффективности и применимые нормы и стандарты.
- Подготовка и документирование программного плана для здания.

*СП*

- Изучение программного плана.
- Изучение соответствующих норм и стандартов (НПА, UBC и т. Д.) в зависимости от типа здания (аварийная ситуация, аварийное освещение выхода и требования к знакам выхода).
- Согласование с коммунальными службами (электричество, ТВ, интернет, телефон).
- Согласование необходимых мест с архитектором (трансформаторы, МСС, электропомещение).
- Завершение результатов СП (обычно включают однолинейную диаграмму, анализ нагрузки и отчет).
- Обзор результатов СП вместе с собственником и остальными членами проектной команды.
- После этого этапа, проект выполнен на 30%, затрачено 15% часов.

*РП*

- Совещание с представителями коммунальных служб для определения конкретных вариантов маршрутизации коммунальных услуг.
- Совещание с инженером-механиком, чтобы определить конкретные нагрузки ОВКВ.
- Расчеты освещения (для типовых участков).

• Завершение подготовки результатов РП (включая план участка, пересмотренную однолинейную схему, поэтажные планы по электроснабжению и освещению, ведомости расписаний, сметы затрат и спецификации книг).

• Обзор результатов РП с собственником и остальными членами проектной команды.

• Проект завершен на 50% (затрачено 35% запланированных часов).

*СД*

• Координация действий со всеми заинтересованными и вовлеченными сторонами посредством встреч и обмена чертежами.

• Пересмотр и доработка результатов СД (пересмотренный план участка, пересмотренная однолинейная диаграмма, пересмотренные планы этажей, полные расписания, пересмотренная смета и спецификации книг).

• Рассмотрение результатов СД с собственником и проектной командой.

• После этого этапа проект завершен на 100% (затрачено 90% запланированных часов).

*Подача заявки и составление строительной бригады*

• Утверждение списка потенциальных участников торгов (предпочтительные подрядчики!).

• Ответы на любые вопросы подрядчиков.

• Помощь в оценке предложений.

• Повторное предложение, если необходимо, после расчета стоимости и некоторых изменений проектных спецификаций.

*Управление строительством*

• План и завершение церемонии закладки фундамента.

• Завершение промежуточных и окончательных наблюдений (напр., дефектные акты).

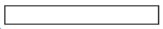
• Подготовка и оформление исполнительной документации.

В таблице 1.2 показаны типичные символы, используемые в различных чертежах и документах проектных спецификаций для электрических распределительных систем. Следует отметить, что легенда, подобная Таблице 1.2, должна быть определена и быть частью результатов проектирования для каждого проекта.

На рис. 1.9 показан пример плана этажа офисного здания, на котором показаны ответвления для осветительных приборов. На рисунке 1.10 показан фрагмент однолинейной схемы системы распределения электроэнергии в коммерческом здании. Пример схемы распределительного щита офисного здания представлен на Рисунке 1.11.

**ТАБЛИЦА 1.2**

Типичные символы, используемые для некоторых компонентов системы распределения электроэнергии

| Символ | Значение | Символ | Значение |
|---|---|---|---|
|  | Двойной штепсель |  | Встраиваемый светильник |
|  | Выключатель короткого замыкания на землю |  | Встраиваемый светильник, обслуживаемый аварийной ответвленной цепью |
|  | Водонепроницаемый двойной штепсель |  | Встраиваемый линейный светильник |
|  | Двойной штепсель, обслуживаемый аварийной параллельной цепью |  | Встраиваемый линейный светильник, обслуживаемый аварийным контуром ответвления |
|  | Один из двойных штепселей управляется переключателем |  | Трековый светильник |
| S | Простой переключатель |  | Встраиваемый светильник |
| $S_3$ | Трехходовой переключатель |  | Настенный светильник |
| $S_{DIM}$ | Переключатель со встроенным диммером |  | Встраиваемый настенный светильник |
|  | Силовой щит |  | Аварийный светильник с батарейным питанием |
|  | Панель освещения |  | Подвесной указатель выхода - стрелка направления |
|  | Распределительная коробка |  | Настенный указатель выхода - стрелка направления |

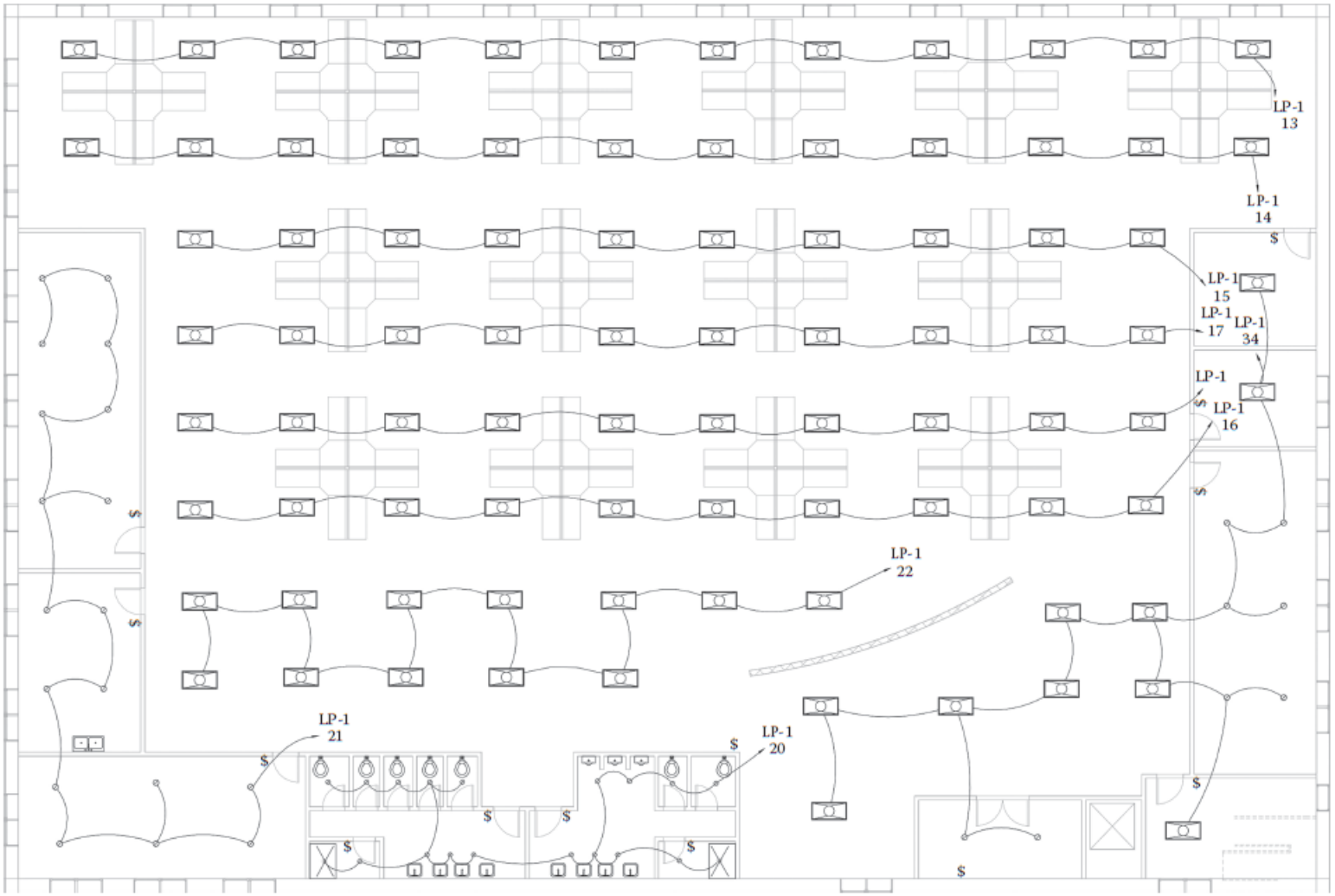



**РИС. 1.9**
Принципиальная схема системы освещения на этаже офисного здания.

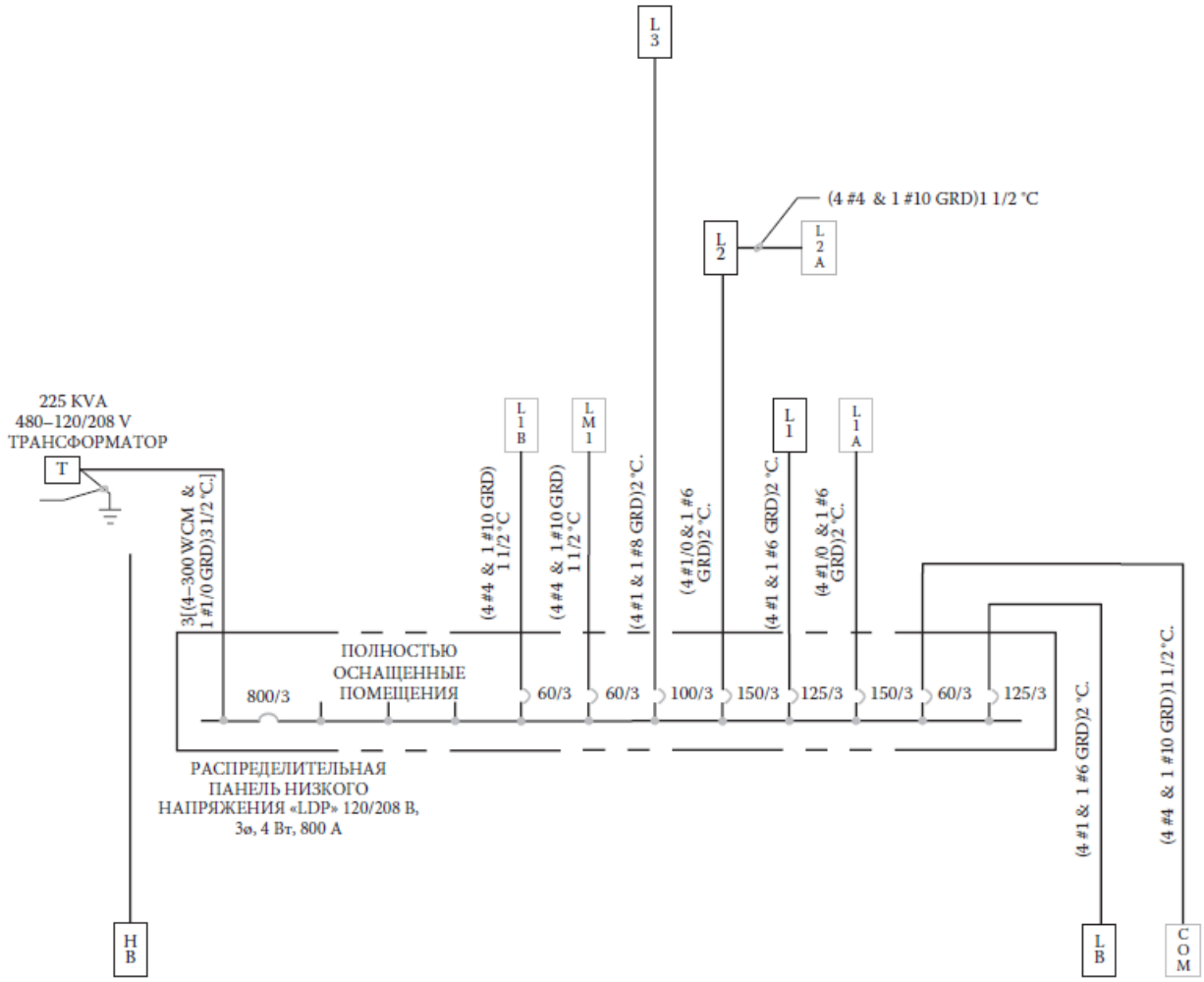



**РИС. 1.10**
Однолинейная схема части системы распределения электроэнергии в коммерческом здании.

| | ПАНЕЛЬ•LOOC |
|---|---|
| 225 | A, шина |
| | Полная нейтральная шина и полная шина заземления |
| 208 | Y/120B, 3-фазн., 4-жильн. |
| 10,000 | коэффициент короткого замыкания амперной панели |
| Тип панели: | Квадрат D NQOD |
| Щитовой монтаж: | Встроенн. |
| Прим.: | * Независимый расцепитель |

| Описание | Всего (BA) | Прерыватель | A/P | CCT | PH | CCT | Прерыватель | A/P | Всего (BA) | Описание |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Подкл.к сети 00-5 * | 3000 | 100 | / | 1 | A | 2 | 20 | /1 | 720 | RCPT 00-50 |
| — | 3000 | | / | 3 | B | 4 | 20 | /1 | 720 | RCPT 00-50 |
| — | 3000 | | /3 | 5 | C | 6 | 20 | /1 | 720 | RCPT 00-50 |
| Станок | 1000 | 20 | / | 7 | A | 8 | 20 | /1 | 720 | RCPT 00-50 * |
| — | 3000 | | / | 9 | B | 10 | 20 | /1 | 720 | RCPT 00-50 * |
| — | 3000 | | /3 | 11 | C | 12 | 20 | /1 | 720 | RCPT 00-50 * |
| Пространство | 0 | | / | 13 | A | 14 | 20 | /1 | 0 | F, A, демпфер |
| — | 1000 | | / | 15 | B | 16 | 20 | /1 | 0 | Запасн. |
| — | 1000 | | /3 | 17 | C | 18 | 20 | /1 | 0 | Запасн. |
| RCPT 00-50 | 300 | 100 | / | 19 | A | 20 | | / | 0 | Пространство |
| RCPT 00-50 | 300 | | / | 21 | B | 22 | | / | 0 | Пространство |
| RCPT 00-50 | 300 | | /3 | 23 | C | 24 | | / | 0 | Пространство |
| TVSS | 0 | 15 | / | 25 | A | 26 | | / | 0 | Пространство |
| — | 0 | | / | 27 | B | 28 | | / | 0 | Пространство |
| | 0 | | /3 | 29 | C | 30 | 20 | /1 | 100 | EPD |
| TVSS | 0 | 15 | / | 37 | A | | | | | |
| — | 0 | | / | 39 | B | | | | | |
| — | 0 | | /3 | 41 | C | | | | | |

| | Панель | Нагрузка | | Суммарно | |
|---|---|---|---|---|---|
| Тип нагрузки | Подключенная мощность | Коэфф-т мощности | KVA | Коэфф-т нагрузки | Нагрузка, рассчитанная NEC |
| ОСВЕЩЕНИЕ | | | | | |
| Лампа накаливания | 0.0 kW @ | 100%= | 0.0 @ | 125%= | 0.0 kVA |
| Флуоресцентный | 0.0 kW @ | 95%= | 0.0 @ | 125%= | 0.0 kVA |
| Розетки | | | | | |
| Первая 10 кВ | 4.3 kW @ | 100%= | 4.3 @ | 100%= | 4.3 kVA |
| Остальные | 0.0 kW @ | 100%= | 0.0 @ | 50%= | 0.0 kVA |
| Двигатели | | | | | |
| Самый крупный | 0.0 kW @ | 80%= | 0.0 @ | 125%= | 0.0 kVA |
| Остальные | 0.0 kW @ | 80%= | 0.0 @ | 100%= | 0.0 kVA |
| Прочее | 21.1 kW @ | 100%= | 21.1 @ | 100%= | 21.1 kVA |
| Всего | 25.4 kW | | 25.4 kVA | | 25.4 kVA |
| | | | Минимальн.допустимая нагрузка панели = | | 71 A |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Фаза "A" | 8.4 kW | Панель | | A-B | 100% | Фаза баланс |
| Фаза "B" | 8.4 kW | Мощность | | B-C | 99% | |
| Фаза "C" | 8.5 kW | Фактор | 100% | C-A | 99% | |

**РИС. 1.11**
График силового щита для офисного здания.

## *1.4 Резюме*

В этой главе дается общий обзор основных компонентов систем распределения электроэнергии, характерных как для жилых, так и для коммерческих зданий. Кроме того, изложены общие подходы, а также основные цели проектирования систем распределения электроэнергии в зданиях. В главах со 2 по 4 представлен базовый обзор электрических цепей, трансформаторов и двигателей. В главе 5 представлены основные операции защитных устройств, а в главе 6 приведены критерии проектирования систем электропроводки, включая ответвления и фидеры. В главах 7 и 8 представлены подробные требования к проектированию, а также конкретные примеры для жилых и коммерческих зданий, соответственно. Затем в главах с 9 по 11 последовательно изложены принципы экономического анализа, типовые меры по повышению энергоэффективности электрических систем, а также общие проблемы качества электроэнергии и способы их устранения или устранения. В главах 12 и 13 представлены компоненты, а также типовые процедуры проектирования фотоэлектрических систем и систем генерации электроэнергии. Наконец, в главе 14 представлены методы проектирования на основе оптимизации для интеграции технологий производства электроэнергии из возобновляемых источников при проектировании электрических систем для зданий.

# 2 Обзор электрических схем

В этой главе представлен обзор основных концепций энергосистем и электрических цепей. Эти базовые концепции обеспечивают фундаментальные знания, необходимые для выполнения любых проектных расчетов электрических систем здания. Во-первых, дается обзор основных характеристик электрической системы, работающей на постоянном токе, для ознакомления с основными свойствами электричества. Затем приводится сводка характеристик переменного тока для одно- и трехфазных систем, обычно используемых в зданиях. В этой главе представлено несколько примеров расчетов, которые дополнительно объясняют основные принципы построения электрических цепей в зданиях и показывают применение этих принципов для определения характеристик и номинальных значений различного оборудования и нагрузок.

## 2.1 Введение

Электричество становится основным источником энергии, используемым в большинстве зданий. Действительно, электричество требуется для освещения, кондиционирования, транспортировки и работы многочисленных приборов во всех жилых и коммерческих зданиях. Использование электроэнергии в зданиях значительно увеличилось за последние десятилетия. Например, потребление электроэнергии в офисных зданиях выросло с 10–33 Вт / м2 (1–3 Вт / фут2) в 1940-х годах до 54–108 Вт / м2 (5–10 Вт / фут2) в 2000-х годах.

Главная особенность электричества в том, что его можно легко и быстро передавать и распределять на большие расстояния по проводам и кабелям без значительных потерь. Размер необходимых проводов для передачи и распределения электроэнергии зависит в основном от уровня напряжения. Чем выше напряжение, тем меньший размер провода требуется для передачи заданного количества электроэнергии. К сожалению, высокое напряжение небезопасно для жизни и имущества человека. Для безопасного использования в зданиях обычно используются низкие напряжения. В Соединенных Штатах малые приборы рассчитаны на напряжение 120 В, а крупное оборудование рассчитано на работу при уровнях напряжения до 480 В. В других странах обычно используются другие низкие напряжения от 100 до 500 В, как описано в Главе 1.

В этой главе рассматриваются и применяются основные концепции и принципы электричества. Поскольку почти во всех зданиях используется переменный ток (AC), дается обзор основных принципов одно- и трехфазных систем. Концепции, представленные в этой главе, необходимы для правильного выполнения необходимых проектных расчетов для выбора правильных электрических систем для зданий, как описано в последующих главах этого учебника.

# 2.2 Обзор цепей постоянного и переменного тока

### *2.2.1 Постоянный ток*

Когда электрический ток остается постоянным и не меняется значительно с течением времени, его обычно называют постоянным током (DC). Для генерации постоянного тока используются батареи или генераторы постоянного тока. В следующих разделах представлены основные определения и принципы, относящиеся к электрическим цепям постоянного тока. Как будет показано ниже, большинство из этих принципов применимо и к системам переменного тока. Хорошей аналогией электрической цепи и ее свойств является гидравлическая схема, показанная на рисунке 2.1.

Здесь приведены основные определения, относящиеся к электрическим системам постоянного тока.

*Напряжение*, E, представляет собой разность потенциалов или электродвижущую силу (ЭДС), которая заставляет электроны течь в электрической цепи аналогично тому, как гравитационные силы (т.е. потенциальная энергия) толкают воду вниз по трубам, как показано на рисунке 2.1.

*Ток*, I, представляет собой скорость потока электричества и определяется как количество электронов (измеренное в кулонах), протекающих в секунду в электрической цепи. Кулон - это единица измерения электрического заряда Q в системе СИ и представляет $6{,}0 \times 10^{18}$ электронов. Таким образом, ток $I$ может быть выражен как функция количества электричества $Q$, протекающего в электрической цепи с течением времени $t$:

$$I = \frac{Q}{t} \qquad (2.1)$$

Единица измерения силы тока - *ампер (A)*. Направление потока обычно считается положительным, когда электроны перемещаются от отрицательного напряжения к положительному.

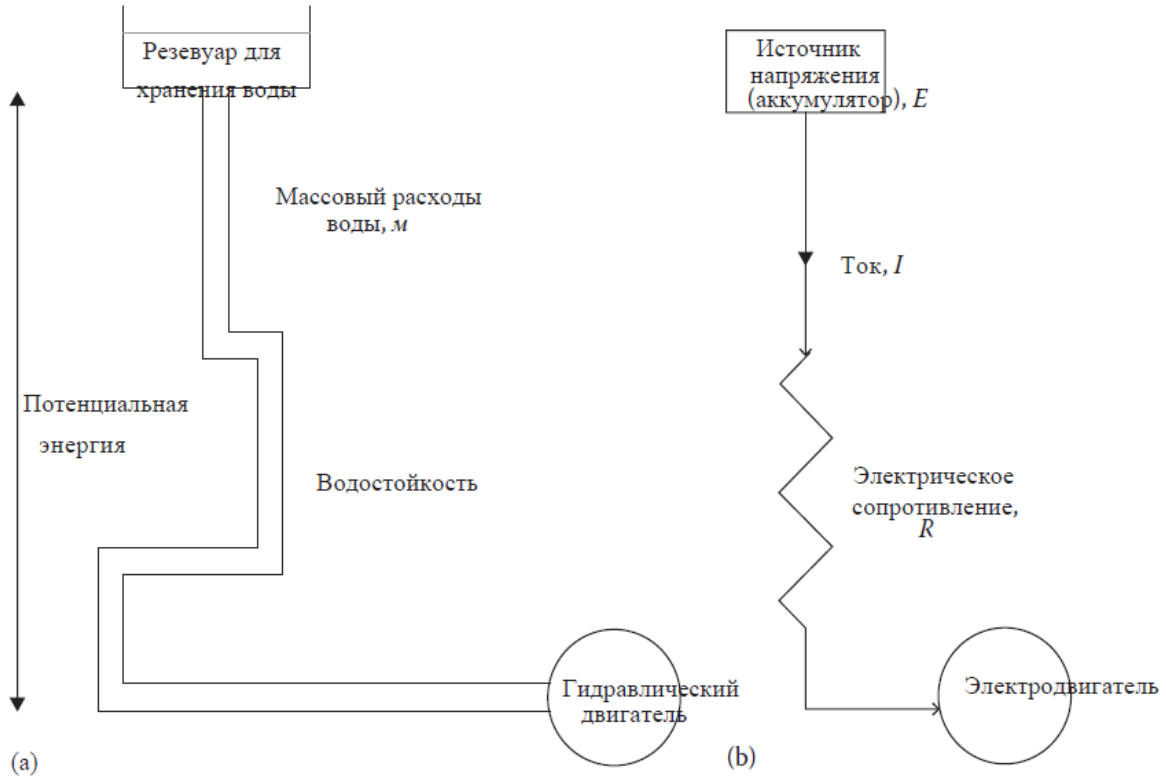



**РИС. 2.1**

Аналогия между (а) гидравлической цепью и (б) электрической цепью.

Сопротивление R - это свойство цепи сопротивляться потоку электронов так же, как труба сопротивляется потоку воды из-за трения. Единица сопротивления - Ом (Ω), названная в честь ученого, который первым открыл закон Ома.

Сопротивление любого провода сечением *A* и длиной *L* можно выразить следующим образом:

$$R = \rho \frac{L}{A} \qquad (2.2)$$

где ρ - удельное сопротивление материала, из которого изготовлена проволока. Материалы с низким сопротивлением электрическому току обычно называют «проводниками», а материалы с высоким сопротивлением - «изоляторами». Чистые металлы обычно являются хорошими проводниками, а синтетические материалы - хорошими изоляторами. Материалы с ограниченной проводимостью обычно называют полупроводниками. В таблице 2.1 представлены значения удельного электрического сопротивления выбранных материалов.

Как указано в таблице 2.1, серебро, медь и алюминий являются примерами материалов, которые считаются хорошими проводниками. Достаточно недорого стоит только алюминий и медь, чтобы их можно было использовать для общей электропроводки в зданиях. Алюминий слишком мягкий, чтобы его можно было использовать в небольших проводах, хотя он дешев. Поэтому медь является предпочтительным материалом для большинства электромонтажных работ в зданиях. В таблице 2.2 представлены общие сечения проводов, используемые в США для построения электрических систем. В частности, размеры проводников выражаются с использованием шкалы американского калибра проводов (AWG) для небольших проводов (обычно используемой для ответвленных цепей или фидеров небольших зданий) или шкалы в тысячи круговых мил (MCM) для больших проводов (обычно рассматриваемой для фидеров и вспомогательных фидеров). коммерческих зданий). Круглый мил, $A_{cmil}$, определяется как площадь поперечного сечения проводника, имеющего диаметр $d = 0{,}001$ дюйма (или 1 мил):

$$A_{cmil} = \pi \cdot \frac{d^2}{4} = \frac{\pi}{4} \cdot 10^{-6} = 0.785 \cdot 10^{-6} \ \text{in.}^2 \qquad (2.3)$$

Площадь, выраженная в круговых милях, *A*, проводника любого произвольного диаметра *D* (в дюймах) получается делением его площади в кв. дюймах на $A_{cmil}$:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2/4}{A_{cmil}} = \frac{\pi \cdot D^2/4}{\pi \cdot d^2/4} = \frac{D^2}{d^2} = D^2 \cdot 10^6 = \left[D \cdot 10^3\right]^2 \qquad (2.4)$$

**ТАБЛИЦА 2.1**

Удельное сопротивление выбранных материалов

| Материал | Уд.сопротивление (Ω-cmil/фут) | Уд.сопротивление (Ω-cmil/м) |
|---|---|---|
| Серебро | 9.8 | 32.1 |
| Медь | 10.4 | 34.1 |
| Алюминий | 17 | 55.8 |
| Вольфрам | 33 | 108 |
| Никель | 50 | 164 |
| Железо | 60 | 197 |
| Манганин | 290 | 951 |
| Нихром | 660 | 2165 |

**ТАБЛИЦА 2.2**

Площадь поперечного сечения и сопротивление электрических проводников

| S (AWG/MCM) | Площадь поперечного сечения (cmil) | Кол-во проводов | Сопротивление медной проволоки (Ω/1000 фут) | Сопротивление алюминиевой проволоки (Ω/1000 фут) |
|---|---|---|---|---|
| AWG | | | | |
| 18 | 1,620 | 1 | 6.51 | 10.7 |
| 16 | 2,580 | 1 | 4.10 | 6.72 |
| 14 | 4,110 | 1 | 2.57 | 4.22 |
| 12 | 6,530 | 1 | 1.62 | 2.66 |
| 10 | 10,380 | 1 | 1.018 | 1.67 |
| 8 | 16,510 | 1 | 0.6404 | 1.05 |
| 6 | 26,240 | 7 | 0.410 | 0.674 |
| 4 | 41,740 | 7 | 0.259 | 0.424 |
| 3 | 52,620 | 7 | 0.205 | 0.336 |
| 2 | 66,360 | 7 | 0.162 | 0.266 |
| 1 | 83,690 | 19 | 0.129 | 0.211 |
| 0 | 105,600 | 19 | 0.102 | 0.168 |
| 00 | 133,100 | 19 | 0.0811 | 0.133 |
| 000 | 167,800 | 19 | 0.0642 | 0.105 |
| 0000 | 211,600 | 19 | 0.0509 | 0.0836 |
| MCM | | | | |
| 250 | 250,000 | 37 | 0.0431 | 0.0708 |
| 300 | 300,000 | 37 | 0.0360 | 0.0590 |
| 350 | 350,000 | 37 | 0.0308 | 0.0505 |
| 400 | 400,000 | 37 | 0.0270 | 0.0442 |
| 500 | 500,000 | 37 | 0.0216 | 0.0354 |
| 600 | 600,000 | 61 | 0.0180 | 0.0295 |
| 700 | 700,000 | 61 | 0.0154 | 0.0253 |
| 750 | 750,000 | 61 | 0.0144 | 0.0236 |
| 800 | 800,000 | 61 | 0.0135 | 0.0221 |
| 900 | 900,000 | 61 | 0.0120 | 0.0197 |
| 1000 | 1,000,000 | 61 | 0.0108 | 0.0177 |

Следовательно, площадь проводника в круглых милах - это просто его диаметр в милах в квадрате. В таблице 2.3 перечислены сечения проводов как в единицах IP (т.е. кв. дюйм), так и в единицах СИ (т.е. мм$^2$). Фактические размеры проводов в зависимости от типа изоляции и защитных слоев, используемых для проводов, будут обсуждаться в Главе 6. Пример 2.1 иллюстрирует концепцию круглого мил для медного провода.

**Пример 2.1**

**Задача**

Определите общее сопротивление 1500 футов медной проволоки диаметром 0,021 дюйма.

**Решение**

Во-первых, площадь поперечного сечения проволоки определяется в круглых миллиметрах с использованием уравнения 2.4, ее диаметр D = 0,021 дюйма = 21 мил:

$$A = (21)^2 = 441 \text{ cmil}$$

**ТАБЛИЦА 2.3**

Диаметры и площади поперечного сечения для проводов американского калибра и тысячи круговых милов в единицах IP и SI

| | Диаметр | | Площадь поперечного сечения | |
|---|---|---|---|---|
| Размер провода | (дюйм) | (мм) | (дюйм$^2$) | (мм$^2$) |
| AWG | | | | |
| 18 | 0.0402 | 1.0223 | 0.0013 | 0.8209 |
| 16 | 0.0508 | 1.2902 | 0.0020 | 1.3073 |
| 14 | 0.0641 | 1.6284 | 0.0032 | 2.0826 |
| 12 | 0.0808 | 2.0525 | 0.0051 | 3.3088 |
| 10 | 0.1019 | 2.5878 | 0.0082 | 5.2596 |
| 8 | 0.1285 | 3.2637 | 0.0130 | 8.3657 |
| 6 | 0.1620 | 4.1145 | 0.0206 | 13.2960 |
| 4 | 0.2043 | 5.1893 | 0.0328 | 21.1500 |
| 3 | 0.2294 | 5.8265 | 0.0413 | 26.6629 |
| 2 | 0.2576 | 6.5432 | 0.0521 | 33.6251 |
| 1 | 0.2893 | 7.3480 | 0.0657 | 42.4063 |
| 0 | 0.3250 | 8.2540 | 0.0829 | 53.5083 |
| 0 | 0.3648 | 9.2666 | 0.1045 | 67.4428 |
| 0 | 0.4096 | 10.4047 | 0.1318 | 85.0255 |
| 0 | 0.4600 | 11.6840 | 0.1662 | 107.2193 |
| MCM | | | | |
| 250 | 0.5000 | 12.7000 | 0.1963 | 126.6769 |
| 300 | 0.5477 | 13.9122 | 0.2356 | 152.0122 |
| 350 | 0.5916 | 15.0268 | 0.2749 | 177.3476 |
| 400 | 0.6325 | 16.0644 | 0.3142 | 202.6830 |
| 500 | 0.7071 | 17.9605 | 0.3927 | 253.3537 |
| 600 | 0.7746 | 19.6748 | 0.4712 | 304.0245 |
| 700 | 0.8367 | 21.2512 | 0.5498 | 354.6952 |
| 750 | 0.8660 | 21.9970 | 0.5890 | 380.0306 |
| 800 | 0.8944 | 22.7185 | 0.6283 | 405.3660 |
| 900 | 0.9487 | 24.0966 | 0.7069 | 456.0367 |
| 1000 | 1.0000 | 25.4000 | 0.7854 | 506.7075 |

Из Таблицы 2.1 удельное сопротивление меди составляет ρ = 10,4 Ω-cmil/фут. Таким образом, сопротивление провода длиной 1500 футов на основании уравнения 2.2 составляет:

$$R = \frac{(10.4\ \Omega\text{-cmil/ft}) \cdot (1500\ \text{ft})}{(441\ \text{cmil})} = 35.3\ \Omega$$

***2.2.1.1 Закон Ома***

Простая, но фундаментальная взаимосвязь между напряжением, током и сопротивлением была установлена Георгом Симоном Омом в 1827 году. Эта взаимосвязь известна как закон Ома и может быть выражена как:

$$E = R \cdot I \qquad (2.5)$$

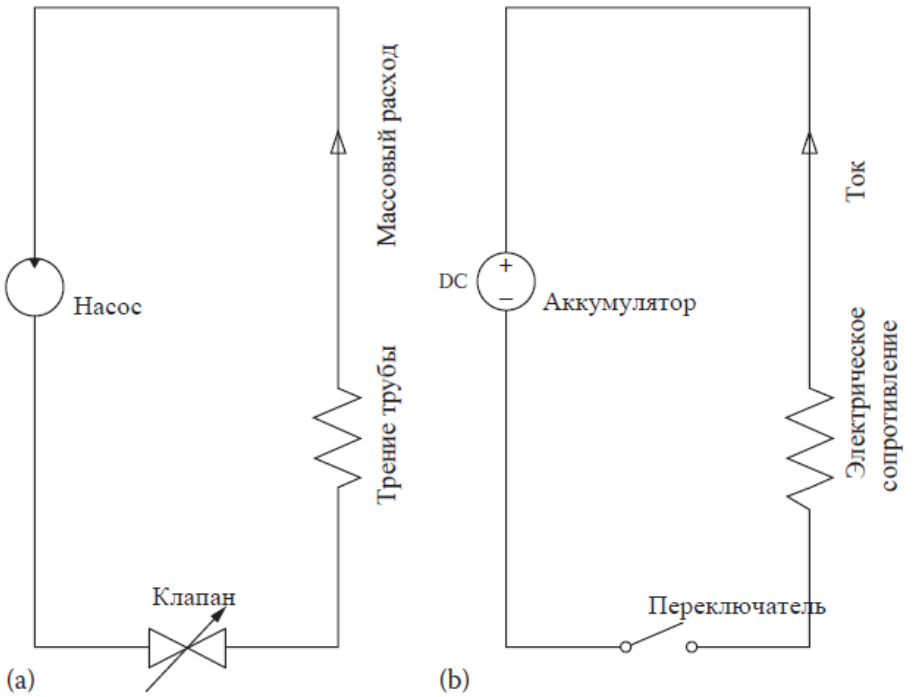



**РИС. 2.2**
Сравнение между (а) законом Дарси для гидравлических цепей и (б) законом Ома для электрических цепей.

Существует хорошая аналогия между законом Ома в электрической цепи и законом Дарси в гидравлической цепи, как показано на рисунке 2.2. В гидравлическом контуре расход воды прямо пропорционален перепаду давления, создаваемому насосом, и обратно пропорционален сопротивлению труб. Точно так же в электрическом токе ток (то есть скорость потока электрических зарядов) прямо пропорционален напряжению, подаваемому батареей или генератором, и обратно пропорционален электрическому сопротивлению проводов. Основываясь на законе Ома, электрическая мощность и энергия, потребляемые электрической цепью, могут быть оценены с использованием одного из трех соотношений в зависимости от известных характеристик электрической цепи (то есть напряжения, тока и / или сопротивления), как показано в таблице 2.4.

#### *2.2.1.2 Законы Кирхгофа*

Два важных закона, известные как законы Кирхгофа, используются практически в любом анализе электрических цепей. Эти законы проиллюстрированы на рис. 2.3, и их можно легко визуализировать и понять, используя аналогию между электрическими цепями и гидравлическими цепями, как показано на рисунках 2.1 и 2.2.

**ТАБЛИЦА 2.4**

Основные выражения электрической мощности и энергии

| Известные характеристики схемы | Мощность (W) | Энергия[a] (J или Wh) |
|---|---|---|
| Напряжение и ток ($E$, $I$) | $E \cdot I$ | $E \cdot I \cdot t$ |
| Напряжение и сопротивление ($E$, $R$) | $E^2/R$ | $E^2 \cdot t/R$ |
| Ток и сопротивление($I$, $R$) | $R \cdot I^2$ | $R \cdot I^2 \cdot t$ |

[a] Энергия, потребленная за период времени $t$.

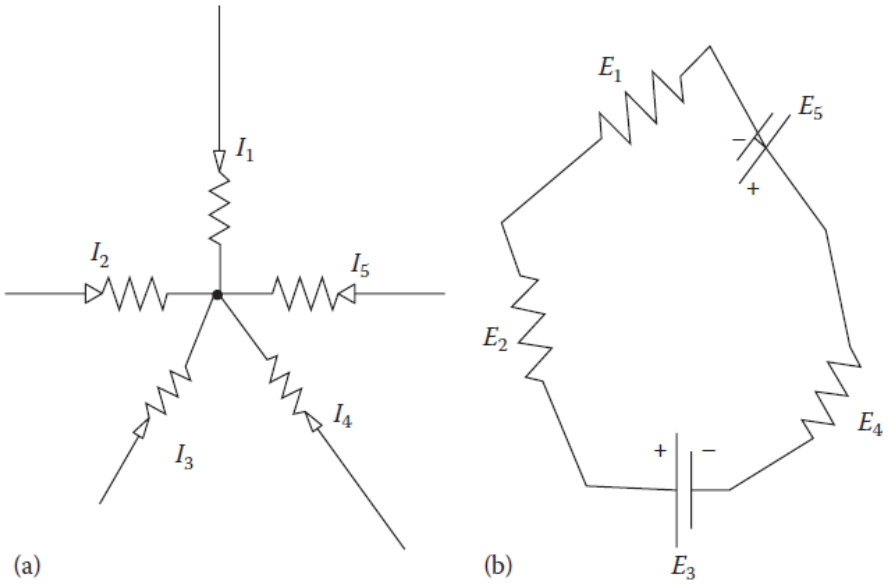



**РИС. 2.3**
Основная иллюстрация законов Кирхгофа: (а) во-первых, закон для токов и (б), во-вторых, закон для напряжений.

Первый закон Кирхгофа гласит, что алгебраическая сумма всех токов в одном узле равна нулю:

$$\sum_{j=1}^{n_c} I_j = 0 \qquad (2.6)$$

где $n_c$ - количество электрических цепей, которые встречаются в одном узле, как показано на рисунке 2.3a.

Второй закон Кирхгофа гласит, что алгебраическая сумма всех напряжений в замкнутом контуре в электрической цепи равна нулю:

$$\sum_{j=1}^{n_V} E_j = 0 \qquad (2.7)$$

где $n_V$ - количество напряжений, измеренных в замкнутом контуре, как показано на рисунке 2.3b.

Обычное применение законов Кирхгофа и закона Ома состоит в определении эквивалентного сопротивления для электрических цепей, образованных несколькими сопротивлениями, соединенными параллельно или последовательно, как показано на рисунке 2.4.

*2.2.1.2.1 Сопротивления, подключенные последовательно*

Эквивалентное сопротивление для цепи, состоящей из нескольких последовательно соединенных электрических сопротивлений, определяется выражением

$$R_{eq} = \sum_{j=1}^{n_S} R_j \qquad (2.8)$$

где $n_S$ - количество последовательно включенных сопротивлений.

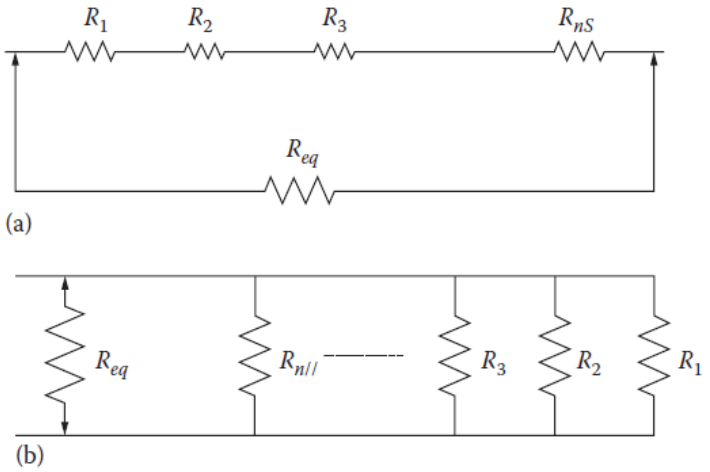



**РИС. 2.4**
Эквивалентное сопротивление для комбинации сопротивлений, соединенных последовательно (а) и (б) параллельно.

*2.2.1.2.2 Сопротивления, подключенные параллельно*

Когда электрические сопротивления соединены параллельно, их можно аппроксимировать одним эквивалентным сопротивлением $R_{eq}$, которое можно получить с помощью следующего уравнения:

$$\frac{1}{R_{eq}} = \sum_{j=1}^{n_{||}} \frac{1}{R_j} \qquad (2.9)$$

где $n_{||}$ - количество подключенных параллельно сопротивлений.

Следует отметить, что полная мощность $P_{tot}$, потребляемая электрическими сопротивлениями, подключенными последовательно или параллельно, просто равна сумме всех мощностей $P_j$, потребляемых отдельными сопротивлениями. Следовательно, мощность в электрических цепях постоянного тока является аддитивной, независимо от конфигурации подключения нагрузок:

$$P_{tot} = \sum_{j=1}^{n} P_j \qquad (2.10)$$

Пример 2.2 иллюстрирует типичное применение закона Ома и законов Кирхгофа для анализа ответвленной электрической цепи здания.

**Пример 2.2**

**Задача**

Рассмотрим ответвленную цепь на 120 В, которая обслуживает три нагрузки, подключенные параллельно: (i) один электрический нагреватель мощностью 1000 Вт, (ii) одну лампу на 100 Вт и (iii) лампу на 75 Вт. Определите (а) ток, протекающий к каждой нагрузке, и общий ток, протекающий в ответвленной цепи, (б) сопротивление каждой нагрузки и эквивалентное сопротивление ответвленной цепи, и (в) общее годовое потребление энергии, а также годовые затраты, когда ответвленная цепь используется для питания всех трех нагрузок в течение 1000 ч / год (предположим, что стоимость электроэнергии составляет 0,10 долл. / кВтч).

**Решение**

а. Используя выражение электрической мощности как функции напряжения и тока (как показано в Таблице 2.4), можно определить ток каждой нагрузки, поскольку известно, что напряжение $E$ = 120 В для всех трех нагрузок (поскольку они подключены в параллели):

Для электронагревателя мощностью 1000 Вт ток $I_1$ равен

$$I_1 = \frac{P_1}{E} = \frac{1000\ \text{W}}{120\ \text{V}} = 8.33\ \text{A}$$

Для лампы мощностью 100 Вт ток $I_2$ равен

$$I_2 = \frac{P_2}{E} = \frac{100\ \text{W}}{120\ \text{V}} = 0.83\ \text{A}$$

Для лампы мощностью 75 Вт ток $I_3$ равен

$$I_3 = \frac{P_3}{E} = \frac{75\ \text{W}}{120\ \text{V}} = 0.63\ \text{A}$$

Наконец, полный ток $I_{tot}$, протекающий в ответвленной цепи при подключении всех трех нагрузок, может быть определен с помощью первого закона Кирхгофа:

$$I_{tot} = I_1 + I_2 + I_3 = 8.33\ \text{A} + 0.83\ \text{A} + 0.63\ \text{A} = 9.79\ \text{A}$$

Следует отметить, что общий ток, $I_{tot}$, также можно определить, используя, во-первых, уравнение 2.10 для расчета общей подключенной мощности $P_{tot}$:

$$P_{tot} = P_1 + P_2 + P_3 = 1175\ \text{W}$$

Затем можно применить такое же соотношение между мощностью, напряжением и током, используемое для каждой нагрузки, для расчета общего тока, протекающего по ответвленной цепи:

$$I_{tot} = \frac{P_{tot}}{E} = \frac{1175\ \text{W}}{120\ \text{V}} = 9.79\ \text{A}$$

б. Сопротивление для каждой нагрузки можно определить с помощью закона Ома, поскольку известны как напряжение, так и ток:

Сопротивление $R_1$ электрического нагревателя мощностью 1000 Вт составляет

$$R_1 = \frac{E}{I_1} = \frac{120\ \text{V}}{8.33\ \text{A}} = 14.41\ \Omega$$

Сопротивление $R_2$ лампы мощностью 100 Вт равно

$$R_2 = \frac{E}{I_2} = \frac{120\ \text{V}}{0.83\ \text{A}} = 144.10\ \Omega$$

Сопротивление $R_3$ лампы мощностью 75 Вт составляет

$$R_3 = \frac{E}{I_3} = \frac{120\ \text{V}}{0.63\ \text{A}} = 192.0\ \Omega$$

Наконец, эквивалентное сопротивление $R_{eq}$ для всей параллельной цепи равно

$$R_{eq} = \frac{E}{I_{tot}} = \frac{120\ \text{V}}{9.79\ \text{A}} = 12.26\ \Omega$$

Можно показать, что такое же эквивалентное сопротивление можно рассчитать с помощью уравнения 2.9.

с. Годовое общее потребление энергии, $кВт_{год}$, параллельной цепью определяется из общей мощности, $P_{tot}$, и количества часов, $N_h$, когда цепь полностью используется ($N_h$ = 1000 ч):

$$кВт_{год} = P_{tot} \times N_ч = 1175\ \text{Вт} * 1000\ \text{ч} = 1{,}175{,}000\ \text{Втч} = 1{,}175\ \text{кВтч}$$

Таким образом, годовая стоимость энергии $Стоимость_{год}$, связанная с использованием ответвленной цепи, составляет:

$$Стоимость_{год} = 1175\ \text{кВтч} * 0{,}10\ \text{долл.} / \text{кВтч} = 117{,}5\ \text{долл.}$$

### *2.2.2 Переменный ток*

В отличие от систем постоянного тока, электричество в системах переменного тока меняет направление и величину. Почти вся электроэнергия, обеспечиваемая электроэнергетическими предприятиями США, производится генераторами переменного тока. Принцип работы однофазного генератора переменного тока показан на рисунке 2.5. Таким образом, процесс генерации включает принцип электромагнетизма. Когда вращающаяся катушка перемещается через магнитное поле (созданное постоянным магнитом или электромагнитом), в катушке генерируется индуцированное напряжение, которое часто называют электродвижущей силой (ЭДС). При вращении катушка встречает магнитное поле под разными углами (четыре угла показаны на рисунке 2.5b), и индуцированное напряжение со временем меняет направление и величину, как показано на рисунке 2.6.

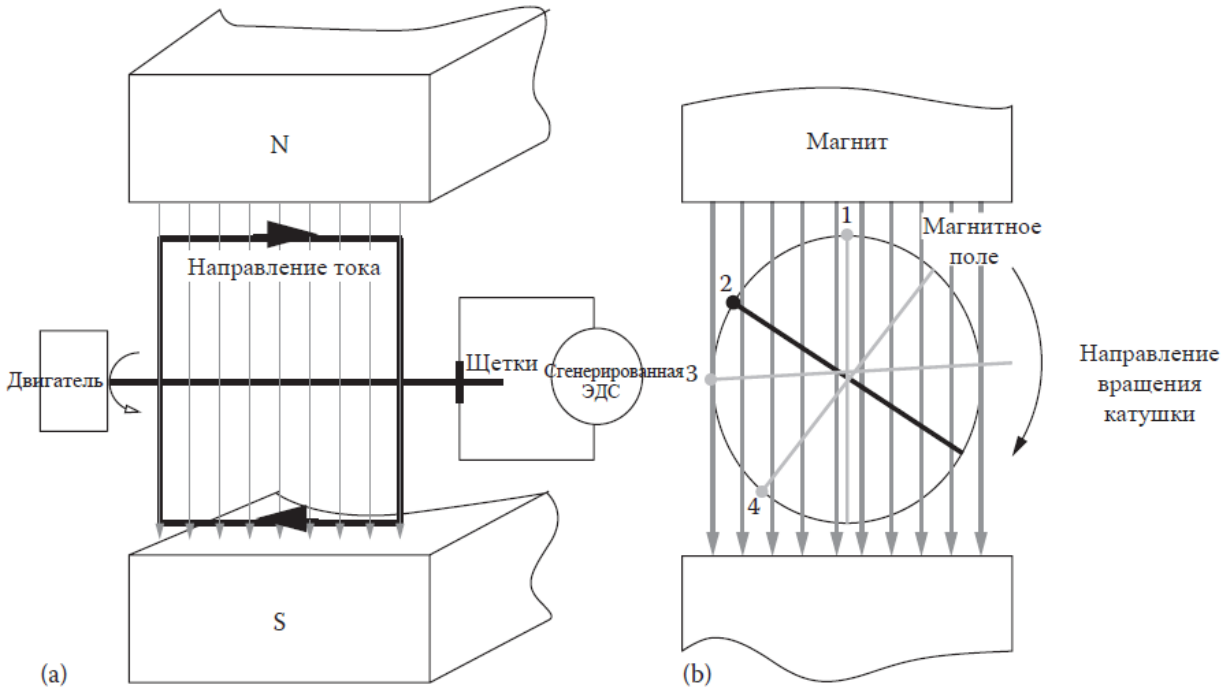



**РИС. 2.5**
(a) Основной принцип работы генерации переменного тока. (b) Выбранные положения вращающейся катушки относительно магнитного поля в течение одного цикла.

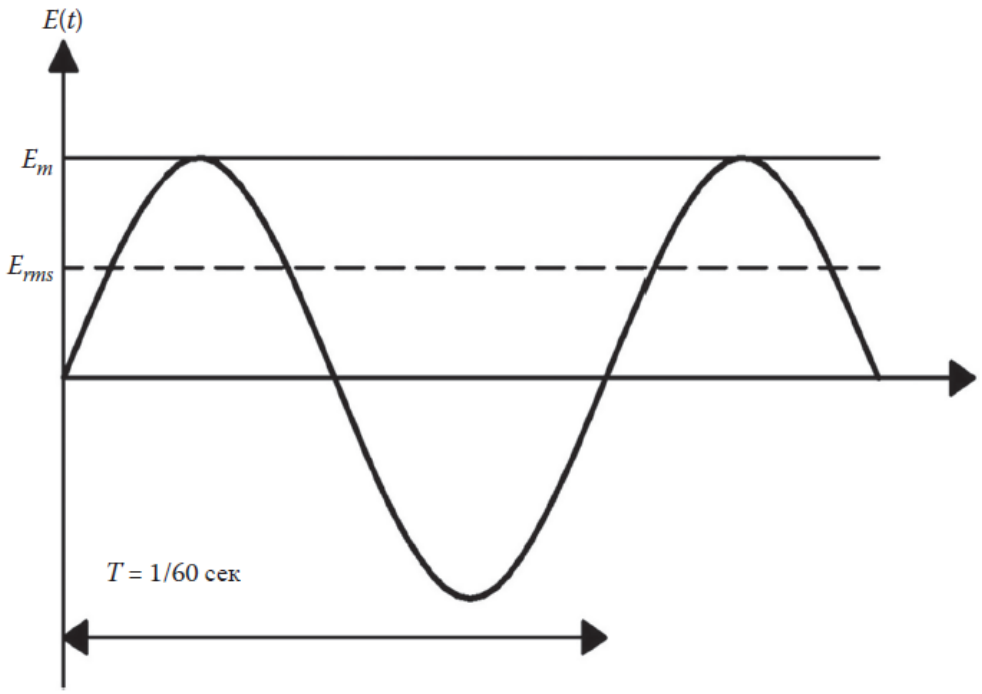



**РИС. 2.6**
Иллюстрация формы волны напряжения и концепции Erms.

***2.2.2.1 Мгновенное напряжение и ток***

Когда линейная электрическая система подвергается воздействию переменного тока, изменение напряжения и тока во времени можно представить, как синусоидальную функцию:

$$e(t) = E_m \cos \omega t \qquad (2.11)$$

$$i(t) = I_m \cos(\omega t - \phi) \qquad (2.12)$$

где $E_m$ и $I_m$ - максимальные мгновенные значения напряжения и тока соответственно. Эти максимальные значения связаны с эффективными или среднеквадратичными (среднеквадратичными) значениями следующим образом:

$$E_m = \sqrt{2} * E_{rms} = 1.41 * E_{rms}$$

$$I_m = \sqrt{2} * I_{rms} = 1.41 * I_{rms}$$

В Соединенных Штатах значения $E_{rms}$ обычно составляют 120 В для жилых домов или сетевой нагрузки в коммерческих зданиях, 277 В для систем освещения в коммерческих зданиях и 480 В для нагрузок электродвигателей в коммерческих и промышленных объектах. В некоторых промышленных объектах можно использовать более высокие напряжения.

ω - угловая частота переменного тока, связанная с частотой $f$ следующим образом:

$$\omega = 2\pi f$$

В Соединенных Штатах частота $f$ составляет 60 Гц, то есть 60 пульсаций в секунду. В других странах частота переменного тока составляет $f$ = 50 Гц.

ϕ - фазовая задержка между током и напряжением. В этом случае электрическая система представляет собой сопротивление (электрический нагреватель), отставание по фазе равно нулю, а ток совпадает по фазе с напряжением. Если электрическая система состоит из емкостной нагрузки (например, конденсатора или синхронного двигателя), отставание по фазе отрицательное, а ток

опережает напряжение. Наконец, когда в электрической системе преобладает индуктивная нагрузка (например, люминесцентный светильник или асинхронный двигатель), отставание по фазе положительное, а ток отстает от напряжения.

На рисунке 2.6 показано изменение напряжения во времени для типичной электрической системы. Концепция среднеквадратичного значения (также называемого эффективным значением) для напряжения $E_{rms}$ также показана на рисунке 2.6. Следует отметить, что цикл формы волны напряжения повторяется каждые 1/60 сек (поскольку частота составляет 60 Гц).

#### *2.2.2.2 Импеданс систем переменного тока*

Для анализа систем переменного тока иногда удобно ввести векторное представление напряжения и тока, используя теорию комплексных чисел. Векторное представление часто называют фазовой диаграммой. Например, изменение во времени напряжения и тока, представленных соответственно уравнениями 2.11 и 2.12, можно выразить следующим образом:

$$e(t) = E_m \cos \omega t = \mathrm{Re}\left[ E_m \cdot e^{j\omega t} \right] \qquad (2.13)$$

а также

$$i(t) = I_m \cos(\omega t - \phi) = \mathrm{Re}\left[ I_m \cdot e^{(j\omega t - \phi)} \right] \qquad (2.14)$$

где

Re - действительная часть комплексного числа

$j$ - такое комплексное число, что $j^2 = -1$.

Исключив переменную времени в обоих уравнениях 2.13 и 2.14, напряжение и ток могут быть более удобно представлены двумя комплексными числами, $E$ и $I$, как указано ниже (с использованием представления комплексного числа в полярной форме):

$$E = E_m \cdot e^{j0} = E_m < 0 \qquad (2.15)$$

а также

$$I = I_m \, e^{-j\phi} = I_m < -\phi \qquad (2.16)$$

Используя это представление напряжений и токов, можно показать, что для электрических линейных систем напряжение и ток связаны с помощью закона Ома через импеданс $Z$, который представляет собой коэффициент отклика (комплексное число), характеризующий каждую электрическую систему:

$$E = Z \cdot I \qquad (2.17)$$

В большинстве зданий линейные электрические системы состоят из комбинации трех основных систем: сопротивления, индуктивности и емкости. Например, электрические нагреватели и лампы накаливания ведут себя как чистые сопротивления. Асинхронные двигатели и балласты для люминесцентных ламп можно рассматривать как комбинации сопротивлений и индуктивностей. С другой стороны, синхронные двигатели действуют как емкости, как будет обсуждаться в Главе 4. Для любой линейной системы можно показать, что полное сопротивление может быть выражено в следующей форме:

$$Z = R + j \cdot X \qquad (2.18)$$

где

$R$ - сопротивление (в Ом)

$X$ - реактивное сопротивление (также в Ом) системы

На рисунке 2.7 представлены три основные электрические системы (т.е. сопротивление, индуктивность и емкость), основное уравнение (во временной области), выражение для импеданса (комплексное число) и векторная диаграмма (векторное представление).

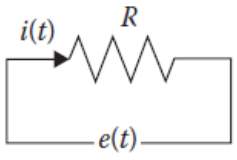
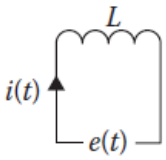
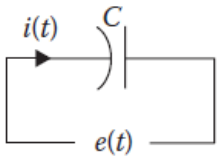
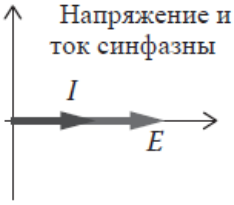
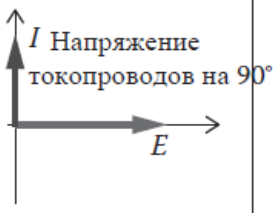
| Система | Сопротивление | Индуктивность | Емкость |
|---|---|---|---|
| Основная схема |  |  |  |
| Основное уравнение (область времени) | $e(t) = R \cdot i(t)$ | $e(t) = L\frac{di}{dt}$ | $e(t) = \frac{1}{C}\int i(t)\,dt$ |
| Закон Ома частотная область) | $E = Z \cdot I$ | | |
| Импеданс (комплексное число) | $Z = R$ | $Z = jX_L = j2\pi fL$ | $Z = -jX_C = \frac{-j}{2\pi fC}$ |
| Фазорная диаграмма (векторная презентация) |  |  |  |

**РИС. 2.7**
**Основные уравнения, импедансы и фазовые диаграммы для трех основных систем переменного тока: сопротивления, индуктивности и емкости.**

Как показано на рисунке 2.7, ток синфазен с напряжением для чисто резистивных нагрузок. Однако ток ведет к напряжению для емкостных нагрузок и отстает от напряжения для индуктивных нагрузок.

Использование импедансов значительно облегчает анализ систем переменного тока. В частности, законы Кирхгофа для систем переменного тока могут быть сформулированы с использованием тех же выражений в уравнениях 2.6 и 2.7, за исключением того, что токи и напряжения представлены комплексными числами (или векторами) вместо простых алгебраических величин, как указано для систем постоянного тока.

### *2.2.2.3 Треугольник мощности и коэффициент мощности*

Мгновенная мощность *p(t)*, потребляемая электрической системой, работающей от однофазного источника питания переменного тока, может быть рассчитана с использованием закона Ома:

$$p(t) = e(t) \cdot i(t) = E_m I_m \cos\omega t \cdot \cos(\omega t - \phi) \qquad (2.19)$$

Это уравнение можно изменить, используя базовую тригонометрию и определение действующих значений напряжения и тока (т.е. $E_{rms} = E_m / \sqrt{2}$ и $I_{rms} = I_m / \sqrt{2}$):

$$p(t) = E_{rms} \cdot I_{rms} \left( \cos\phi \cdot (1 + \cos 2\omega t) + \sin\phi \cdot \sin 2\omega t \right) \qquad (2.20)$$

В зависимости от угла запаздывания фазы ϕ могут быть введены два типа мощности: активная мощность $P_R$ и реактивная мощность $P_X$, как определено ниже:

$$P_R = E_{rms} \cdot I_{rms} \cos\phi \qquad (2.21)$$

$$P_X = E_{rms} \cdot I_{rms} \sin\phi \qquad (2.22)$$

Для удобства введена комплексная мощность, представляющая активную и реактивную мощности следующим образом:

$$P_T = P_R + j \cdot P_X \qquad (2.23)$$

$P_T$ называется полной или полной мощностью и представляет собой векторную сумму реальной мощности и реактивной мощности. Чтобы понять значение реальной и реактивной мощности, полезно отметить, что среднее значение мгновенной мощности, потребляемой электрической системой за один период, равно $P_R$:

Следовательно, $P_R$ - это фактическая мощность, потребляемая электрической системой за период ее работы (который обычно состоит из большого количества периодов, $T$). Как отмечалось ранее, $P_R$ обычно называется реальной мощностью и измеряется в кВт. Между тем, $P_X$ - это мощность, необходимая для создания магнитного поля для работы электрической системы (например, асинхронного двигателя), которая сохраняется, а затем высвобождается; эта мощность, обычно называемая реактивной мощностью, измеряется в кВАр.

Схема представлена на рисунке 2.8, чтобы помочь проиллюстрировать значение каждого типа мощности.

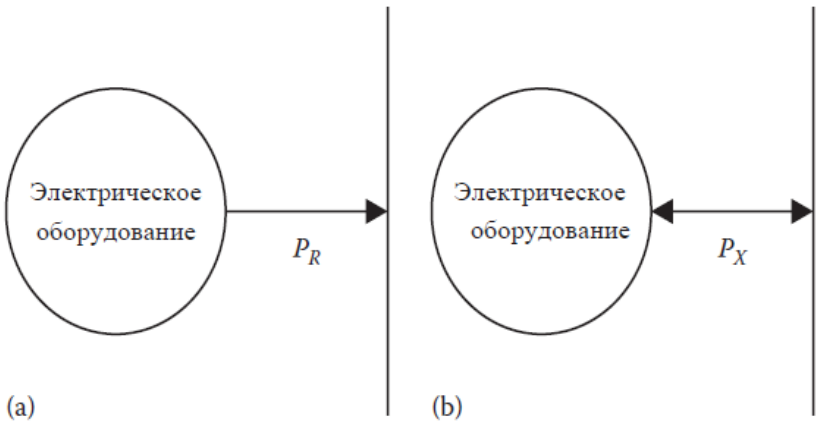



**РИС. 2.8**
Иллюстрация направления потока электроэнергии для (а) активной мощности и (б) реактивной мощности.

В то время как пользователь электрической системы фактически потребляет только реальную мощность, коммунальное предприятие или поставщик электроэнергии должны предоставить пользователю как реальную мощность, $P_R$, так и реактивную мощность $P_X$. Векторная сумма $P_R$ и $P_X$ составляет полную мощность, $P_T$, и измеряется в кВА. Следовательно, коммунальное предприятие должно знать, помимо реальной мощности, необходимой потребителю, величину реактивной мощности и, следовательно, общую мощность.

Как упоминалось ранее, для резистивной электрической системы отставание по фазе равно нулю, и, следовательно, реактивная мощность также равна нулю (см. Рисунок 2.7). К сожалению, для коммерческих зданий и промышленных объектов электрические нагрузки не являются строго резистивными, и соответствующая реактивная мощность может быть значительной. Фактически, чем больше угол запаздывания фазы ϕ, тем важнее реактивная мощность $P_X$. Чтобы проиллюстрировать

важность реактивной мощности по отношению к реальной мощности $P_R$ и общей мощности $P_T$, потребляемой электрической системой, для представления потока мощности используется треугольник мощности, как показано на рисунке 2.9.

На рисунке 2.9 видно, что отношение реальной мощности к полной мощности представляет собой косинус фазовой задержки. Это соотношение широко известно, как коэффициент мощности электрической системы *pf*:

$$pf = \frac{P_R}{P_T} = \cos\phi \qquad (2.25)$$

В идеале коэффициент мощности должен быть как можно ближе к единице (т.е. $pf = 1{,}0$). Обычно приемлемыми считаются коэффициенты мощности более 90%. Если коэффициент мощности низкий, то есть, если электрическая система имеет высокую индуктивную нагрузку, конденсаторы могут быть добавлены параллельно для снижения реактивной мощности, как показано на рисунке 2.10.

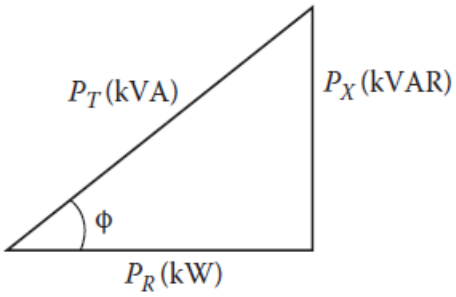



**РИС. 2.9**
Треугольник мощности для электрической системы.

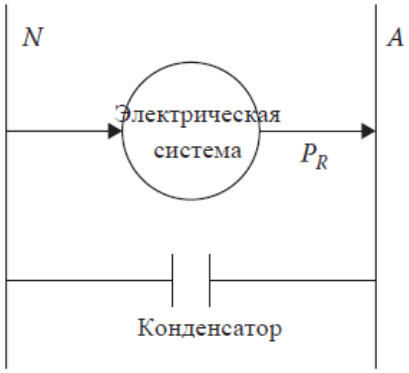



**РИС. 2.10**
Добавление конденсатора может улучшить коэффициент мощности электрической системы.

Примеры 2.3 и 2.4 показывают, как рассчитать полное сопротивление нагрузки переменного тока и влияние повышения коэффициента мощности на величину тока для однофазных нагрузок.

**Пример 2.3**
**Задача**

Определите полное сопротивление асинхронного двигателя, рассчитанного на 120 В и 960 Вт (требуемая электрическая мощность) с коэффициентом мощности 0,80.

**Решение**

Во-первых, фазовый угол импеданса можно определить из коэффициента мощности с помощью уравнения 2.25:

$$\cos\varphi = 0{,}80$$

Таким образом,

$$\varphi = \cos^{-1} 0{,}80 = 36{,}9°$$

Затем величина тока, rms, определяется по уравнению 2.21, поскольку активная мощность известна:

$$I = \frac{P_R}{E_{rms} \cdot \cos\phi} = \frac{960\ \text{W}}{(120\ \text{V})(0.80)} = 10\ \text{A}$$

Поскольку асинхронный двигатель представляет собой индуктивную нагрузку, ток отстает от напряжения (см. Рисунок 2.7). Следовательно, ток можно записать с помощью комплексных чисел следующим образом:

$$\text{I} = 10\ \text{A} <-36{,}9°$$

Используя закон Ома для цепей переменного тока, представленный уравнением 2.17, можно рассчитать полное сопротивление асинхронного двигателя:

$$Z = \frac{E}{I} = \frac{120\ \text{V} < 0°}{10\ \text{A} < -25.8°} = 12.0\ \Omega < 36.9°$$

**Пример 2.4**

**Задача**

(i) Определите требуемый конденсатор (выраженный как в VAR, так и в μF), который нужно добавить параллельно асинхронному двигателю из примера 2.3, чтобы коэффициент мощности был равен единице.

(ii) Рассчитайте новое действующее значение тока для двигателя с добавленным конденсатором. Прокомментируйте.

**Решение**

(i) Используя концепцию треугольника мощности на рисунке 2.9, реактивная мощность двигателя может быть оценена как функция фазового угла ϕ и активной мощности $P_R$:

$$P_X = P_R \times \text{tanf} = 960\ \text{Вт} * \tan 36{,}9° = 576\ \text{VAR}$$

Следовательно, мы должны добавить конденсатор, мощность которого $P_C$ равна реактивной мощности двигателя, чтобы новый коэффициент мощности нагрузки (двигателя с конденсатором) был равен единице:

$$P_C = 576\ \text{VAR}$$

Затем можно оценить реактивное сопротивление $X_C$ конденсатора:

$$X_C = \frac{E_{rms}^2}{P_C} = \frac{(120\ \text{V})^2}{(576\ \text{VAR})} = 25\ \Omega$$

Используя выражение реактивного сопротивления как функции емкости C (в фарадах), представленное на рисунке 2.7:

$$C = \frac{1}{2\pi f X_C} = \frac{1}{2\pi(60\ \text{Hz})(25\ \Omega)} = 106 \times 10^{-6}\ \text{F} = 106\ \mu\text{F}$$

(ii) Для двигателя с конденсатором среднеквадратичный ток можно рассчитать с помощью уравнения 2.21 при неизменной активной мощности $P_R$ = 960 Вт, но с коэффициентом мощности, равным единице (cos ϕ = 1):

$$I = \frac{P_R}{E_{rms} \cdot \cos\phi} = \frac{960\ \text{W}}{(120\ \text{V})(1.0)} = 8\ \text{A}$$

Таким образом, улучшенный коэффициент для двигателя позволяет выбрать провод меньшего размера для ответвленной цепи, обслуживающей двигатель. Кроме того, более низкий ток нагрузки снижает тепловые потери, рассеиваемые проводником (т.е. $RI^2t$).

### *2.2.3 Преимущества систем переменного тока*

В настоящее время почти все электрические нагрузки в зданиях питаются от сети переменного тока, хотя в конце 1900-х годов, когда впервые было открыто электричество, была доступна только мощность постоянного тока. Их неотъемлемые преимущества являются основными причинами преобладания переменного тока над системами постоянного тока. Среди этих преимуществ можно выделить следующие:

• *Более низкие затраты на генерацию*: как показано на рисунке 2.5, построить генераторы переменного тока относительно легко. В частности, генераторы переменного тока не требуют частого обслуживания, как генераторы постоянного тока.

• *Более эффективное преобразование напряжения*: напряжение переменного тока можно легко уменьшить или увеличить с помощью трансформаторов без значительных потерь энергии. В частности, трансформаторы позволяют передавать большие объемы электроэнергии переменного тока на большие расстояния с использованием небольших кабелей передачи.

Однако следует отметить возрастающий интерес к использованию энергии постоянного тока для электрических распределительных систем из-за недавних разработок в высоковольтных распределительных линиях постоянного тока (HDV) и большей зависимости от систем возобновляемой энергии, таких как фотоэлектрические и ветряные. технологии производства электроэнергии для зданий (см. Главы 13 и 14). Но есть некоторые технические и нормативные проблемы, которые необходимо решить, прежде чем станет возможным более широкое внедрение питания постоянного тока в зданиях.

На крупных коммерческих и промышленных объектах трехфазные системы переменного тока предпочтительнее однофазных систем переменного тока, поскольку они позволяют распределять большую электрическую мощность с меньшим количеством проводов. В зданиях с небольшой потребляемой мощностью обычно используются однофазные системы переменного тока, особенно в жилых домах. Однако даже в этих зданиях питание переменного тока не однофазное, как будет обсуждаться в Разделе 2.3.

## *2.3 Многофазные системы переменного тока*

Практически во всех зданиях используются двухфазные и / или трехфазные системы электроснабжения. Поэтому важно рассмотреть основные характеристики многофазных систем.

### *2.3.1 Двухфазные системы переменного тока*

На рисунке 2.11 показаны основные принципы генерации двухфазной электроэнергии переменного тока. Процесс генерации аналогичен описанному для однофазного источника питания, за исключением того, что две катушки (вместо одной) вращаются в магнитном поле.

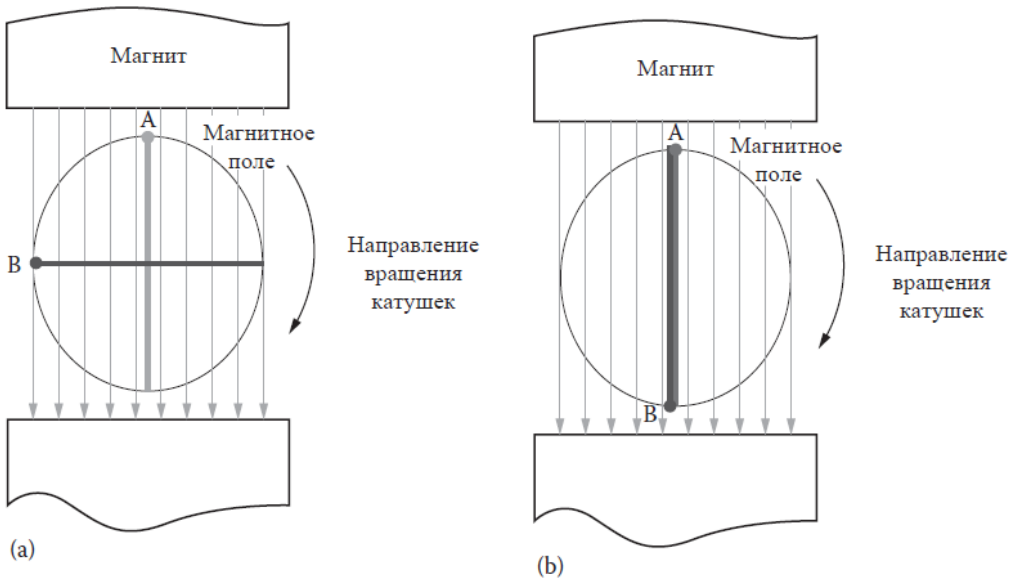



**РИС. 2.11**
Принципы генерации двухфазного переменного тока с использованием двух катушек, расположенных (а) на 90° и (б) на 180° относительно друг друга.

Среди всех возможных вариантов размещения двух катушек представляют интерес две возможности: (1) две катушки образуют угол 90° и (2) две катушки размещаются в противоположных направлениях друг к другу, образуя угол 180°.

Изменение во времени фазных напряжений, генерируемых двухфазными генераторами энергии, как показано на рисунке 2.11, можно выразить следующим образом:

Для конфигурации, показанной на рисунке 2.11a,

$$e_A(t) = E_m \cos \omega t \quad \text{и} \quad e_B(t) = E_m \cos(\omega t + 90°) \tag{2.26}$$

Для конфигурации, показанной на рисунке 2.11b,

$$e_A(t) = E_m \cos \omega t \quad \text{и} \quad e_B(t) = E_m \cos(\omega t + 180°) \tag{2.27}$$

Когда каждая фаза подключена к одной и той же нагрузке с полным сопротивлением $Z$, токи, протекающие в цепях для обеих конфигураций, меняются со временем в соответствии со следующими выражениями:

Для конфигурации, показанной на Рисунке 2.11a

$$i_A(t) = I_m \cos(\omega t - \theta) \quad \text{и} \quad i_B(t) = I_m \cos(\omega t - \theta + 90°) \tag{2.28}$$

Для конфигурации, показанной на Рисунке 2.11b

$$i_A(t) = I_m \cos(\omega t - \theta) \quad \text{и} \quad i_B(t) = I_m \cos(\omega t - \theta + 180°) \tag{2.29}$$

где θ - фазовый угол импеданса (т.е. $Z = Z \angle\theta$), а $I_m = E_m / Z$.

Объединяя две цепи обеих фаз, как показано на рисунке 2.12, создается общий провод. Этот общий провод несет алгебраическую сумму фазных токов:

$$i_C = i_A + i_B \tag{2.30}$$

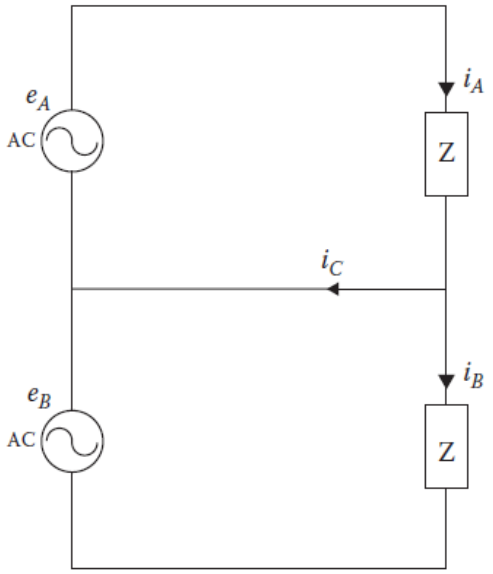



**РИС. 2.12**
Двухфазная система с общим проводом и сбалансированными фазными нагрузками.

Когда нагрузка сбалансирована между двумя фазами (т.е. к обеим фазам приложен одинаковый импеданс), ток, протекающий по общему проводу, может быть рассчитан для обеих конфигураций двухфазной выработки электроэнергии (то есть для случаев, показанных на рисунке 2.11a. и б).

Для конфигурации двухфазного переменного тока, показанной на Рисунке 2.11a,

$$i_C\,(t) = I_m \sqrt{2} \times \cos\,(wt - \theta + 45°) \qquad (2.31)$$

Для конфигурации двухфазного переменного тока, показанной на рисунке 2.11b,

$$i_C\,(t) = 0 \qquad (2.32)$$

Следовательно, при генерации двухфазного переменного тока в соответствии с конфигурацией, показанной на рисунке 2.11b, по общему проводу не протекает ток. Когда нагрузки уравновешены между двумя фазами, фазные токи имеют одинаковую величину, но противоположное направление, как это ясно видно из уравнения 2.28. Размер общего провода можно выбрать меньшим, чем два других провода, поскольку он всегда будет пропускать меньший ток. В идеальном случае сбалансированной нагрузки общий провод не пропускает ток и по этой причине называется «нейтральным» проводом.

Двухфазную систему переменного тока, генерируемую двумя катушками, расположенными под углом 180 °, часто называют однофазной системой, трехпроводной системой или системой Эдисона. Этот тип системы питания переменного тока обычно используется в жилых и небольших коммерческих зданиях. Фазное напряжение, используемое в Соединенных Штатах, составляет 120 В. Таким образом, однофазные и трехпроводные системы могут питать однофазные нагрузки с номинальным напряжением 120 или 240 В (240 В = 2 * 120 В).

### *2.3.2 Трехфазные системы переменного тока*

Для коммерческих зданий обычно используются системы трехфазного переменного тока. Для генерации трехфазного переменного тока обычно используются два варианта, как показано на рисунке 2.13. В первом варианте катушки размещаются по схеме «star» или «wye» с углом 120 ° между любыми катушками, как показано на рисунке 2.13a. Во втором варианте катушки размещаются по схеме «delta» с катушками, образующими треугольник с равными сторонами, как показано на рисунке 2.13b.

Как при соединении wye, так и delta, фазные напряжения, генерируемые системами питания переменного тока, подключенными по схеме wye, могут быть выражены как функция времени следующим образом:

$$\begin{cases} e_A(t) = E_m \cdot \cos \omega t \\ e_B(t) = E_m \cdot \cos(\omega t - 120°) \\ e_C(t) = E_m \cdot \cos(\omega t + 120°) \end{cases} \quad (2.33)$$

Используя обозначения с комплексными числами, можно также выразить фазные напряжения, как показано в следующем уравнении:

$$\begin{cases} E_A = E_m < 0 \\ E_B = E_m < -120° \\ E_C = E_m < 120° \end{cases} \quad (2.34)$$

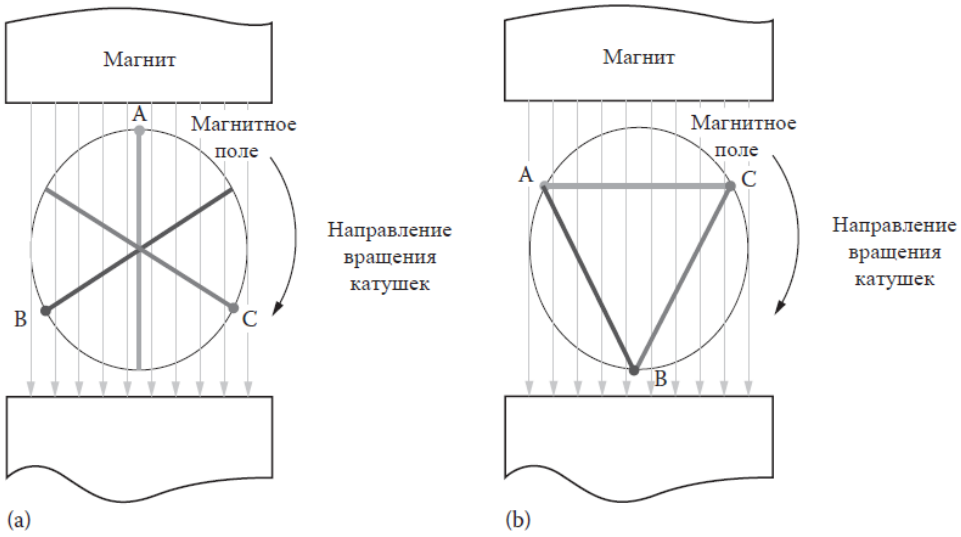



**РИС. 2.13**
Принципы генерации трехфазной электроэнергии переменного тока с использованием трех катушек, размещенных на a) соединении типа "wye" и b) соединении типа "delta".

Поэтому межфазные напряжения, известные как линейные, можно определить, как разность между двумя фазными напряжениями:

$$\begin{cases} E_{AB} = E_A - E_B = (E_m < 0) - (E_m < -120°) = \sqrt{3} \cdot E_m < 30° \\ E_{BC} = E_B - E_C = (E_m < 120°) - (E_m < 120°) = \sqrt{3} \cdot E_m < -90° \\ E_{CA} = E_C - E_A = (E_m < 120°) - (E_m < 0) = \sqrt{3} \cdot E_m < -210° \end{cases} \quad (2.35)$$

Таким образом, величина линейных напряжений в √3 раза выше по сравнению с величиной фазовых напряжений:

$$E_L = \sqrt{3} \cdot E_m = \sqrt{3} \cdot E_\phi \quad (2.36)$$

Характеристики трехфазных систем wye и delta суммированы в следующих разделах, чтобы помочь проиллюстрировать конкретные преимущества и общие области применения каждой системы в зданиях.

#### *2.3.2.1 Системы Wye*

На рисунке 2.14 показана основная трехфазная нагрузка, связанная с проталкиванием. В дополнение к токам, протекающим через каждую фазу, существует ток, который может протекать по

проводу, соединяющему центр паевого соединения для источников питания с центром паевого соединения для нагрузок. Этот ток называется током в нейтрали и равен алгебраической сумме всех фазных токов:

$$i_N = i_A + i_B + i_C \tag{2.37}$$

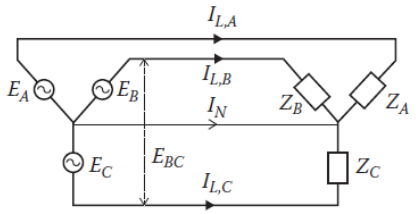



**РИС. 2.14**
Основные соединения звездой (Wye-соединения) как для источников напряжения, так и для нагрузок.

Фазные токи можно рассчитать по закону Ома для нагрузок с известными импедансами $Z_A$, $Z_B$ и $Z_C$. В частном случае сбалансированных нагрузок (т.е. $Z_A = Z_B = Z_C = \boldsymbol{Z} = Z \angle\theta$) фазные токи можно легко определить с помощью комплексных чисел:

$$\begin{cases} I_A = \dfrac{E_A}{Z} = \dfrac{E_m \angle 0}{Z \angle \theta} = E_m / Z \angle -\theta \\ I_B = \dfrac{E_B}{Z} = \dfrac{E_m \angle -120^\circ}{Z \angle \theta} = E_m / Z \angle -120^\circ - \theta \\ I_C = \dfrac{E_C}{Z} = \dfrac{E_m \angle 120^\circ}{Z \angle \theta} = E_m / Z \angle 120^\circ - \theta \end{cases} \tag{2.38}$$

Следовательно, ток в нейтральном проводе равен

$$I_N = I_A + I_B + I_C = 0 \tag{2.39}$$

Когда нагрузки сбалансированы, ток нейтрали в трехфазной системе, соединенной звездой, равен нулю. Поэтому при распределении нагрузки между тремя фазами важно поддерживать как можно больше одинаковых характеристик нагрузки между тремя фазами, чтобы нейтраль пропускала небольшой ток.

Следует отметить, что фазный ток $I_\phi$ совпадает с линейным током $I_L$ в системе, соединенной звездой:

$$I_L = \frac{E_m}{Z} = I_\phi \tag{2.40}$$

Полная мощность, потребляемая каждой фазой, может быть рассчитана с использованием комплексного представления мощности, представленного в уравнении 2.23 для сбалансированной трехфазной системы, соединенной звездой:

$$\begin{cases} P_{T,A} = E_A \cdot I_A = \left(E_m \angle 0\right) \cdot \left(E_m / Z \angle -\theta\right) = E_m^2 / Z \angle -\theta \\ P_{T,B} = E_B \cdot I_B = \left(E_m \angle -120^\circ\right) \cdot \left(E_m / Z / \angle -120^\circ - \theta\right) = E_m^2 / Z \angle 120^\circ - \theta \\ P_{T,C} = E_C \cdot I_C = \left(E_m \angle 120^\circ\right) \cdot \left(E_m / Z \angle 120^\circ - \theta\right) = E_m^2 / Z \angle -120^\circ - \theta \end{cases} \tag{2.41}$$

Поскольку амплитуда сетевого напряжения $E_L = \sqrt{3} \times E_m$ (см. уравнение 2.36) и амплитуда тока линии $I_L = E_m/Z$ (см. уравнение 2.40), то суммарная мощность, потребляемая каждой фазой в системах, подключенных к электросети, может быть выражена в виде:

$$\begin{cases} P_{T,A} = \dfrac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L < -\theta \\ P_{T,B} = \dfrac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L < 120° - \theta \\ P_{T,C} = \dfrac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L < -120° - \theta \end{cases} \qquad (2.42)$$

### *2.3.2.2 Дельта-системы*

На Рисунке 2.15 проиллюстрированы основные подключения для трехфазных дельта-систем. Обычно треугольная система имеет только три провода (т.е. три фазы) и не имеет нейтрали. Нагрузки подключаются непосредственно между фазными напряжениями.

Ток в каждой фазе может быть рассчитан по закону Ома. В конкретном случае уравновешенных нагрузок (т.е. $Z_A = Z_B = Z_C = Z < \theta$), фазовые токи определяются как:

$$\begin{cases} I_{AB} = \dfrac{E_{AB}}{Z} = \dfrac{\sqrt{3}E_m < 30°}{Z < \theta} = \sqrt{3}E_m / Z < 30° - \theta \\ I_{BC} = \dfrac{E_{BC}}{Z} = \dfrac{\sqrt{3}E_m < 90°}{Z < \theta} = \sqrt{3}E_m / Z < -90° - \theta \\ I_{CA} = \dfrac{E_{CA}}{Z} = \dfrac{\sqrt{3}E_m < -210°}{Z < \theta} = \sqrt{3}E_m / Z < -120° - \theta \end{cases} \qquad (2.43)$$

Используя закон Кирхгофа в каждом узле, можно определить линейные токи $I_A$, $I_B$ и $I_C$:

$$\begin{cases} I_A = I_{AB} - I_{CA} = 3E_m / Z < -\theta \\ I_B = I_{BC} - I_{AB} = 3E_m / Z < -120° - \theta \\ I_C = I_{AC} - I_{BC} = 3E_m / Z < 120° - \theta \end{cases} \qquad (2.44)$$

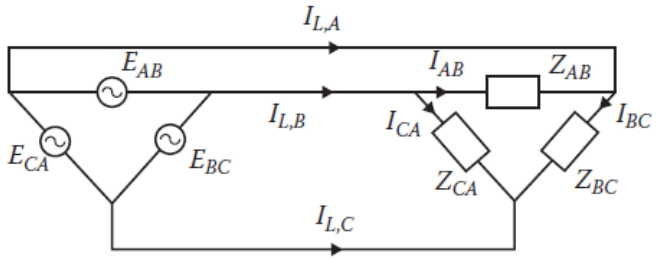



**РИС. 2.15**
Основные треугольные соединения как для источников напряжения, так и для нагрузок.

В отличие от систем, соединенных звездой, фазные токи не совпадают с линейными токами для систем, соединенных треугольником. Если нагрузки сбалансированы, величина сетевого тока в 3 раза выше по сравнению с величиной фазного тока:

$$I_L = \sqrt{3} I_\phi = \frac{3E_m}{Z} \qquad (2.45)$$

Комплексную мощность, потребляемую каждой фазой, можно рассчитать для сбалансированных систем с трехфазным соединением по схеме треугольника:

$$\begin{cases} P_{T,AB} = E_{AB} \cdot I_{AB} = \left(\sqrt{3}E_m < 30°\right) \cdot \left(\sqrt{3}E_m / Z < 30° - \theta\right) = 3E_m^2 / Z < 60° - \theta \\ P_{T,BC} = E_{BC} \cdot I_{BC} = \left(\sqrt{3}E_m < -90°\right) \cdot \left(\sqrt{3}E_m / Z / < -90° - \theta\right) = 3E_m^2 / Z < 180° - \theta \\ P_{T,CA} = E_{CA} \cdot I_{CA} = \left(\sqrt{3}E_m < -210°\right) / \left(\sqrt{3}E_m / Z < -210° - \theta\right) = 3E_m^2 / Z < -60° - \theta \end{cases} \quad (2.46)$$

Учитывая тот факт, что величина линейного напряжения $E_L = 3 \times E_m$ (см. Уравнение 2.36) и величина линейного тока $I_L = 3E_m / Z$ (см. Уравнение 2.45), общая мощность, потребляемая каждой фазой в виде дельты систему можно выразить следующим образом:

$$\begin{cases} P_{T,AB} = \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L < 60° - \theta \\ P_{T,BC} = \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L < 180° - \theta \\ P_{T,CA} = \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L < -60° - \theta \end{cases} \quad (2.47)$$

Таким образом, мощность, потребляемая в каждой фазе системами, соединенными треугольником или звездой, имеет одинаковую величину, но различную фазовую задержку.

#### *2.3.2.3 Питание в трехфазных системах*

Мгновенная мощность, используемая всей трехфазной системой, может быть оценена как сумма мощности, используемой каждой фазой. Для нагрузок, соединенных звездой, мгновенная трехфазная мощность может быть выражена как:

$$p_{3-\phi}(t) = p_A(t) + p_B(t) + p_C(t) \quad (2.48)$$

Используя аналогичный анализ для вывода уравнения 2.20, мгновенную мощность, потребляемую в каждой фазе, можно рассчитать, как функцию как $E_L$, так и $I_L$. В частности, обратите внимание на следующее:

Сначала для фазы A фазовый угол Ф заменяется на θ:

$$p_A(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L \left(\cos\theta + \cos\theta \cos 2\omega t + \sin\theta \cdot \sin 2\omega t\right) \quad (2.49)$$

Для фазы B фазовый угол Ф заменяется на θ - 120°:

$$p_B(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L \left(\cos\theta + \cos(\theta - 120°)\cos 2\omega t + \sin(\theta - 120°)\sin 2\omega t\right) \quad (2.50)$$

Для фазы C фазовый угол Ф заменяется на θ + 120°:

$$p_B(t) = \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L \left(\cos\theta + \cos(\theta + 120°)\cos 2\omega t + \sin(\theta + 120°)\sin 2\omega t\right) \quad (2.51)$$

поскольку:

$$\sin\theta + \sin(\theta - 120°) + \sin(\theta + 120°) = 0 \quad (2.52)$$

и

$$\cos\theta + \cos(\theta - 120°) + \cos(\theta + 120°) = 0 \quad (2.53)$$

Мгновенная мощность, потребляемая в трехфазной системе, выглядит следующим образом:

$$p(t) = 3 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} E_L I_L \cos\theta = \sqrt{3} E_L I_L \cos\theta \quad (2.54)$$

Следовательно, мгновенная мощность, потребляемая трехфазной системой, остается постоянной во времени, пока фазовые нагрузки сбалансированы. Тот же результат можно продемонстрировать для систем с соединением по схеме треугольника со сбалансированными нагрузками. Подобно

однофазным системам, для трехфазных систем можно определить три типа мощности: общая мощность, $P_T$ (выраженная в ВА или кВА), активная мощность, $P_R$ (выраженная в Вт или кВт), и реактивная мощность, $P_X$. (выражается в VAR или kVAR). Величины полной мощности, реальной мощности и реактивной мощности, используемых любой трехфазной системой, можно легко определить из значений линейного напряжения $E_L$ и линейного тока $I_L$, используя следующие уравнения:

$$\begin{cases} P_T = \sqrt{3} E_L I_L \\ P_R = \sqrt{3} E_L I_L \cos\theta \\ P_X = \sqrt{3} E_L I_L \sin\theta \end{cases} \qquad (2.55)$$

Эти уравнения особенно полезны для определения номинального тока нагрузки, $I_L$, исходя из номинальных значений напряжения и мощности. Примеры 2.5 и 2.6 иллюстрируют некоторые применения соотношений мощностей, суммированных уравнением 2.55 для трехфазных систем.

**Пример 2.5**

**Задача**

(a) Определите линейный ток, потребляемый нагрузкой 7,50 кВт с коэффициентом мощности 75% от источника питания 480Y / 27 В.

(b) Оцените активную мощность и общую мощность, используемую каждой фазой, если все фазы сбалансированы.

**Решение**

(a) Из уравнения 2.55 линейный ток может быть определен как функция от реальной мощности, сетевого напряжения и коэффициента мощности:

$$I_L = \frac{P_R}{\sqrt{3} \cdot E_L \cdot \cos\theta} = \frac{7.50 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot (480 \text{ V})(0.75)} = 12.0 \text{ A}$$

Для сбалансированной нагрузки, соединенной звездой wye, фазный ток такой же, как и линейный ток.

(b) Если фазные нагрузки сбалансированы, реальная мощность, используемая каждой фазой, равна: $P_{R,\phi} = P_{R,3\phi} / 3 = 2{,}50$ кВт. Таким образом, общая мощность, потребляемая каждой фазой, равна:

$$P_{T,\phi} = \frac{P_{R,\phi}}{\cos\theta} = \frac{2.5 \text{ kW}}{0.75} = 3.33 \text{ kVA}$$

**Пример 2.6**

**Задача**

Трехфазная нагрузка имеет полное сопротивление $Z = 1{,}5 + j0{,}5$ Ω для каждой фазы. Определите величину фазных и линейных токов, а также реальную мощность, потребляемую трехфазной нагрузкой от (a) источника 480 Y / 277 В (соединение звездой) и (b) источника питания 480 В (delta - соединение треугольником).

**Решение**

Во-первых, импеданс можно представить в полярной форме, чтобы напрямую получить его величину и фазовый угол:

$$Z = 1.5 + j0.5 \ \Omega = 1.581 \ \Omega \ \angle 18.4°$$

Затем величина фазного тока, потребляемого нагрузкой, может быть определена с помощью закона Ома (см. Уравнение 2.17) с использованием однофазных систем.

(a) Для соединения звездой величина фазного напряжения $E_\phi = 277$ В:

$$I_\phi = \frac{E_\phi}{Z} = \frac{277 \text{ V}}{1.581 \ \Omega} = 175.2 \text{ A}$$

(b) Для соединения треугольником величина фазного напряжения $E_\phi = 480$ В:

$$I_\phi = \frac{E_\phi}{Z} = \frac{480\ \text{V}}{1.581\ \Omega} = 303.5\ \text{A}$$

Наконец, величины сетевого тока, активной мощности и полной мощности можно рассчитать следующим образом:

(a) Для соединения звездой линейный ток такой же, как и фазный ток согласно уравнению 2.40:

$$I_L = I_\phi = 175.2\ \text{A}$$

Фактическая мощность, потребляемая трехфазной системой, определяется уравнением 2.55:

$$P_R = \sqrt{3} E_l I_L \cos\theta = \sqrt{3}\,(480\ \text{V})(175.2\ \text{A})\cos 18.4^\circ = 138.2\ \text{kW}$$

(b) Для соединения треугольником линейный ток получается путем умножения фазного тока на √3, как указано в уравнении 2.45:

$$I_L = \sqrt{3} I_\phi = 525.6\ \text{A}$$

Фактическая мощность, потребляемая трехфазной системой, определяется уравнением 2.55:

$$P_R = \sqrt{3} E_l I_L \cos\theta = \sqrt{3}\,(480\ \text{V})(525.6\ \text{A})\cos 18.4^\circ = 414.6\ \text{kW}$$

Таким образом, мощность, потребляемая нагрузкой, подключенной по схеме треугольника, в три раза превышает мощность, потребляемую нагрузкой, подключенной по схеме звезды.

## 2.4 Коррекция коэффициента мощности

Как упоминалось в предыдущем разделе, реактивная мощность должна подаваться коммунальным предприятием, даже если она обычно не контролируется измерителем мощности, который обычно измеряет реальную мощность, потребляемую зданием. Величина этой реактивной мощности увеличивается с уменьшением коэффициента мощности. Чтобы учесть добавленную общую мощность, требуемую из-за реактивной мощности, большинство коммунальных предприятий установили структуру тарифов, которая наказывает любого пользователя с низким коэффициентом мощности. Таким образом, значительная экономия затрат на коммунальные услуги может быть достигнута за счет повышения коэффициента мощности. Как показано на рисунке 2.10, это улучшение коэффициента мощности может быть достигнуто путем добавления набора конденсаторов ко всей электрической системе. Размер этих конденсаторов

, $P_C$, обычно измеряется в кВАр (та же единица, что и реактивная мощность) и может быть определен, как показано на рисунке 2.16, с помощью анализа треугольника мощности:

$$P_C = P_{Xe} - P_{Xr} = P_R \cdot \left(\tan \phi_e - \tan \phi_r\right) \qquad (2.56)$$

где

• $P_{Xe}$ и $P_{Xr}$ - это реактивная мощность, соответственно, перед дооборудованием (существующие условия) и после дооборудования (условия дооборудования).

• $P_C$ - это реактивная мощность добавляемого конденсатора.

• $\phi_e$ и $\phi_r$ - углы фазового запаздывания, соответственно, до дооснащения (существующие условия) и после дооснащения (модернизированные условия).

По значениям коэффициента мощности до и после дооснащения можно определить размер конденсаторов:

$$P_C = P_R \cdot \left[\tan\left(\cos^{-1} pf_e\right) - \tan\left(\cos^{-1} pf_r\right)\right] \qquad (2.57)$$

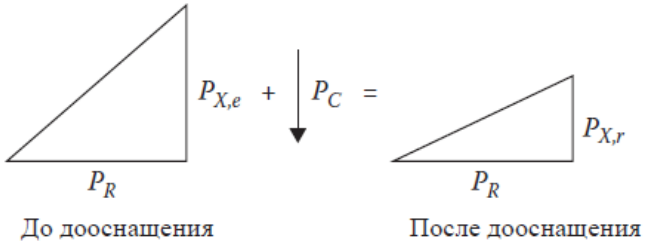



**РИС. 2.16**
Влияние добавления конденсаторов на силовой треугольник электрической системы.

Расчеты экономии затрат за счет повышения коэффициента мощности зависят от структуры тарифов на коммунальные услуги. В большинстве тарифных схем, предлагаемых коммунальными предприятиями своим клиентам, для оценки штрафа за низкий коэффициент мощности используется один из трех вариантов. Эти три варианта резюмируются следующим образом. Для оценки годовой экономии на счетах за коммунальные услуги обычно необходимы базовые процедуры расчета:

1. *Модифицированная величина нагрузки, предъявляемая к оплате*: в этом случае плата за потребление увеличивается пропорционально доле, на которую коэффициент мощности меньше порогового значения. Размер конденсаторов следует выбирать таким образом, чтобы коэффициент мощности системы достиг, по крайней мере, определенного порогового значения.

2. *Плата за реактивную мощность*. В этом тарифе плата за реактивную мощность включена как часть счетов за коммунальные услуги. В этом варианте размер конденсаторов должен быть идеально определен, чтобы исключить эту реактивную мощность (т. Е. Чтобы коэффициент мощности был равен единице).

3. *Общая плата за электроэнергию*: эта ставка аналогична варианту, описанному ранее, но плата устанавливается для общей мощности здания / объекта. Опять же, конденсаторы должны быть такого размера, чтобы коэффициент мощности был равен единице.

Расчеты экономии за счет повышения коэффициента мощности показаны в примере 2.7.

**Пример 2.7.**

**Задача**

Рассмотрим здание с общей реальной потребляемой мощностью 500 кВт с коэффициентом мощности $pf_e$ = 0,70. Определите требуемый размер набора конденсаторов, который будет установлен параллельно служебному входу в здание, чтобы коэффициент мощности стал не менее $pf_r$ = 0,90.

**Решение**

Размер конденсатора в кВАр определяется с помощью уравнения 2.57:

$$P_C = 500 \cdot \left[ \tan\left(\cos^{-1} 0.70\right) - \tan\left(\cos^{-1} 0.90\right) \right] = 268 \text{ kVAR}$$

Таким образом, можно выбрать конденсатор на 275 кВАр, чтобы поддерживать коэффициент мощности для электрической системы здания выше 0,90.

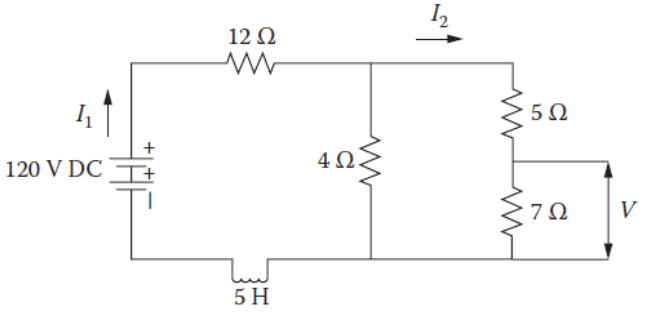
# 2.5 Резюме

В этой главе дается обзор основных характеристик электрических систем. В частности, подчеркиваются принципы генерации переменного тока и свойства однофазных и трехфазных систем. Кроме того, представлены наглядные примеры, чтобы дать некоторое представление о применении основных концепций для систем питания постоянного и переменного тока. Более того, в этой главе представлены предложения по улучшению качества электроэнергии и увеличению коэффициента мощности в зданиях. Эти предложения представлены, чтобы проиллюстрировать широкий круг вопросов, которые инженер должен решить при проектировании, анализе или модернизации электрических систем для зданий.

**Задачи**

2.1 Катушка из медного провода №12 AWG, намотанная в один слой на цилиндрическую форму, так что средний диаметр каждого витка составляет 6,0 дюймов, а сопротивление - 4,0 Ω. Сколько витков провода в катушке?

2.2 Рассмотрим следующую схему, показанную ниже. Определите падение напряжения на резисторе 7 Ω.




2.3 Автомобильный генератор с внутренним сопротивлением 0,5 Ω развивает ЭДС холостого хода 9,0 В. Аккумуляторная батарея имеет внутреннее сопротивление 0,03 Ω и ЭДС холостого хода 7,0 В. Оба источника подключены параллельно к нагрузке 0,8 Ω. Определите ток генератора, ток батареи и ток нагрузки.

2.4 Ток 5 А течет, когда неоновый осветительный прибор питается от источника питания 120 В. Если ток отстает от напряжения на 75°, определите коэффициент мощности и реальную мощность, потребляемую прибором.

2.5 Определите номинальную мощность генератора в кВА для дома, чтобы гарантировать, что следующие системы и устройства могут работать в случае длительного отключения электроэнергии:

(a) Кондиционер с номиналом 9,5 А, 120 В и *pf* = 0,90 (отстающий)

(b) Морозильник на 4,5 А, 120 В и *pf* = 0,85 (отстающий)

(c) Холодильник на 3,5 А, 120 В и *pf* = 0,80 (отстающий).

2.6 Однофазная нагрузка 240В имеет сопротивление 3 Ом и индуктивное сопротивление 4 Ом. Рассчитать следующее:

(a) Импеданс нагрузки

(б) Коэффициент мощности нагрузки

(c) Мощность, потребляемая нагрузкой

2.7 Для однофазной цепи, обслуживаемой источником переменного тока:

(a) Определите полное сопротивление при 60 Гц цепи, состоящей из катушки индуктивности 0,25 Гн с сопротивлением 100 Ω и конденсатора 50 μF, соединенных параллельно.

(b) Если сопротивление, катушка индуктивности и конденсатор подключены к источнику переменного тока 120 В, определите величину, а также фазовый угол (относительно напряжения) потребляемого тока источника.

2.8 Двигатель мощностью 1 л.с. подключается к источнику переменного тока 120 В, 60 Гц и имеет коэффициент мощности *pf* = 0,80 (отстающий) и КПД 0,90. Конденсатор подключен параллельно двигателю, чтобы его коэффициент мощности был равен *pf* = 0,95. Определить

(a) Ток, потребляемый от источника с конденсатором и без него.

(b) Номинал конденсатора в фарадах, необходимый для поправки на *pf*.

2.9 Двигатель для блендера может быть смоделирован как сопротивление 10 Ом и индуктивность 25 мГн, соединенные последовательно и питаемые от источника 120 В, 60 Гц. Определить:

(a) Реальная мощность, потребляемая двигателем

(б) Коэффициент мощности двигателя

(c) Конденсатор необходимо было подключить параллельно к двигателю, чтобы изменить его коэффициент мощности *pf* до 0,90.

2.10 Однофазный асинхронный двигатель потребляет 250Вт при коэффициенте мощности *pf* = 0,80 (отстающий) при подключении к источнику 120В, 60Гц. Найдите емкость, необходимую для корректировки pf двигателя до единицы (т.е. *pf* = 1,0).

2.11 Найдите активную мощность и коэффициент мощности для нагрузки с полным сопротивлением 60 Ω <60° при подключении к источнику переменного тока 120 В и 60 Гц.

2.12 Определите емкость, которая может увеличить общий коэффициент мощности до 95% с запаздыванием при параллельном подключении с нагрузкой, потребляющей 1,0 кВт при коэффициенте мощности с запаздыванием 70% от источника 240 В, 60 Гц.

2.13 Найдите емкость, которая минимизирует ток источника при параллельном подключении к однофазному асинхронному двигателю, потребляющему 10 А, при коэффициенте мощности *pf* = 0,80 (отстающий) при подключении к источнику 120 В, 60 Гц.

2.14 Синхронный двигатель, способный работать с опережающим коэффициентом мощности, потребляет 10 кВт от трансформатора во время вращения вентилятора. Остальная нагрузка на трансформатор составляет 100 кВт с отстающим коэффициентом мощности 0,80. Определить следующее:

(a) Реактивная мощность, необходимая от двигателя, чтобы общий коэффициент мощности составлял 0,95 с запаздыванием.

(b) Коэффициент мощности синхронного двигателя для полной мощности должен быть 0,90 с запаздыванием.

2.15 Рассмотрим двигатель мощностью 840 Вт с коэффициентом мощности 70%, работающий от однофазного источника 120 В, 60 Гц. Определить:

(a) Ток источника, если конденсатор 308 μF добавлен к двигателю последовательно.

(b) Значение емкости, которое должно быть установлено параллельно двигателю, чтобы увеличить общий коэффициент мощности до единицы.

(c) Источник тока в случае (b).

Сделайте вывод о преимуществах улучшения коэффициента мощности.

2.16 Асинхронный двигатель мощностью 200 л.с. с коэффициентом мощности 0,65 и КПД 90% питается от источника 480 В переменного тока, подключенного к 3 ϕΔ.

(a) Покажите треугольник мощности двигателя.

(b) Определите полное сопротивление двигателя (предположите три равных сопротивления, по одному на фазу).

(c) Рассчитайте емкость в кВАр, необходимую для повышения коэффициента мощности двигателя до 0,85. Решите этот вопрос, используя степенные треугольники.

(d) Сравните линейные токи двигателя до и после повышения коэффициента мощности с 0,65 до 0,85.

2.17 Производственное предприятие имеет электрическую нагрузку 5000 кВт при коэффициенте мощности 0,80, отставая. Было решено заменить асинхронный двигатель мощностью 500 л.с., приводящий в действие насос. Этот двигатель работает с КПД 96% и коэффициентом мощности 0,90 с запаздыванием. В качестве замены приобретается синхронный двигатель, способный работать с коэффициентом мощности 0,80, опережая, с таким же КПД, что и асинхронный двигатель. Определить:

(a) Коэффициент мощности новой установки

(b) Процентное уменьшение линейного тока в результате улучшенного коэффициента мощности.

# 3 Электрические трансформаторы

В этой главе описаны некоторые общие концепции электрических трансформаторов. Вначале дается обзор основных характеристик трансформатора, работающего на переменном токе. Затем кратко обсуждаются часто используемые типы и соединения электрических трансформаторов. Наконец, описаны процедуры испытаний для определения некоторых свойств трансформаторов. В этой главе приводятся примеры расчетов для определения проектных спецификаций и преимуществ выбранных мер и стратегий повышения энергоэффективности электрических трансформаторов.

## 3.1 Введение

Трансформатор - это устройство, позволяющее изменять уровень напряжения переменного тока. В частности, на генерирующих станциях обычно используются трансформаторы для повышения напряжения передачи до высоких уровней (13 800 В) и вблизи или внутри зданий для снижения напряжения распределения до низких уровней для использования (480 или 208 В). Типичный трансформатор состоит из двух обмоток: первичной и вторичной. Первичная обмотка подключена к источнику питания, а вторичная обмотка подключена к нагрузке. Между первичной и вторичной обмотками отсутствует электрическое соединение. Вместо этого электрическая энергия передается через индуктивность внутри сердечника, который обычно состоит из многослойной стали. Поэтому трансформаторы работают только на переменном токе. В основном существует два типа трансформаторов: (1) трансформаторы с жидкостным заполнением и (2) сухие трансформаторы. В трансформаторах, заполненных жидкостью, жидкость действует как охлаждающая жидкость и изолирующий диэлектрик. Трансформаторы сухого типа сконструированы таким образом, что сердечник и катушки открыты для охлаждения за счет свободного движения воздуха. В некоторых случаях могут быть установлены вентиляторы для увеличения охлаждающего эффекта. Трансформаторы сухого типа широко используются из-за их меньшего веса и более простого способа установки по сравнению с трансформаторами с жидкостным заполнением. В этой главе сначала рассматривается основная работа трансформаторов. Затем обсуждаются типы и общие соединения электрических трансформаторов, используемых в зданиях. Наконец, представлены протоколы испытаний, подходящие для оценки производительности трансформаторов.

## 3.2 Основы трансформаторов

Трансформатор обычно состоит из сердечника из многослойной стали и двух обмоток. Обмотки, подключенные к источнику питания, обычно называют первичными обмотками. Другие обмотки подключены к нагрузке и обычно обозначаются как вторичные обмотки. Принципиальная схема однофазного трансформатора показана на рисунке 3.1.

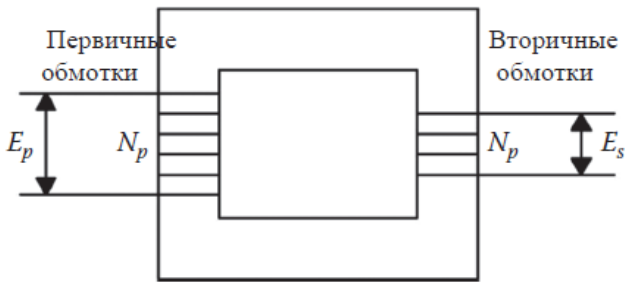



**РИС. 3.1**
Упрощенная модель однофазного трансформатора.

Фотография однофазного трансформатора без покрытия показана на рисунке 3.2. Трехфазный трансформатор может быть сконструирован из набора из трех однофазных трансформаторов, электрически соединенных таким образом, что первичная и вторичная обмотки могут иметь конфигурацию звезды или треугольника.

Первичные обмотки создают магнитный поток, который наводит напряжение на вторичных обмотках. Ламинированный стальной сердечник служит каналом, по которому магнитный поток проходит от первичной обмотки ко вторичной. Можно показать, что первичные и вторичные напряжения, $E_p$ и $E_s$, прямо пропорциональны соответствующему количеству витков $N_p$ и $N_s$ в обмотках:

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s} = a \qquad (3.1)$$

где $a$ - коэффициент трансформации трансформатора. Как указано в уравнении 3.1, соотношение витков можно определить непосредственно из напряжений без знания фактического числа витков на обмотках трансформатора.

Трансформаторы рассчитываются по вольт-амперной емкости вторичных обмоток. Для больших трансформаторов обычно используется выходная мощность в киловольт-амперах или кВА.

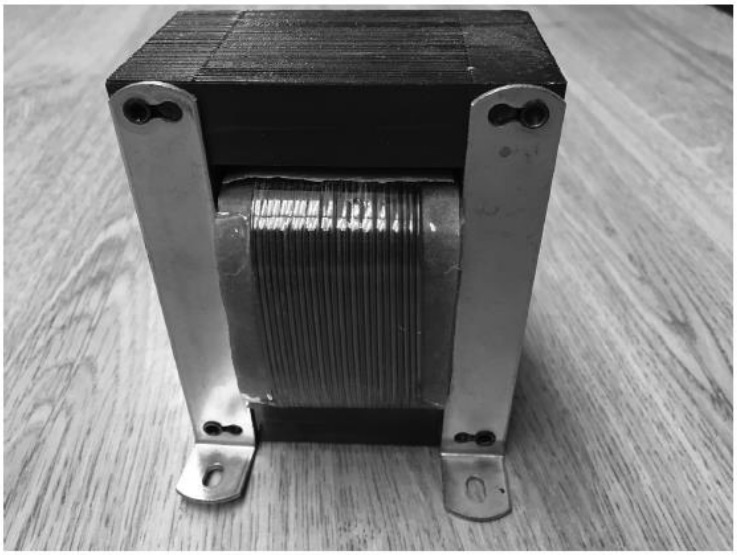


**РИС. 3.2**
Однофазный трансформатор без кожуха.

Для однофазных трансформаторов номинальная мощность - это просто произведение напряжения $E_s$ и тока $I_s$ на вторичных обмотках:

$$kVA = \frac{E_s \cdot I_s}{1000} \qquad (3.2)$$

Номинальная мощность трехфазных трансформаторов может быть определена следующим выражением:

$$kVA = \frac{\sqrt{3} \cdot E_s \cdot I_s}{1000} \qquad (3.3)$$

где $E_s$ и $I_s$ - соответственно номинальное линейное напряжение и номинальный линейный ток вторичных обмоток.

Трансформаторы обычно очень эффективны, при этом потери энергии составляют всего 1–3% от мощности трансформатора. Для большинства проектных расчетов рассматриваются идеальные

трансформаторы. Для идеальных трансформаторов предполагается, что обмотки не имеют сопротивления и что нет утечки магнитного потока вдоль сердечника. Таким образом, идеальные трансформаторы имеют 100% КПД. В частности, потребляемая мощность идеального трансформатора равна выходной мощности. Следовательно, первичный и вторичный токи могут быть определены, если номинальные характеристики трансформатора известны вместе с первичным и вторичным напряжениями, используя уравнение 3.4 для однофазных трансформаторов.

$$\begin{cases} I_p = \dfrac{kVA}{E_p} \\ I_s = \dfrac{kVA}{E_s} \end{cases} \tag{3.4}$$

и уравнение 3.5 для трехфазных трансформаторов.

$$\begin{cases} I_p = \dfrac{kVA}{\sqrt{3}E_p} \\ I_s = \dfrac{kVA}{\sqrt{3}E_s} \end{cases} \tag{3.5}$$

В примере 3.1 показана процедура расчета первичного и вторичного токов, а также коэффициента трансформации однофазных и трехфазных трансформаторов с использованием уравнений 3.1, 3.4 и 3.5.

**Пример 3.1**

**Задача**

Определите коэффициент трансформации, первичный и вторичный ток для следующих трансформаторов:

(a) Однофазный трансформатор 10 кВА с первичным напряжением 2400 В и вторичным напряжением 120 В.

(b) Трехфазный трансформатор 1500 кВА с первичным напряжением 13,8 кВ и вторичным напряжением 480Y / 277 В

**Решение**

(a) Для однофазного трансформатора коэффициент трансформации определяется из уравнения 3.1:

$$a = \frac{E_p}{E_s} = \frac{2400\ \text{V}}{120\ \text{V}} = 20$$

Первичный и вторичный ток можно оценить по уравнению 3.4:

$$\begin{cases} I_p = \dfrac{kVA}{E_p} = \dfrac{10{,}000\ \text{VA}}{2{,}400\ \text{V}} = 4.17\ \text{A} \\ I_s = \dfrac{kVA}{E_s} = \dfrac{10{,}000\ \text{VA}}{120\ \text{V}} = 83.3\ \text{A} \end{cases}$$

Обратите внимание, что отношение $I_s$ / $I_p$ равно отношению витков.

(b) Для трехфазного трансформатора можно использовать то же уравнение 3.1 для определения коэффициента трансформации, если используются фазные напряжения:

$$a = \frac{E_p}{E_s} = \frac{13{,}800\ \text{V}}{277\ \text{V}} \approx 50$$

Первичный и вторичный ток трехфазных трансформаторов можно оценить по уравнению 3.5.

$$\begin{cases} I_p = \dfrac{kVA}{\sqrt{3}E_p} = \dfrac{1{,}500{,}000\ \text{VA}}{(1.732)*(13{,}800\ \text{V})} = 62.76\ \text{A} \\ I_s = \dfrac{kVA}{\sqrt{3}E_s} = \dfrac{1{,}500{,}000\ \text{VA}}{(1.732)*(480\ \text{V})} = 1{,}804.27\ \text{A} \end{cases}$$

Настоящие трансформаторы имеют собственные потери мощности в обмотках (часто называемые потерями в меди) и утечку магнитного потока в стальном сердечнике (также называемые потерями в сердечнике). КПД реальных трансформаторов определяется как отношение выходной мощности $P_{out}$ (на вторичных обмотках) к потребляемой мощности $P_{in}$ (на первичных обмотках):

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \qquad (3.6)$$

Можно показать, что максимальная эффективность достигается, когда потери от обмоток равны потерям от рассеяния магнитного потока. Производители стараются спроектировать свои трансформаторы таким образом, чтобы оптимальный КПД достигался при определенной средней нагрузке, которая не обязательно может быть номинальной. Как правило, экономически выгодно инвестировать в высокоэффективные трансформаторы, особенно если они постоянно используются с номинальной мощностью, как показано в примере 3.2.

**Пример 3.2**

**Задача**

Определите рентабельность выбора блока с КПД 99,95% вместо 99,90% для трансформатора номиналом 500 кВА. Предположим, что:

• Стоимость электроэнергии составляет $ 0,10 / кВтч.

• Стоимость установки трансформаторов с КПД 99,0% и 99,5% составляет соответственно 7000 и 9500 долларов.

• Средний коэффициент мощности нагрузки составляет 0,90.

• Потери холостого хода одинаковы для обоих трансформаторов.

Для анализа рассмотрим два случая, в течение которых трансформатор используется с номинальной мощностью:

(а) 10 ч / день и 250 дней / год

(б) 16 часов в день и 300 дней в году

**Решение**

Для определения экономической эффективности установки энергоэффективного трансформатора используется упрощенный экономический анализ, основанный на простом методе срока окупаемости (см. Главу 9). Экономию потерь энергии в кВтч для высокоэффективного трансформатора можно рассчитать следующим образом:

$$kWh_{saved} = N_h \cdot kVA \cdot pf \cdot \left( \frac{1}{\eta_{std}} - \frac{1}{\eta_{eff}} \right)$$

где

$N_h$ - общее количество часов (в год), в течение которых трансформатор работает с полной нагрузкой (для случая (а) $N_h$ = 10 * 250 = 2500 ч / год; для случая (b) $N_h$ = 16 * 300 = 4800 ч. /год)

*кВА* - номинальная выходная мощность трансформатора (500 кВА).

*pf* - среднегодовой коэффициент мощности нагрузки (*pf* = 0,90)

$\eta_{std}$ и $\eta_{eff}$ - КПД стандартного трансформатора и эффективного трансформатора соответственно (0,990 и 0,995).

Экономия энергии и срок окупаемости для каждого случая представлены ранее.
Для случая (а) $N_h$ = 2500 ч / год
Экономия энергии в *кВтч* рассчитывается следующим образом:

$$кВТч_{экон.} = 2500 * 500 * 0.90 * \left( \frac{1}{0.990} - \frac{1}{0.995} \right) = 5710 \text{ кВтч/год}$$

Таким образом, простой период окупаемости *SPP* для инвестиций в эффективный трансформатор составляет:

$$SPP = \frac{\$9000 \quad \$7000}{5710 \text{ кВтч} * \quad \$\ 0.07} = 5\ .\ 0 \quad \text{лет}$$

Для случая (а) $N_h$ = 4800 ч / год
Экономия энергии в *кВтч* рассчитывается следующим образом:

$$кВтч_{экон.} = 4{,}800 * 500 * 0.90 * \left( \frac{1}{0.990} - \frac{1}{0.995} \right) = 10{,}964 \text{ кВтч/год}$$

Таким образом, простой период окупаемости *SPP* для инвестиций в эффективный трансформатор составляет:

$$SPP = \frac{\$9{,}000 - \$7{,}000}{10{,}964 \text{ kWh} * \$0.07/\text{kWh}} = 2.6 \text{ лет}$$

Понятно, что может быть рентабельным рассмотреть возможность инвестирования в более энергоэффективный трансформатор, особенно когда нагрузка питается в течение более длительных периодов времени. Следует отметить, что можно ожидать дополнительной экономии энергии в условиях холостого хода энергоэффективного трансформатора.

# *3.3 Типы трансформаторов*

В зависимости от области применения существует несколько типов трансформаторов. Среди трансформаторов, обычно используемых в строительстве, можно выделить три категории.

### *3.3.1 Силовые трансформаторы*

Для передачи и распределения электроэнергии используются силовые трансформаторы. В жилых домах силовой трансформатор, принадлежащий коммунальному предприятию, обычно устанавливается на открытом воздухе, поэтому низкое напряжение (например, 240 В или ниже) доступно для всех соседних жилищ. В крупных коммерческих зданиях силовые трансформаторы являются частью единичных подстанций для снижения напряжения распределения (обычно 13,8 кВ) до напряжений ниже 600 В (особенно 600 В почти во всех коммерческих зданиях). В зданиях есть несколько применений силовых трансформаторов. В частности, силовые трансформаторы - это экономичные устройства, обеспечивающие напряжение, необходимое для освещения. Например, когда единственное доступное напряжение на промышленном объекте составляет 480 В (которое обычно требуется для работы трехфазных двигателей), лучше использовать силовые трансформаторы, а не запрашивать у электросети напряжение 120 или 277 В. для подключения освещения.

### *3.3.2 Измерительные трансформаторы*

Для контроля и измерения потребления электроэнергии обычно используются измерительные трансформаторы. Существует два основных типа измерительных трансформаторов: трансформаторы напряжения или потенциала (PT) и трансформаторы тока (CT). Эти измерительные трансформаторы позволяют измерять высокое напряжение и ток с помощью малоразмерных вольтметров и амперметров. Рисунок 3.3 иллюстрирует базовую конструкцию и работу PT (Рисунок 3.3a) и CT (Рисунок 3.3b). В примере 3.3 представлена основная процедура расчета для определения взаимосвязи между фактическим напряжением и током ($E_a$ и $I_a$) и измеренными напряжением и током ($E_m$ и $I_m$).

**Пример 3.3**

**Задача**

Чтобы определить потребление электроэнергии в здании, коммунальное предприятие может выбрать установку счетчика на стороне высокого напряжения служебного трансформатора. В частности, для формирования ваттметров устанавливаются PT и CT. Один метод, который обычно используется для измерения энергопотребления в зданиях (кВтч), заключается в использовании трех ваттметров (по одному на фазу). Ваттметр состоит из трансформатора тока и трансформатора тока с общим передаточным числом 100.

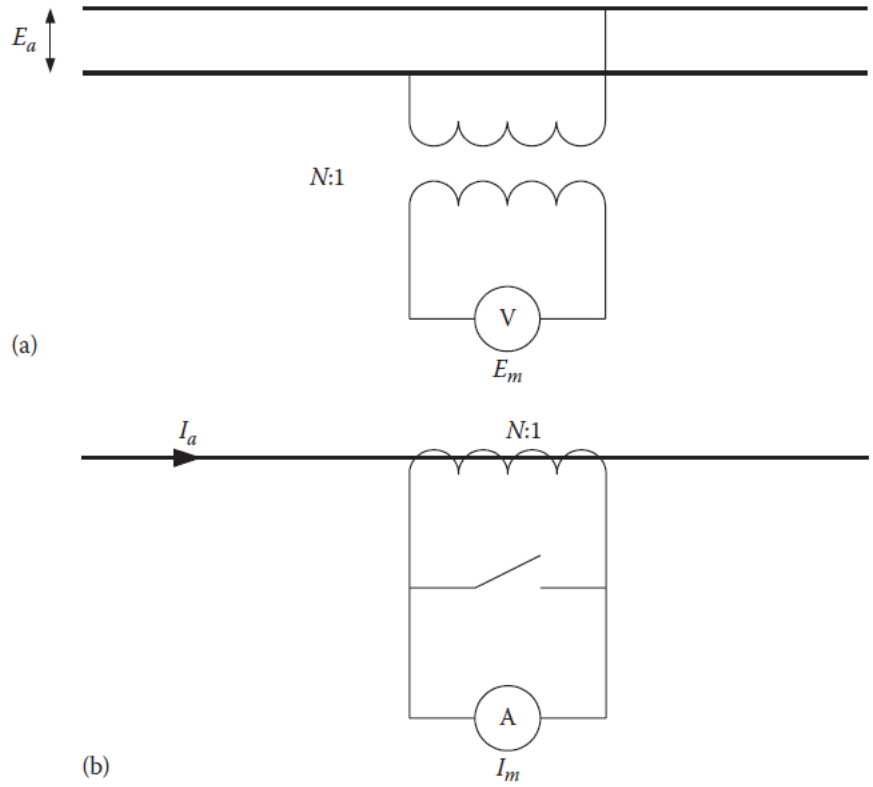



**РИС. 3.3**
Типовое подключение и работа (а) трансформатора напряжения (ПТ) и (б) трансформатора тока (ТТ).

Оцените фактический ток, подаваемый в здание от системы напряжения 208Y / 120, если фазовый ваттметр измеряет мощность 1,35 Вт и коэффициент мощности 0,90. Затем рассчитайте фактическую реальную мощность, потребляемую зданием, в кВт.

**Решение**

(a) Поскольку коэффициент трансформации трансформатора PT равен 100, а фактическое фазное напряжение для здания составляет 120 В, то измеренное напряжение определяется по уравнению 3.1:

$$E_s = \frac{E_p}{a} = \frac{120\ \text{V}}{100} = 1.2\ \text{V}$$

Вторичный ток, измеренный трансформатором тока CT, затем можно оценить по уравнению 3.4:

$$I_s = \frac{P_R}{E_s pf} = \frac{1.35\ \text{W}}{1.2\ \text{V}(0.9)} = 1.25\ \text{A}$$

Таким образом, фактический ток, подаваемый в здания, определяется с использованием коэффициента трансформации трансформатора тока CT из уравнения 3.1:

$$I_p = a \cdot I_s = 100 * 1.25\ \text{A} = 125\ \text{A}$$

Фактическая реальная мощность, потребляемая зданием в кВт, может быть оценена по уравнению 3.5, поскольку ток и напряжение в сети известны:

$$P_R = \sqrt{3} E_L \cdot I_L pf = \frac{1}{1000} 1.732 * 125\ \text{A} * 208\ \text{V} * 0.90 = 40.5\ \text{kW}$$

### *3.3.3 Автотрансформаторы*

Чтобы повысить безопасность использования определенных электрических систем, таких как приборы и осветительные приборы, желательно работать при низких напряжениях (т.е. ниже 120 В) с использованием небольших и относительно недорогих трансформаторов, которые обычно состоят из автотрансформаторов. Типичные соединения автотрансформаторов показаны на рисунке 3.4. В отличие от обычных трансформаторов, автотрансформаторы не имеют отдельных первичной и вторичной обмоток, но имеют общие обмотки. На Рисунке 3.5 показана пошаговая процедура замены обычного однофазного трансформатора на автотрансформатор. В примере 3.4 показаны расчеты токов, напряжений и номинальных значений автотрансформаторов на основе однофазных трансформаторов.

Общие символы, используемые для обозначения различных типов трансформаторов, представлены в таблице 3.1.

**Пример 3.4**

**Задача**

Однофазный трансформатор 100 кВА 240/120 В переподключен как автотрансформатор:

(a) Рассчитайте токи в каждой части автотрансформатора и определите его номинальную мощность, если он повторно подключен как понижающий автотрансформатор на 360/240 В.

Покажите детали подключения автотрансформатора.

(b) Повторите (a), если трансформатор повторно подключен как повышающий автотрансформатор 240/360 В.

**Решение**

Для однофазного трансформатора:

$$I_{240} = \frac{P_T}{E_P} = \frac{100\ \text{kVA}}{0.24\ \text{kV}} = 417\ \text{A}$$

$$I_{120} = \frac{P_T}{E_S} = \frac{100\ \text{kVA}}{0.12\ \text{kV}} = 833\ \text{A}$$

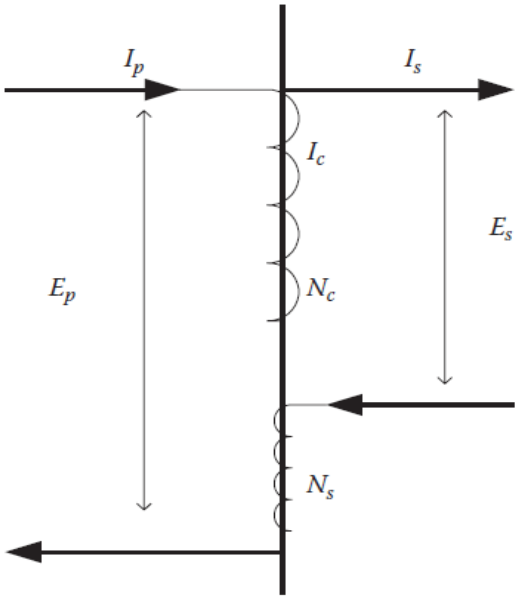



**РИС. 3.4**
Типовое подключение автотрансформатора.

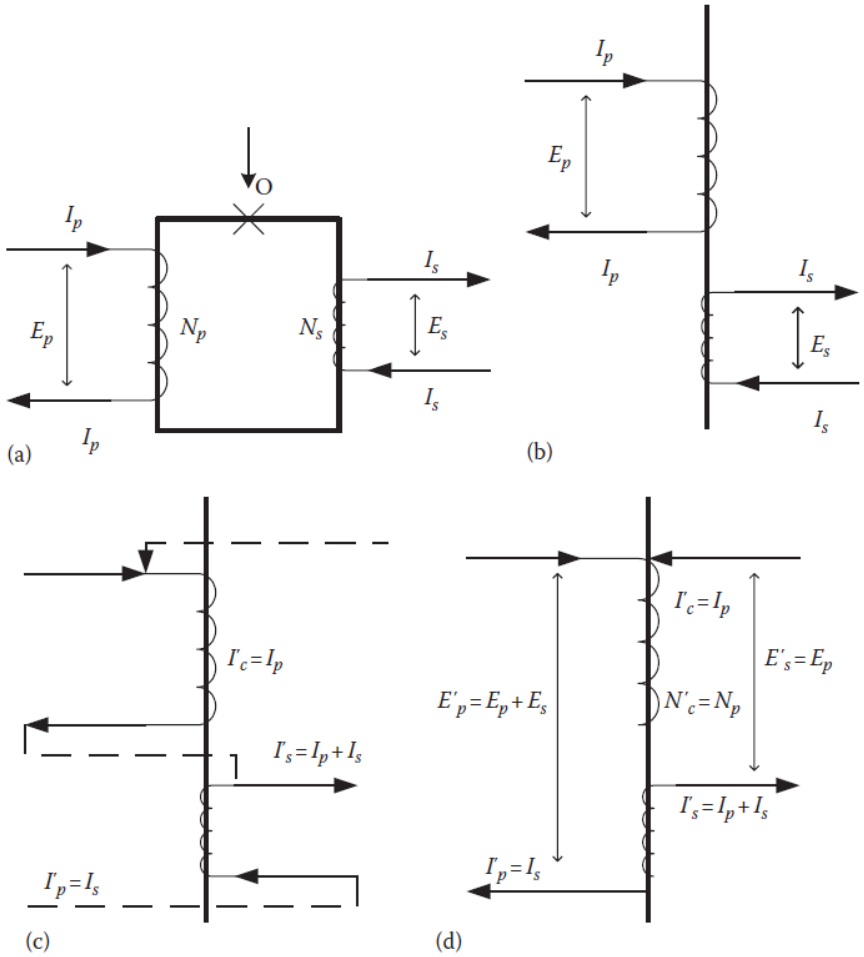



**РИС. 3.5**
Переход от (a) одиночного трансформатора к (b) сломанному трансформатору, (c) повторно подключенному трансформатору и (d) автотрансформатору.

Для автотрансформатора 360/240 В

$$E_P = 0.24 + 0.12 = 0.36 \text{ kV}$$
$$I_P = 833 \text{ A}$$
$$I_S = 417 + 833 = 1250 \text{ A}$$

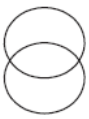
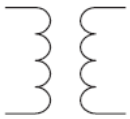
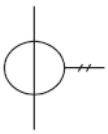
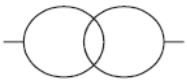
Затем можно оценить номинальные характеристики автотрансформатора 360/240 В, $P_{AT}$:

$$P_{AT} = E_P \cdot I_P = 0.36 \text{ kV} \cdot 833 \text{ A} = 300 \text{ kVA}$$

Аналогичный анализ и результаты могут быть показаны для автотрансформатора 240/360 В. На рис. 3.6 показаны соединения и значения тока и напряжения для автотрансформаторов 360/240 и 240/360 В.

**ТАБЛИЦА 3.1**

Обычно используемые символы для различных типов трансформаторов

| Символ | Альтернативный символ | Описание |
|---|---|---|
|  |  | Силовой трансформатор |
|  |  | Трансформатор тока |
|  |  | Потенциальный трансформатор |
|  | | Регулируемый трансформатор |
|  | | Магнитный сердечник |

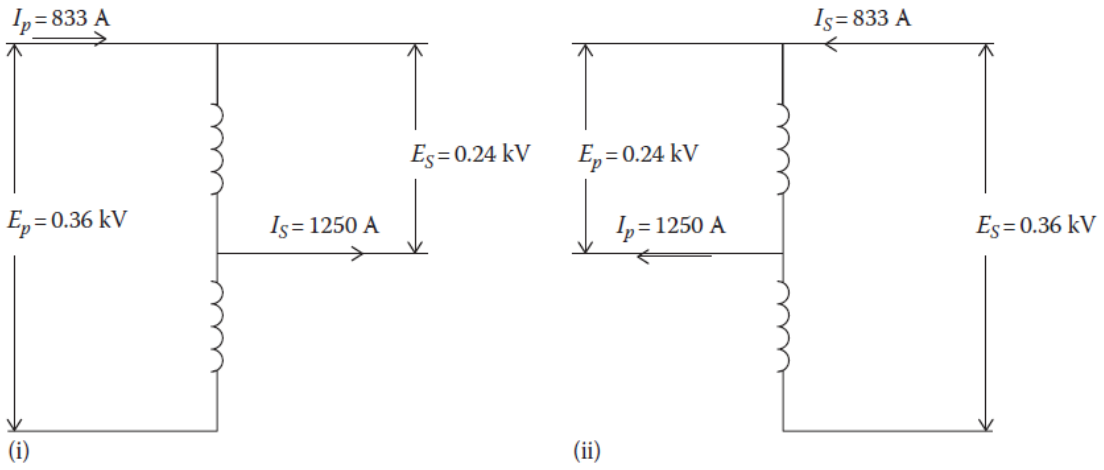



**РИС. 3.6**

Подключения, токи и напряжения для автотрансформаторов из примера 3.4 для случаев (i) и (ii).

## *3.4 Подключение трансформатора*

В основном существует два типа соединений для электрических трансформаторов, используемых в строительных системах:

1. Однофазные трансформаторы.
2. Трехфазные трансформаторы.

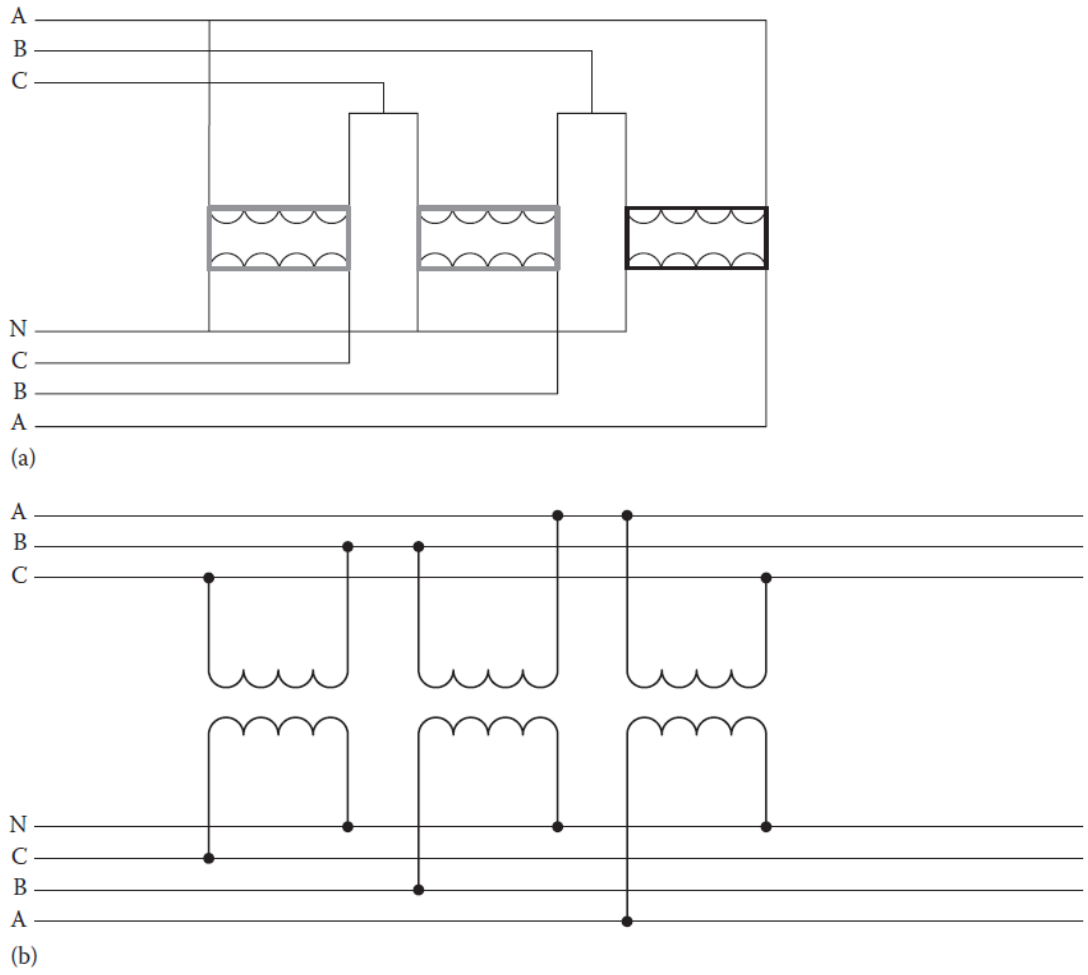



**РИС. 3.7**

Соединения для трехфазного трансформатора треугольник-звезда, (a) детали проводки и (b) представление соединений.

Типичное подключение однофазных трансформаторов показано на рисунке 3.1. Для трехфазных трансформаторов можно использовать соединение звездой или треугольником как для первичной, так и для вторичной обмотки. На рисунке 3.7 показаны соединения трансформатора, соединенные треугольником, то есть первичные обмотки, соединенные треугольником, и вторичные обмотки, соединенные звездой.

Стандартные размеры как однофазных, так и трехфазных трансформаторов, которые обычно используются в зданиях, перечислены в таблицах 3.2 и 3.3 соответственно. В частности, в таблицах 3.2 и 3.3 представлены средние значения процентного сопротивления и отношения X / R для каждого номинала трансформатора. Эти значения потребуются для анализа короткого замыкания, как описано в главе 8. Геометрические размеры полезны для определения минимальных требований к пространству для корпуса, в котором находится трансформатор. Требования к пространству и защите трансформаторов изложены в разделе 450 НЭК (2014).

**ТАБЛИЦА 3.2**

Типовые характеристики однофазных трансформаторов общего назначения

| Номинальная мощность (kVA) | Высота (дюйм) | Ширина (дюйм) | Толщина (дюйм) | Масса (фунт) | Средний импеданс(%Z) | Средний коэфф-т X/R |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3.0 | 14.25 | 7.50 | 7.75 | 48 | — | 3.53 |
| 5.0 | 15.75 | 9.38 | 9.00 | 75 | — | 2.64 |
| 7.5 | 16.00 | 12.00 | 10.63 | 102 | — | 2.54 |
| 10.0 | 19.00 | 12.00 | 10.63 | 128 | — | 2.18 |
| 15.0 | 23.00 | 16.00 | 15.00 | 190 | 5.2 | 0.60 |
| 25.0 | 23.00 | 16.00 | 15.00 | 230 | 6.4 | 1.06 |
| 50.0 | 30.00 | 20.00 | 20.00 | 430 | 5.2 | 1.21 |
| 75.0 | 37.00 | 20.00 | 20.00 | 450 | 6.1 | 1.64 |
| 100.0 | 42.00 | 24.00 | 24.00 | 665 | 6.5 | 1.65 |

**ТАБЛИЦА 3.3**

Типовые характеристики трехфазных трансформаторов общего назначения

| Номинальная мощность (kVA) | Высота (дюйм) | Ширина (дюйм) | Толщина (дюйм) | Масса (фунт) | Средний импеданс(%Z) | Средний коэфф-т X/R |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 15.0 | 23.00 | 22.25 | 15.00 | 230 | 3.6 | 1.94 |
| 30.0 | 23.00 | 22.25 | 15.00 | 285 | 6.4 | 0.92 |
| 45.0 | 26.00 | 24.00 | 15.00 | 369 | 6.6 | 1.13 |
| 75.0 | 30.00 | 30.00 | 20.00 | 590 | 5.7 | 1.38 |
| 112.5 | 37.00 | 30.00 | 20.00 | 690 | 6.1 | 1.51 |
| 150.0 | 42.00 | 36.00 | 24.00 | 1050 | 5.5 | 1.53 |
| 225.0 | 42.00 | 36.00 | 24.00 | 1350 | 6.6 | 2.00 |
| 300.0 | 48.00 | 48.00 | 29.50 | 2000 | 3.6 | 1.81 |
| 500.0 | 58.00 | 48.00 | 29.50 | 2700 | 5.0 | 2.89 |
| 750.0 | 90.00 | 72.00 | 54.00 | 5200 | 5.0 | 1.98 |
| 1000.0 | 90.00 | 72.00 | 54.00 | 6000 | 5.8 | 2.38 |

## *3.5 Методы испытаний трансформаторов*

Рабочие характеристики трансформаторов можно оценить с помощью процедур тестирования. Некоторые из этих процедур тестирования кратко описаны в этом разделе. Хотя тестирование не входит в их обязанности, проектировщики электрических систем зданий должны быть знакомы с протоколами тестирования, необходимыми для трансформаторов. В частности, до и во время установки трансформаторов часто требуются испытания для измерения КПД трансформатора, процентного сопротивления и регулирования трансформатора.

### *3.5.1 КПД трансформатора*

Выходная мощность любого трансформатора всегда меньше входной мощности. Потери мощности трансформатора обычно связаны с потерями в меди и потерями в сердечнике. Потери в меди, также известные как потери в обмотке или потери $I^2R$, связаны с электрическим сопротивлением обмоток трансформатора.

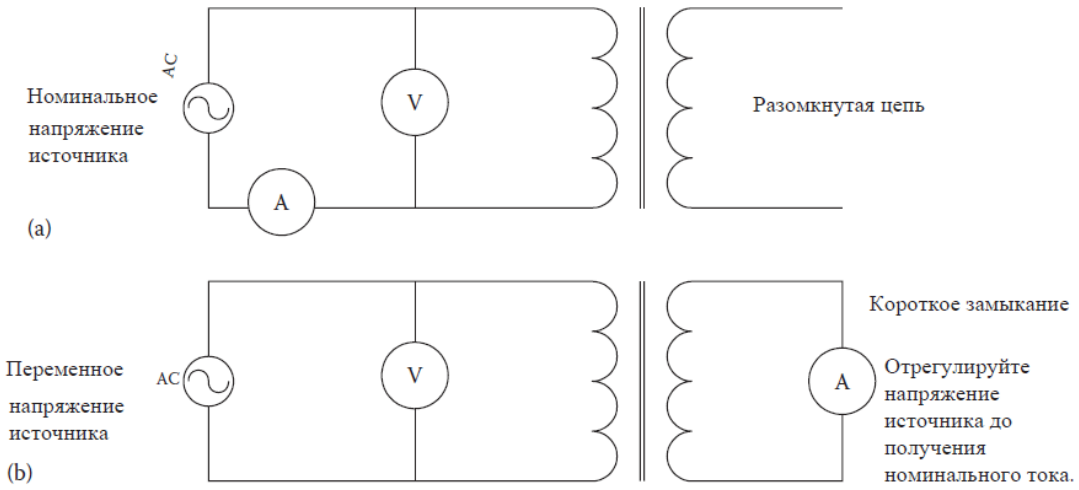



**РИС. 3.8**

Измерение КПД трансформатора: (а) испытание на потери в сердечнике и (б) испытание на потери в меди.

Хотя можно уменьшить сопротивление обмоток трансформатора, некоторые потери мощности неизбежны. Почти все потери меди рассеиваются в виде тепла. Потери в сердечнике являются результатом утечки магнитного потока внутри сердечника трансформатора. Таким образом, потери в сердечнике всегда присутствуют независимо от нагрузки трансформатора. Чтобы определить КПД трансформатора, необходимо измерить потери как в сердечнике, так и в меди, как показано на Рисунке 3.8.

На рисунке 3.8a показан базовый тест, обычно используемый для измерения потерь в сердечнике. Тест требует обрыва вторичной обмотки трансформатора:

1. Номинальное напряжение приложено к источнику (т.е. первичной обмотке).
2. Потери мощности рассчитываются путем умножения показаний вольтметра и амперметра, как показано на рисунке 3.8a (или с помощью ваттметра, подключенного рядом с источником напряжения). Измеренная мощность - это потери в сердечнике.

Потери в меди оцениваются с помощью теста на короткое замыкание, как показано на рисунке 3.8b:

1. Источник напряжения регулируется до тех пор, пока амперметр, подключенный к короткозамкнутым обмоткам (т.е. вторичным обмоткам), не покажет номинальный ток вторичных обмоток.
2. Мощность, потребляемая первичными обмотками, измеряется путем умножения показаний вольтметра и амперметра, как показано на рисунке 3.8b (или с помощью ваттметра, подключенного рядом с источником переменного напряжения). Это измерение мощности отражает потери в меди.

Эффективность трансформатора можно оценить по его номинальной выходной мощности $P_{out}$ и потерям в сердечнике, $P_{core}$, и потерям в меди, $P_{copper}$, следующим образом:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{out}} = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{core} + P_{copper}} \qquad (3.7)$$

Пример 3.5 иллюстрирует процедуру оценки эффективности трансформатора на основе результатов контрольных измерений потерь в меди и сердечнике.

**Пример 3.5**

**Задача**

Определите КПД однофазного трансформатора 10 кВА на основании следующих результатов испытаний:

• Открытый тест показывает потери в сердечнике 170 Вт.

• Испытание на короткое замыкание обеспечивает потери в меди 162 Вт.

Предположим, что коэффициент мощности нагрузки трансформатора равен единице.

**Решение**

По определению, КПД трансформатора - это отношение выходной мощности к входящей, как показано уравнением 3.7. Выходная мощность составляет 10 кВА или 10000 Вт для нагрузки с коэффициентом мощности, равным единице:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{out} + P_{core} + P_{copper}} = \frac{10{,}000\ \text{W}}{10{,}000\ \text{W} + 170\ \text{W} + 162\ \text{W}} = 96.78\%$$

### *3.5.1.1 Регулировка трансформатора*

Обычно выходное напряжение трансформаторов незначительно изменяется в зависимости от нагрузки. Способность трансформатора поддерживать постоянное напряжение измеряется его регулировкой. Регулирование трансформатора выражается в процентах и определяется как функция вторичных напряжений в условиях холостого хода и нагрузки, как показано в уравнении 3.8:

$$\text{Регулировка} = \frac{E_{s\ \text{холост.}} - E_{s\ \text{нагрузка}}}{E_{s\ \text{холост.}}} \times 100\% \qquad (3.8)$$

На рисунке 3.9 показан тест, который измеряет регулировку трансформатора. Ниже приводится краткое описание процедуры проверки на соответствие нормативным требованиям:

1. На первичные обмотки прикладывается номинальное напряжение источника.
2. Напряжение, полученное на вторичных обмотках, измеряется с помощью вольтметра, как показано на рисунке 3.8, как в условиях холостого хода (когда переключатель разомкнут), так и в условиях нагрузки (когда переключатель замкнут).
3. Затем рассчитывается процентное регулирование с использованием уравнения 3.8.

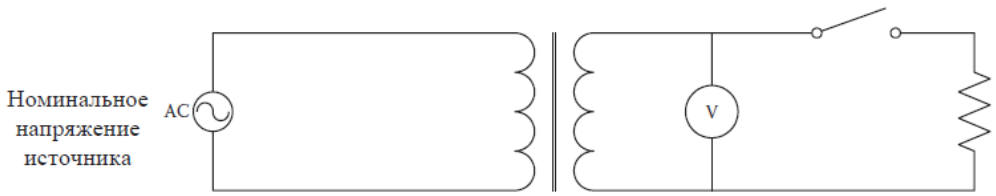



**РИС. 3.9**
Нормативные испытания трансформаторов.

Как правило, регулирование проверяется в условиях полной нагрузки, но могут быть рассмотрены и другие нагрузки. Пример 3.6 иллюстрирует процедуру оценки процентного регулирования трансформатора.

**Пример 3.6**

**Задача**

Определите процент регулирования трансформатора на основании следующих результатов испытаний:

• Вторичное напряжение без нагрузки составляет 120 В.

• Вторичное напряжение для условий полной нагрузки составляет 114 В.

**Решение**

Используя уравнение 3.8, можно рассчитать процент регулирования трансформатора:

$$\text{Регулировка} = \frac{E_s \text{ холост.} - E_s \text{ нагрузка}}{E_s \text{ холост.}} \times 100\% =$$

$$= \frac{120\ \text{V} - 114\ \text{V}}{120\ \text{V}} \times 100\% = 5.0\%$$

### *3.5.1.2 Процентное сопротивление трансформатора*

Чтобы оценить ток короткого замыкания в условиях повреждения как в первичной, так и во вторичной обмотке любого трансформатора, необходимо получить его полное сопротивление в процентах. На рис. 3.10 показан простой тест, обычно используемый для измерения импеданса в процентах (часто обозначается % *Z* на паспортной табличке трансформатора):

1. Переменное напряжение источника в первичных обмотках увеличивается до тех пор, пока не будет получен номинальный ток вторичных обмоток (короткое замыкание), который будет показан на амперметре.

2. Затем рассчитывается процентное сопротивление как отношение напряжения, показанного на амперметре на шаге 1, к номинальному напряжению первичного источника:

$$\%Z = \frac{E_p\ (\text{коротк.замык.})}{E_p\ (\text{номинальн.})} \times 100\% \qquad (3.9)$$

Расчет импеданса в процентах показан в Примере 3.7.




**РИС. 3.10**
Испытание процентного сопротивления трансформаторов.

**Пример 3.7**

**Задача**

Определите процентное сопротивление трансформатора на основе следующих результатов испытаний:

• Номинальное первичное напряжение составляет 240 В.

• Тест на короткое замыкание обеспечивает первичное напряжение 10 В.

**Решение**

Используя уравнение 3.9, можно легко рассчитать процентное сопротивление тестируемого трансформатора:

$$\%Z = \frac{E_p\ (\text{коротк.замык.})}{E_p\ (\text{номинальн.})} \times 100\% = \frac{10\ \text{V}}{240\ \text{V}} \times 100\% = 4.17\%$$

## *3.6 Технические условия на трансформаторы*

В строительстве обычно используются трансформаторы двух типов:

1. Сухие трансформаторы для помещений.

2. Масляные трансформаторы для установки вне помещений.

Трансформаторы сухого типа дороже, как правило, более чем на 200%, чем маслонаполненные трансформаторы. Однако маслонаполненные трансформаторы могут создавать серьезную опасность пожара и взрыва, поэтому их необходимо устанавливать на открытом воздухе, если только для внутренних установок не используются огнестойкие и взрывобезопасные хранилища.

При установке трансформаторов в помещении необходимо учитывать несколько моментов. Среди этих вопросов:

1. *Проблемы с шумом*: Чтобы уменьшить проблемы с шумом, рекомендуется выбирать трансформаторы с минимальным уровнем шума (50 дБ или ниже). Кроме того, желательно разместить трансформатор в наименее ценном месте здания, вдали от любых тихих мест. В некоторых случаях электрическая комната, в которой расположен трансформатор, может нуждаться в звукоизоляции с использованием соответствующих акустических материалов.

2. *Проблемы с вибрацией*: Чтобы уменьшить вибрацию, связанную с работой трансформаторов, изоляторы следует размещать под монтажными площадками трансформатора. Кроме того, необходимо установить гибкие кабелепроводы для размещения вторичных и первичных фидеров трансформатора. Без этих мер вибрация может передаваться на другие части здания и вызывать повреждения конструкции.

3. *Проблемы с нагревом*: тепло рассеивается трансформаторами как часть потерь в меди. Это тепло может составлять 0,5–2% от общей номинальной мощности трансформатора в зависимости от КПД трансформатора. Чтобы избежать перегрева трансформатора и помещения, в котором находится трансформатор, необходимо предусмотреть вентиляцию или установить регулируемые жалюзи в стене или двери, примыкающей к трансформатору.

НЭК (2014) предлагает несколько общих принципов проектирования и установки трансформаторов. В частности, НЭК указывает, что не требуется отдельного помещения для трансформаторов с номинальной мощностью менее 112,5 кВА. Однако даже для трансформаторов с номинальной мощностью менее 112,5 кВА проектировщик должен обеспечить расстояние не менее 12 дюймов от любой горючей стены, если не используется огнестойкий теплоизоляционный барьер. Для высоковольтных трансформаторов (выше 35 кВ) НЭК требует наличия хранилища для защиты населения.

## *3.7 Резюме*

В этой Главе описаны основные характеристики электрических трансформаторов. В частности, представлены общедоступные типы трансформаторов и их подключения. В этой главе приводятся примеры, иллюстрирующие процедуры оценки показателей эффективности электрических трансформаторов. Кроме того, представлены наглядные примеры для оценки экономической эффективности выбранных мер по повышению энергоэффективности. Например, было показано, что использование энергоэффективных трансформаторов может обеспечить значительную экономию энергии и, следовательно, может быть рентабельным.

**Задачи**

3.1 Для однофазного трансформатора 10 кВА определите коэффициент трансформации, если первичное и вторичное напряжение равны 120 и 240 В соответственно. Оцените первичный и вторичный токи.

3.2 Однофазный трансформатор имеет 220В в первичной обмотке и 110 В и 125 А во вторичной обмотке. Предполагая, что это идеальный трансформатор (т.е. со 100%-ным КПД), определите номинальные характеристики трансформатора в кВА.

3.3 Если вторичный фазный ток трансформатора 480Y / 277–208Y / 120В, трехфазного трансформатора, составляет 10 А, оцените ток первичной линии и общую первичную мощность, используемую трансформатором в кВт, если нагрузка имеет мощность коэффициент 90%. Предположим, что КПД трансформатора составляет 99,0%.

3.4 Трехфазный трансформатор 13,6 кВ – 480Y / 277 В обслуживает здание. Определите первичный и вторичный токи линии, если номинал трансформатора составляет 500 кВ. Оцените коэффициент трансформации трансформатора.

3.5 Трехфазный трансформатор в большом здании понижает первичное напряжение с 13,8 кВ (между линиями) до вторичного напряжения 208 В (между линиями). Мощность трансформатора составляет 5000 кВА. Укажите линейные и фазные напряжения и токи первичной и вторичной обмоток трансформатора для следующих соединений:

(а) Обмотки низкого напряжения Δ, обмотки высокого напряжения Y

(б) обмотки низкого напряжения Y, обмотки высокого напряжения Δ

(с) Обмотки низкого напряжения Y, обмотки высокого напряжения Y

(г) Обмотки низкого напряжения Δ, обмотки высокого напряжения Δ

3.6 Однофазный трансформатор 500 кВА 240/120 В переподключен как автотрансформатор:

(a) Рассчитайте токи в каждой части автотрансформатора и определите его номинальную мощность, если он повторно подключен как понижающий автотрансформатор на 360/240 В. Покажите детали подключения автотрансформатора.

(b) Повторите (a), если трансформатор повторно подключен как повышающий автотрансформатор 240/360 В.

3.7 В здании установлено, что необходимо 60 люминесцентных светильников, а также 90 розеток. Каждая розетка имеет нагрузку 180 ВА и работает при 120 В с коэффициентом мощности 0,90, в то время как каждый люминесцентный светильник имеет четыре лампы и рассчитан на работу при 120 В и требует 2,5 А. Каждая лампа потребляет 40 Вт, а балласт питает все для четырех ламп требуется дополнительно 25 Вт. Вся нагрузка обслуживается трансформатором 480Y / 277–208Y / 120 В. Определите следующее:

(a) Оцените коэффициент мощности для каждого люминесцентного светильника.

(b) Рассчитайте общую нагрузку в кВА, подключенную к трансформатору.

(c) Покажите соединения трансформатора и количество розеток и светильников, подключенных к каждой фазе, чтобы гарантировать, что система сбалансирована.

(d) Определите фазные и линейные токи как во вторичной, так и в первичной обмотках трансформатора.

3.8 Оцените экономию затрат на замену трансформатора 750 кВА с КПД 99,2% на энергоэффективный трансформатор 99,6%, если средний коэффициент мощности нагрузки трансформатора составляет 85%, а стоимость электроэнергии составляет 0,12 долл. / кВтч. Общее годовое количество часов полной нагрузки при эксплуатации трансформатора составляет 7500 часов в год. Если стоимость энергоэффективного трансформатора составляет 15 000 долларов, оцените, рентабельна ли замена существующего трансформатора (рассмотрите простой период окупаемости менее 5 лет, чтобы замена была рентабельной).

# 4 Электродвигатели

В этой главе рассматриваются некоторые общие понятия, связанные с электродвигателями. Во-первых, дается обзор основных характеристик электрической системы, работающей при переменном токе. Затем на наглядных примерах обсуждается влияние различных конструктивных особенностей на характеристики трехфазных и однофазных асинхронных двигателей, обычно используемых в зданиях. В этой главе приводится ряд мер и рекомендаций по обеспечению безопасной эксплуатации и улучшению энергетических характеристик электродвигателей.

## 4.1 Введение

Согласно исследованию Международного энергетического агентства (МЭА), электродвигатели и системы, которые они приводят в движение, представляют собой крупнейшее в мире конечное электрическое оборудование (МЭА, 2011). В частности, на системы с электродвигателями приходится около 45% мирового потребления электроэнергии, что в два раза больше, чем на освещение, что является вторым по величине конечным потребителем. Электрические двигатели используются для широкого спектра применений и во всех секторах экономики, включая промышленность, строительство, транспорт и сельское хозяйство. В таблице 4.1 приведена сводная информация о ежегодном общемировом энергопотреблении, связанном с системами с электродвигателями для различных секторов на основе исследования МЭА (МЭА, 2011 г.).

Как указано в Таблице 4.1, электродвигатели широко используются в промышленности, затем в строительстве, транспорте и сельском хозяйстве. В то время как большие двигатели мощностью более 375 кВт доминируют в энергопотреблении в промышленном секторе, подавляющее большинство электродвигателей, используемых во всем мире, имеют небольшую мощность, потребляющую менее 0,75 кВт электроэнергии, и используются для привода оборудования в коммерческих и жилых зданиях (МЭА, 2011). Обычно электродвигатели преобразуют электрическую энергию в механическую и обычно используются для привода машин. В строительном секторе машины с приводом от электродвигателя служат нескольким целям, включая перемещение воздуха (приточные и вытяжные вентиляторы), перемещение жидкостей (насосы), движущихся объектов или людей (конвейеры, лифты) и сжатие газов (воздушные компрессоры, холодильники). Чтобы выбрать тип двигателей, которые будут использоваться для конкретного применения, необходимо учитывать несколько факторов, в том числе:

1. *Вид электрической энергии, которая может подаваться на двигатель*: постоянный ток (DC) или переменный ток (AC), одно- или трехфазный.

2. Требования к управляемой машине, такие как скорость двигателя и циклы нагрузки.

**ТАБЛИЦА 4.1**

Годовое глобальное потребление электроэнергии электродвигателями по секторам

| Сектор | Потребление электроэнергии (ТерраВтч/год) | Процент использования электроэнергии в секторе (%) |
|---|---|---|
| Промышленность | 4488 | 69 |
| Коммерческие здания | 1412 | 38 |
| Жилые здания | 948 | 22 |
| Транспорт и сельское хозяйство | 260 | 39 |

3. *Среда, в которой должен работать двигатель*: нормальная (где может использоваться двигатель с вентилируемым кожухом открытого типа), агрессивная (когда необходимо использовать полностью закрытый двигатель для предотвращения проникновения наружного воздуха внутрь двигателя), или опасная (если двигатель с взрывозащищенным корпусом должен использоваться для предотвращения пожаров и взрывов).

Двигатели могут работать на постоянном (DC) или переменном (AC) токе в зависимости от области применения. Однако оборудование и электрические системы в зданиях почти исключительно используют двигатели переменного тока. Двигатели постоянного тока обычно классифицируются по типу соединений между обмотками возбуждения и обмотками катушки и включают в себя шунтирующие, последовательные и составные двигатели. Параллельные двигатели обычно используются для станков, а серийные двигатели используются в качестве тяговых двигателей для поездов и электромобилей. Двигатели постоянного тока также подходят для приводов с регулируемой скоростью для вентиляторов и насосов, которые являются неотъемлемой частью систем отопления и охлаждения в зданиях. Однако подавляющее большинство электродвигателей, используемых в зданиях, включают однофазные или трехфазные двигатели переменного тока.

В этой Главе подробно рассматриваются основные операции, типичные характеристики и общие характеристики двигателей переменного тока. Кроме того, в этой главе описываются простые меры и методы повышения энергоэффективности двигателей. В этой Главе рассматриваются как трехфазные двигатели переменного тока, обычно используемые для отопления и охлаждения коммерческих зданий, так и однофазные двигатели переменного тока, используемые в жилых зданиях.

## *4.2 Работа трехфазных двигателей*

В основном используются два типа электродвигателей переменного тока в зданиях и на промышленных объектах: (1) асинхронные двигатели и (2) синхронные двигатели. Асинхронные двигатели являются более распространенным типом, на них приходится около 90% существующей выходной механической мощности двигателей. Оба типа двигателей используют неподвижный статор и вращающийся ротор для преобразования электрической энергии в механическую. Работа обоих типов двигателей относительно проста и кратко описана в этом разделе. На рисунке 4.1 показаны два основных компонента электродвигателя: статор и ротор.

### *4.2.1 Вращающееся магнитное поле*

В трехфазных двигателях переменного тока переменный ток подается на статор через обмотки катушки, создавая вращающееся магнитное поле. Это магнитное поле заставляет ротор вращаться, пытаясь выровняться с магнитным полем вращающегося статора.

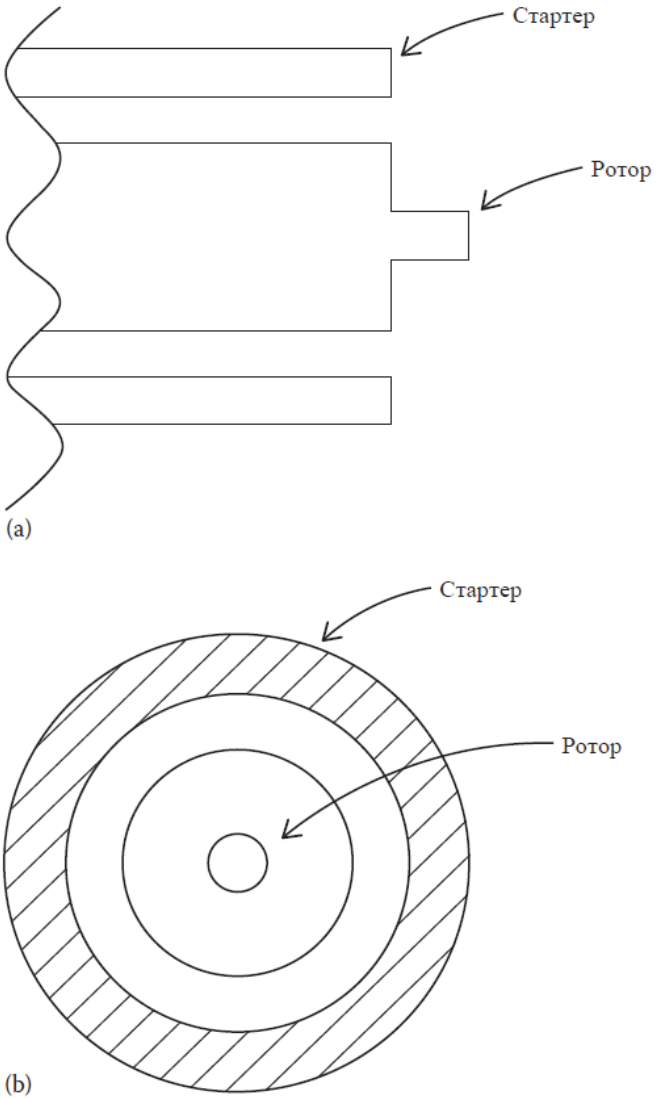



**РИС. 4.1**
Основные компоненты электродвигателя: (a) статор и (b) ротор.

В частности, на рис. 4.2a для двухполюсного трехфазного двигателя показаны соединения обмоток статора для создания вращающегося магнитного поля. В частности, каждая обмотка пропускает один фазный ток и расположена на расстоянии 120° от двух других обмоток статора. Один конец каждой обмотки входит в прорезь E и выходит из прорези S, всего шесть прорезей вокруг статора. Изменения во времени для всех трех фазных токов показаны на рисунке 4.2b. Вначале ток в одной фазе положительный и имеет максимальное значение $I_m$, тогда как токи в двух других фазах отрицательны с абсолютным значением $I_m$ / 2. В результате формируются две секции, как показано на рис. 4.2a, причем верхняя секция имеет только положительные токи, а нижняя секция состоит из отрицательных токов, приводящих к вектору магнитного поля север-южный полюс. Когда токи меняются во времени, как показано на рисунке 4.2b, вектор магнитного поля остается с той же величиной, но вращается, как показано на рисунке 4.3, в течение четырех периодов времени: $t = T / 6$, $t = T / 3$, $t = T / 2$ и $t = 2T / 3$. В частности, вращение магнитного поля составляет 60 ° при $t = T / 6$, 120° при $t = T / 3$, 180° при $t = T / 2$ и 240° при $t = 3T / 2$. Для четырехполюсного трехфазного двигателя на рис. 4.4 показаны соединения обмоток статора, а на рис. 4.5 показано вращение вектора магнитного поля при $t = 0$ и $t = T / 6$.

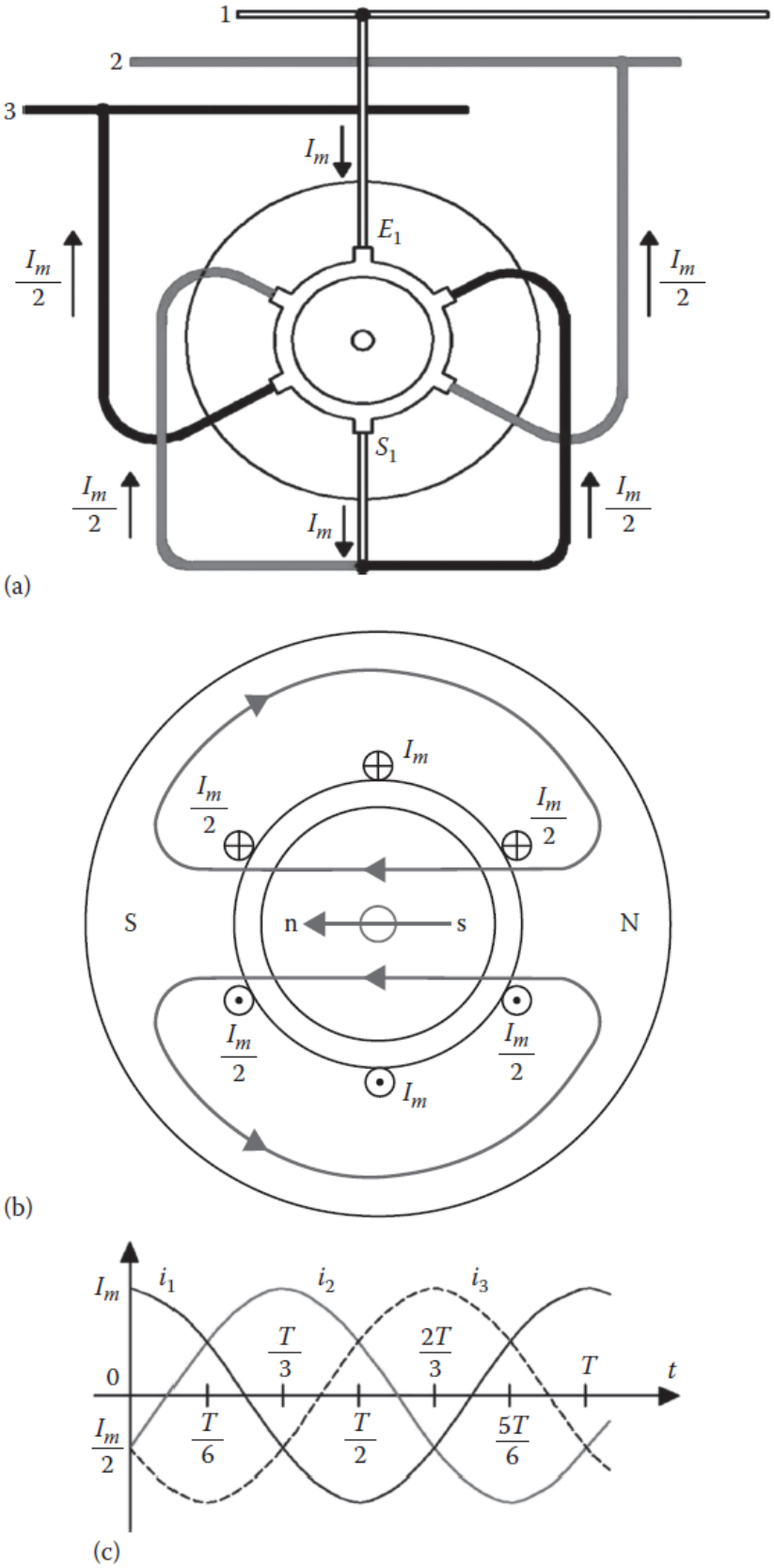



**РИС. 4.2**

(a) Статорные соединения двухполюсного трехфазного двигателя переменного тока для (b) создания вращающегося магнитного поля в (c) начальный период времени (т.е. $t = 0$).

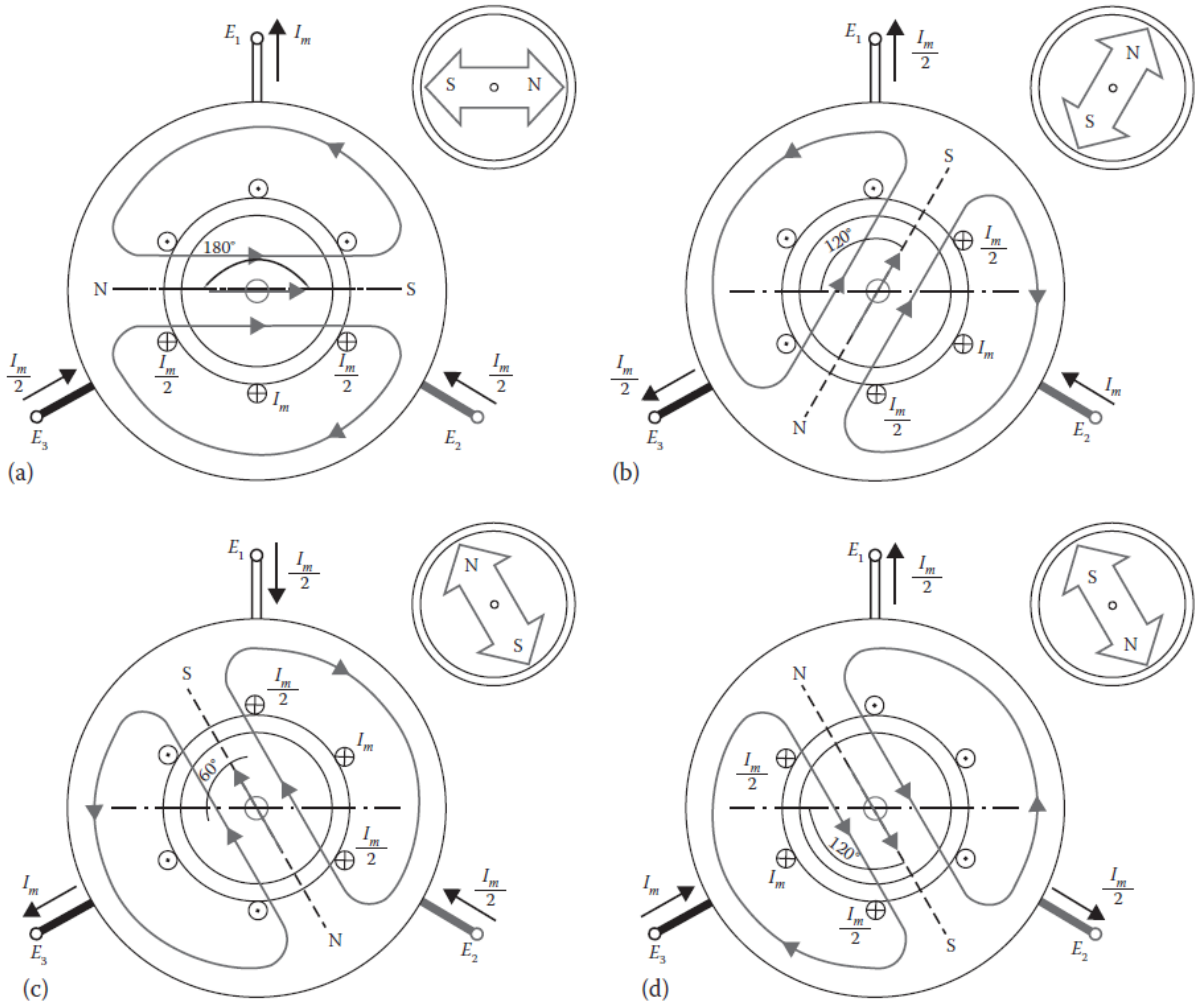



**РИС. 4.3**

Вращающееся магнитное поле для двухполюсного трехфазного двигателя переменного тока в разные периоды времени. (a) $t = T / 6$, (b) $t = T / 3$. (c) $t = T / 2$ и (d) $t = 2T / 3$.

Ясно, что вращение магнитного поля четырехполюсного двигателя в 2 раза медленнее, чем у двухполюсного двигателя. Для любого трехфазного двигателя переменного тока можно показать, что вращение магнитного поля статора имеет угловая скорость, которая является функцией как числа полюсов $N_P$, так и частоты $f$ переменного тока, выраженной уравнением 4.1 с использованием единиц СИ (т.е. рад / с):

$$\omega_{mag} = \frac{4\pi f}{N_P} \qquad (4.1)$$

Уравнение 4.2 показывает вращение магнитного поля в единицах IP (т.е. об / мин или оборотов в минуту):

$$\omega_{mag} = \frac{120 f}{N_P} \qquad (4.2)$$

В таблице 4.2 приведено вращение магнитного поля, рассчитанное для различного числа полюсов при частоте тока $f = 60$ Гц и $f = 50$ Гц с использованием обоих уравнений 4.1 и 4.2.

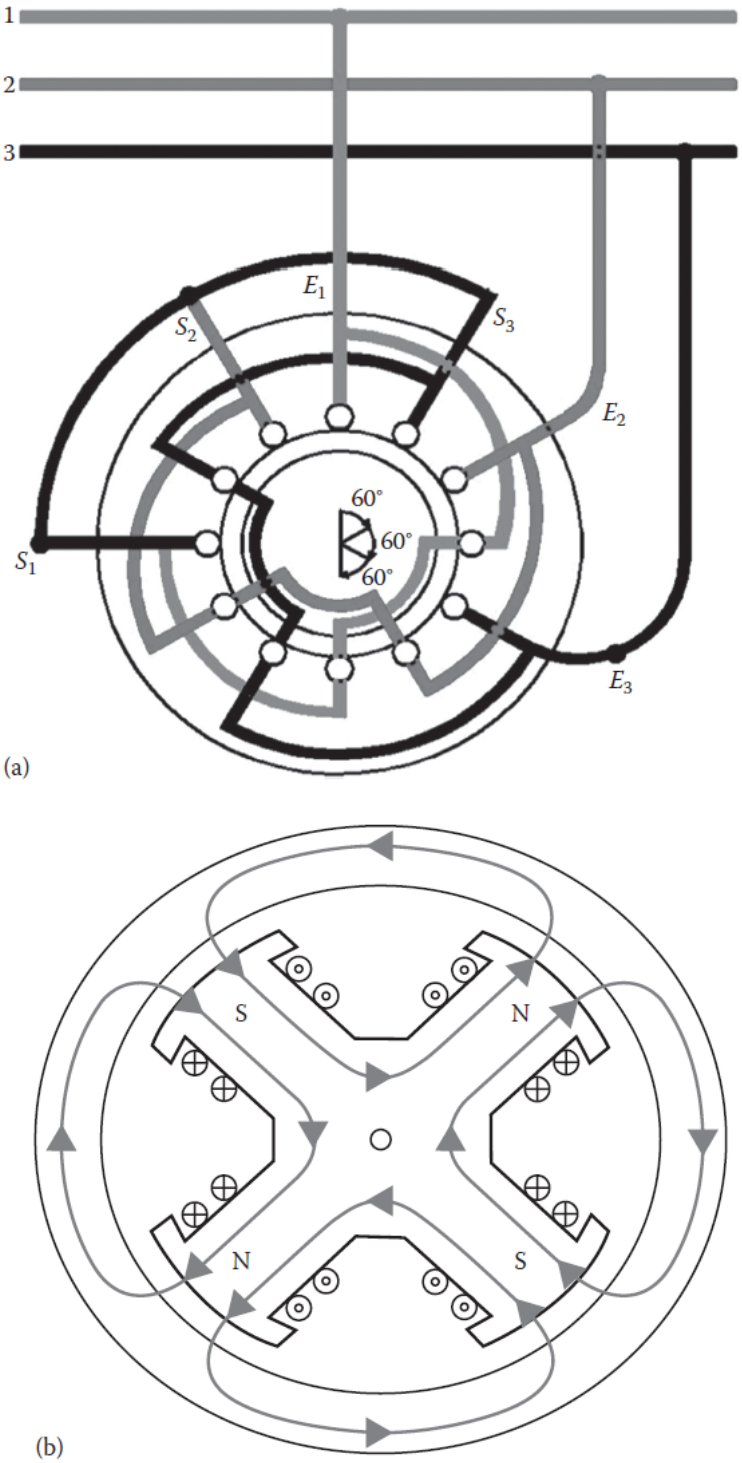



**РИС. 4.4**
(a) Соединения статора для четырехполюсного трехфазного двигателя переменного тока для (b) создания вращающегося магнитного поля.

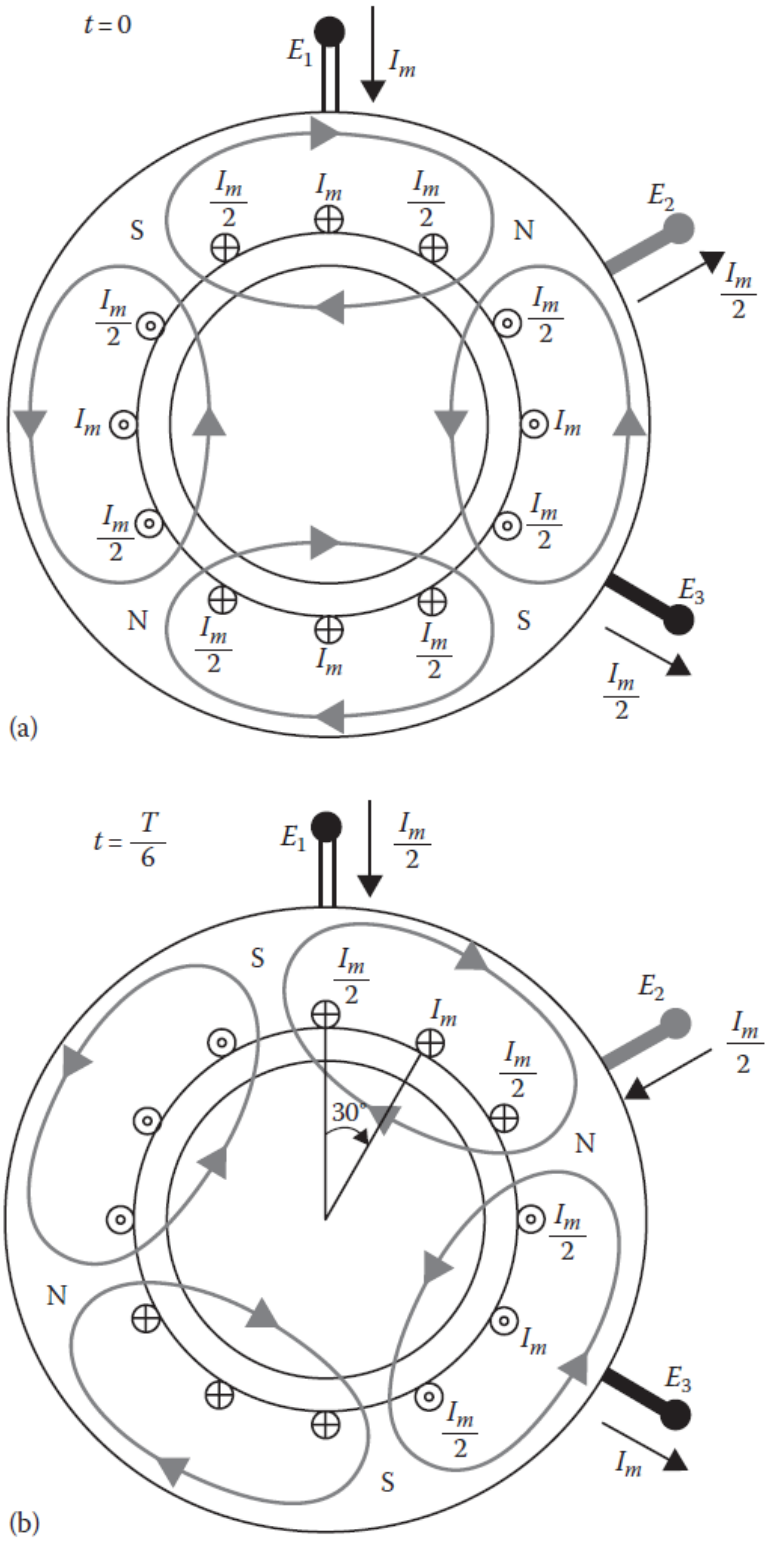



**РИС. 4.5**
Вращающееся магнитное поле для четырехполюсного трехфазного двигателя переменного тока при (a) $t = 0$ и (b) $t = T/6$.

Для данной частоты вращение магнитного поля, часто называемое синхронной скоростью, уменьшается с увеличением числа полюсов. Более того, для данного числа полюсов вращение больше при $f = 60$ Гц, чем при $f = 50$ Гц.

Ротор трехфазного двигателя переменного тока можно вращать двумя способами:

1. Обмотки возбуждения установлены на роторе и питаются от источника постоянного тока. В этом случае на роторе создается второе магнитное поле. Когда на обмотки катушки статора подается

питание от источника переменного тока, ротор начинает вращаться с той же скоростью, что и вращающееся магнитное поле.

**ТАБЛИЦА 4.2**

Скорости вращения магнитного поля для выбранного числа полюсов трехфазных двигателей переменного тока

| Кол-во полюсов | $f = 60$ Hz | | $f = 50$ Hz | |
|---|---|---|---|---|
| | рад/с | об/мин | рад/с | об/мин |
| 2 | 377.0 | 3600 | 314.2 | 3000 |
| 4 | 188.5 | 1800 | 157.1 | 1500 |
| 6 | 125.7 | 1200 | 104.7 | 1000 |
| 8 | 94.2 | 900 | 78.5 | 750 |
| 10 | 75.4 | 720 | 62.8 | 600 |
| 12 | 62.8 | 600 | 52.4 | 500 |

В этом случае вращение двигателя называется синхронной скоростью. Более того, двигатель просто называют синхронным двигателем, и для его работы используется комбинация источников переменного и постоянного тока. Синхронные скорости перечислены в таблице 4.2 для частот 60 и 50 Гц и различного количества полюсов. Основные преимущества синхронных двигателей включают следующее: (а) они работают с одинаковой скоростью независимо от нагрузки и (б) они могут работать с запаздывающим коэффициентом мощности и, таким образом, могут использоваться в качестве конденсаторов для корректировки общего коэффициента мощности двигателя. индуктивная электрическая система.

2. Вместо того, чтобы направлять постоянный ток на обмотки возбуждения, установленные на роторе, для запуска вращения двигателя можно использовать индуцированные токи. Наиболее распространенный метод создания наведенного тока для трехфазного двигателя - это использование ротора с короткозамкнутым ротором с параллельными тонкими стержнями, соединенными вместе кольцами. Когда двигатель запускается с возбужденными обмотками статора, вращающееся магнитное поле индуцирует токи, которые протекают через стержни и кольца ротора с короткозамкнутым ротором, и, таким образом, обеспечивает запуск двигателя и продолжение его вращения. Однако скорость ротора никогда не достигает скорости магнитного поля. Действительно, и если предполагается, что ротор достигает скорости магнитного поля, индуцированный ток перестает течь, поскольку нет относительного движения между ротором и магнитным полем. Абсолютная разница между скоростью магнитного поля и скоростью асинхронного двигателя называется коэффициентом скольжения:

$$\alpha\left(\mathrm{RPM}\right) = \omega_{mag} - \omega_R \qquad (4.3)$$

Относительная разница скоростей обозначается как коэффициент скольжения асинхронного двигателя в процентах:

$$\alpha\left(\%\right) = \frac{\omega_{mag} - \omega_R}{\omega_{mag}} \times 100 \qquad (4.4)$$

В обоих уравнениях 4.3 и 4.4 $\omega_R$ обозначает угловую скорость двигателя (т.е. ротора).

Двигатели, в которых для работы используются индуцированные токи, называются асинхронными двигателями. Это наиболее распространенные типы двигателей, используемых для привода электрических систем в зданиях, включая вентиляторы и насосы для систем кондиционирования воздуха. Основное преимущество асинхронных двигателей состоит в том, что они, как правило, дешевле в изготовлении, чем синхронные. Действительно, асинхронные двигатели не требуют переключающих стержней, контактных колец и щеток. Кроме того, асинхронные двигатели в

силу своих конструктивных характеристик в основном являются индуктивными нагрузками и поэтому имеют отстающий коэффициент мощности.

Пример 4.1 иллюстрирует расчет скорости вращения и коэффициента скольжения трехфазного асинхронного двигателя переменного тока с известным числом полюсов.

**Пример 4.1**

**Задача**

Определите скорость двигателя в об / мин и рад / с для трехфазного асинхронного двигателя переменного тока с 3% скольжением и четырехполюсной конструкции, когда частота тока (i) $f = 60$ Гц и (ii) $f = 50$ Гц.

**Решение**

Используя Таблицу 4.2, можно определить скорость магнитного поля. Затем скорость двигателя можно оценить по уравнению 4.4.

Для случая (i) $f = 60$ Гц таблица 4.2 показывает, что для четырехполюсного двигателя $\omega_{mag} = 1800$ об / мин = 188,5 рад / с. Таким образом, скорость двигателя в RMP можно рассчитать с помощью уравнения 4.4:

$$\omega_R = (1 - \alpha) \times \omega_{mag} = (1 - 0{,}03) * 1800 = 1746 \text{ об / мин}$$

Аналогично с использованием единиц СИ

$$\omega_R = (1 - \alpha) \times \omega_{mag} = (1 - 0{,}03) * 188{,}5 = 182{,}9 \text{ рад / с}$$

Для случая (ii) $f = 50$ Гц Таблица 4.2 показывает, что для четырехполюсного двигателя $\omega_{mag} =$ 1500 об / мин = 157,1 рад / с. Таким образом, скорость двигателя можно рассчитать с помощью уравнения 4.4:

$$\omega_R = (1 - \alpha) \times \omega_{mag} = (1 - 0{,}03) * 1500 = 1455 \text{ об / мин}$$

Скорость двигателя также может быть выражена в единицах СИ:

$$\omega_R = (1 - \alpha) \times \omega_{mag} = (1 - 0{,}03) * 157{,}1 = 152{,}4 \text{ рад / с}$$

### *4.2.2 Взаимосвязь крутящего момента и скорости*

Из уравнения 4.4 следует отметить, что, когда коэффициент скольжения приближается к нулю (т.е. $\alpha = 0$), скорость двигателя приближается к синхронной скорости. Однако, когда коэффициент скольжения близок к единице (т.е. $\alpha = 1$), скорость двигателя близка к нулю (т.е. $\omega_R = 0$), что указывает на то, что ротор неподвижен, что часто называют состоянием заблокированного ротора. Для низких коэффициентов скольжения можно показать, что крутящий момент, создаваемый двигателем, пропорционален значению скольжения. Когда двигатель становится нагруженным, ротор замедляется, а коэффициент скольжения увеличивается, вызывая более высокий ток и крутящий момент. Скорость ротора продолжает уменьшаться до тех пор, пока индуцированный крутящий момент не будет соответствовать крутящему моменту нагрузки (т.е. состоянию полной нагрузки). На рисунке 4.6 показано типичное соотношение скорости и момента для асинхронного двигателя переменного тока. В частности, это можно увидеть на высоких скоростях (близких к синхронной скорости), то есть при низких коэффициентах скольжения крутящий момент значительно увеличивается без потери скорости (т.е. скольжения). По мере уменьшения скорости (т.е. увеличения коэффициента скольжения) крутящий момент достигает максимального значения, называемого крутящим моментом пробоя, как показано на рисунке 4.6. Можно показать, что максимальный крутящий момент возникает, когда коэффициент скольжения таков, что индуктивное реактивное сопротивление ротора становится равным сопротивлению ротора.

При проектировании асинхронных двигателей обычно учитываются четыре зависимости крутящего момента от скорости. В частности, Национальная ассоциация производителей электрооборудования (НАПЭ) определила классы A, B, C и D для асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором в зависимости от их пускового момента, пускового тока, момента пробоя и коэффициента скольжения при полной нагрузке. На рисунке 4.7 показаны кривые зависимости крутящего момента от скорости для четырех конструктивных классов асинхронных двигателей. Как показано на рисунке 4.7, основные характеристики четырех конструкций НАПЭ для асинхронных двигателей можно резюмировать следующим образом:

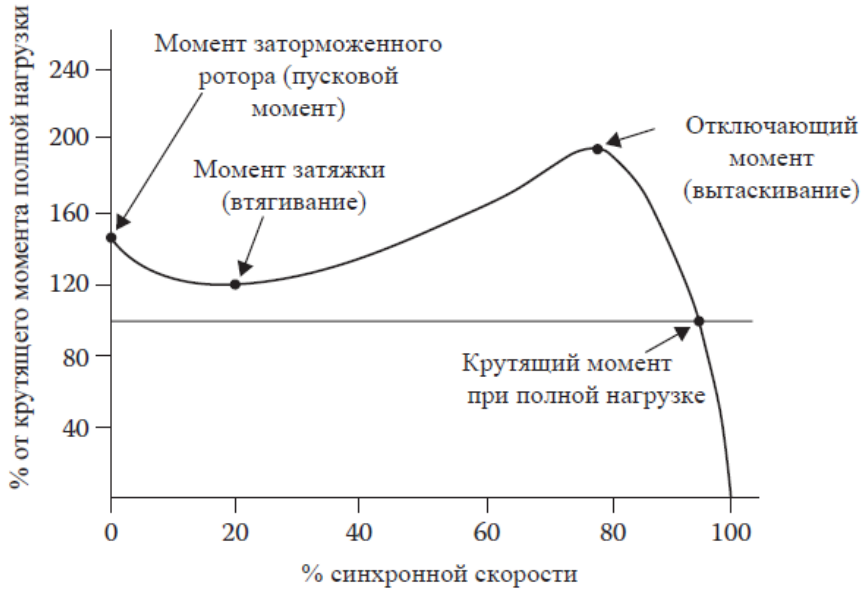



**РИС. 4.6**
Типичная зависимость крутящего момента от скорости для асинхронного двигателя.

1. *Двигатели класса А*: эти двигатели, обычно называемые двигателями с низким крутящим моментом и малым скольжением, имеют низкий пусковой ток и крутящий момент. Действительно, их пусковой момент составляет 125% от номинального значения, а их максимальный пусковой ток составляет 800% от номинального значения. Причем пробойный момент составляет всего 160% от номинального значения, а их коэффициент скольжения не превышает 5%.

2. *Двигатели класса В*: Эти двигатели называются двигателями общего назначения и чаще всего используются в зданиях.

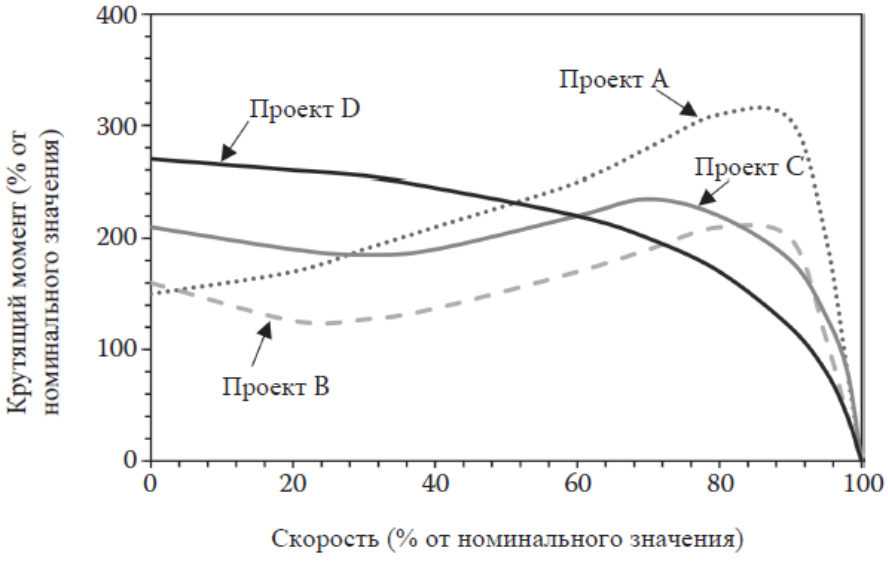



**РИС. 4.7**
Соотношение крутящий момент – скорость для обычных конструктивных классов асинхронных двигателей.

Пусковой крутящий момент зависит от размера двигателей и варьируется от 80% до 275% от номинального значения. Пробойный момент составляет от 175% до 300% от номинального значения. Пусковой или пусковой ток для этих двигателей может достигать 600% от номинального значения. Максимальный коэффициент скольжения двигателей класса В составляет 5%.

3. *Двигатели класса C*: эти двигатели, обычно называемые двигателями с высоким крутящим моментом, оснащены двумя наборами стержней ротора с разными значениями сопротивления. Стержень ротора с наибольшим сопротивлением используется для развития пускового момента, а второй стержень используется для нормальной работы. Пусковой крутящий момент двигателей класса C составляет от 200% до 250% от их номинальных значений. Пробойный момент остается около 200% от номинального почти для всех двигателей класса C. Как и двигатели класса B, коэффициент скольжения и пусковой ток для двигателей класса C могут достигать 5% и 600% соответственно от их номинального значения.

4. *Двигатели класса D*: эти двигатели, обычно называемые двигателями с высоким крутящим моментом и скольжением, имеют стержни ротора с высоким сопротивлением и достигают максимального крутящего момента при запуске. Действительно, пусковой момент составляет 275% от номинального значения. Коэффициент скольжения этих двигателей может достигать 15%. Их максимальный пусковой ток составляет 600% от номинального значения.

### *4.2.3 Соотношение тока и скорости*

Другой важной особенностью асинхронных двигателей является соотношение между током и скоростью. По мере увеличения коэффициента скольжения ток, потребляемый двигателем, увеличивается, как показано на рисунке 4.8. Одновременно коэффициент мощности двигателя уменьшается с увеличением коэффициента скольжения и тока. В частности, пусковой ток (то есть состояние заблокированного ротора с нулевой скоростью вращения ротора) может в пять-шесть раз превышать ток полной нагрузки. Высокие пусковые токи, также называемые пусковыми токами, в сочетании с низкими коэффициентами мощности могут вызвать ряд проблем в системах распределения электроэнергии при эксплуатации асинхронных двигателей в зданиях.

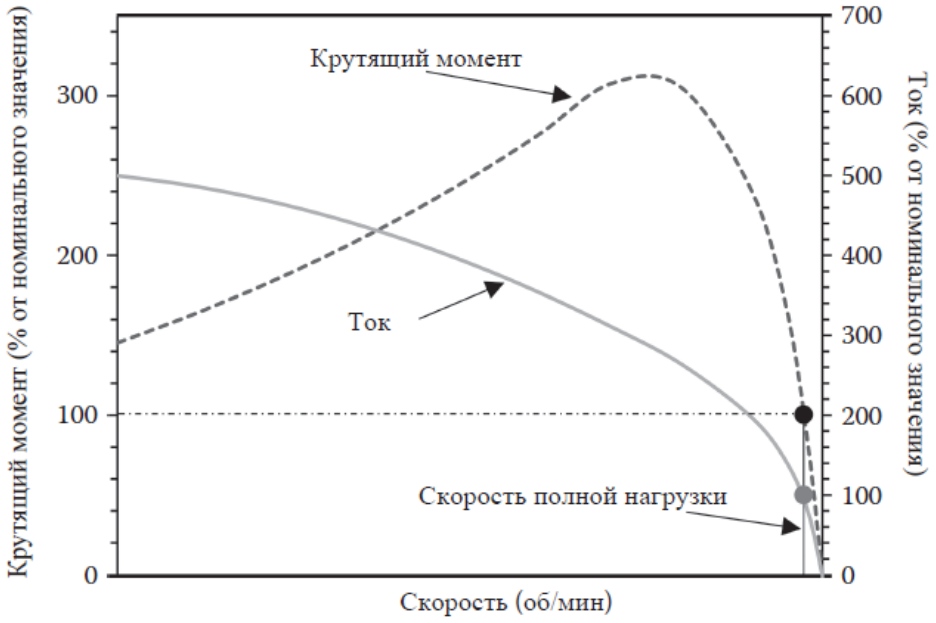



**РИС. 4.8**
Типичная зависимость крутящего момента от скорости для асинхронного двигателя.

Чтобы снизить высокие пусковые токи асинхронных двигателей, рекомендуется использовать некоторые методы плавного пуска. В главе 6 будут подробно обсуждаться некоторые из распространенных вариантов запуска, а также компоненты параллельных цепей, включая устройства защиты для асинхронных двигателей. Более того, установка конденсаторов может улучшить коэффициент мощности двигателей, как описано далее в этой главе и более подробно обсуждается в Главе 2.

# *4.3 Работа однофазных двигателей*

В жилых домах, а также в некоторых небольших коммерческих зданиях однофазные двигатели переменного тока необходимы для широкого спектра применений, включая системы кондиционирования, вытяжные вентиляторы и бытовые приборы. Как и в случае с трехфазными двигателями, асинхронные двигатели являются наиболее распространенными типами однофазных двигателей переменного тока, используемых в зданиях. Однако, в отличие от трехфазных двигателей, однофазные асинхронные двигатели не запускаются автоматически и не работают плавно. Действительно, магнитное поле, создаваемое однофазным током в статоре, остается на той же линии, но меняет свою величину и направление, как показано на рисунке 4.9. Вместо вращающегося магнитного поля, создаваемого для трехфазных двигателей переменного тока, магнитное поле для однофазных двигателей переменного тока является пульсирующим с периодическими изменениями как по величине, так и по направлению. В результате ротор пульсирует вперед и назад в зависимости от изменения магнитного поля, что приводит к шумной работе однофазных двигателей переменного тока.

Следует отметить, что после запуска однофазный двигатель продолжает вращаться, даже когда магнитное поле, а затем и крутящий момент становятся равными нулю. Действительно, импульс ротора обеспечит достаточную инерцию, чтобы двигатель продолжал вращаться.

Основные характеристики однофазных асинхронных двигателей аналогичны характеристикам трехфазных асинхронных двигателей. В частности, синхронные скорости такие же, как указанные в таблице 4.2. Единственное главное отличие и сложность для однофазных двигателей переменного тока - это механизм их запуска. Существует несколько подходов к запуску однофазных асинхронных двигателей переменного тока. Кратко описаны некоторые из наиболее распространенных пусковых механизмов:

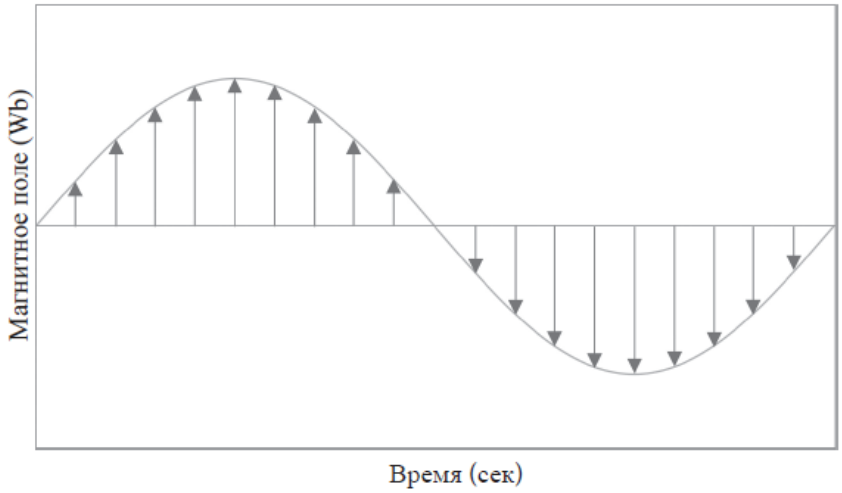



**РИС. 4.9**
Изменение магнитного поля во времени для однофазного асинхронного двигателя.

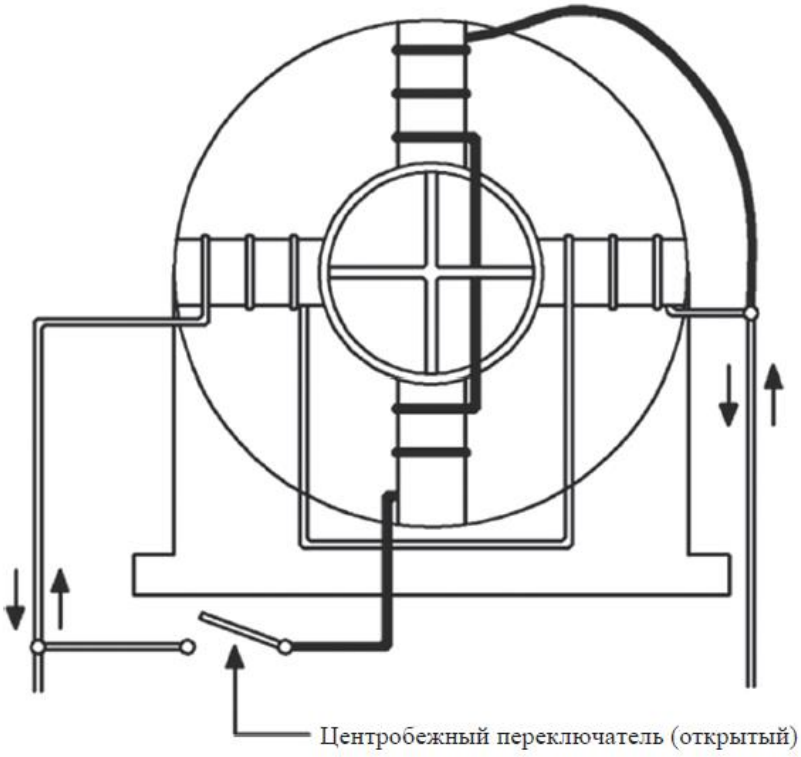



**РИС. 4.10**
Двухфазный пускатель сопротивления для однофазного двигателя переменного тока.

1. *Двухфазные пускатели с сопротивлением*. В статоре предусмотрены две отдельные обмотки: одна для пуска двигателя, а вторая - для нормальной работы. На рисунке 4.10 показан резистивный пусковой механизм с расщепленной фазой, используемый для однофазного двигателя переменного тока. В частности, пусковые обмотки имеют более высокое электрическое сопротивление, чем обычные обмотки, также известные как ходовые обмотки. Разница в сопротивлении между двумя обмотками вызывает фазовый сдвиг между токами, протекающими в обеих обмотках, что приводит к пусковому моменту, который инициирует вращение ротора. Когда скорость ротора обычно достигает 75% от номинального значения, центробежный выключатель размыкается, чтобы отключить пусковые обмотки от цепи статора. Обычно резистивные пускатели с расщепленной фазой вырабатывают высокие пусковые токи, а также низкие пусковые моменты.

2. *Емкостные пускатели с расщепленной фазой*. Как и в резистивных пускателях с расщепленной фазой, в этих пускателях также используются две отдельные обмотки, но к пусковым обмоткам подключена емкость, как показано на рисунке 4.11. Разность фаз между токами, протекающими в две обмотки, более значительна, чем разница, полученная при применении резистивных пускателей с разделенной фазой, что приводит к более высокому пусковому моменту (до 4,5 раз превышающему рабочий момент при полной нагрузке), но более низкому пусковому току. Емкостные пускатели с расщепленной фазой обычно дороже, чем пускатели с разделенной фазой сопротивления.

3. *Двухзначные емкостные пускатели с расщепленной фазой*. Вариант емкостного пускателя с расщепленной фазой включает два параллельных конденсатора, как показано на рисунке 4.12. Один конденсатор, подключенный к пусковым обмоткам, сначала используется для запуска вращения двигателя. Затем этот конденсатор отключается от схемы через центробежный переключатель, оставляя второй конденсатор подключенным к рабочим обмоткам. Эти типы пускателей с расщепленной фазой обычно используются для больших однофазных асинхронных двигателей.

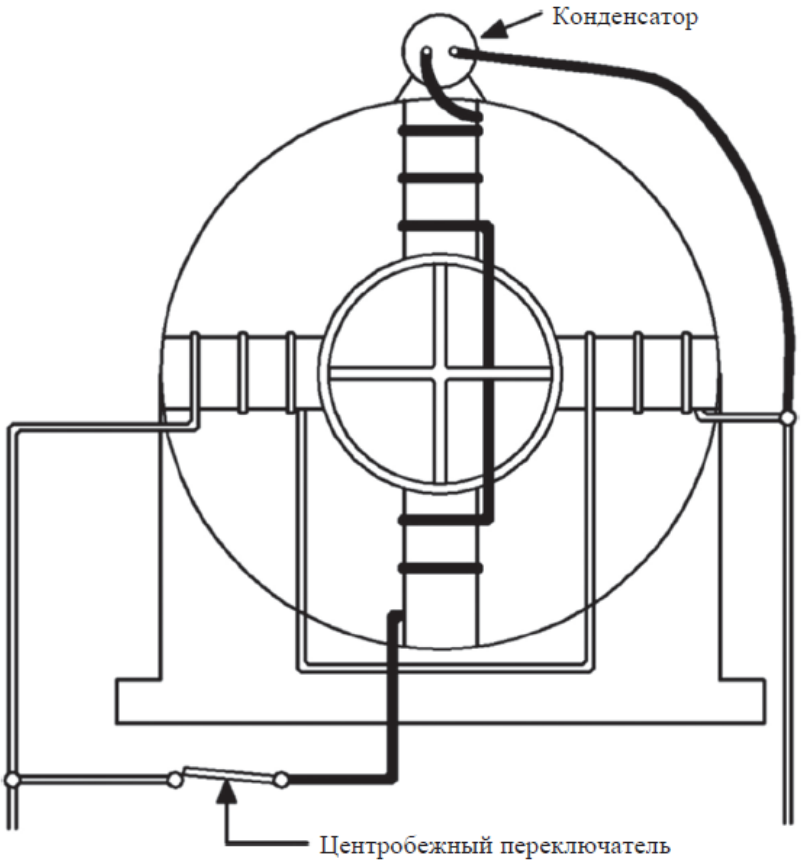



**РИС. 4.11**
Емкостной двухфазный пускатель для однофазного двигателя переменного тока.

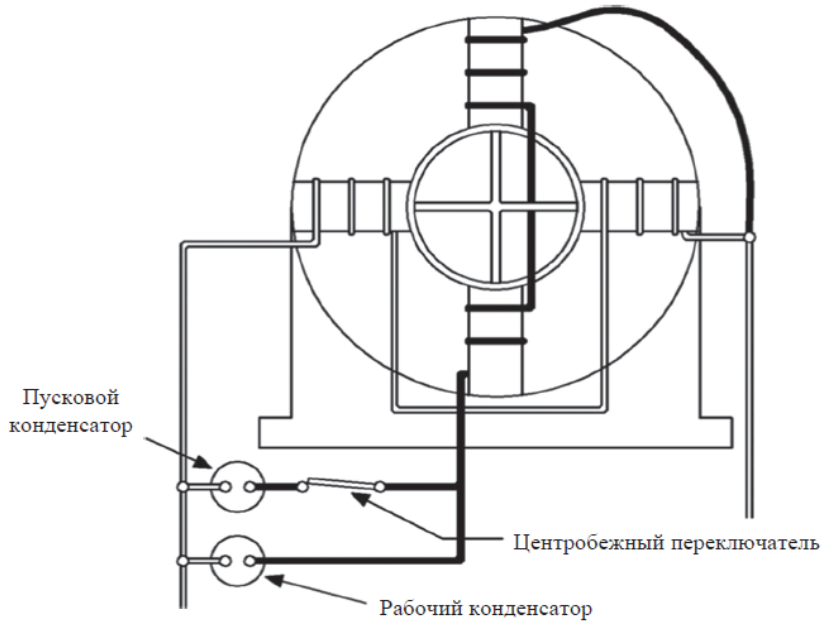



**РИС. 4.12**
Двухфазный пускатель с двумя параллельными конденсаторами для однофазного двигателя переменного тока.

# 4.4 Рабочие характеристики двигателей

Для характеристики электродвигателя при работе с полной нагрузкой обычно важны три параметра. К этим параметрам относятся следующие:

1. *Выходная механическая мощность двигателя* $P_M$: Эта мощность может быть выражена в кВт или лошадиных силах (л.с.). Выходная механическая мощность обычно является наиболее важным параметром при выборе двигателя.

2. *Коэффициент преобразования двигателя,* $\eta_M$: Этот коэффициент полезного действия выражает механическую мощность как долю реальной электроэнергии, потребляемой двигателем. Из-за различных потерь (таких как трение, потери в сердечнике из-за изменения магнитного поля и резистивные потери в обмотках) энергоэффективность электродвигателя всегда меньше 100%. Типичный КПД двигателя составляет от 75% до 95%, в зависимости от размера двигателя, как более подробно обсуждается далее в этой главе.

3. *Коэффициент мощности двигателя,* $pf_M$: Как указано в главе 2, коэффициент мощности позволяет оценить реактивную мощность, необходимую для двигателя переменного тока.

### *4.4.1 Энергоэффективность двигателей*

Используя схематическую диаграмму на рисунке 4.13, КПД двигателя, $\eta_M$, можно определить, как отношение механической выходной мощности $P_M$ и реальной потребляемой электрической мощности двигателя $P_R$:

$$\eta_M = \frac{P_M}{P_R} \qquad (4.5)$$

Следует отметить, что выходная механическая мощность $P_M$ обычно является функцией развиваемого крутящего момента $T$ ротора. При использовании единиц британской системы механическая мощность выражается в лошадиных силах, л.с., и может быть получена как функция крутящего момента, $T$, и скорости двигателя, выраженной в об / мин:

$$HP = \frac{T \cdot \mathrm{RPM}}{5252} \qquad (4.6)$$

Следует отметить, что 1 л.с. = 746 Вт = 0,746 кВт, а 5252 - коэффициент преобразования, основанный на единицах IP, используемых в уравнении 4.6.

В единицах СИ выходная механическая мощность двигателя, $P_M$, выражается в Вт или кВт и может быть получена как функция угловой скорости ротора в рад / с, ωR, просто следующим образом:

$$P_M = T \cdot \omega_R \qquad (4.7)$$

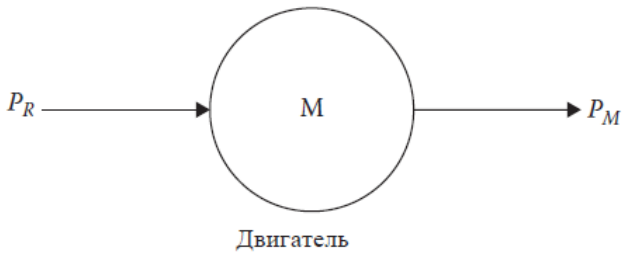



**РИС. 4.13**
Определение КПД двигателя.

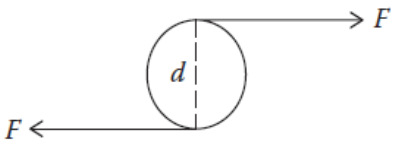


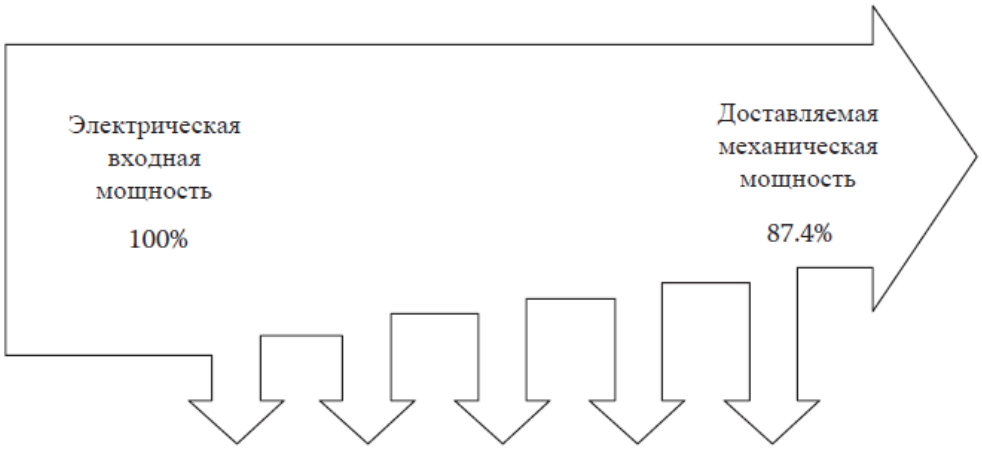

**РИС. 4.14**
Крутящий момент, развиваемый ротором двигателя.

Рисунок 4.14 показывает, что крутящий момент, развиваемый двигателем, является функцией создаваемой силы и диаметра ротора с использованием как единиц SI, так и IP:

$$T = F \times d \text{ (Н} \times \text{м) или (lbf} \times \text{фут)} \qquad (4.8)$$

Как упоминалось ранее, преобразование входной электрической мощности в выходную механическую не идеально подходит для любого электрического двигателя. Действительно, этому преобразованию присущи несколько типов потерь, как показано на рисунке 4.15 для трехфазного четырехполюсного асинхронного двигателя мощностью 15 л.с. (Балдор, 2010). Основные потери связаны с потерями сопротивления статора и ротора (то есть $RI^2$), а также с потерями в сердечнике, также известными как гистерезисные и вихретоковые потери, связанные с магнитным полем. Потери на трение, составляющие около 13% от общих потерь, относительно малы и связаны с подшипниками двигателя, а также с потерями на ветер, связанными с сопротивлением и охлаждающим эффектом воздуха, движущегося вокруг ротора. Наконец, другие потери, связанные с нагрузкой двигателя, называются паразитными потерями и составляют около 18% от общих потерь двигателя.

Основываясь на типах потерь, показанных на рисунке 4.15, можно рассмотреть следующие модификации конструкции с целью повышения энергоэффективности двигателей переменного тока:




| | Потеря сопротивления статора | Потеря сопротивления ротора | Основные потери | Потери на трение и ветер | Нагрузка от потерь рассеяния | Всего |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Процент потерь (%) | 30 | 20 | 19 | 13 | 18 | 100 |
| Процент ввода (%) | 3.8 | 2.5 | 2.4 | 1.6 | 2.3 | 12.6 |

**РИС. 4.15**
Типичные потери от преобразования электрической энергии в механическую для трехфазного двигателя переменного тока мощностью 15 л.с.

• Увеличение толщины обмоток статоров, чтобы можно было снизить потери сопротивления (действительно, более толстые провода имеют меньшее сопротивление и, следовательно, меньше потерь $RI^2$ при тех же протеканиях тока). Более подробная информация о проводах и проводниках представлена в Главе 6.

• Кроме того, использование меди вместо алюминия для обмоток статора также может снизить потери сопротивления.

• Аналогичным образом увеличение толщины обмоток и стержней ротора может снизить потери сопротивления.

• Уменьшение гистерезиса и потерь на вихревые токи за счет более качественного стального материала.

В таблице 4.3 приведены средние значения КПД как стандартных, так и энергоэффективных, широко известных как премиум-двигатели, коммерчески доступных в США (Крарти, 2010). Как отмечалось ранее, повышенный КПД двигателей высокого и высшего качества в основном обусловлен улучшенной конструкцией с использованием альтернативных материалов для обмоток ротора и статора для снижения сопротивления и потерь на гистерезис. Однако такое повышение энергоэффективности обычно связано с более высокими ценами на двигатели премиум-класса, которые примерно на 10–30% дороже, чем двигатели со стандартным КПД аналогичных размеров.

В таблице 4.4 сравниваются минимальные требования к энергоэффективности для четырехполюсных трехфазных электродвигателей как для Европейского Союза (ЕС), так и для США (IEA, 2011). В частности, Директивы ЕС по экодизайну заявляют, что все электродвигатели номинальной мощностью от 0,75 до 375 кВт, проданные после 1 января 2015 года, должны соответствовать минимальным уровням энергоэффективности IE3. Однако двигатели с минимальным уровнем энергоэффективности IE2 могут использоваться при оснащении приводами с регулируемой скоростью, также известными как приводы с регулируемой скоростью (ASD).

**ТАБЛИЦА 4.3**

Типичные КПД стандартных и премиальных двигателей

| Выходная механическая мощность двигателя, кВт (л.с.) | Средний номинальный КПД для двигателей со стандартным КПД | Средний номинальный КПД для двигателей с повышенным КПД |
|---|---|---|
| 0.75 (1.0) | 0.730 | 0.830 |
| 1.12 (1.5) | 0.750 | 0.830 |
| 1.50 (2.0) | 0.770 | 0.830 |
| 2.25 (3.0) | 0.800 | 0.865 |
| 3.73 (5.0) | 0.820 | 0.876 |
| 5.60 (7.5) | 0.840 | 0.885 |
| 7.46 (10) | 0.850 | 0.896 |
| 11.20 (15) | 0.860 | 0.910 |
| 14.92 (20) | 0.875 | 0.916 |
| 18.65 (25) | 0.880 | 0.926 |
| 22.38 (30) | 0.885 | 0.928 |
| 29.84 (40) | 0.895 | 0.930 |
| 37.30 (50) | 0.900 | 0.932 |
| 44.76 (60) | 0.905 | 0.933 |
| 55.95 (75) | 0.910 | 0.935 |
| 74.60 (100) | 0.915 | 0.940 |
| 93.25 (125) | 0.920 | 0.942 |
| 111.9 (150) | 0.925 | 0.946 |
| 149.2 (200) | 0.930 | 0.953 |

**ТАБЛИЦА 4.4**

Сравнение минимальных требований к энергоэффективности для четырехполюсных двигателей ЕС и США

| Выходная механическая мощность двигателя, кВт (л.с.) | Уровень энергоэффективности EU IE2 (50 Гц) | Уровень энергоэффективности EU IE3 (50 Гц) | Премиум-эффективность NEMA в США (60 Гц) |
|---|---|---|---|
| 0.75 (1.0) | 0.796 | 0.825 | 0.855 |
| 1.12 (1.5) | 0.814 | 0.841 | 0.865 |
| 1.50 (2.0) | 0.828 | 0.853 | 0.865 |
| 2.25 (3.0) | 0.843 | 0.867 | 0.895 |
| 3.73 (5.0) | 0.866 | 0.886 | 0.895 |
| 5.60 (7.5) | 0.877 | 0.896 | 0.910 |
| 7.46 (10) | 0.887 | 0.904 | 0.917 |
| 11.20 (15) | 0.898 | 0.914 | 0.930 |
| 14.92 (20) | 0.906 | 0.921 | 0.930 |
| 18.65 (25) | 0.912 | 0.926 | 0.936 |
| 22.38 (30) | 0.916 | 0.930 | 0.941 |
| 29.84 (40) | 0.923 | 0.936 | 0.941 |
| 37.30 (50) | 0.927 | 0.939 | 0.945 |
| 44.76 (60) | 0.931 | 0.942 | 0.950 |
| 55.95 (75) | 0.935 | 0.946 | 0.950 |
| 74.60 (100) | 0.940 | 0.950 | 0.954 |
| 93.25 (125) | 0.942 | 0.952 | 0.954 |
| 111.9 (150) | 0.945 | 0.954 | 0.958 |
| 149.2 (200) | 0.951 | 0.960 | 0.958 |

Работа и преимущества ASD обсуждаются позже в этой главе. В США перечисленные выше требования к энергоэффективности относятся к электродвигателям общего назначения.

В Примере 4.2 описаны базовые расчеты энергоэффективности асинхронного двигателя с учетом сопротивления и потерь в сердечнике.

**Пример 4.2**

**Задача**

Четырехполюсный двигатель с короткозамкнутым ротором имеет следующие характеристики:

• Потребляемая мощность при номинальной нагрузке 4200 Вт с коэффициентом мощности 0,60.

• Номинальная частота вращения 1150 об / мин.

• Сопротивление каждой обмотки статора (их три) $R_s$ = 0,16 Ω.

Электродвигатель питается от трехфазного источника с линейным напряжением 240 В и частотой 50 Гц. Обмотки двигателя имеют Y-образное соединение. Определить:

(a) Коэффициент скольжения двигателя в процентах

(b) Линейный ток, потребляемый двигателем.

(c) Потери сопротивления в статоре

(d) Потери эффективности двигателя, если потери в сердечнике статора составляют 350 Вт (без учета потерь на трение и других потерь, включая сопротивление и потери в сердечнике на роторе).

(e) крутящий момент, развиваемый двигателем, в Н м.

**Решение**

(a) Коэффициент скольжения двигателя в процентах

$$\omega_{mag} = \frac{120 \cdot f}{N_{poles}} = \frac{120 \cdot 50\,\text{Hz}}{4} = 1200\,\text{rpm}$$

$$\alpha = \frac{\omega_{mag} - \omega_{motor}}{\omega_{mag}} = \frac{1200 - 1150}{1200} = 4.2\%$$

(b) Линейный ток

$$P_R = \sqrt{3} \cdot I_L \cdot E_L \cdot pf$$

$$I_L = \frac{P_R}{\sqrt{3} \cdot E_L \cdot pf} = \frac{4200\ \text{W}}{\sqrt{3}(240\,\text{V})(0.60)} = 16.8\,\text{A}$$

(c) Потери сопротивления в статоре (т.е. потери $I^2R$):
Для Y-соединения – $I_L = I_\Phi$

$$P_{losses,\Phi} = (I_\Phi)^2 \cdot R_S = (16.8\,\text{A})^2 (0.16\ \Omega) = 45.4\ \text{W}$$

$$P_{losses,resistance} = 3 \cdot P_{losses,\Phi} = 3(45.4\ \text{W}) = 135\ \text{W}$$

(d) Энергоэффективность двигателя:
Сначала оцениваются общие потери:

$$P_{losses,total} = P_{losses,core} + P_{losses,resistance} = 350 + 135 = 485\ \text{W}$$

$$\eta_{motor} = \frac{P_{input} - P_{losses,total}}{P_{input}} = \frac{4200 - 485}{4200} = 88.5\%$$

$$\eta_{losses} = 1 - \eta_{motor} = 11.5\%$$

(e) крутящий момент, создаваемый двигателем:

$$P_{motor} = T \cdot \omega$$

$$P_{motor} = P_{input} \cdot \eta = 4200\ \text{W} * 0.885 = 3715\ \text{W}$$

$$\omega_{mag} = 4\pi \frac{f}{N_p}\,\text{rad/s} = 4\pi \frac{50\ \text{Hz}}{4} = 157\ \text{rad/s}$$

$$\omega_{actual} = \omega_{mag}(1 - \alpha) = 157(1 - 0.042) = 150.5\ \text{rad/s}$$

$$T = \frac{P_{motor}}{\omega_{actual}} = \frac{3715\ \text{W}}{150.5\ \text{rad/s}} = 24.7\ \text{N} \cdot \text{m}$$




**РИС. 4.16**
Изменение энергоэффективности в зависимости от уровня нагрузки как стандартных, так и премиальных двигателей мощностью 5 л.с.

Следует отметить, что, поскольку потери сопротивления связаны с обмотками ротора и статора, которые существенно не меняются в зависимости от размера двигателя, энергоэффективность больших двигателей обычно выше, чем у маленьких двигателей. Более того, энергоэффективность любого электродвигателя зависит от уровня его нагрузки, как показано на рис. 4.16, как для двигателей стандартной эффективности, так и для двигателей премиум-класса мощностью 5 л.с. При малых нагрузках энергоэффективность близка к нулю из-за того, что двигатель должен генерировать магнитное поле и преодолевать трение. При более высоких нагрузках энергоэффективность увеличивается до тех пор, пока не сравняется примерно с 50% номинальной механической мощности двигателя. Пиковая энергоэффективность электродвигателей обычно составляет от 50% до 100% их номинальной выходной мощности в зависимости от их проектных характеристик.

### *4.4.2 Коэффициент мощности двигателей*

Реальную электрическую мощность $P_R$, используемую электродвигателем, можно рассчитать как функцию выходной механической мощности $P_M$ и КПД двигателя $\eta_M$:

$$P_R = \frac{1}{\eta_M} \cdot P_M \tag{4.9}$$

Следовательно, общая мощность $P_T$ и реактивная мощность $P_X$, необходимые для работы двигателя, равны соответственно.

$$P_T = \frac{P_R}{pf_M} = \frac{1}{pf_M \cdot \eta_M} \cdot P_M \tag{4.10}$$

$$P_X = P_R \tan\phi = \frac{1}{\eta_M} \cdot P_M \cdot \tan\left(\cos^{-1} pf\right) \tag{4.11}$$

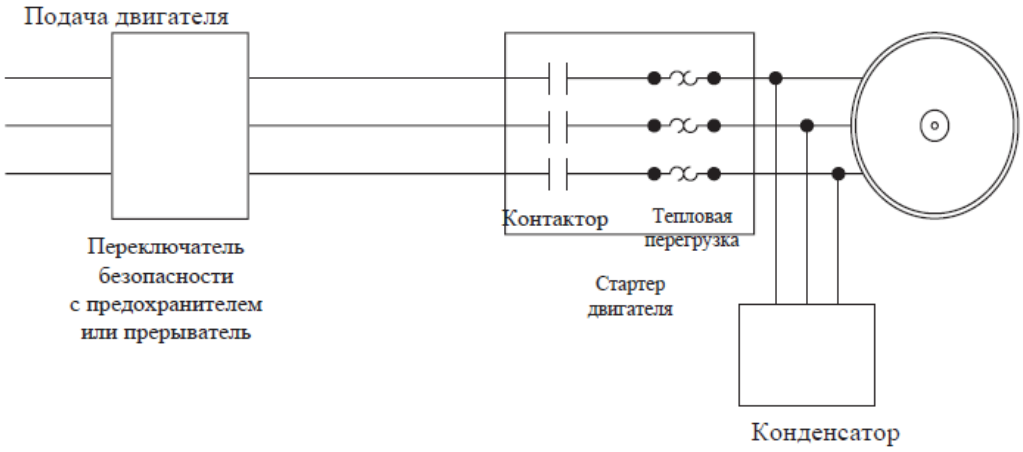



**РИС. 4.17**
Размещение конденсатора для повышения коэффициента мощности трехфазного асинхронного двигателя.

Чтобы повысить коэффициент мощности асинхронного двигателя, конденсатор может быть размещен параллельно двигателю, как показано на рисунке 4.17. Реактивную мощность конденсатора можно оценить, как описано в главе 2. В частности, реактивная мощность конденсатора $P_C$, необходимая для улучшения существующего коэффициента мощности, $pf_e$, до установленного значения, $pf_r$, может быть определена как функция механическая мощность $P_M$ и энергоэффективность двигателя $\eta_M$:

$$P_C = \frac{P_M}{\eta_M} \cdot \left[ \tan\left(\cos^{-1} pf_e\right) - \tan\left(\cos^{-1} pf_r\right) \right] \qquad (4.12)$$

Пример 4.3 иллюстрирует оценку размера конденсатора, необходимого для улучшения коэффициента мощности асинхронного двигателя.

**Пример 4.3**
**Задача**
Рассмотрим асинхронный двигатель мощностью 100 л.с. с номинальной энергоэффективностью на паспортной табличке 91,5% и коэффициентом мощности $pf_e$ = 0,87. Определите требуемый размер конденсатора в кВАр, который должен быть установлен параллельно с асинхронным двигателем, чтобы коэффициент мощности стал не менее $pf_r$ = 0,95.

**Решение**
Размер конденсатора в кВАр определяется по формуле 4.12:

$$P_C = \frac{100 * 0.746}{0.915} \cdot \left[ \tan\left(\cos^{-1} 0.87\right) - \tan\left(\cos^{-1} 0.95\right) \right] = 19.4 \text{ kVAR}$$

Таким образом, можно выбрать конденсатор на 20 кВАр, чтобы коэффициент мощности асинхронного двигателя был не менее 0,95.

### *4.4.3 Влияние изменения напряжения*

Двигатели чувствительны к изменениям напряжения источника. Обычно рекомендуется 10% диапазон допуска для напряжения источника, чтобы гарантировать, что при очень низких и высоких значениях напряжения двигатели работают в приемлемом диапазоне. В частности, высокое напряжение обычно приводит к более высоким токам, вызывающим перегрев, который может сократить срок службы двигателя.

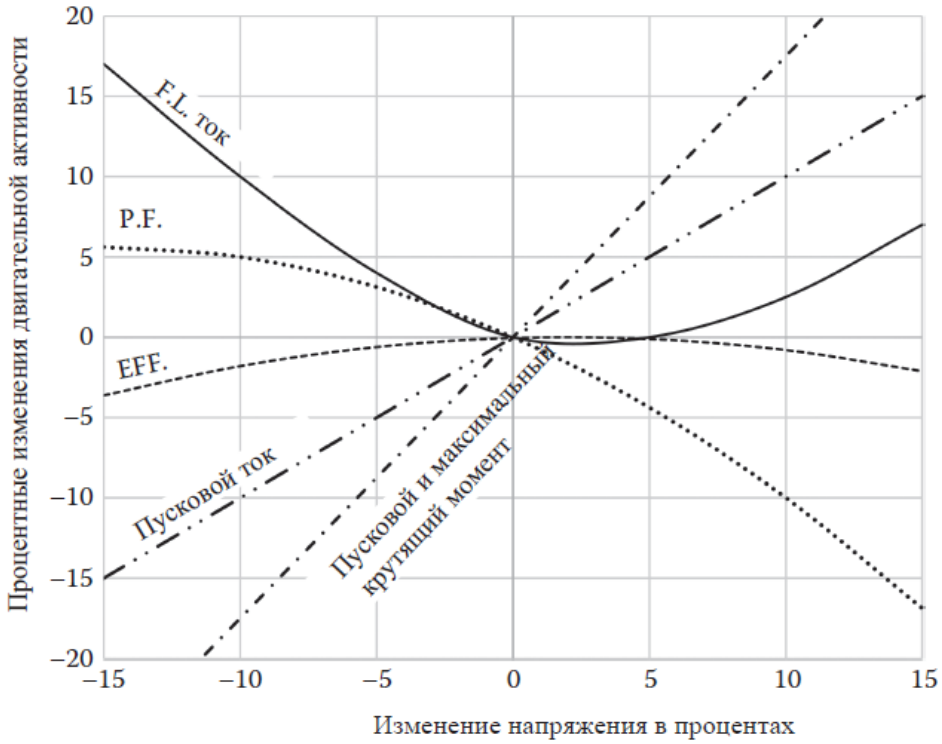



**РИС. 4.18**
Влияние колебаний напряжения на характеристики типичного асинхронного двигателя.

На рис. 4.18 показано типичное влияние колебаний напряжения на рабочие характеристики асинхронного двигателя, включая пусковой ток, ток полной нагрузки (F.L.), коэффициент мощности (P.F.), энергоэффективность (EEF.), а также пусковой и максимальный крутящие моменты.

Некоторые общие рекомендации по влиянию колебаний напряжения на работу двигателей можно обобщить на основе данных, представленных на рисунке 4.18, а также наблюдений:

• Маленькие двигатели обычно более чувствительны к перенапряжению, чем большие двигатели.

• Однофазные двигатели более чувствительны к перенапряжению, чем трехфазные.

• Двигатели с повышенным КПД менее чувствительны к перенапряжению, чем двигатели со стандартным КПД.

• Двухполюсные и четырехполюсные двигатели обычно менее чувствительны к высокому напряжению, чем шестиполюсные и восьмиполюсные двигатели.

• Перенапряжение может увеличить силу тока и температуру даже на слегка нагруженных двигателях, что приведет к сокращению срока службы.

• Энергоэффективность при полной нагрузке снижается как при высоком, так и при низком напряжении.

• Коэффициент мощности может улучшаться при более низком напряжении и резко снижаться при повышении напряжения.

• Пусковой ток увеличивается с увеличением напряжения.

В примере 4.4 показано влияние перенапряжения на энергоэффективность и коэффициент мощности асинхронного двигателя.

**Пример 4.4**

**Задача**

Рассмотрим трехфазный асинхронный двигатель мощностью 40 л.с. с номинальным напряжением 460 на паспортной табличке, энергоэффективностью 91,5% и коэффициентом мощности $pf_e$ = 0,90. Определите влияние 10% перенапряжения как на энергоэффективность, так и на коэффициент мощности двигателя. При возникновении этого перенапряжения оцените реальную

мощность, потребляемую двигателем, чтобы обеспечить такую же выходную механическую мощность 40 л.с.

**Решение**

Согласно данным, показанным на Рисунке 4.18, 10% перенапряжения приводит к (i) снижению коэффициента мощности на 10% и (ii) снижению энергоэффективности на 1,5%.

Таким образом, новый коэффициент мощности двигателя при работе на 10% более высоком напряжении 506 В (вместо 460 В) равен:

$$Pf_{нов} = (1 - 0{,}10) * pf_{номинальн.} = 0{,}90 * 0{,}90 = 0{,}81$$

Новая энергоэффективность двигателя при работе от напряжения 506 В:

$$\eta_{new} = (1 - 0.015) * \eta_{rated} = 0.985 * 91.5\% = 90.13\%$$

При напряжении 460 В номинальная активная мощность, потребляемая двигателем, равна:

$$P_{R,rated} = \text{HP} * \frac{0.746}{\eta_{rated}} = 40 * \frac{0.746}{0.915} = 33.6\ \text{kW}$$

Когда на двигатель подается напряжение 506 В, новую реальную мощность, потребляемую двигателем, можно оценить на основе нового значения энергоэффективности с двигателем, обеспечивающим такую же номинальную выходную механическую мощность 40 л.с.

$$P_{R,new} = \text{HP} * \frac{0.746}{\eta_{new}} = 40 * \frac{0.746}{0.9013} = 33.1\ \text{kW}$$

### *4.4.4 Технические характеристики двигателей*

При выборе электродвигателя следует учитывать несколько факторов и характеристик в зависимости от области применения. Помимо выходной механической мощности, энергоэффективности, частоты и напряжения, для определения характеристик электродвигателей можно использовать другие функции, включая следующие:

*Фактор обслуживания*: некоторые электродвигатели могут быть немного перегружены сверх их номинальной механической мощности. Перегрузочная способность двигателей называется эксплуатационным фактором. Таким образом, эксплуатационный коэффициент 1,10 означает, что двигатель может выдерживать дополнительную механическую нагрузку на 10% по сравнению с его максимальным номинальным значением. Обычно коэффициенты эксплуатации электродвигателей составляют от 1,10 до 1,15.

*Тип корпуса*: двигатели могут работать в широком диапазоне условий окружающей среды в зависимости от области применения и использования, начиная от агрессивных и влажных помещений, например, в случае нескольких промышленных объектов, до чистых и сухих помещений, обычных в зданиях. Для электродвигателей доступны два основных корпуса, включая открытый и закрытый. Вентиляция двигателей открытого типа осуществляется за счет естественной или принудительной циркуляции окружающего воздуха. Для двигателей закрытого типа доступны две основные категории: без вентиляции и с вентиляторным охлаждением.

*Размер корпуса*: физические размеры двигателей стандартизированы в США НАПЭ. Таким образом, двигатели разных производителей имеют одинаковые габариты или размеры корпуса. Обычно размер кадра включает три цифры и одну букву в конце. Первые два числа относятся к высоте вала над монтажной пластиной двигателя, а третье число представляет собой код, связанный с длиной двигателя. Буква может быть (1) U, если двигатели соответствуют номинальным характеристикам, установленным после 1953 года, но до 1964 года, или (2) T, если двигатели рассчитаны на основе системы, инициированной в 1964 году. Если буква не используется, то устанавливается размер корпуса двигателя. основана на оригинальной рейтинговой системе 1928 года. Кроме того, можно добавить букву S, чтобы указать, что двигатель имеет короткий вал.

**ТАБЛИЦА 4.5**

Температурные характеристики для обычных классов изоляции двигателей

| | Рейтинг температуры | |
|---|---|---|
| Класс изоляции | (°C) | (°F) |
| A | 105 | 221 |
| B | 130 | 266 |
| F | 155 | 311 |
| H | 180 | 356 |

*Класс изоляции*: большинство электродвигателей рассчитаны на работу при температуре окружающего воздуха ниже 40° C (104° F). Однако тепло, выделяемое обмотками ротора и статора, увеличивает температуру двигателя, особенно во время работы с полной нагрузкой. Разница температур между условиями запуска и полной нагрузки называется повышением температуры двигателя. В зависимости от типа и номинала изоляции допустимое максимальное повышение температуры в течение ее среднего срока службы обычно составляет 20 000 часов. В таблице 4.5 определены четыре обычно доступных класса изоляции и их номинальные температуры, которые определяются как температура окружающей среды плюс максимально допустимое повышение температуры. Следует отметить, что большинство двигателей типоразмера T имеют изоляцию класса B.

## 4.5 Повышение энергоэффективности двигателей

Помимо улучшенной конструкции, энергоэффективность электродвигателей может быть повышена за счет установки приводов с переменной или регулируемой скоростью, особенно когда они приводят в действие вентиляторы, насосы и компрессоры. Сначала обсуждаются работа и потенциальные преимущества повышения энергоэффективности приводов с регулируемой скоростью. Затем описываются общие методы расчета с некоторыми наглядными примерами для оценки сокращения использования энергии за счет повышения энергоэффективности электродвигателей.

### *4.5.1 Приводы с регулируемой скоростью (ASD)*

Делая больший упор на энергоэффективность, все большее число дизайнеров и инженеров рекомендуют использовать двигатели с регулируемой скоростью для различных систем отопления, вентиляции и кондиционирования (ОВКВ) зданий. Действительно, использование ASD в настоящее время становится обычным явлением, особенно для приточных и возвратных вентиляторов в системах с переменным объемом воздуха (ПОВ) и для насосов горячей и холодной воды в установках центрального отопления и охлаждения.

Электронные ASD преобразуют источник питания переменного тока с фиксированной частотой (50 или 60 Гц) сначала в источник постоянного тока, а затем в источник питания переменного тока с новым значением частоты, как показано на рисунке 4.19. Следовательно, ASD могут изменять скорость двигателей переменного тока без движущихся частей, обеспечивая высокую надежность и низкие требования к техническому обслуживанию. Чтобы достичь оптимального потенциала экономии энергии для любого приложения ОВКВ, инженер должен знать фактическую энергоэффективность двигателей. Для приложений ASD важно разделить потери между приводом и двигателем, чтобы получить оптимизированную систему ОВКВ с наименьшими эксплуатационными расходами. В частности, инженеру необходимо знать распределение потерь, включая потери в стали, потери в меди, потери на трение и ветер, а также распределение потерь между статором и ротором. Чтобы определить эти потери и, следовательно, КПД двигателя, необходимы точные измерения. К сожалению, существующие приборы для измерения мощности больше подходят для синусоидальных, а не для искаженных сигналов (которые типичны для приложений ASD).

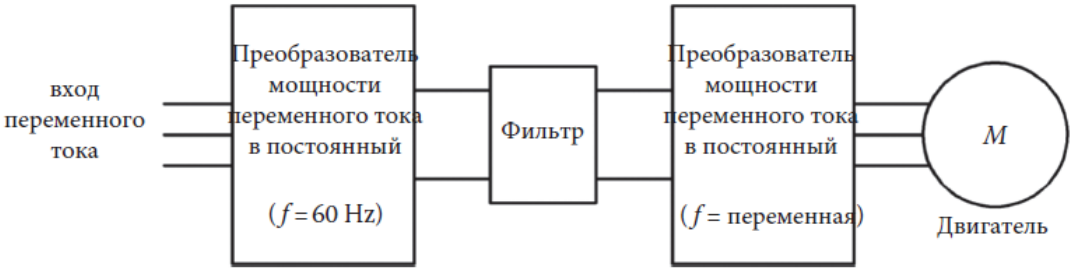



**РИС. 4.19**
Основная концепция инвертора мощности ASD.

Использование недорогих твердотельных силовых устройств и интегральных схем для управления скоростью привело к тому, что большинство коммерчески доступных ASD потребляют мощность с чрезвычайно высоким содержанием гармоник, как описано в главе 11. Некоторые исследователи изучили поведение имеющейся в продаже мощности. измерительные приборы, подверженные действию сигналов напряжения и тока, типичных для соединений ASD-двигателя В частности, в рамках проекта ASHRAE 770-RP (Домиян и др., 1996) были исследованы три технологии приводов, используемые в индустрии ОВКВ, а именно: индукция с ШИМ, переключаемое сопротивление и бесщеточные приводы постоянного тока. Основные результаты их исследования заключаются в том, что существующие силовые приборы не могут точно измерить потери мощности (и, следовательно, энергоэффективность двигателя) из-за высокого содержания гармоник в спектрах напряжения, особенно для бесщеточных двигателей постоянного тока и вентильных реактивных двигателей, которые составляют значительную часть рынка ОВКВ.

Обычно потери в двигателе измеряются косвенно, путем мониторинга потребляемой и выходной мощности, а затем путем измерения разницы. Этот традиционный подход требует чрезвычайно высокой точности измерений мощности для достижения «разумной» оценки потерь двигателя, особенно для двигателей с повышенным КПД (с низкими потерями). Однако были предложены другие подходы к непосредственному измерению потерь в ASD-двигателе (Крарти, 2010).

Чтобы оценить потенциальную экономию энергии, связанную с установкой ASD для изменения скорости двигателей, теоретическое соотношение между изменением реальной мощности двигателя с $P_{R,1}$ на $P_{R,2}$ из-за изменения его скорости с $\omega_{R,1}$ до $\omega_{R,2}$ можно рассматривать:

$$\frac{P_{R,1}}{P_{R,2}} = \left( \frac{\omega_{R,1}}{\omega_{R,2}} \right)^3 \qquad (4.13)$$

Это уравнение часто применяется к вентиляторам в системах ОВКВ и называется третьим из трех законов вентилятора. Однако из-за эффектов противодавления фактическое снижение энергопотребления двигателя вентилятора менее значимо, как указано в таблице 4.6, по сравнению с теоретическим и фактическим влиянием использования энергии в зависимости от скорости двигателя (Крарти, 2010). Пример 4.5 демонстрирует экономию энергии, связанную с установкой привода ASD на двигатель вентилятора с постоянной скоростью.

**Пример 4.5**
**Задача**

Электродвигатель приточного вентилятора для приточно-вытяжной установки системы переменного расхода воздуха мощностью 50 л.с. с энергоэффективностью 90%. Вентилятор работает 4000 ч / год в соответствии со следующим профилем нагрузки:

- 100% загрузка, 10% времени
- 80% нагрузки, 40% времени
- 60% нагрузки, 40% времени
- 40% нагрузки, 10% времени

Определите экономию энергии, связанную с установкой ASD. Рассмотрите как теоретические, так и фактические характеристики ASD. Оцените экономию затрат на электроэнергию, если цена на

электроэнергию составляет 0,10 доллара США / кВтч. Определите простой срок окупаемости, если установка VSD стоит 18 000 долларов.

**Решение**

Потребляемая электрическая энергия электродвигателя приточного вентилятора сначала определяется для каждого варианта управления путем расчета средневзвешенной номинальной механической мощности вентилятора, выраженной в лошадиных силах, с использованием данных о производительности вентилятора, приведенных в таблице 4.6.

Для фактической производительности вентилятора VSD средняя мощность составляет

$$k\bar{W}_{e,fan}^{VSD-A} = 50\ \text{HP} * (1.0 * 0.1 + 0.64 * 0.4 + 0.36 * 0.40 + 0.16 * 0.1) = 26\ \text{HP}$$

в то время как для теоретической производительности вентилятора VSD средняя мощность составляет:

$$k\bar{W}_{e,fan}^{VSD-T} = 50\ \text{HP} * (1.0 * 0.1 + 0.51 * 0.4 + 0.22 * 0.40 + 0.064 * 0.1) = 20\ \text{HP}$$

Чтобы определить годовую экономию энергии за счет установки ASD, сначала оценивается годовое потребление электроэнергии для существующего вентилятора постоянной скорости (т.е. объема):

$$kWh_{e,fan}^{CV} = \left( \frac{50\ \text{HP} * 0.746\ \text{kW/HP}}{0.90} \right) * 4{,}000\ \text{h} = 165{,}778 \quad \text{кВтч/год}$$

**ТАБЛИЦА 4.6**

Процент снижения мощности двигателя в зависимости от процента снижения скорости двигателя из-за установки ASD

| Привод с регулируемой скоростью (ASD) | Использование энергии (в% от максимального значения) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 100% | 80% | 60% | 40% |
| Фактическая производительность | 100% | 64% | 36% | 16% |
| Теоретическая производительность | 100% | 51% | 22% | 6 % |

Фактическая производительность частотно-регулируемых приводов (VSD)

$$kWh_{e,fan}^{VSD-A} = \left( \frac{26\ \text{HP} * 0.746\ \text{kW/HP}}{0.90} \right) * 4{,}000\ \text{h} = 86{,}204 \quad \text{кВтч/год}$$

Для теоретических характеристик частотно-регулируемых приводов (VSD)

$$kWh_{e,fan}^{VSD-T} = \left( \frac{20\ \text{HP} * 0.746\ \text{kW/HP}}{0.90} \right) * 4{,}000\ \text{h} = 66{,}311 \quad \text{кВтч/год}$$

Стоимость использования энергии двигателя вентилятора и срок окупаемости для каждого варианта управления вентилятором приведены здесь.

| Вариант скорости двигателя | Годовое потребление энергии (кВтч / год) | Годовая экономия энергии (кВтч / год) | Годовая экономия затрат ($ / год) | Простой срок окупаемости (лет) |
|---|---|---|---|---|
| CV | 165,778 | 0 | 0 | — |
| VSD (act.) | 86,204 | 79,574 | 7957 | 2.26 |
| VSD (th.) | 66,311 | 99,467 | 9947 | 1.81 |

Из результатов представленного здесь экономического анализа ясно, что установка привода с регулируемой скоростью является очень рентабельным вариантом, даже если принять во внимание фактическую производительность двигателя вентилятора.

#### *4.5.1.1 Энергоэффективные двигатели*

Существует три метода расчета экономии энергии за счет замены энергоэффективного двигателя. Эти три метода описаны в этом разделе.

##### *4.5.1.1.1 Метод 1: упрощенный метод*

Этот метод использовался и до сих пор используется большинством инженеров-энергетиков для определения экономии энергии и затрат при замене двигателя. В рамках этого метода делаются два допущения: (1) двигатель полностью загружен и (2) изменением скорости двигателя пренебрегают. Используя этот метод, сначала рассчитывается экономия электроэнергии за счет замены двигателя следующим образом:

$$\Delta P_R = P_M \cdot \left( \frac{1}{\eta_e} - \frac{1}{\eta_r} \right) \qquad (4.14)$$

где

$P_M$ - выходная механическая мощность двигателя

$\eta_e$ - расчетный (т.е. при полной нагрузке) КПД существующего двигателя (например, до дооборудования)

$\eta_r$ - расчетный (т.е. при полной нагрузке) КПД энергоэффективного двигателя (например, после дооборудования).

Затем можно оценить экономию электроэнергии, полученную при замене двигателя:

$$\Delta kWh = \Delta P_R \cdot N_h \cdot LF_M \qquad (4.15)$$

где

$N_h$ - количество часов в году, в течение которых двигатель работает

$LF_M$ - коэффициент нагрузки двигателя в течение 1 года.

Пример 4.6 иллюстрирует оценку экономии энергии, связанной с использованием двигателя с повышенным КПД вместо двигателя со стандартным КПД, с использованием упрощенного метода расчета по уравнениям 4.14 и 4.15.

**Пример 4.6**

**Задача**

Двигатель со стандартным КПД 30 л.с. работает 5000 ч / год. Двигатель с повышенным КПД имеет КПД 92,8% по сравнению с 90,0% для двигателя со стандартным КПД. Рассчитайте годовую экономию энергии в кВтч при использовании двигателя повышенной эффективности вместо двигателя стандартной производительности. Предположим, что коэффициент нагрузки двигателя составляет 0,75.

**Решение**

Используя уравнение 4.14, сначала рассчитывается экономия реальной мощности, используемой двигателем:

$$\Delta P_R = 30\,\text{HP} * 0.746\,\text{kW/HP} * \left(\frac{1}{0.90} - \frac{1}{0.928}\right) = 0.75\,\text{kW}$$

Используя уравнение 4.15, можно оценить годовую экономию энергии:

$$\Delta\text{kWh} = 0.75\,\text{kW} * 5000\,\text{h/year} * 0.75 = 2814\,\text{kWh}$$

*4.5.1.1.2 Метод 2: Метод определения номинальной механической мощности*

В этом методе предполагается, что пиковая электрическая нагрузка существующего двигателя пропорциональна его средней выходной механической мощности:

$$P_{R,e} = \frac{P_M}{\eta_{op,e}} \cdot LF_{M,e} \cdot PDF_{M,e} \qquad (4.16)$$

где

• $\eta_{op,e}$ - энергоэффективность двигателя в условиях средней рабочей частичной нагрузки. Чтобы получить это значение, следует использовать кривую удельной энергоэффективности для существующего двигателя. Если кривая КПД для конкретного двигателя недоступна, можно использовать общую кривую.

• $LF_{M,e}$ - коэффициент нагрузки существующего двигателя, определяемый как соотношение между средней рабочей нагрузкой существующего двигателя и его номинальной механической мощностью. Следует отметить, что в большинстве случаев двигатели имеют слишком большой размер и работают в условиях очень низкой частичной нагрузки.

• $PDF_{M,e}$ - коэффициент пиковой нагрузки и представляет собой долю типичной нагрузки двигателя, которая возникает во время пикового потребления в здании. В большинстве приложений $PDF_{M,e}$ можно принять равным единице, поскольку двигатели часто вносят непосредственный вклад в общую пиковую потребность здания.

Поскольку механическая нагрузка не изменяется после установки энергоэффективного двигателя, можно рассмотреть двигатель меньшего размера с мощностью $P_{M,r}$, если существующий двигатель имеет завышенный размер с номинальной мощностью $P_{M,e}$. В этом случае энергосберегающий двигатель меньшего размера может работать при более высоком коэффициенте нагрузки, чем существующий двигатель. Новый коэффициент нагрузки, $LF_r$, энергоэффективного двигателя можно рассчитать следующим образом:

$$LF_r = LF_e \cdot \frac{P_{M,r}}{P_{M,e}} \qquad (4.17)$$

Более того, энергоэффективные двигатели часто работают на более высоких скоростях, чем стандартные двигатели, которые они заменяют, поскольку они имеют более низкие внутренние потери. Эта более высокая скорость на самом деле оказывает негативное влияние, поскольку снижает эффективную энергоэффективность двигателя на фактор, называемый штрафом за скольжение. Коэффициент штрафа за скольжение $SLIP_P$ определяется, как показано в уравнении 4.18:

$$SLIP_P = \left(\frac{\omega_{M,r}}{\omega_{M,e}}\right)^3 \qquad (4.18)$$

где

$\omega_{M,e}$ - скорость вращения существующего двигателя

$\omega_{M,r}$ - скорость вращения энергоэффективного двигателя

Используя уравнение, подобное уравнению 4.16, можно определить пиковую потребность в электроэнергии для модифицированного двигателя (например, энергоэффективного двигателя):

$$P_{R,r} = \frac{P_{M,r}}{\eta_{op,r}} \cdot LF_{M,r} \cdot PDF_{M,r} \cdot SLIP_P \qquad (4.19)$$

Таким образом, можно оценить экономию электроэнергии за счет замены двигателя:

$$\Delta P_R = P_{R,e} - P_{R,r} \qquad (4.20)$$

Таким образом, экономия от использования электроэнергии может быть рассчитана с помощью уравнения 4.15.

*4.5.1.1.3 Метод 3: Метод полевых измерений*

В этом методе потребляемая мощность двигателя измеряется непосредственно на месте. Как правило, значения тока, $I_M$, напряжения, $E_M$ и коэффициента мощности $pf_M$ записываются для существующего двигателя, подлежащего модернизации. Для трехфазных двигателей (которые распространены на промышленных объектах и в большинстве систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в коммерческих зданиях) электрическая мощность, потребляемая существующим двигателем, может быть либо непосредственно измерена, либо рассчитана на основе значений тока, напряжения и коэффициента мощности следующим образом:

$$P_{R,E} = \sqrt{3} \cdot E_M \cdot I_M \cdot pf_M \qquad (4.21)$$

Коэффициент нагрузки существующего двигателя можно оценить, взяв отношение измеренного тока к току полной нагрузки, указанному на паспортной табличке, $I_{FL}$, как выражено в уравнении 4.22:

$$LF_{M,E} = \frac{I_M}{I_{FL}} \qquad (4.22)$$

Исследование, проведенное Биземейером и Джоуетом (1996), показало, что уравнение 4.22 дает многое. более высокая точность оценки коэффициента нагрузки двигателя, чем подход, основанный на соотношении частоты вращения двигателя (т.е. измеренная частота вращения выше номинальной), используемой BPA (1990) и Лободовским (1994). Следует отметить, что уравнение 4.22 рекомендуется для нагрузки коэффициенты, которые выше 50%, так как для этих коэффициентов нагрузки типичный двигатель потребляет электрический ток. пропорционально наложенной нагрузке.

Методика расчета экономии электроэнергии и энергопотребления аналогичен описанному для метода оценки механической мощности с помощью уравнений 4.17. до 4.20

# *4.6 Резюме*

В этой главе дается обзор основных характеристик трехфазных и однофазных двигателей переменного тока. В частности, особое внимание уделяется принципам работы и характеристикам асинхронных двигателей переменного тока, поскольку они широко используются в различных строительных приложениях. В этой главе приводятся инструкции по обеспечению безопасной эксплуатации и повышению энергетических характеристик электродвигателей. Кроме того, представлены наглядные примеры для оценки влияния различных конструктивных особенностей и условий эксплуатации на характеристики электродвигателей. Кроме того, представлены предложения и рекомендации, чтобы проиллюстрировать широкий круг вопросов, которые инженер должен решить при проектировании, анализе или модернизации электрических двигателей, используемых в зданиях.

**Задачи**

4.1 Асинхронный двигатель мощностью 200 л.с. с коэффициентом мощности 0,65 и КПД 90% питается от трехфазного источника 480 В переменного тока, подключенного по схеме Δ.

(a) Покажите треугольник мощности двигателя.

(b) Определите полное сопротивление двигателя (предположите три равных сопротивления, по одному на фазу).

(c) Рассчитайте емкость в кВАр, необходимую для повышения коэффициента мощности двигателя до 0,85. Решите этот вопрос, используя степенные треугольники.

(d) Сравните линейные токи двигателя до и после повышения коэффициента мощности с 0,65 до 0,85.

4.2 Коммерческое здание имеет электрическую нагрузку 2000 кВт при коэффициенте мощности 0,80, отстающий. Было решено заменить асинхронный двигатель мощностью 100 л.с., приводящий в действие насос. Этот двигатель работает с КПД 94% и коэффициентом мощности 0,90 с запаздыванием. В качестве замены приобретается синхронный двигатель, способный работать с коэффициентом мощности 0,80, опережая, с таким же КПД, что и асинхронный двигатель. Определить:

(a) Коэффициент мощности нового здания

(b) Процент снижения линейного тока в результате улучшенного коэффициента мощности.

4.3 Определите скорость двигателя в об / мин и рад / с для асинхронного двигателя с скольжением 2% и шести полюсов для двух случаев частоты источника напряжения (a) $f = 60$ Гц и (b) $f = 50$ Гц.

4.4 Четырехполюсный двигатель с короткозамкнутым ротором имеет следующие характеристики: (a) потребляемая мощность при номинальной нагрузке составляет 5200 Вт с коэффициентом мощности 0,70, (b) номинальной частотой вращения 11500 об/мин и (c) сопротивлением каждой обмотки статора (их три) $R_s$ = 0,195 Ом. Электродвигатель питается от трехфазного источника с линейным напряжением 460 В и частотой 500 Гц. Обмотки двигателя имеют Y-образное соединение. Определить:

(a) Коэффициент скольжения двигателя в процентах

(б) Линейный ток, потребляемый двигателем.

(c) Потери сопротивления в статоре

(d) Потери эффективности двигателя, если потери в сердечнике статора составляют 475 Вт (без учета потерь на трение и других потерь, включая сопротивление и потери в сердечнике на роторе).

(e) крутящий момент, развиваемый двигателем, в Н · м.

4.5 Рассмотрим асинхронный двигатель мощностью 50 л.с. с номинальной энергоэффективностью 92% и коэффициентом мощности 0,85 на паспортной табличке. Определите требуемый размер в кВАр конденсатора, который будет установлен параллельно с асинхронным двигателем, чтобы коэффициент мощности стал не менее 0,95.

4.6 В коммерческом здании действует тарифный план на электроэнергию, по которому взимается плата за потребление в размере 2,50 долл. за кВА в месяц. Электрическая нагрузка здания состоит из (а) группы из десяти (10) идентичных асинхронных двигателей, (б) штекерной нагрузки 200 кВт с коэффициентом мощности 0,90 и (в) осветительной нагрузки 50 кВт с коэффициент мощности 0,80. Каждый двигатель имеет следующие характеристики на паспортной табличке: 480 В, 30 А, 20 л.с., 1780 об / мин, коэффициент мощности 0,70 при полной нагрузке. Определить

(a) КПД, количество полюсов и коэффициент скольжения каждого двигателя.

(b) Конденсатор (выраженный в кВАр и мкФ), необходимый для повышения коэффициента мощности здания до 0,90.

(c) Ежегодная экономия на счетах за электроэнергию для станции за счет увеличения коэффициента мощности.

4.7 Нагрузка в строительной панели составляет 120 кВт при 480 В и является трехфазной с низким коэффициентом мощности 0,75 отстающего. Этот коэффициент мощности следует скорректировать до отставания 0,95. Двигатель мощностью 60 Гц, 70 л.с., 1200 об / мин и КПД 0,88 используется для корректировки коэффициента мощности системы. Панель работает 5500 ч / год. Определить:

(a) Ток до коррекции коэффициента мощности

(b) Тип, количество полюсов и коэффициент мощности двигателя.

(c) Активная мощность и ток системы после коррекции коэффициента мощности.

(d) Оценка годового увеличения или уменьшения затрат на подачу электроэнергии на панель путем добавления двигателя, если плата за потребление составляет 20 долл. / кВА / месяц, а плата за электроэнергию составляет 0,05 долл. / кВтч.

4.8 Здание имеет общую нагрузку 150 кВА и коэффициент мощности 0,85 (отстающий). Среди электрической нагрузки имеется трехфазный асинхронный двигатель мощностью 40 л.с., 60 Гц, 480 В, КПД 0,92 и коэффициент мощности 0,80 (отстающий). Рассчитайте следующее:

(a) Линейный ток, необходимый для здания.

(b) Если вместо асинхронного двигателя используется синхронный двигатель того же размера, с такой же энергоэффективностью и тем же коэффициентом мощности (но с опережением), оцените общий новый коэффициент мощности здания.

(c) Линейный ток случая (b). Сравните этот ток с линейным током, полученным для (a). Прокомментируйте преимущества случая (б)?

4.9 Для трехфазного асинхронного двигателя мощностью 20 л.с. с номинальным напряжением 208 В, указанным на паспортной табличке, энергоэффективность 90,5% и коэффициент мощности 0,87. Определите влияние перенапряжения 5% на энергоэффективность, ток полной нагрузки и коэффициент мощности двигателя.

4.10 Двигатель приточного вентилятора для приточно-вытяжной установки системы переменного расхода воздуха имеет номинальную мощность 20 л.с. с энергоэффективностью 88%. Вентилятор работает 5500 ч / год в соответствии со следующими профилями нагрузки:

(а) 100% нагрузка, 5% времени

(б) 80% нагрузки, 40% времени

(с) 60% нагрузки, 50% времени

(г) 40% нагрузки, 5% времени

Определите экономию энергии, связанную с установкой привода с регулируемой скоростью (ASD). Учитывайте как теоретические, так и фактические характеристики ASD.

Оцените экономию затрат на электроэнергию, если цена на электроэнергию составляет 0,12 доллара США / кВтч. Определите простой срок окупаемости установки VSD при общей стоимости 13 500 долларов.

4.11 Двигатель мощностью 50 л.с. должен работать 4500 часов в год при 80% нагрузке. Двигатель с повышенным КПД имеет КПД 93,4% по сравнению с 91,2% для двигателя со стандартным КПД. Рассчитайте годовую экономию энергии в кВтч при использовании двигателя повышенной эффективности вместо двигателя стандартной эффективности.

4.12 Асинхронный двигатель имеет мощность 60 л.с., трехфазный, 60 Гц, 460 В, 1760 об / мин и коэффициент мощности 90%.

(a) Оцените эффективность каждого двигателя, если его линейный ток составляет 70 А.

(b) Определите количество полюсов, скольжение (%) и крутящий момент, создаваемый двигателем.

4.13 Центр управления двигателями (MCC) имеет три асинхронных двигателя каждый мощностью 40 л.с. и 480 В и четыре асинхронных двигателя каждый мощностью 30 л.с. и 480 В. Каждый двигатель мощностью 40 л.с. имеет энергоэффективность 0,92, номинальную скорость 1772 об/мин, и коэффициент мощности 0,85. Каждый двигатель мощностью 30 л.с. имеет энергоэффективность 0,90 и коэффициент мощности 0,90. Определить:

(a) Количество полюсов, скольжение (%) и крутящий момент, создаваемый каждым двигателем мощностью 40 л.с.

(b) Асинхронные двигатели (указав их мощность и их количество), которые необходимо заменить синхронными двигателями, чтобы общий коэффициент мощности MCC был как можно ближе к единице без изменения общей кВт нагрузки MCC или Номинальная мощность двигателей. Предположим, что коэффициент мощности для любого синхронного двигателя опережает 0,90.

# 5 Системы защиты

Для обеспечения безопасности электрических систем в зданиях важно использовать соответствующие защитные устройства. Основная роль защитных устройств заключается в отключении и изоляции неисправных частей электрической системы в случае перегрузки и / или короткого замыкания. В зависимости от типа нагрузок следует указать подходящие типы и характеристики срабатывания защитных устройств. В этой главе описаны различные типы защитных устройств, их рабочие характеристики и конструктивные характеристики.

## 5.1 Введение

Одним из основных требований при проектировании электрических систем является минимизация перебоев в подаче электроэнергии и повреждений в случае возникновения неисправностей. Защитные устройства позволяют максимально быстро и безопасно изолировать поврежденные сегменты системы распределения электроэнергии. В частности, защитное устройство выполняет две основные функции: обнаружение неисправных состояний и отключение неисправных секций от остальной части системы распределения электроэнергии. Некоторые защитные системы объединяют обе функции, такие как предохранители, в то время как другие типы разделяют эти два действия, например, высоковольтные выключатели. Статья 240 НЭК охватывает требования к конструкции устройств защиты от сверхтоков.

Существует несколько типов неисправностей, которые могут возникать в электрических распределительных системах в здании, включая перегрузки, короткие замыкания, перенапряжения, пониженные напряжения, переходные скачки, обратные перетоки мощности и однофазность в трехфазных системах. Некоторые из этих неисправностей связаны с качеством электроснабжения, как описано в главе 11. Другие неисправности связаны с установкой и работой электрических систем внутри зданий. Обычные неисправности в зданиях возникают из-за перегрузок и токов короткого замыкания. Эти два типа неисправностей приводят к более высоким, чем обычно, потокам в электрических распределительных системах. В частности, перегрузки вызваны чрезмерным потреблением тока от утилизирующего оборудования. Поскольку токи перегрузки протекают в обычных распределительных проводниках, они допустимы, даже если их трудно обнаружить без надлежащих защитных устройств. Однако токи короткого замыкания возникают из-за неисправности в электрической системе, например, пробоя изоляции. Величина токов короткого замыкания значительно выше, чем токов перегрузки. Обычно токи перегрузки ограничиваются 600% от полной нагрузочной способности секции электрической системы, затронутой неисправностью. Любые токи короткого замыкания, превышающие пороговое значение 600%, считаются токами короткого замыкания. Как правило, могут возникнуть два типа короткого замыкания:

1. Дуговые замыкания, как правило, из-за непреднамеренных соединений между одной фазой и другой фазой или между одной фазой и заземленным оборудованием, например, при нарушении изоляции проводов. Токи дугового замыкания обычно малы, но могут привести к значительным повреждениям, поскольку они могут продолжать течь из-за медленной реакции типичных защитных устройств. Использование систем защиты от замыканий на землю может снизить часто разрушающее воздействие этих повреждений.

2. Неисправности, связанные с болтовым соединением, вызываются прямым и часто случайным подключением двух фаз или одной фазы к заземленному оборудованию. Из-за низкого сопротивления прямых соединений неисправности болтовых соединений могут быть очень большими и, таким образом, могут быть легко обнаружены с помощью правильно спроектированных и установленных защитных устройств.

На рисунке 5.1 показаны примеры как дуговых замыканий, так и замыканий на болтах, которые могут вызвать токи короткого замыкания и, в конечном итоге, тепловые и магнитные напряжения в электрических системах.

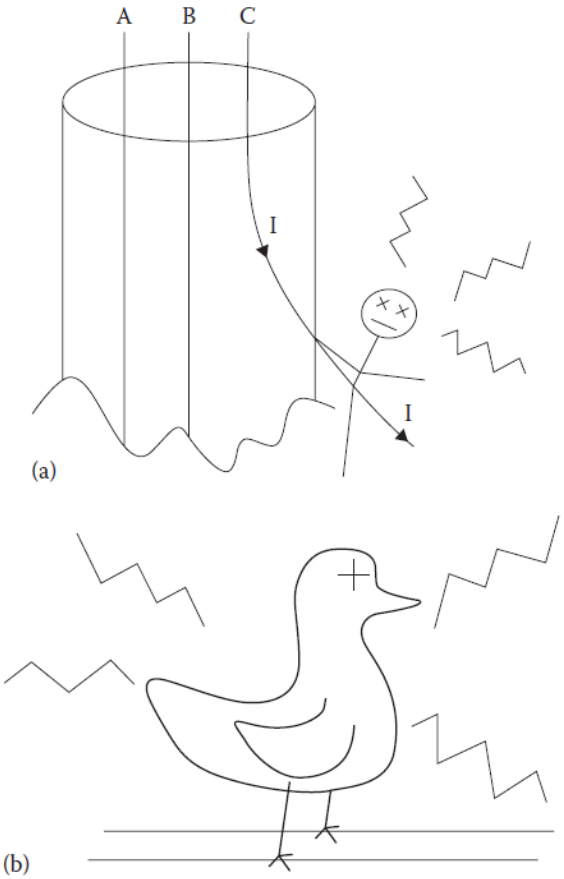



**РИС. 5.1**
Примеры (а) дугового замыкания и (б) замыкания на болтах.

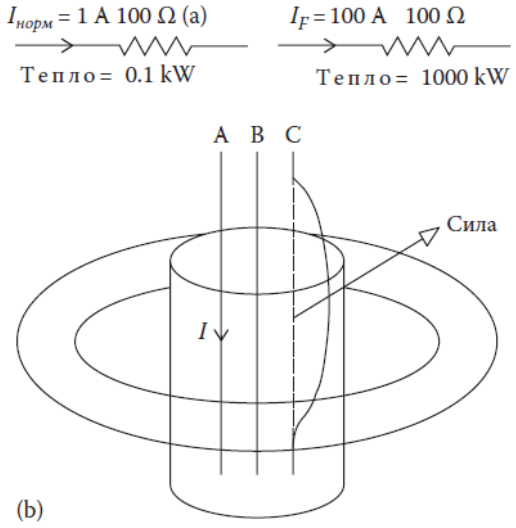



**РИС. 5.2**
Воздействие токов короткого замыкания на электрические проводники: (а) термические напряжения и (б) магнитные напряжения.

Действительно, высокие токи короткого замыкания, если они протекают без быстрого реагирования, могут вызвать значительные повреждения систем распределения электроэнергии. В частности, тепло, генерируемое протеканием токов короткого замыкания в проводниках, может быть настолько интенсивным, что может повредить изоляцию и даже сам материал проводника. На рисунке 5.2а показан пример термических напряжений, вызванных повышенным током замыкания в проводнике. Обычно тепло, выделяемое в проводнике, пропорционально произведению

сопротивления на квадрат тока (то есть $RI^2$). Как показано в примере на рис. 5.2a, тепло, выделяемое в проводнике, может увеличиться в 10 000 раз, если ток увеличится в 100 раз. Точно так же высокие токи короткого замыкания могут привести к магнитным напряжениям, создавая сильные магнитные поля и, в конечном итоге, большие механические силы, способные изгибать и повреждать несколько компонентов электрической системы, таких как проводники, как показано на рисунке 5.2b.

В этой главе представлены общие защитные устройства для устранения или уменьшения воздействия токов короткого замыкания, которые могут возникать в различных секциях электрических распределительных систем для зданий. На рисунке 5.3 показаны основные системы защиты, которые указаны для энергосистем в зданиях. В частности, автоматические выключатели в литом корпусе обычно используются для защиты осветительных и силовых ответвлений и размещаются в панелях. С другой стороны, силовые выключатели подходят для защиты фидеров и вспомогательных фидеров, поскольку они могут выдерживать большие токи даже в нормальных условиях. Силовые выключатели обычно размещаются в главных распределительных щитах или блочных подстанциях. Предохранители с надлежащими средствами отключения обычно используются для защиты нагрузок двигателя, а также первичных фидеров трансформаторов. Наконец, указываются системы заземления для защиты электрических распределительных цепей от замыканий на землю, протекающих либо на поверхностях оборудования (то есть на панелях и корпусах двигателей), либо на источниках питания (например, трансформаторах или генераторах).

Чтобы подчеркнуть решающую роль защитных устройств в проектировании систем распределения электроэнергии для зданий, сначала описывается потенциальное воздействие потоков электричества, включая токи короткого замыкания, на человеческое тело.

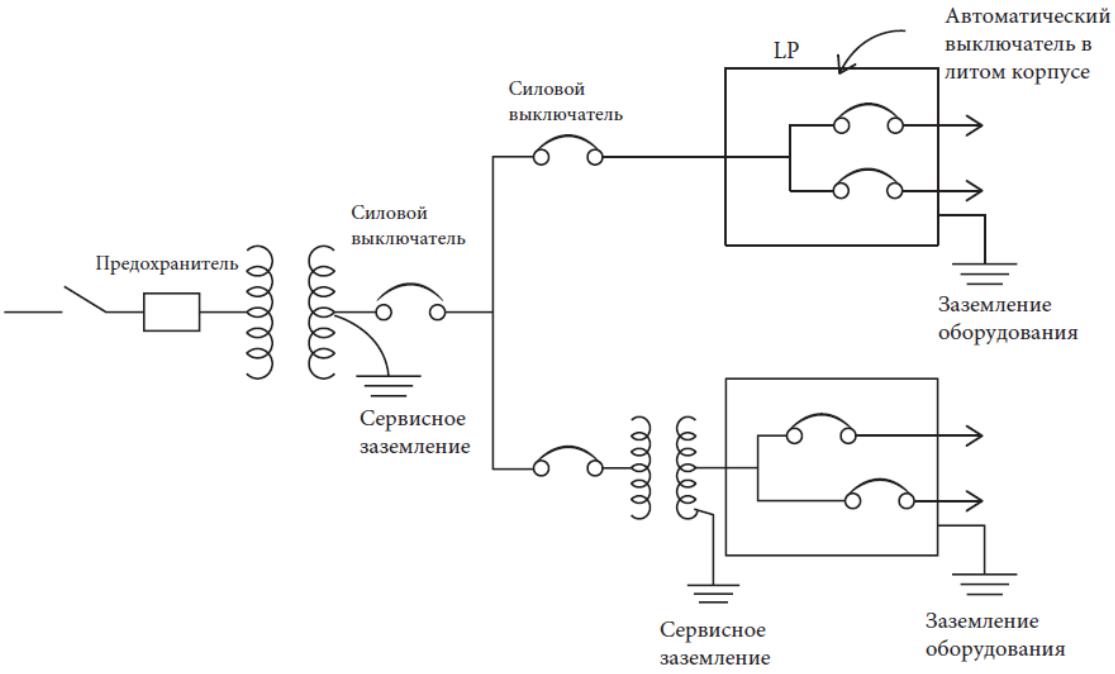



**РИС. 5.3**
Типовые защитные устройства в распределительной системе здания.

# 5.2 Воздействие электричества на людей

### *5.2.1 Предпосылки*

Было показано, что способность человеческого тела проводить электричество зависит от нескольких факторов, включая часть тела, вес, пол и уровень влажности. Действительно, когда тело влажное, электрическое сопротивление кожи человека может составлять всего 1000–500 Ом. С другой стороны, когда человек сухой, электрическое сопротивление кожи может достигать 100 000–600 000 Ом. Если рассматривать только внутренние органы человека, электрические сопротивления обычно ниже. Например, электрическое сопротивление руки и ноги колеблется от 400 до 600 Ом.

Электрическое сопротивление от уха до уха составляет всего 100 Ом. На рисунке 5.4 показано изменение электрического сопротивления человеческого тела для проведения токов от источника напряжения. Воздействие тока, протекающего в человеческих телах, исследовалось с начала 1970-х годов Далзилом с использованием экспериментальных анализов, проведенных добровольцами на низких уровнях тока (Далзил, 1972). В частности, Далзил обнаружил, что воздействие электрического шока на мужчин и женщин разное и зависит, главным образом, от величины тока $I$ и его продолжительности $t$ согласно следующему уравнению:

$$I = k \cdot \sqrt{t} \qquad (5.1)$$

где

$I$ - пороговый уровень тока, вызывающего фибрилляцию, выражается в миллиамперах (мА).

$k$ - постоянная величина, зависящая от энергии удара, и определяется эмпирически.

$t$ - продолжительность приложения тока к телу человека, выражается в секундах (с)

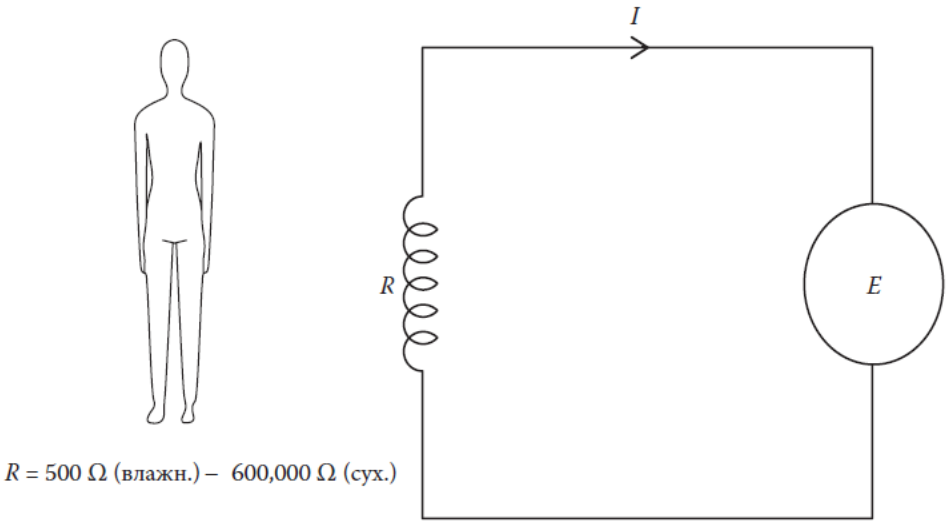



**РИС. 5.4**
Модель электрического сопротивления человеческого тела.

Работа Далзиля, выраженная уравнением 5.1, является основой правил безопасности и информации об опасности поражения электрическим током, доступных в настоящее время для электроэнергетической отрасли. В таблице 5.1 показано влияние электрического шока, связанное с величиной и продолжительностью тока, как на мужчин, так и на женщин. Электрический ток величиной 0,3–0,4 мА, протекающий через тело, может спровоцировать непроизвольную реакцию и привести к несчастным случаям в качестве вторичных эффектов. Разряды с большей силой тока вызывают все более серьезные мышечные реакции. На определенных уровнях, часто называемых токами отпускания, жертвы не могут контролировать свои мышцы и не могут ослабить хватку за любой проводник, который они держат. Ток отпускания составляет 16 мА для мужчин и 10,5 мА для женщин. Фибрилляция сердца может возникнуть, когда токи разряда достигают величины 100 мА и продолжительности 0,3 с. Как указано в таблице 5.1, фибрилляция желудочков зависит от продолжительности и типа тока (т.е. переменного или постоянного тока). Например, мужчина весом 50 кг (т.е. 110 фунтов) должен выдерживать ток 67 мА в течение 3 с, прежде чем впасть в фибрилляцию сердца, а мужчина с весом 70 кг (т.е. 155 фунтов) сможет выдержать около 91 мА.

**ТАБЛИЦА 5.1**

Эффекты поражения электрическим током при различных уровнях и длительностях токов

| Эффект поражения электрическим током | Текущий пороговый уровень для мужчин (мА) | Текущий пороговый уровень для женщин (мА) |
|---|---|---|
| В руках нет ощущений | 0.4 | 0.3 |
| Легкое покалывание | 1.1 | 0.7 |
| Шок, но без боли (мышечный контроль не теряется) | 1.8 | 1.2 |
| Болезненный шок (мышечный контроль не теряется) | 9.0 | 6.0 |
| Порог расслабления (болезненность и потеря контроля) | 16.0 | 10.5 |
| Сильный шок (болезненный, отсутствие контроля и затрудненное дыхание) | 23.0 | 15.0 |
| Возможна фибрилляция желудочков | 1000 | 1000 |
| От коротких ударов (0,3 с) | 100 | 100 |
| От длительных ударов (3,0 с) | | |
| Смертельная фибрилляция желудочков | 2750 | 2750 |
| От коротких ударов (0,3 с) | 275 | 275 |
| От длительных ударов (3,0 с) | | |

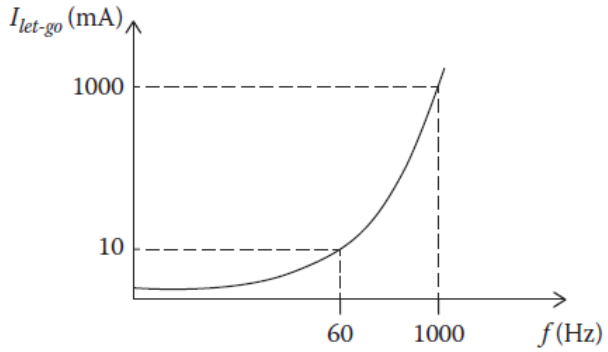



**РИС. 5.5**

Ток отпускания как функция частоты.

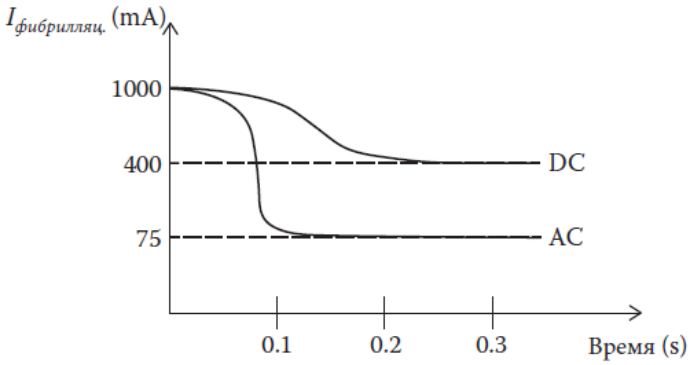



**РИС. 5.6**

Изменение пороговых значений тока фибрилляции во времени.

Более того, для систем переменного тока отпускаемый ток зависит от частоты, как показано на рисунке 5.5. Более высокая частота приводит к уменьшению отпускаемых токов. Существуют определенные уровни тока, при которых начинается фибрилляция сердца человека, в зависимости от продолжительности неисправности и типа систем переменного или постоянного тока. На рисунке 5.6 показано изменение во времени пороговых значений тока фибрилляции для систем постоянного и переменного тока. Ясно, что люди могут выдерживать больше постоянного тока, чем переменного тока в течение заданной продолжительности неисправности. Однако этот уровень допуска уменьшается, когда неисправность длится дольше.

### *5.2.2 Пути поражения электрическим током*

Помимо величины и продолжительности, воздействие тока короткого замыкания на человеческое тело в значительной степени зависит от пути тока относительно критических органов, особенно сердца. Действительно, если ток течет через сердце, то может возникнуть потенциальная фибрилляция, как отмечалось ранее и проиллюстрировано на рисунках 5.5 и 5.6, что может привести к остановке сердца и, в конечном итоге, к смерти. Пути тока короткого замыкания можно разделить на три категории, как показано на рисунке 5.7:

• *Потенциал касания*: когда ток короткого замыкания течет от руки к другой, проходя через сердце. Этот вариант касания может привести к смерти.

• *Потенциал шага*: когда ток короткого замыкания течет от одной ноги к другой. В этом случае могут возникнуть травмы внутренних органов.

• *Потенциал касания-шага*: когда ток повреждения течет от ступни к руке или наоборот. В зависимости от того, какая нога или рука касается источника повреждения, ток может протекать через тепло и может привести к смерти.

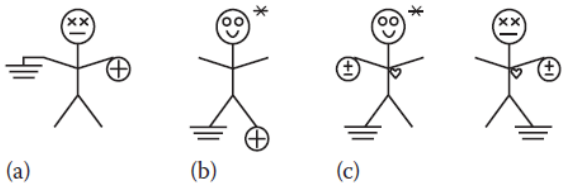



**РИС. 5.7**
**Конфигурация путей разлома в теле человека: (а) потенциал касания, (б) потенциал шага и (с) потенциал касания-шага.**

### *5.2.3 Безопасные расстояния от взрыва*

Электрический взрыв может вызвать высокие температуры (до 8300 ° C или 15000 ° F) и высокое давление. При проектировании электрических помещений, в которых размещаются трансформаторы и блочные подстанции, следует учитывать безопасные расстояния, как описано в главе 8. Фатальное расстояние $d_F$, по оценкам, коррелирует с общей номинальной мощностью трансформатора, $MVA_{rating}$, и продолжительностью короткое замыкание, $t_{SC}$ (тесно связано со временем срабатывания устройства защиты):

$$d_F = \sqrt{39 \times MVA_{rating} \times t_{sc}} \ (\text{ft})$$
$$d_F = \sqrt{3.62 \times MVA_{rating} \times t_{sc}} \ (\text{m}) \qquad (5.2)$$

Аналогичным образом, расстояние $d_C$, на котором могут возникнуть излечимые травмы в результате взрыва, оценивается как

$$d_C = \sqrt{53 \times MVA_{rating} \times t_{sc}} \ (\text{ft})$$
$$d_C = \sqrt{4.92 \times MVA_{rating} \times t_{sc}} \ (\text{m}) \qquad (5.3)$$

На рис. 5.8 показано определение фатального и излечимого расстояний относительно места взрыва. Пример 5.1 иллюстрирует применение корреляций, определенных уравнениями 5.2 и 5.3, для оценки фатального и излечимого расстояний.

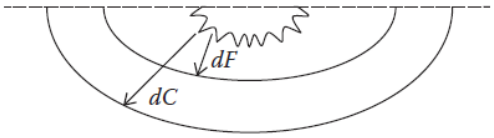



РИС. 5.8
Смертельные и излечимые расстояния от источника взрыва.

**Пример 5.1**
**Задача**

Определите как смертельное, так и излечимое расстояние от источника взрыва, состоящего из трансформатора номиналом 10 MBA и защищенного устройством с временем отклика в шесть циклов.

**Решение**

Используя уравнения 5.2 и 5.3, можно оценить фатальные и излечимые расстояния, используя предоставленные значения для MVA и $t_{sc}$:

$$kVA_{rating} = 10 \text{ MVA, and } t_{sc} = 6 \text{ cycles} = 0.1 \text{ s}$$

$$d_F = \sqrt{39 \times 10 \times 0.1} = 6.2 \text{ ft} = 1.90 \text{ m.}$$

$$d_F = \sqrt{53 \times 10 \times 0.1} = 7.3 \text{ ft} = 2.21 \text{ m.}$$

# 5.3 Основные действия защитных устройств

Когда начинается короткое замыкание, ток становится асимметричным и медленно стабилизируется до симметричного (т.е. ток следует плавной синусоидальной функции во времени). Действительно, в начале неисправности можно показать, что величина и изменение во времени асимметричного тока зависят от характеристик системы электропроводки ($R$ и $L$) и напряжения источника. Чтобы проиллюстрировать разницу между асимметричными и симметричными токами, рассматривается простая модель короткого замыкания, как показано на рисунке 5.9, с источником напряжения, которое изменяется как синусоидальная функция времени следующим образом:

$$e(t) = E_m \sin(\omega t - \alpha) \qquad (5.4)$$

Напряжение источника обслуживает как сопротивление, так и индуктивность, и, таким образом, используя закон Кирхгофа для напряжения:

$$e(t) = Ri + L\frac{di}{dt} \qquad (5.5)$$

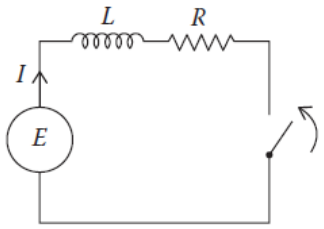



РИС. 5.9
Упрощенная модель неисправности с использованием цепи RL.

Решение уравнения 5.5 с учетом изменения напряжения источника уравнения 5.4 может быть показано следующим образом:

$$i(t) = \frac{E_m}{\|Z\|}\left\{\sin(\omega t + \alpha - \theta) + \sin(\theta - \alpha)e^{-t/\tau}\right\} \qquad (5.6)$$

где

$\|Z\| = \sqrt{R^2 + X^2}$, $X = 2\pi fL$, $\theta = tg^{-1}(X/R)$, and $\tau = L/R$.

Уравнение 5.6 можно записать как функцию действующего значения тока, определяемого как:

$$I_{ac,rms} = E_m / \left(\sqrt{2}\|Z\|\right):$$

$$i(t) = \sqrt{2} I_{ac,rms}\left\{\sin(\omega t + \alpha - \theta) + \sin(\theta - \alpha)e^{-t/\tau}\right\} \qquad (5.7)$$

Таким образом, ток *i(t)* состоит из двух членов: переменного тока $i_{ac}$ и постоянного тока $i_{dc}$:

$$i(t) = i_{dc}(t) + i_{ac}(t) \qquad (5.8)$$

Переменный ток, который следует за типичным синусоидальным изменением во времени, называется симметричным током повреждения:

$$i_{ac}(t) = I_{ac,rms}\sqrt{2} \times \sin(\omega t + \alpha - \theta) \qquad (5.9)$$

Постоянный ток следует убывающей экспоненциальной функции с течением времени:

$$I_{dc}(t) = \sqrt{2}\, I_{ac,rms} \sin(\alpha - \theta)e^{-t/\tau} \qquad (5.10)$$

Сумма двух токов часто называется асимметричным током короткого замыкания и представляет собой комбинацию синусоидальной функции (часть переменного тока) и затухающей экспоненциальной функции (часть постоянного тока), как показано на рисунке 5.10. Следует отметить, что асимметричный ток возникает только в начале повреждения, поскольку через несколько циклов он сходится к симметричному току. Чтобы оценить величину симметричного тока, рассматривается квадратичная сумма частей переменного и постоянного тока:




**РИС. 5.10**
Асимметричное изменение тока короткого замыкания вокруг его экспоненциально убывающего члена.

$$I_{asym} = \sqrt{i_{dc}^2 + i_{ac}^2} = I_{ac,rms}\sqrt{1 + 2\sin^2(\alpha - \theta)e^{-2t/\tau}} \qquad (5.11)$$

Таким образом, величина асимметричного тока пропорциональна величине симметричного тока (представленного $I_{ac,rms}$ действующее значение):

$$I_{sc} = K(t) \times I_{rms} \qquad (5.12)$$

с константой пропорциональности *K(t)*, зависящей от времени срабатывания устройства защиты, *t*:

$$K(t) = \sqrt{1 + 2\sin^2(\alpha - \theta)e^{-2t/\tau}} \qquad (5.13)$$

Можно рассмотреть два предельных случая:

• Худший случай: t = 0 и sin (α - θ) = 1; в этом случае K = √3 = 1,732.

• Наилучший случай: sin (α - θ) = 0, что может произойти, когда напряжение и ток совпадают по фазе в начале повреждения; в этом случае *K(t)* = 1 независимо от времени отклика *t*.

Таким образом, во всех случаях и для всех защитных устройств константа *K* находится в диапазоне от 1 до 1,732:

$$1 \le K \le 1.732 \qquad (5.14)$$

# *5.4 Типы устройств защиты*

Защитные устройства обычно оцениваются по следующим характеристикам:

• Максимальное продолжительное напряжение, которое может быть приложено к электрической системе без нарушения изоляции проводника.

• Максимальный продолжительный ток, который может протекать в электрической системе, не вызывая перегрева.

• Номинальный ток отключения, определяемый как максимальный ток, до которого защитное устройство может безопасно срабатывать для отключения электрической системы.

• Кратковременные характеристики, включая кратковременный ток (максимальный ток, который защитное устройство может выдержать без сбоя) и заданный временной ток (ток, который защитное устройство может выдержать в течение определенного времени - обычно 0,5 с - без сбоев).

Как правило, размер защитного устройства должен быть меньше допустимой токовой нагрузки защищаемого проводника. Допустимая нагрузка - это ток, который может безопасно протекать в проводнике. В Главе 6 более подробно обсуждаются токовые нагрузки проводников.

### *5.4.1 Предохранители*

НЭК определяет предохранитель как «устройство защиты от перегрузки по току с плавкой частью, размыкающей цепь, которая нагревается и размыкается при прохождении через нее тока» (НЭК, 2014). В настоящее время существует несколько типов предохранителей, подходящих для различных применений. Базовая конструкция всех предохранителей оставалась неизменной на протяжении многих лет. В токоограничивающих предохранителях плавкий элемент упакован в кварцевый наполнитель и герметично запечатан внутри керамического корпуса. Для двигателей с высокими пусковыми токами (см. Главу 4) рекомендуется использовать двухэлементные плавкие предохранители с выдержкой времени, чтобы предотвратить срабатывание защитного устройства при каждом запуске двигателя.

На рисунке 5.11 показаны основные детали конструкции токоограничивающего предохранителя с плавким элементом из металла и наполнителем. Наполнитель и плавкий элемент заключены в герметичный корпус. Плавкий элемент имеет тонкие секции для облегчения плавления при протекании большого тока, а наполнитель из песка помогает поглощать тепло, возникающее в результате искрения из-за плавления плавкого элемента. Металл для быстродействующего плавкого элемента следует выбирать так, чтобы он имел высокую электропроводность, резкую температуру плавления и небольшую массу, чтобы сократить время нагрева. Обычно для плавких предохранителей используются цинк, медь, серебро и алюминий или их сплавы. Воздух, песок или кварц можно использовать в качестве наполнителя для гашения электрических дуг. Для корпуса используются керамические, стеклянные, стеклопластиковые, формованные слюдяные ламинаты. На рисунке 5.12 показаны четыре основных этапа срабатывания типичного предохранителя при возникновении неисправности. Сначала плавкий элемент начинает плавиться, пока не возникнет дуга. В начале процесса дуги ток короткого замыкания достигает своего пика, и между двумя дугогорящими и

плавящимися концами плавкого элемента генерируется значительное количество тепла. Из-за этого тепла песок вокруг дуги плавится и образует изолирующий слой вокруг двух концов плавкого элемента, полностью предотвращая прохождение тока.

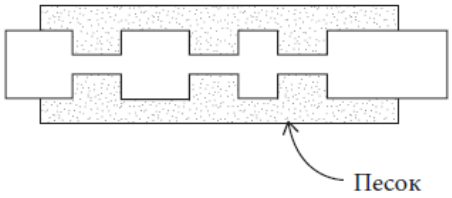



**РИС. 5.11**
Детали конструкции типового предохранителя.

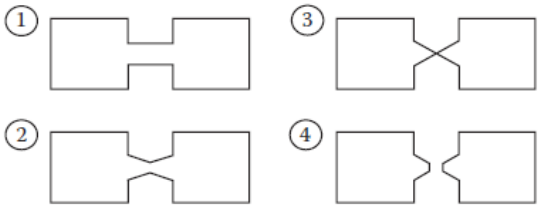



**РИС. 5.12**
Основные фазы для срабатывания предохранителя при возникновении тока повреждения.

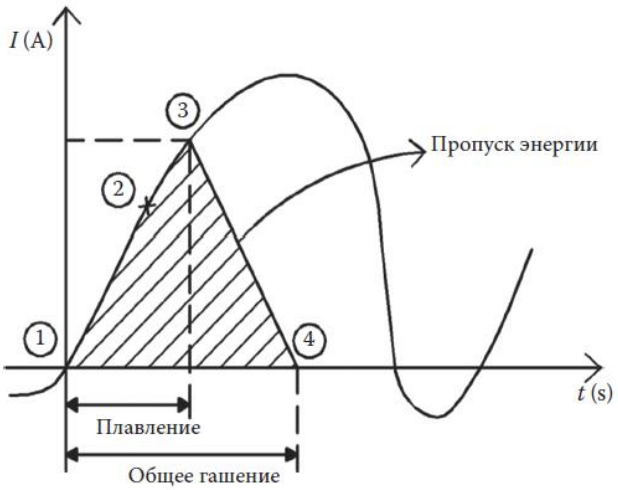



**РИС. 5.13**
Уровни тока на различных этапах плавления и гашения предохранителя.

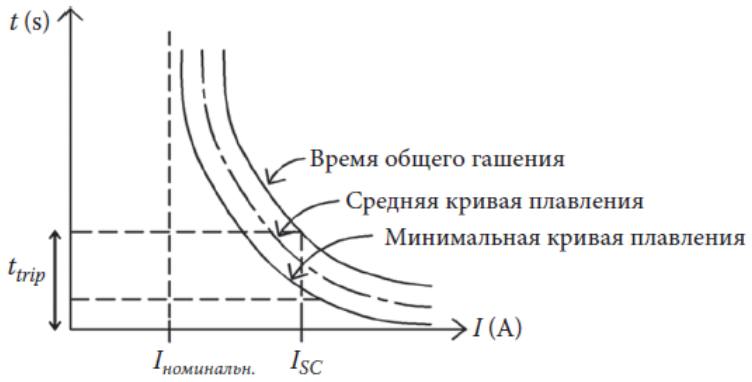



**РИС. 5.14**
Характеристические кривые время-ток реакции для типичного предохранителя.

На рисунке 5.13 показано изменение во времени тока, протекающего через цепь защиты, и тепла, выделяемого во время срабатывания предохранителя. Максимальный ток, протекающий через предохранитель, который возникает на этапе 3, когда начинается фаза дуги, часто называется пиковым пропускаемым током. Тепло, выделяемое во время срабатывания предохранителя, оценивается выражением $I^2t$ и представлено областью под кривой тока на рисунке 5.13. Эта максимальная энергия обычно называется сквозной энергией и используется для оценки предохранителей с точки зрения уровня защиты, которую они могут обеспечить для электрических систем. Значения пропускной способности используются для координации выбора предохранителей со стороны нагрузки и со стороны сети, как будет обсуждаться позже в этом разделе. На рис. 5.14 показана кривая срабатывания типичного предохранителя для определения времени, необходимого для плавления предохранителя и полной очистки от тока повреждения. Производители обычно предоставляют кривые время срабатывания-ток для своих предохранителей.

Как обсуждалось в Главе 4, асинхронным двигателям требуются высокие пусковые токи в течение первых нескольких циклов после начала их работы, прежде чем будут достигнуты их нормальные номинальные токи. Таким образом, для защиты асинхронных двигателей необходимы плавкие предохранители с задержкой по времени, как показано на рисунке 5.15.

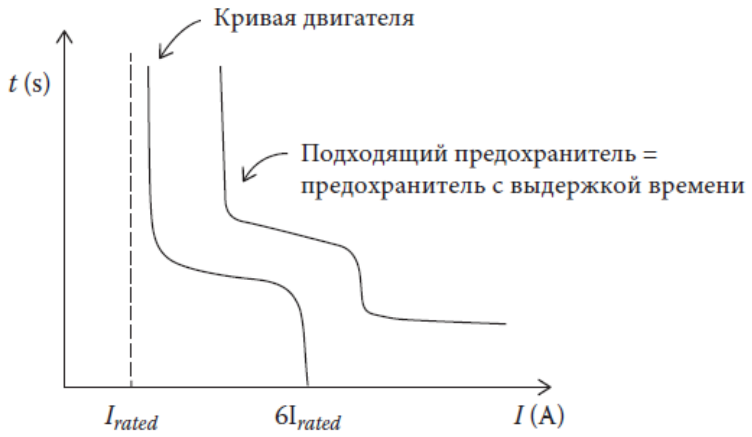



**РИС. 5.15**
Кривая срабатывания предохранителя с выдержкой времени, подходящего для защиты двигателя.

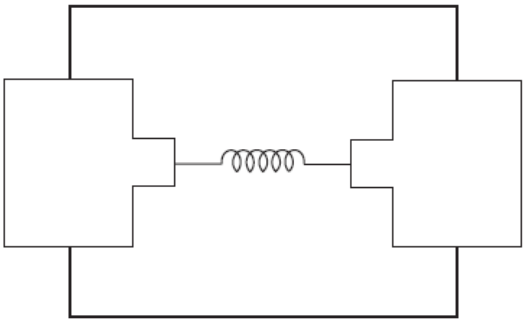


**РИС. 5.16**
Конструкция типичного двухэлементного предохранителя.

Однако использование только одного плавкого элемента с медленным срабатыванием для защиты от перегрузок может оказаться неэффективным для защиты от токов короткого замыкания. Вместо этого двухэлементные предохранители обеспечивают двойную защиту как от перегрузок, так и от токов короткого замыкания. Конструкция типичного двухэлементного предохранителя показана на рисунке 5.16. В частности, в патроне последовательно соединены два элемента предохранителя. На рис. 5.17 показаны примеры имеющихся в продаже двухэлементных плавких предохранителей с низким пиковым током, а на рис. 5.18 представлены кривые срабатывания тех же предохранителей с учетом различных значений силы тока.

Предохранители бывают разных типов, классов и размеров в зависимости от их применения и номинального напряжения. В строительстве обычно используются картриджные предохранители с номинальным напряжением 250 или 600 В. Основные типы предохранителей включают:

• Предохранители без выдержки времени с плавкими вставками одного типа, часто называемые элементами короткого замыкания.

• Предохранители с выдержкой времени, состоящие из двух различных типов плавких элементов, для защиты как от перегрузок, так и от коротких замыканий.

• Токоограничивающие предохранители являются быстродействующими и способны размыкать цепь и устранять ток короткого замыкания задолго до того, как он достигнет пикового значения.

• Предохранители среднего напряжения, включая распределительные предохранители и силовые предохранители.

• Токоограничивающие предохранители среднего напряжения, включая предохранители с номиналом E, C и R.




РИС. 5.17
Двухэлементные предохранители с низким пиковым током (предоставлено Eaton, подразделением Bussmann, 2016 г.)

К общим классам низковольтных предохранителей, используемых в электрических распределительных системах зданий, относятся следующие:

• Предохранители класса H: эти предохранители могут быть возобновляемыми и невозобновляемыми и имеют ограниченный отключающий ток всего 10 000 А. Они включают обычно низковольтные патронные предохранители и рассчитаны на ток до 600 А.

• Предохранители класса J: эти предохранители не подлежат замене и могут иметь номинальный отключающий симметричный ток до 300 000 А. Они доступны как предохранители без задержки срабатывания и рассчитаны на ток до 600 А.

• Предохранители класса R: эти предохранители не подлежат замене и имеют отключающий симметричный номинальный ток 200000 А. Они доступны в категориях RK-1 и RK-5 и рассчитаны на ток до 600 А. Предохранители RK-1 имеют малую пропускную способность. токи, в то время как предохранители РК-5 имеют высокие пиковые пропускаемые токи. Это могут быть плавкие предохранители без выдержки времени или предохранители с выдержкой времени.

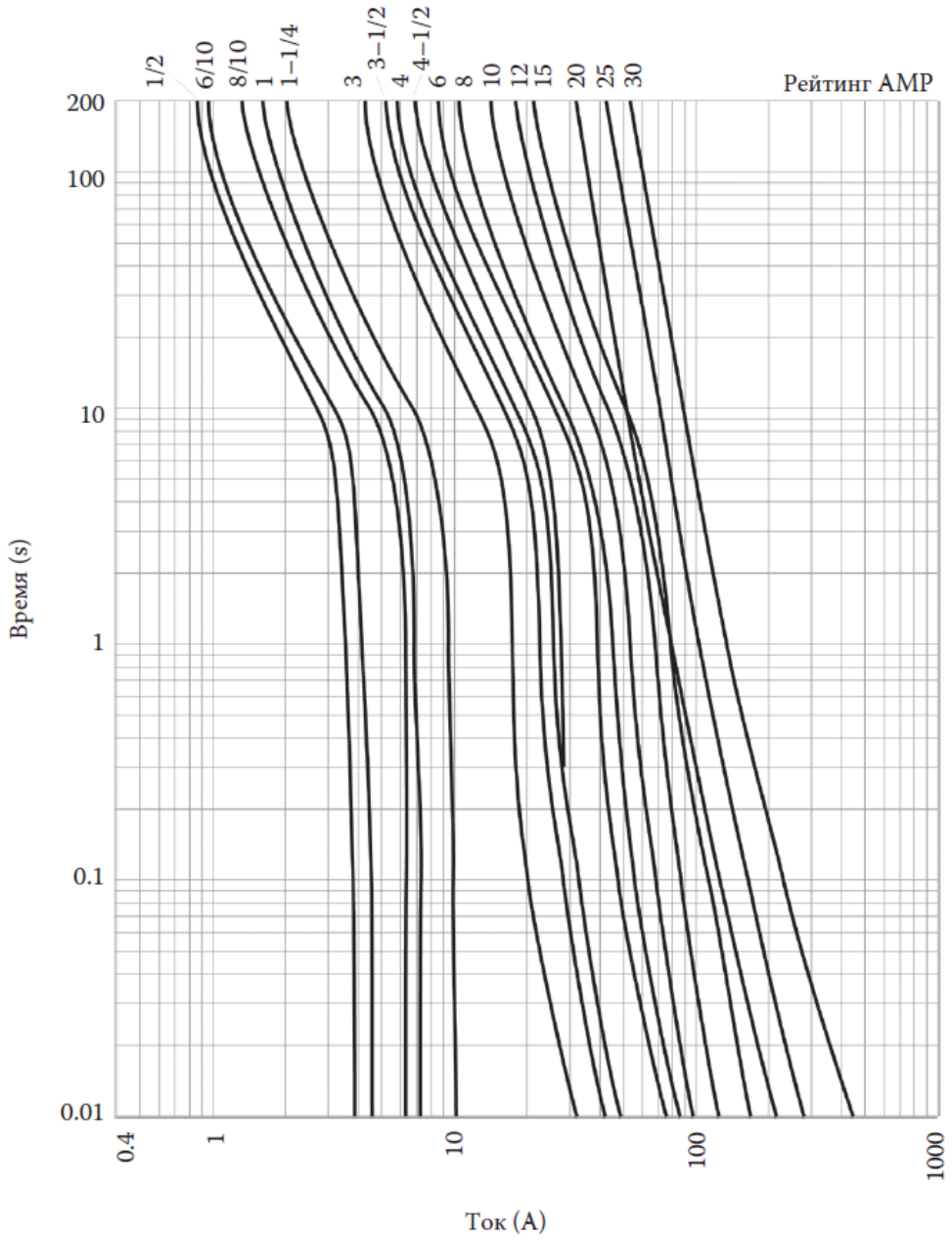



**РИС. 5.18**
Среднее время плавления - токовые характеристики для двухэлементных плавких предохранителей. (Предоставлено Eaton, подразделение Bussmann, 2016 г.)

• Предохранители класса T: эти предохранители не подлежат возобновлению и ограничивают ток с прерыванием симметричным номинальным током 200 000 A. Обычно они представляют собой плавкие предохранители без выдержки времени и рассчитаны на ток до 600 A.

В таблице 5.2 показаны размеры картриджей и стандартные номинальные значения срабатывания для предохранители и их максимальное время отключения.

Чтобы должным образом защитить электрические распределительные системы, требуется хорошая координация между предохранителями со стороны нагрузки и со стороны сети. Как правило, предохранитель на стороне нагрузки должен первым реагировать на любые ненормальные условия и, следовательно, должен иметь более низкую пропускную энергию. Рекомендуемый коэффициент селективности, определяемый как соотношение между размером предохранителя на стороне сети и размером предохранителя на стороне нагрузки, представлен в таблице 5.3, в зависимости от типов и классов двух согласованных предохранителей.

**ТАБЛИЦА 5.2**

Номинальные характеристики и время очистки для обычных низковольтных предохранителей

| Размер картриджа (А) | Рейтинг предохранителя(А) | Максимальное время гашения при рейтинге 135% (мин) | Максимальное время гашения при рейтинге 200% (мин) |
|---|---|---|---|
| 30 | 15<br>20<br>30 | 60 | 2 |
| 60 | 40<br>50<br>60 | 60 | 4 |
| 100 | 70<br>80<br>90<br>100 | 120 | 6 |
| 200 | 110<br>125<br>150<br>175<br>200 | 120 | 8 |
| 400 | 225<br>250<br>300<br>350<br>400 | 120 | 10 |
| 600 | 450<br>500<br>600 | 120 | 12 |

**ТАБЛИЦА 5.3**

**Коэффициенты селективности для низковольтных предохранителей**

| Класс и тип предохранителя на стороне сети | Класс и тип предохранителя на стороне нагрузки | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Класс J | Класс RK-1 несвоевр.задержка | Класс RK-1 временная задержка | Класс RK-5 временная задержка | Class T |
| Класс J | 3:1 | 3:1 | 3:1 | 8:1 | 3:1 |
| Класс RK-1 несвоевр.задержка | 3:1 | 3:1 | 3:1 | 8:1 | 3:1 |
| Класс RK-1 временная задержка | 3:1 | 3:1 | 2:1 | 8:1 | 3:1 |
| Класс RK-5 временная задержка | 1.5:1 | 1.5:1 | 1.5:1 | 2:1 | 1.5:1 |
| Класс T | 3:1 | 3:1 | 3:1 | 8:1 | 3:1 |

[a] Эти соотношения специфичны для предохранителей одного производителя. Эти соотношения могут отличаться от других производителей.

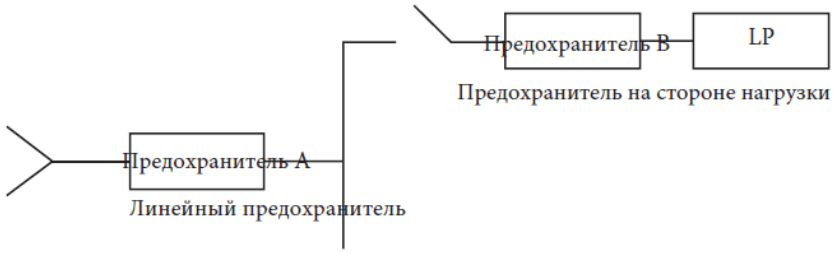



**РИС. 5.19**

Согласование предохранителей со стороны сети и со стороны нагрузки.

На рис. 5.19 показано определение предохранителей со стороны нагрузки и со стороны сети, которые необходимо согласовать. В примере 5.2 показан процесс выбора предохранителя на стороне сети для согласования с предохранителем на стороне нагрузки.

**Пример 5.2**

**Задача**

Определите номинал предохранителя с выдержкой времени RK-5 со стороны сети, если предохранитель со стороны нагрузки представляет собой тип без выдержки времени RK-1 и рассчитан на (1) 100 A, (2) 150 A и (3) 175 A.

**Решение**

Из таблицы 5.3, коэффициент селективности для плавкого предохранителя без задержки с выдержкой времени RK-1 на стороне нагрузки (например, плавкого предохранителя B на рисунке 5.19) и плавкого предохранителя с временной задержкой RK-5 на стороне линии (например, предохранителя A на рисунке 5.19) равен 1,5: 1. Таким образом, размер предохранителя на стороне сети определяется для трех случаев следующим образом:

Для предохранителя B на 100 A размер предохранителя A составляет 1,5 * 100 = 150 A, что является стандартным размером, указанным в таблице 5.2.

Для предохранителя B 150 A размер предохранителя A составляет 1,5 * 150 = 225 A, что опять же является стандартным размером, указанным в таблице 5.2.

Наконец, для предохранителя B размером 175 A размер предохранителя A составляет 1,5 * 175 = 262,5 A, что не является стандартным размером, указанным в таблице 5.2. Вместо этого следует указать предохранитель A стандартного номинала 300 A.

Ниже приведены основные преимущества предохранителей по сравнению с другими типами защитных устройств (например, автоматическими выключателями):

- Низкая начальная стоимость
- Требуют минимального обслуживания, поскольку предохранители просты в изготовлении.
- Обычно компактны и требуют мало места для установки.
- Имеют возможность отключения высокого тока
- По своей сути являются отказоустойчивыми устройствами, поскольку при выходе из строя предохранителей они автоматически размыкают цепь.

Однако предохранители также имеют ряд недостатков, в том числе:

- Может вызывать однофазное переключение в трехфазных системах.
- Не гибкие, поскольку время срабатывания предохранителей фиксировано и не регулируется.
- Необходимо заменять после каждой операции

### *5.4.2 Автоматические выключатели*

НЭК определяет автоматический выключатель как «устройство, предназначенное для размыкания и замыкания цепи неавтоматическими средствами и автоматического размыкания цепи по заранее заданному вопросу без ущерба для себя при правильном применении в пределах своих номиналов» (НЭК, 2014). В то время как предохранители работают с механизмом обнаружения и срабатывания, автоматические выключатели работают, обнаруживая и срабатывая при возникновении неисправностей. На рисунке 5.20 показаны основные операции и компоненты типичного автоматического выключателя. В частности, есть четыре основных компонента: подвижная контактная часть, фиксированная контактная часть, датчик и исполнительный механизм с блоком обработки. При возникновении неисправности датчик определяет протекание тока и отправляет сигнал в блок обработки. Основываясь на своих настройках, процессор решает остановить прохождение тока короткого замыкания и послать сигнал через исполнительный механизм, чтобы сместить подвижную контактную часть из неподвижной части, чтобы разомкнуть цепь. Как будет подробно описано ниже в этом разделе, механизм размыкания контактов может включать твердотельные, тепловые, магнитные или термомагнитные расцепители.

Автоматические выключатели доступны для различных значений напряжения и продолжительного тока, а также номинальных значений тока отключения, характеристик отклика и методов работы. Например, выключатели в литом корпусе компактны и относительно недороги, но, как правило, имеют низкие отключающие характеристики и поэтому не могут применяться в больших системах. Вместо этого следует использовать силовой выключатель для фидеров с большими токами.

Электронные твердотельные расцепители в настоящее время широко используются, особенно для силовых выключателей. Действительно, твердотельные расцепители обеспечивают большую гибкость и точность, чем механические двухмагнитные.

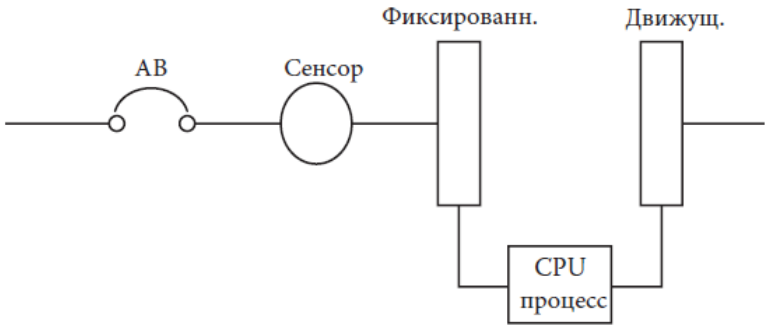



**РИС. 5.20**
Работа и компоненты типового автоматического выключателя.

Следует отметить, что автоматические выключатели могут быть установлены как однополюсные, так и многополюсные. Многополюсные выключатели обычно работают в группах, так что все полюса замыкаются и размыкаются одновременно с помощью одного общего рабочего механизма (например, ручки). Следовательно, автоматические выключатели не могут вызывать однофазное переключение в трехфазных системах, как это может иметь место при использовании предохранителей в качестве защитных устройств. По сравнению с предохранителями автоматические выключатели имеют следующие преимущества:

- Может служить средством защиты и переключения электрической цепи.
- Не вызывает однофазного включения
- Возможность дистанционного управления
- Может легко включать защиту от замыкания на землю

Однако автоматические выключатели имеют некоторые недостатки по сравнению с предохранителями. В частности, автоматические выключатели

- Имеют более высокую начальную стоимость.
- Требуют больше места, так как они больше.
- Требуют большего обслуживания из-за сложности конструкции и эксплуатации.
- Не ограничивают величину токов короткого замыкания. Таким образом, электрическая система подвергается более высоким тепловым и магнитным нагрузкам в условиях неисправности, когда она защищена автоматическим выключателем, а не плавким предохранителем.
- Не являются отказоустойчивыми устройствами, поскольку их механизм отключения может быть поврежден, и их можно оставить в закрытом, а не открытом положении.

Существует несколько типов автоматических выключателей с различными характеристиками срабатывания. На рисунке 5.21 сравниваются кривые время-ток для предохранителя и автоматического выключателя в литом корпусе. Типичные автоматические выключатели в литом корпусе работают с термомагнитными расцепителями. Действие теплового срабатывания и связанная с ним кривая время-ток показаны на Рисунке 5.22, тогда как базовый режим работы и характеристика время-ток для магнитного расцепителя показаны на Рисунке 5.23. Наконец, комбинированное действие термомагнитного срабатывания и соответствующая кривая время-ток показаны на рис. 5.24.

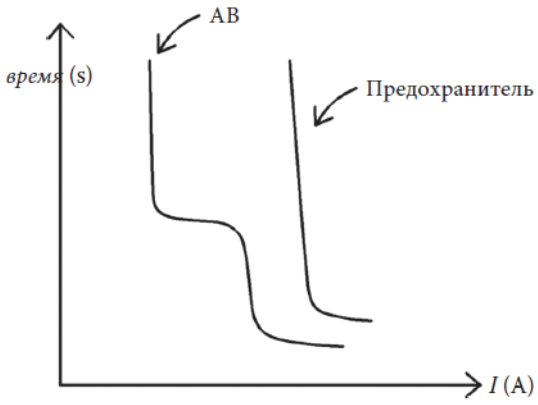



**РИС. 5.21**
Сравнение кривых время-ток для предохранителя и автоматического выключателя.

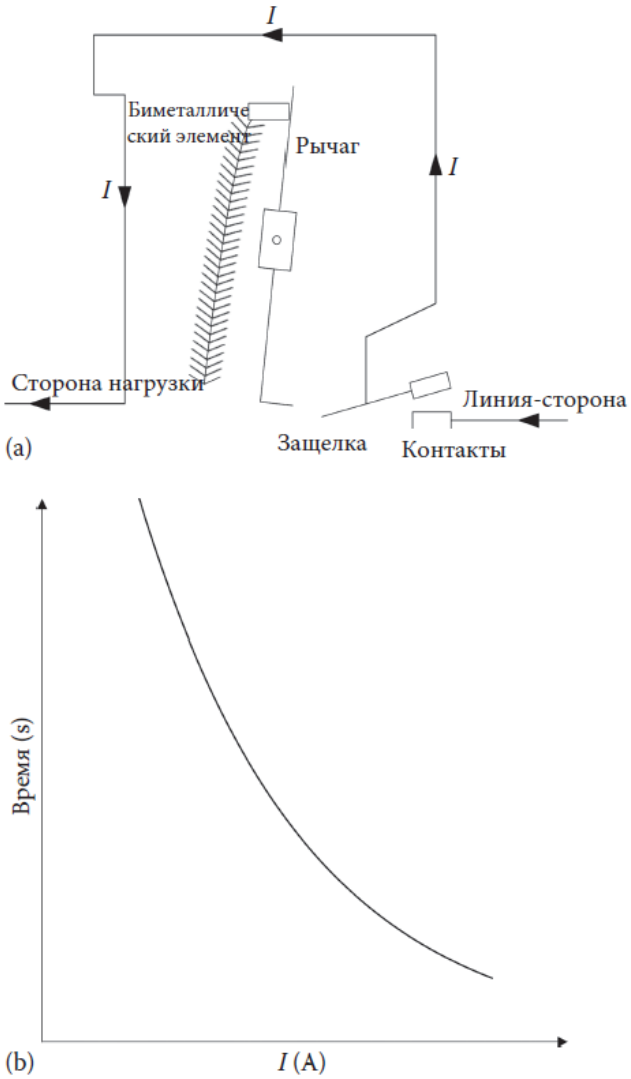



**РИС. 5.22**
(a) Работа теплового расцепителя автоматического выключателя и (b) соответствующая характеристика время-ток отклика.

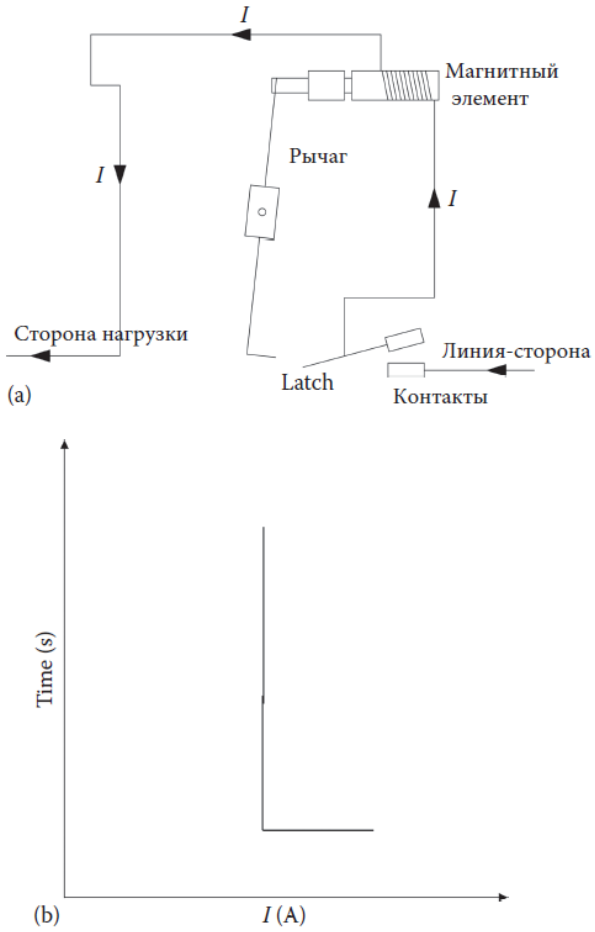



**РИС. 5.23**
(a) Работа магнитного расцепителя автоматического выключателя и (b) соответствующая характеристика время-ток отклика.

Как показано на рисунке 5.22a, для теплового расцепителя биметаллический элемент, состоящий из двух типов металлов с разной степенью теплового расширения, размещается вдоль цепи, по которой проходит ток со стороны нагрузки. Когда происходит перегрузка, тепло, генерируемое сильным током, заставляет биметаллический элемент расширяться и в конечном итоге изгибаться и, таким образом, срабатывать защелку, которая размыкает контакты, останавливая прохождение тока через цепь. Как показано на Рисунке 5.22b, реакция теплового расцепителя следует по кривой с задержкой, обратной зависимости времени от тока.

С другой стороны, магнитный расцепитель использует магнитный элемент и катушка, соединенные с расцепителем, как показано на рисунке 5.23a. Когда в цепи протекает ток короткого замыкания, магнитный элемент создает достаточную силу, чтобы мгновенно притягивать катушку и срабатывать защелку, размыкающую контакты. Магнитный расцепитель мгновенно реагирует на время-ток, как показано на Рисунке 5.23b.

Работа комбинированного термомагнитного расцепителя показана на рис. 5.24a, и в нем используется как тепловое размыкание для токов перегрузки, так и магнитное размыкающее действие для токов короткого замыкания. Типичная характеристика время-токовая характеристика термомагнитного расцепителя представлена на Рисунке 5.24b.

В настоящее время некоторые автоматические выключатели имеют твердотельные расцепители, и их характеристики время-ток отклика можно регулировать в зависимости от применения. На Рис. 5.25 показан пример серийно выпускаемого твердотельного силового выключателя. Автоматические выключатели имеют стандартные параметры отключения и безопасно работают при определенных максимальных номинальных токах отключения, обычно связанных с токами короткого замыкания, доступными в электрических распределительных системах. В Таблице 5.4 представлены стандартные размеры корпуса, номинальные значения отключения и номинальные значения симметричного тока отключения для низковольтных автоматических выключателей в литом корпусе.

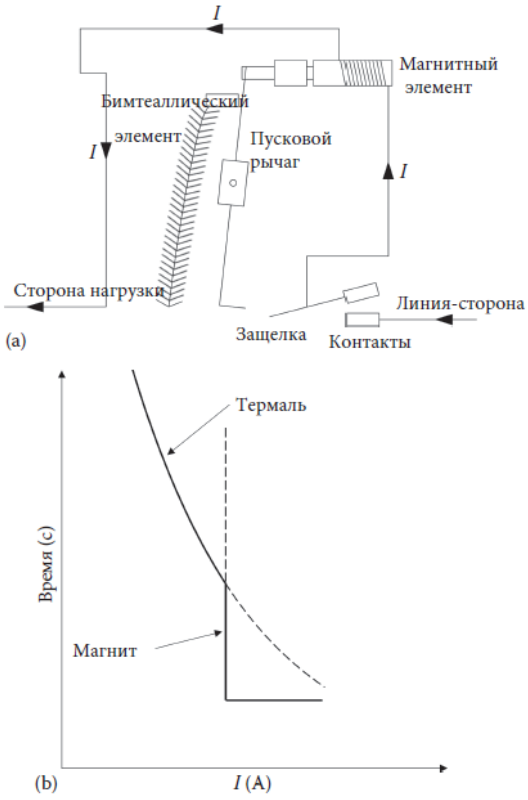



**РИС. 5.24**
(a) Работа автоматического выключателя с комбинированным термомагнитным расцепителем и (b) соответствующая временная характеристика.

Эти типы автоматических выключателей используются для защиты немоторных нагрузок, включая освещение, бытовые приборы и системы питания. Для большинства осветительных и силовых панелей, используемых в зданиях, используются автоматические выключатели в литейных корпусах. Пример 5.3 иллюстрирует подход к выбору номинального значения срабатывания автоматического выключателя в литом корпусе, используемого для защиты продолжительной нагрузки в жилом помещении. Дополнительные примеры подбора автоматических выключателей для различных нагрузок в жилых и коммерческих зданиях приведены соответственно в главах 7 и 8.



**РИС. 5.25**
Твердотельный силовой выключатель. (Предоставлено Eaton, подразделение Bussmann, 2016 г.)

**ТАБЛИЦА 5.4**

Размеры корпуса и типовые характеристики для низковольтных автоматических выключателей в литом корпусе

| Размер корпуса(A) | Номинал срабатывания[a] (A) | Номинальное напряжение(V) | Прерывание симметричного номинального тока (A) | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | 240 V | 480 V | 600 V |
| 100 Std | 15–100 | 240 | 10,000 | NA | NA |
| 100 HIC | | | 65,000 | NA | NA |
| 100 Std | 15–100 | 480 | 18,000 | 14,000 | NA |
| 150 Std | 15–150 | 600 | 18,000 | 14,000 | 14,000 |
| 150 HIC | | | 65,000 | 25,000 | 18,000 |
| 225 Std | 70–225 | 600 | 25,000 | 22,000 | 18,000 |
| 225 HIC | | | 65,000 | 25,000 | 22,000 |
| 400 Std | 125–400 | 600 | 42,000 | 30,000 | 22,000 |
| 400 HIC | | | 65,000 | 35,000 | 25,000 |
| 600 Std | 250–600 | 600 | 42,000 | 30,000 | 22,000 |
| 600 HIC | | | 65,000 | 35,000 | 25,000 |
| 800 Std | 450–800 | 600 | 42,000 | 30,000 | 22,000 |
| 800 HIC | | | 65,000 | 35,000 | 25,000 |
| 1200 Std | 600–1200 | 600 | 42,000 | 30,000 | 22,000 |
| 1200 HIC | | | 65,000 | 35,000 | 25,000 |

[a] Стандартный номинал срабатывания включает : 15, 20, 25, 30, 35, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 800, 1000 и 1200 A.

**Пример 5.3**

**Задача**

Определите размер и количество полюсов автоматического выключателя в литом корпусе для защиты водонагревателя 240 В, потребляющего мощность 5000 ВА. Предположим, что водонагреватель работает постоянно.

**Решение:**

Сначала определяется подключенная нагрузка, $I_{CL}$, выраженная в амперах для водонагревателя:

$$I_{CL} = \frac{5000\,\text{VA}}{240\,\text{V}} = 20.8\,\text{A}$$

Поскольку нагрузка является непрерывной (т. Е. Может работать непрерывно в течение 3 часов или более), требуемую нагрузку, $I_{DL}$, можно получить, умножив фактическую нагрузку на 1,25:

$$I_{DL} = 1.25 * 20.8\,\text{A} = 26.0\,\text{A}$$

Из таблицы 5.4 можно выбрать номинальное значение отключения автоматического выключателя в литом корпусе 30 А. Для двухполюсного броска потребуется корпус на 100 А. Таким образом, можно выбрать автоматический выключатель на 30 А / 2P.

В таблице 5.5 приведены типовые размеры корпуса, номинальные значения отключения и номинальные значения симметричного тока отключения для силовых выключателей низкого напряжения. Эти типы автоматических выключателей используются для защиты фидеров, обслуживающих панели, включая панели освещения и питания. Пример 5.4 иллюстрирует выбор номинального тока автоматического выключателя для панели освещения офисного здания.

**Пример 5.4**

**Задача**

Определите размер и количество полюсов силового выключателя для защиты осветительной панели 480Y / 277 В для офисного здания. Общая нагрузка панели составляет 350 кВт при коэффициенте мощности 0,90. Мгновенный ток короткого замыкания на панели оценивается в 55000 А.

Решение

Сначала определяется подключенная нагрузка, $I_{CL}$, выраженная в амперах для осветительной панели:

$$I_{CL} = \frac{350{,}000\,\text{W}}{1.732 * (480\,\text{V})} = 421.0\,\text{A}$$

**ТАБЛИЦА 5.5**

Типоразмеры и номинальные параметры срабатывания силовых выключателей низкого напряжения

| Размер корпуса (А) | Номинал срабатывания[a] (А) | Симметричные номинальные токи отключения при мгновенном отключении (А) | | | Симметричные характеристики кратковременного отключения (задержка 0,5 с) отключения (А) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 208/240 V | 480 V | 600 V | 240 V | 480 V | 600 V |
| 600 | 50–600 | 42,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 |
| 800 | 50–800 | 42,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 |
| 1600 | 50–1600 | 65,000 | 50,000 | 42,000 | 50,000 | 50,000 | 42,000 |
| 2000 | 50–2000 | 65,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 |
| 3000 | 1200–3000 | 85,000 | 65,000 | 65,000 | 65,000 | 65,000 | 65,000 |
| 4000 | 1600–400 | 130,000 | 85,000 | 85,000 | 85,000 | 85,000 | 85,000 |

[a] Стандартные номиналы срабатывания включают: 50, 100, 150, 200, 225, 300, 400, 600, 800, 1200, 1600, 2000, 2400, 3000 и 4000 А.

Поскольку для освещения в коммерческих зданиях нагрузка является непрерывной, требуемую нагрузку, $I_{DL}$, можно получить, умножив фактическую нагрузку на 1,25:

$$I_{DL} = 1.25 * 421\,\text{A} = 526.2\,\text{A}$$

Из Таблицы 5.5 можно выбрать номинальное значение срабатывания силового выключателя 600 А. Поскольку мгновенный ток короткого замыкания составляет 55 000 А, для трехполюсного хода потребуется корпус размером 2 000 А. Действительно, корпус размером 600 А, например, может выдержать только 30 000 А мгновенного тока короткого замыкания. Таким образом, можно выбрать силовой выключатель 600 AT / 2,000 AF.

## *5.5 Заземление и соединение*

Важно правильно заземлить электрические системы, чтобы свести к минимуму опасность возгорания, поражения электрическим током и травм пассажиров, а также повреждения оборудования. НЭК требует, чтобы все производные электрические системы были заземлены. Существуют разные типы систем заземления, в том числе служебное заземление и заземление оборудования. Более того, соединение металлических частей системы распределения электроэнергии необходимо для обеспечения непрерывного пути для безопасного проведения любого тока повреждения. Хорошее понимание заземления и связанных с ним требований НЭК важно для надлежащей защиты электрических распределительных систем в зданиях. Статья 250 НЭК охватывает все требования, связанные как с заземлением, так и с заземлением (НЭК, 2014). Во-первых, дается определение общих терминов, используемых в заземлении и соединении. Затем кратко излагаются требования НЭК, относящиеся к заземлению и заземлению. Затем представлены рекомендации по проектированию заземления. Наконец, обсуждается влияние замыканий на землю на компоненты электрической системы.

### *5.5.1 Определения*

• *Соединение*: соединение для обеспечения непрерывности и электропроводности.

• *Связывающая перемычка*: проводник, соединяющий металлические части электрической системы.

• *Земля*: Земля, используемая в качестве среды для отклонения любого тока повреждения, протекающего в системе распределения электроэнергии.

• *Заземленный (заземление)*: подключен к заземлению или к токопроводящему телу, расширяющему заземление.

• *Заземляющий провод оборудования*: токопроводящий путь, устанавливаемый для соединения обычно нетоковедущих металлических частей оборудования вместе и с заземленным проводом системы или с проводом заземляющего электрода, или с обоими. Известно, что заземляющий провод оборудования также выполняет соединение.

• *Заземляющий электрод*: токопроводящий объект, через который устанавливается прямое соединение с землей.

• *Провод заземляющего электрода*: проводник, используемый для подключения заземляющего проводника системы или оборудования к заземляющему электроду или к точке в системе заземляющих электродов.

• *Заземленный провод*: система или провод цепи, который намеренно заземлен.

• *Нейтральный провод*: провод, подключенный к нейтральной точке системы, который предназначен для проведения тока в нормальных условиях.

• *Нейтральная точка*: Общая точка соединения с протектором в полифазной системе или средняя точка в однофазной, трехпроводной системе, или средняя точка в однофазной части трехфазной системы дельта-треугольника, или средняя точка в трехпроводной системе постоянного тока.

• *Незаземленный*: не подключен к заземлению или к проводящему телу, расширяющему заземление.

• *Замыкание на землю*: непреднамеренное электрически проводящее соединение между нормально токоведущим проводником электрической цепи и обычно нетоковедущими проводниками, металлическими корпусами, металлическими дорожками качения, металлическим оборудованием или землей.

### *5.5.2 Общие требования к заземлению и соединению*

Следующие ниже общие требования определяют, какие заземления и соединения электрических систем требуется выполнить. Для соответствия требованиям к рабочим характеристикам необходимо следовать предписывающим методам, содержащимся в статье НЭК 250 (НЭК, 2014).

#### *5.5.2.1 Заземленные системы*

1. *Заземление электрической системы*. Согласно НЭК, заземленные электрические системы должны быть подключены к земле таким образом, чтобы ограничить напряжение, создаваемое

молнией, скачками напряжения в сети или непреднамеренным контактом с линиями более высокого напряжения, и стабилизировать напряжение до земли при нормальной работе.

2. *Заземление электрического оборудования*. Обычно нетоковедущие проводящие материалы, охватывающие электрические проводники или оборудование, или составляющие часть такого оборудования, должны быть заземлены, чтобы ограничить напряжение на земле на этих материалах.

3. *Соединение электрического оборудования*: обычно нетоковедущие проводящие материалы, охватывающие электрические проводники или оборудование, или составляющие часть такого оборудования, должны быть соединены вместе и с источником электропитания таким образом, чтобы создать эффективный путь тока замыкания на землю.

4. *Соединение электропроводящих материалов и другого оборудования*. Обычно нетоковедущие электропроводящие материалы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть соединены вместе и с источником электропитания таким образом, чтобы обеспечить эффективный путь тока замыкания на землю. На Рис. 5.26 показано применение системы перемычек для соединения корпуса панели с нейтральными проводами.

5. *Эффективный путь тока замыкания на землю*: Электрооборудование и проводка, а также другие электропроводящие материалы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть установлены таким образом, чтобы создать постоянную цепь с низким сопротивлением, облегчающую работу устройства защиты или детектора заземления для высокого напряжения. системы с заземленным сопротивлением. Он должен быть способен безопасно пропускать максимальный ток замыкания на землю, который может быть наложен на него из любой точки системы электропроводки, где может произойти замыкание на землю источника электропитания. Заземление не должно рассматриваться как эффективный путь тока замыкания на землю.

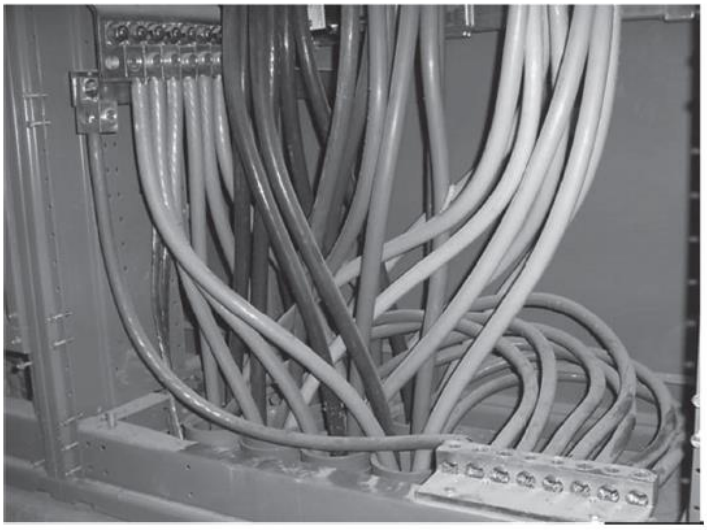


**РИС. 5.26**
Основная нейтральная точка соединения и основная перемычка соединения.

### *5.5.2.2 Подключения системного заземления*

Любая электрическая система здания, обслуживаемая заземленной сетью переменного тока, должна иметь провод заземляющего электрода, подключенный к заземленному рабочему проводу на каждой службе, в соответствии с требованиями НЭК, как указано в разделе 250 НЭК (2014). Допускается несколько вариантов заземления электрических систем здания. В частности, НЭК разрешает использовать следующие заземляющие электроды для служебного заземления:

- Металлический подземный водопровод
- Металлический каркас здания или сооружения.
- Электрод в бетонном корпусе
- Кольцо заземления
- Стержневые и трубчатые электроды

- Другие перечисленные электроды
- Пластинчатые электроды
- Другие местные металлические подземные системы или сооружения.

На рис. 5.27 показаны распространенные варианты служебного заземления зданий, включая использование стальной арматуры для фундамента, водопроводной трубы или стержневого электрода. Следует отметить, что некоторые соединения между электрической системой здания и землей не разрешены НЭК в качестве вариантов заземления. Некоторые примеры включают:

- Металлические подземные газопроводы.
- Алюминиевые электроды

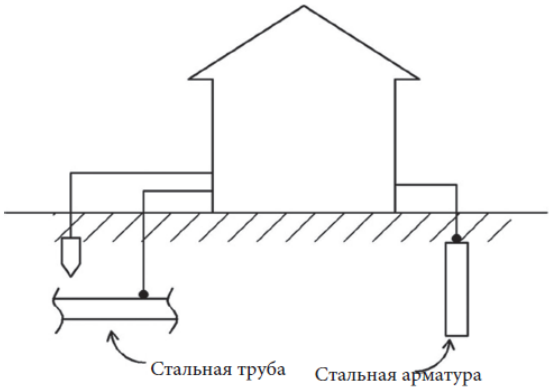



**РИС. 5.27**
Общие варианты заземления для электрических подъездов зданий.

#### *5.5.2.3 Основные правила заземления*

Существует три основных правила выбора заземляющих электродов для защиты электрических систем здания от токов короткого замыкания. Эти правила рассматривают производные электрические системы как те, которые обслуживаются генераторами, трансформаторами или преобразователями и не связаны напрямую с другими электрическими системами. В частности, количество трансформаторов может повлиять на количество точек, в которых указываются заземляющие электроды для электрической системы здания.

*Правило №1*: Каждая производная система должна быть заземлена, как показано на рисунке 5.28. Как правило, вторичные обмотки каждого трансформатора заземляются с помощью рабочих заземляющих электродов, как указано в таблице 5.10.

*Правило №2*: Место заземления должно быть как можно ближе к источнику питания производной системы. В частности, заземление следует указывать до, а не после устройства защиты. Действительно, когда заземляющий электрод подключается к земле после защитного устройства, как показано на рисунке 5.29, производная система становится незаземленной всякий раз, когда срабатывает автоматический выключатель.

*Правило №3*: Должно быть только одно заземляющее соединение на производную систему. Действительно, подключение производной системы к земле двумя или более точками может привести к обратному току замыкания на землю обратно в систему.

### *5.5.3 Базовый анализ заземления*

Чтобы облегчить прохождение токов короткого замыкания в землю, необходим заземляющий проводник с низким сопротивлением. НЭК требует, чтобы система заземляющих электродов, соединяющая электрическую систему здания с землей, имела электрическое сопротивление ниже 25 Ом. На сопротивление системы заземляющих электродов могут влиять несколько параметров и факторов. На рис. 5.30 показана часть земной среды вокруг заземляющего стержня глубиной $L$, когда ток короткого замыкания или избыточные токи направляются на землю. Как показано на рисунке 5.30,

часть земли, на которую воздействуют электроны, отклоненные стержнем, может быть аппроксимирована цилиндром радиуса *L* и глубины *2L*.

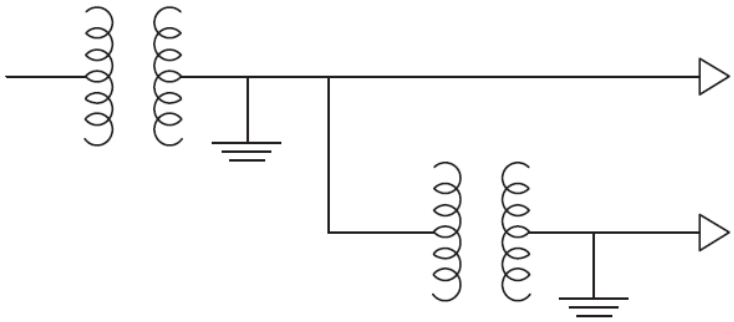


**РИС. 5.28**
Требования к заземлению для всех производных систем.

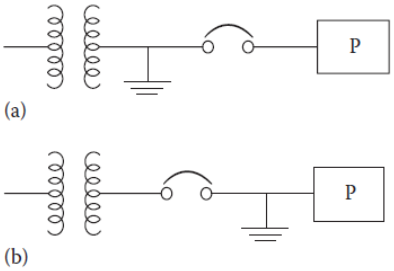



**РИС. 5.29**
Заземление до (а), а не после (б) устройства защиты.

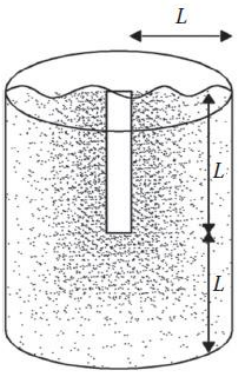



**РИС. 5.30**
Часть земной среды, на которую воздействуют электроны, отклоняется заземляющим стержнем.

Общее сопротивление цилиндра, состоящего в основном из заземленной среды, можно оценить, как указано в главе 2, как:

$$R_g = \rho_g \frac{2L}{A} \qquad (5.15)$$

где

$\rho_g$ - удельное сопротивление грунта, выраженное в Ω м или Ω фут.

*A* - поперечное сечение цилиндра радиуса *L*, поэтому $A = \pi L^2$

**ТАБЛИЦА 5.6**

Диапазон удельного сопротивления для отдельных материалов и жидкостей

| Материал почвы / Тип жидкости | Диапазон удельного сопротивления | |
|---|---|---|
| | Ω (м) | Ω (фут) |
| Глина | 200–100,000 | 65–328,000 |
| Песок | 5,000–100,000 | 16,400–328,000 |
| Известняк | 500–400,000 | 1,640–1,312,000 |
| Сланец | 500–10,000 | 1,640–32,800 |
| Песчаник | 2,000–200,000 | 6,560–656,000 |
| Гранит | 1,000,000 | 3,280,000 |
| Водопроводная вода | 1,000–50,000 | 3,280–164,000 |
| Морская вода | 20–200 | 65–656 |

Таким образом, сопротивление заземления зависит от удельного сопротивления земли, а также от глубины заземляющего стержня:

$$R_g = \rho_g \frac{2}{\pi L} \qquad (5.16)$$

Уравнение 5.16 показывает, что для уменьшения сопротивления земли следует либо уменьшить удельное сопротивление земли, либо увеличить глубину стержня. В таблице 5.6 приведено удельное сопротивление различных грунтовых материалов и жидкостей. Среди перечисленных вариантов морская вода имеет самое низкое сопротивление. Таким образом, одним из подходов к снижению удельного сопротивления грунта является обработка земли вокруг заземляющего стержня путем смешивания ее с солью. Другой подход - увеличение влажности почвы.

Влияние влажности на удельное сопротивление верхнего слоя почвы и супесей показано в Таблице 5.7. Понятно, что более высокое содержание влаги снижает удельное сопротивление грунта.

В примере 5.5 показано влияние глубины стержня на сопротивление земли, используемого в качестве системы заземления для здания.

**ТАБЛИЦА 5.7**

Влияние влажности на удельное сопротивление почвы

| Содержание влаги (% по весу) | Уд.споротивление грунта (Ом/см) | | Уд.споротивление грунта (Ом/фут) | |
|---|---|---|---|---|
| | Верхний слой почвы | Песчаный суглинок | Верхний слой почвы | Песчаный суглинок |
| 0 | $10^9$ | $10^9$ | $3.28 \times 10^9$ | $3.28 \times 10^9$ |
| 2.5 | 250,000 | 150,000 | 820,000 | 492,000 |
| 5 | 165,000 | 43,000 | 541,200 | 141,040 |
| 10 | 53,000 | 22,000 | 173,840 | 72,160 |
| 15 | 21,000 | 13,000 | 68,880 | 42,640 |
| 20 | 12,000 | 10,000 | 39,360 | 32,800 |
| 30 | 10,000 | 8,000 | 32,800 | 26,240 |

**Пример 5.5**

**Задача**

Вычислите сопротивление заземления для стержня диаметром 5/8 дюйма (1,59 см), когда удельное сопротивление грунта составляет 10 000 Ом/см. Рассмотрим стержень глубиной (i) 8 футов (244 см) и (ii) 15 футов (457 см).

**Решение**

Используя уравнение 5.16, можно оценить сопротивление земли:

(i) Если глубина штанги L = 8 футов = 244 см:

$$R_g = 10{,}000\frac{2}{\pi(244)} = 26\,\Omega$$

(ii) Если глубина штанги L = 15 футов = 457 см:

$$R_g = 10{,}000\frac{2}{\pi(457)} = 14\,\Omega$$

Другой подход к снижению сопротивления заземления в случае, если невозможно обработать почву или выкопать заземляющий стержень (например, из-за каменистой местности), заключается в использовании нескольких коротких заземляющих стержней, соединенных параллельно, конфигурация которых показана на рис. 5.31.

В самом деле, полное сопротивление $R_g$ для $n$ сопротивлений, соединенных параллельно, как показано на рисунке 5.31, оценивается следующим образом:

$$\frac{1}{R_g} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \cdots + \frac{1}{R_n} \qquad (5.17)$$

В частном случае, когда все сопротивления одинаковы ($R_1 = R_2 = \cdots = R_n = R$), тогда

$$R_g = \frac{R}{n} \qquad (5.18)$$

Таким образом, желаемое значение $R_g$ можно просто получить, увеличив количество стержней, соединенных параллельно.

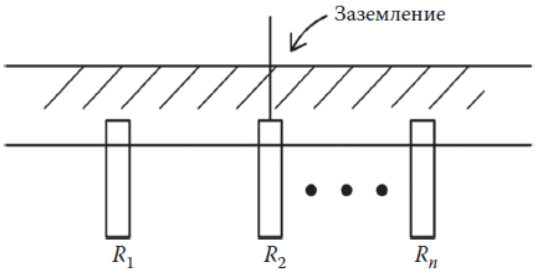



**РИС. 5.31**
Заземляющие стержни подключены параллельно.

### *5.5.4 Выбор рабочих заземляющих проводов*

Как отмечалось ранее, каждая производная электрическая система должна быть заземлена через служебный заземляющий провод, чтобы свести к минимуму опасность поражения электрическим током и возгорания. Рабочий заземляющий провод обычно остается оголенным и не пропускает ток во время нормальной работы. Следует отметить, что служебный заземляющий провод подключается к нейтрали (часто называемой заземленным проводом), чтобы обеспечить поддержание низкого уровня напряжения между землей и всеми проводниками под напряжением, как показано на рисунке 5.32, для 240/120 В, однофазные, трехпроводные системы. Когда рабочий заземляющий провод подсоединен к фазе В, как показано на рисунке 5.32a, напряжение между землей и фазой А на 240 В выше 120 В. Однако, когда рабочий заземляющий провод подключен к нейтрали, разница напряжений между фазами А или В и земля составляет всего 120 В, как показано на рисунке 5.32b.

Общие соединения для сервисных заземляющих проводов для трехфазных систем звездой и треугольником показаны на рисунке 5.33. Следует отметить, что, хотя служебное заземление требуется для систем 208Y / 120 В и 480Y / 277 В, оно обычно не рассматривается для систем с треугольником

480 и 600 В, обслуживающих нагрузки двигателей. Одна из причин эксплуатации незаземленных трехфазных систем - сокращение времени простоя, связанного с повторными замыканиями на землю.

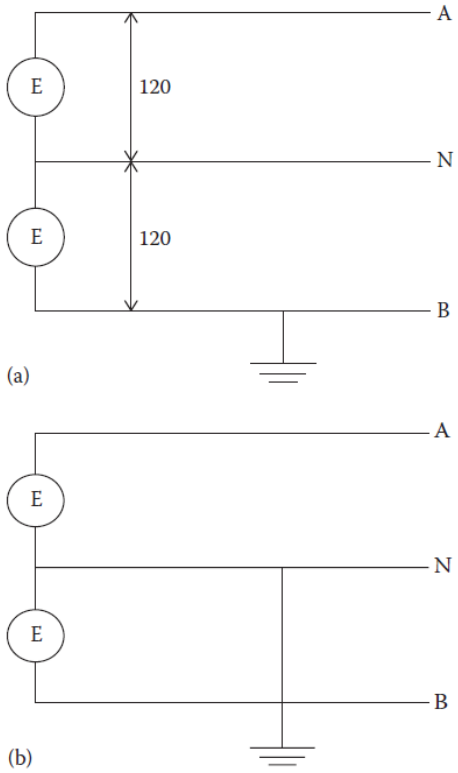



**РИС. 5.32**
Влияние подключения рабочего заземляющего проводника к одной из фаз (а) и к нейтрали (б) для трехпроводной однофазной системы.

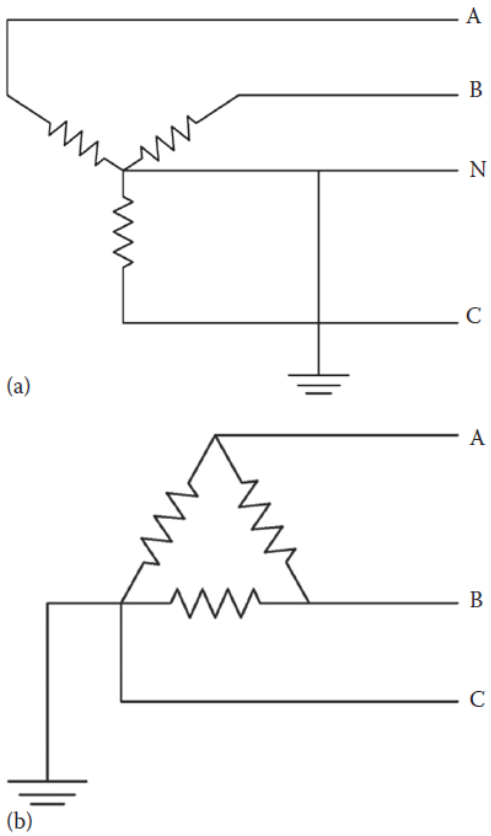



**РИС. 5.33**
Подключения служебного заземления для трехфазных систем (а) звезда и (б) треугольник.

Однако в незаземленных системах могут возникать высокие линейные напряжения из-за условий резонанса. Эти перенапряжения могут привести к значительным повреждениям компонентов электрической системы. Более того, для незаземленных систем выявление источников неисправностей может быть затруднено. Поэтому настоятельно рекомендуется заземлить все системы, чтобы повысить надежность, а также упростить обнаружение замыканий на землю. С добавлением устройств защиты от замыканий на землю можно значительно повысить безопасность всей электрической системы.

В Таблице 5.8 указаны сечения заземляющего провода в зависимости от размера основного фидера. В примере 5.6 показано использование таблицы 5.8 для определения размеров рабочих заземляющих проводов производной системы.

**Пример 5.6**

**Задача**

Определите минимальный размер медного проводника служебного заземления для отдельно выделенной электрической системы с одним трансформатором для следующих двух случаев: (i) основной вторичный фидер состоит из медных проводников 350 млн. параллельные медные проводники 500 MCM.

**ТАБЛИЦА 5.8**

Размеры проводников служебного заземления

| Размер наибольшего вводного провода или эквивалентной площади для параллельных проводников | | Размер рабочего заземляющего проводника | |
|---|---|---|---|
| Медь | Алюминий или алюминий с медным покрытием | Медь | Алюминий или алюминий с медным покрытием |
| 2 или меньше | 1/0 или меньше | 8 | 6 |
| 1 или 1/0 | 2/0 или 3/0 | 6 | 4 |
| 2/0 или 3/0 | 4/0 или 250 MCM | 4 | 2 |
| Более 3/0 через 350 MCM | Более 250 MCM через 500 MCM | 2 | 1/0 |
| Более350 MCM через 600 MCM | Более 500 MCM через 900 MCM | 1/0 | 3/0 |
| Более 600 MCM через 1100 MCM | Более 900 MCM через 1750 MCM | 2/0 | 4/0 |
| Более 1100 MCM | Более 1750 MCM | 3/0 | 250 MCM |

*Прим.:* Данная таблица адаптирована из Таблицы 250.66 NEC (2014).

**Решение**

Минимальный размер служебных заземляющих проводов указан в таблице 5.8 в зависимости от размера основного вторичного фидера. Следовательно. в случае, когда фидер состоит из медных проводников 350 MCM, в качестве рабочего заземляющего проводника можно выбрать медный провод №2 AWG. Для случая, когда в фидере есть два параллельных медных проводника по 500 MCM, общий эквивалентный размер фидера составляет 2 × 500 = 1000 MCM, а служебный заземляющий проводник может быть выбран медным # 2/0 AWG. Следует отметить, что проводники служебного заземления обычно остаются оголенными без какой-либо изоляции.

### *5.5.5 Выбор заземления оборудования*

Чтобы гарантировать безопасность прикосновения ко всем неэлектропроводным частям оборудования при нормальной работе, требуется заземление оборудования. Рамы, корпуса или несущие конструкции электрооборудования и распределительных систем, таких как трансформаторы, распределительные щиты, панели, контроллеры двигателей, двигатели, генераторы, шкафы, осветительное оборудование и розетки, должны быть подключены к земле постоянными и непрерывными путями, которые могут включают кабельные каналы, кабельные лотки, броню кабелей и шины заземления оборудования. Например, на рис. 5.34 показано соединение заземляющих проводов оборудования для розетки и двигателя. В частности, розетка подключена к (1) корпусу панели (через провод, который обычно обозначается зеленой изоляцией), (2) к нейтральной шине (через провод, обозначенный белой изоляцией) и (3) провод под напряжением (через провод, обозначенный красной или черной изоляцией). На рисунке 5.35 показано влияние неправильного заземления оборудования для лампы с винтовым корпусом. В случае рисунка 5.35a, когда внешняя оболочка правильно

подключена к нейтральному проводу, оболочка имеет то же напряжение, что и земля, и ее можно безопасно касаться. Однако в случае рисунка 5.35b внешняя оболочка неправильно подключена к проводнику под напряжением, что приводит к значительной и небезопасной разнице напряжений между внешней оболочкой и землей.

Таблица 5.9 может использоваться для определения сечения заземляющего проводника оборудования в зависимости от номинальной защиты оборудования от сверхтоков. В примере 5.7 показано использование таблицы 5.9 для выбора подходящего сечения заземляющего провода оборудования для панели.

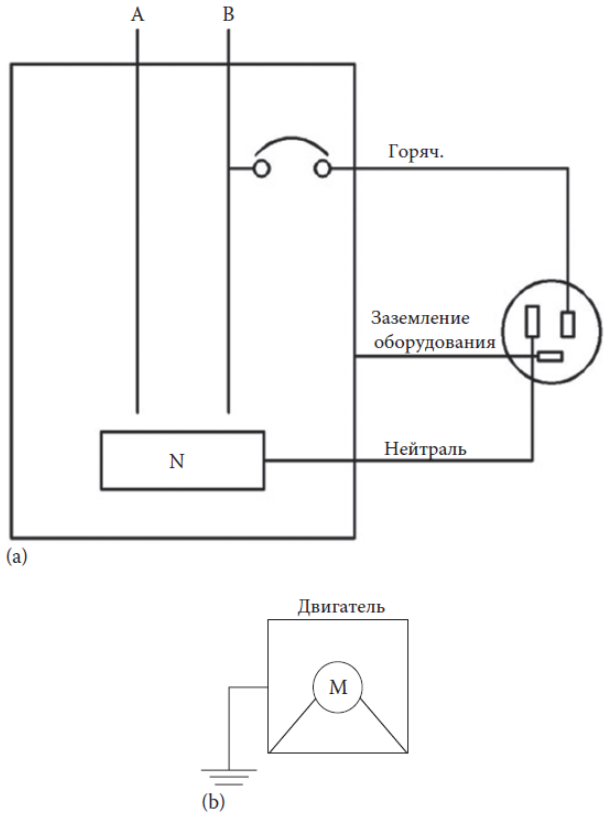



**ТАБЛИЦА 5.34**
Заземляющие соединения оборудования для (а) розетки и (б) двигателя.

**Пример 5.7**

**Задача**

Определите сечение заземляющего медного проводника оборудования, подходящего для панели, защищенной силовым автоматическим выключателем на 200 А.

**Решение**

Минимальный размер заземляющего провода оборудования указан в Таблице 5.9 с учетом номинала защитного устройства. Таким образом, поскольку панель защищена автоматическим выключателем на 200 А, необходим заземляющий провод оборудования - медный провод №6 AWG.

### *5.5.6 Оценка возможных повреждений*

Типичные замыкания на землю относятся к дуговому типу с малой величиной по сравнению с токами короткого замыкания, поэтому их труднее обнаружить стандартными защитными устройствами, такими как автоматические выключатели или предохранители. Большинство дуговых замыканий на землю происходит в системах 480Y / 277 В с потенциальным пиковым фазным напряжением 390 В (т.е. √2 × 277 В). В системах на 208Y / 120 В дуговые замыкания гаснут сами собой из-за низкого пикового напряжения между фазой и землей 170 В (т.е. √2 × 120 В). Как правило, трудно предсказать и оценить повреждения из-за токов замыкания на землю для конкретной электрической системы, поскольку это зависит от компонентов системы, а также от места повреждения. Однако были

предприняты некоторые попытки выразить повреждения в терминах энергии, рассеиваемой дуговым замыканием, на основе прошлых наблюдений. В частности, потенциальные повреждения из-за токов короткого замыкания можно оценить с помощью энергии замыкания $E_{Fault}$, выраженной в W-циклах, как показано в следующем уравнении (Хьюз, 1988):

$$E_{Fault} = \Delta V \times I \times f \times t \qquad (5.19)$$

где

ΔV - это линейное напряжение (т.е. фазное напряжение) (В)

I - ток замыкания на землю (А)

t - продолжительность замыкания на землю (т.е. время срабатывания защитного устройства) (с)

f - частота тока и напряжения (Гц)

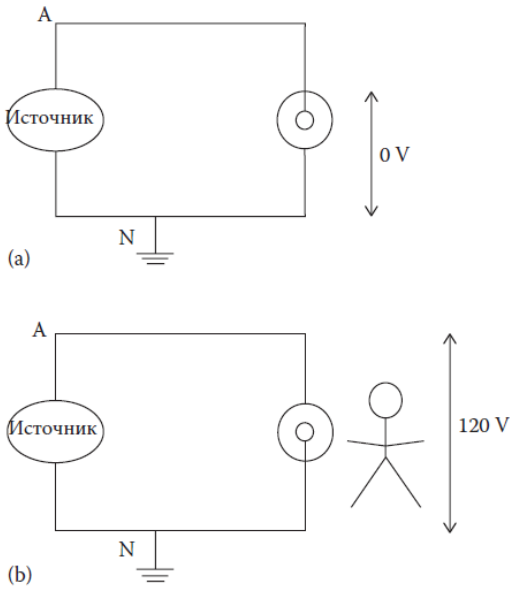



**РИС. 5.35**
Влияние заземления оборудования для лампы с винтовым корпусом при (а) правильном и (б) неправильном подключении.

**ТАБЛИЦА 5.9**

Размеры заземляющих проводов оборудования

| Рейтинг защитного устройства в цепи впереди оборудования (A) | Медный заземляющий провод | Алюминиевый или покрытый медью алюминиевый заземляющий проводник |
|---|---|---|
| 15 | 14 | 12 |
| 20 | 12 | 10 |
| 30 | 10 | 8 |
| 40 | 10 | 8 |
| 60 | 10 | 8 |
| 100 | 8 | 6 |
| 200 | 6 | 4 |
| 300 | 4 | 2 |
| 400 | 3 | 1 |
| 500 | 2 | 1/0 |
| 600 | 1 | 2/0 |
| 800 | 0 | 3/0 |
| 1000 | 2/0 | 4/0 |
| 1200 | 3/0 | 250 MCM |
| 1600 | 4/0 | 350 MCM |
| 2000 | 250 MCM | 400 MCM |
| 2500 | 350 MCM | 600 MCM |
| 3000 | 400 MCM | 600 MCM |
| 4000 | 500 MCM | 800 MCM |
| 5000 | 700 MCM | 1200 MCM |
| 6000 | 800 MCM | 1200 MCM |

*Прим:* Данная таблица адаптирована из Таблицы 250.122 NEC (2014).

Таблица 5.10 затем используется для оценки потенциальных физических повреждений, связанных с энергией повреждения, рассчитанной по уравнению 5.19. Как указано в Таблице 5.10, уровень повреждений может быть небольшим и ограничиваться следами дыма, но может быть катастрофическим при полном разрушении большей части электрического оборудования. Пример 5.8 иллюстрирует уровень повреждений для примера, показанного на рисунке 5.36, как функцию времени срабатывания устройства защиты.

**Пример 5.8**

**Задача**

Для электрической системы, показанной на рисунке 5.36, с линейным напряжением 120 В, сопротивлением заземления 1,5 Ом и током короткого замыкания 2400 А, оцените потенциальные повреждения, связанные с током замыкания на землю для двух случаев: (i) неисправность обнаруживается быстро, время реакции составляет 2 цикла, и (ii) неисправность не обнаруживается более 10 с.

**ТАБЛИЦА 5.10**

Возможные повреждения, связанные с дуговым замыканием

| Энергия повреждения, выраженная в кВт-циклах | Возможный ущерб |
|---|---|
| 100 | Минимальные повреждения с небольшими следами дыма. Место неисправности можно определить только путем наблюдения. |
| 2000 | Небольшие повреждения со следами дыма и проколотой изоляции. Оборудование можно восстановить, очистив следы дыма и проколотую изоляцию. |
| 10,000 | Местные повреждения обычно ограничиваются металлическими корпусами. |
| 20,000 | Возможное возгорание корпусов и повреждение некоторого оборудования и компонентов распределительных систем. |
| Более 20,000 | Значительные повреждения, зависящие от сквозной энергии короткого замыкания, могут привести к серьезному возгоранию больших участков распределительных систем. |

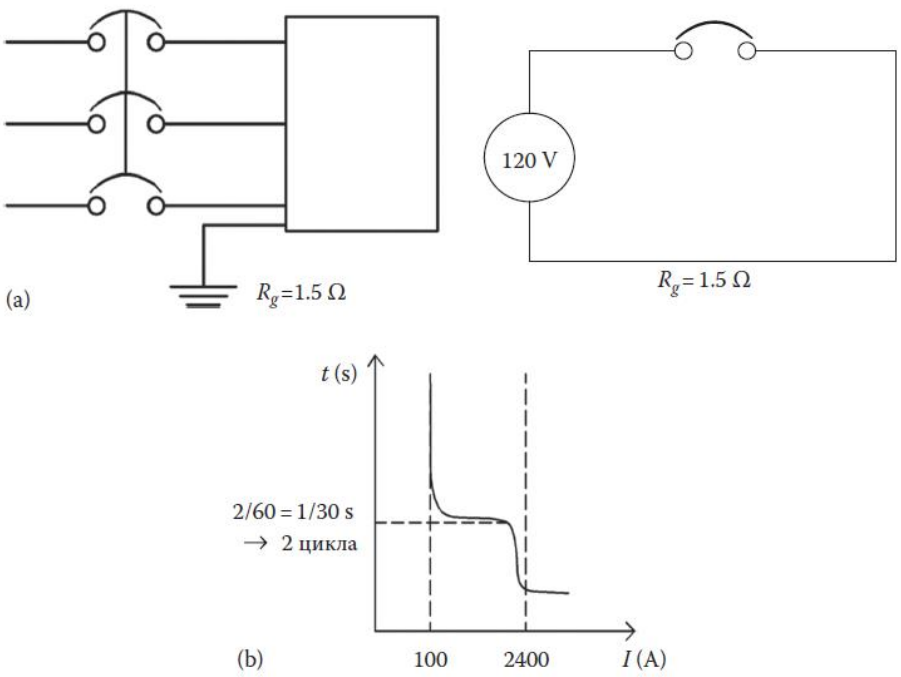



**РИС. 5.36**
Оценка потенциальных повреждений от замыканий на землю для (а) известного сопротивления заземления и (б) заданной кривой отклика автоматического выключателя.

**Решение**

Для времени реакции, равного двум циклам или t = 1 / 30 с, энергию повреждения можно оценить с помощью уравнения 5.19:

$$E_{Fault} = 120\,\text{V}(2400\,\text{A})(2) = 57.6\,\text{kW}\cdot\text{cycles}.$$

Для энергии короткого замыкания 57,6 кВт, как указано в Таблице 5.10, имеется небольшое повреждение, только некоторые следы дыма.

Для времени реакции t = 10 с, то есть 600 циклов, энергию повреждения можно оценить с помощью уравнения 5.19:

$$E_{Fault} = 120 \times 2400 \times 10 \times 60 = 20{,}000\,\text{kW cycles}$$

Для энергии короткого замыкания в 20 000 кВт циклов существует вероятность возгорания кожухов и другого электрического оборудования, как указано в Таблице 5.10.

### *5.5.7 Прерыватели тока замыкания на землю*

Чтобы уменьшить и даже исключить потенциальные повреждения, связанные с замыканиями на землю, необходимы дополнительные системы защиты. В частности, использование прерывателей тока замыкания на землю (GFCI) требуется в нескольких местах внутри зданий. GFCI позволяют обнаруживать небольшие замыкания на землю (до 6 мА) и быстро размыкать цепь, чтобы избежать нанесения вреда людям и повреждения электрического оборудования. Есть несколько устройств GFCI, включая розетки и автоматические выключатели. На рисунке 5.37 показано, как однополюсный автоматический выключатель GFCI работает с использованием дифференциального трансформатора тока, чтобы контролировать ток, протекающий через заземляющий провод, и, следовательно, отключать автоматический выключатель. Автоматические выключатели GFCI обычно устанавливаются в панели и обеспечивают защиту от замыкания на землю для всех нагрузок, обслуживаемых ответвленными цепями, соединяющими выключатели. Таким образом, автоматические выключатели GFCI имеют двойное назначение: отключение при возникновении тока короткого замыкания и прерывание при обнаружении замыкания на землю.

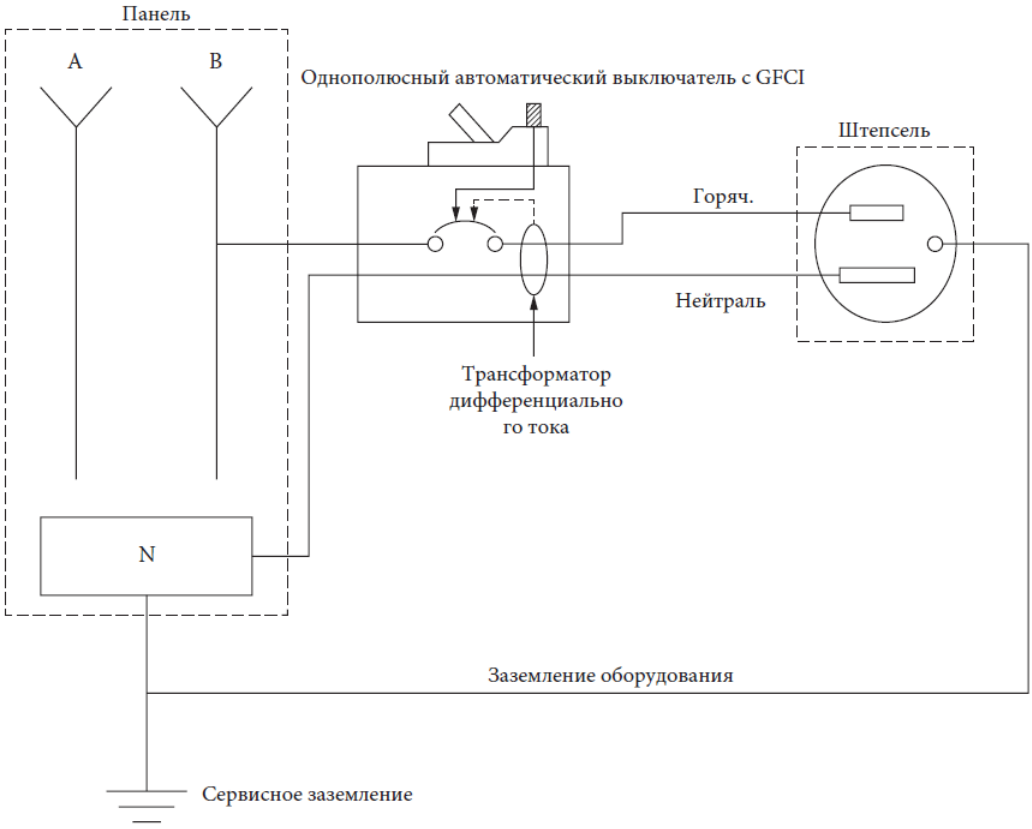



**РИС. 5.37**
Механизм работы автоматического выключателя GFCI.

# *5.6 Резюме*

В этой главе представлены различные устройства, используемые для защиты электрических систем здания. В частности, изложены принципы эксплуатации и проектирования предохранителей, автоматических выключателей и систем заземления. Описано и количественно оценено влияние токов короткого замыкания на людей и оборудование. Кроме того, кратко изложены основные требования и спецификации НЭК для защиты различных компонентов систем распределения электроэнергии. Конкретные примеры приведены в главе, чтобы проиллюстрировать выбор надлежащих размеров защитных устройств.

**Задачи**

5.1 Для последовательной цепи R – L можно показать, что действующее значение (т.е. действующее значение) асимметричного тока короткого замыкания определяется следующим уравнением

$$I_{rms}(\theta) = \sqrt{1 + 2 \cdot \exp\left(\frac{-4\pi\theta}{X/R}\right)} I_{ac}$$

где

$\theta = f \times t$ - время в циклах

$X = L / \omega = 2\pi \times f \times L$ - реактивное сопротивление индуктивности

$I_{ac}$ - среднеквадратичное значение переменного тока повреждения (также называемого симметричным током повреждения)

Короткое замыкание происходит в последовательной цепи $R - L$ с V = 277 В, L = 2 мГн, R = 0,4. Определить:

(a) Среднеквадратичное значение симметричного тока короткого замыкания

(b) Среднеквадратичное значение асимметричного тока короткого замыкания в момент замыкания переключателя, предполагая максимальное смещение постоянного тока.

(c) Среднеквадратичное значение асимметричного тока короткого замыкания через пять циклов после замыкания переключателя, предполагая максимальное смещение постоянного тока.

(d) Смещение постоянного тока как функция времени, если переключатель замыкается, когда мгновенное напряжение источника составляет 300 В.

5.2 Жилой блок питается от однофазной сети 120/240 В. Электрическая нагрузка агрегата включает.

(1) водонагреватель 7000 ВА, 240 В; (2) вытяжной вентилятор 800 ВА, 120 В;

(3) компактор 1200 ВА, 120 В; (4) осушитель 5000 ВА, 240 В; и (5) диапазон 6500 ВА.

Каждое устройство обслуживается одним ответвлением, защищенным автоматическим выключателем. Определите номинал и количество полюсов каждого автоматического выключателя.

5.3 Определите размер автоматических выключателей в литом корпусе и соответствующее количество полюсов для следующих нагрузок в жилом помещении, обслуживаемом системой 120/240В:

Посудомоечная машина 1,8 кВА, 120 В; Компактор 1,2 кВА, 120 В; Утилизация 1,0 кВА, 120 В; Вентилятор 0,5 кВА, 120 В; Плита 16 кВА, 240 В; Осушитель 4,5 кВА, 240 В; Блок отопления 15 кВА, 240 В; Кондиционер 9 кВА, 240 В; и водонагреватель 6,5 кВА, 240 В.

5.4. Рассмотрим щитовой щит для коммерческого здания, питаемого от трехфазного фидера 480Y / 277 В. Панель имеет следующие нагрузки:

• Система освещения общей мощностью 45 кВА с коэффициентом мощности 0,93.

• Резистивный водонагреватель мощностью 15 кВА с коэффициентом мощности 1,0.

• Двигатель мощностью 10 кВА и коэффициентом мощности 0,82.

Определить

(a) Размер автоматического выключателя в литом корпусе для водонагревателя. Предположим постоянную нагрузку.

(b) Размер предохранителей двигателя. Предположим постоянную нагрузку.

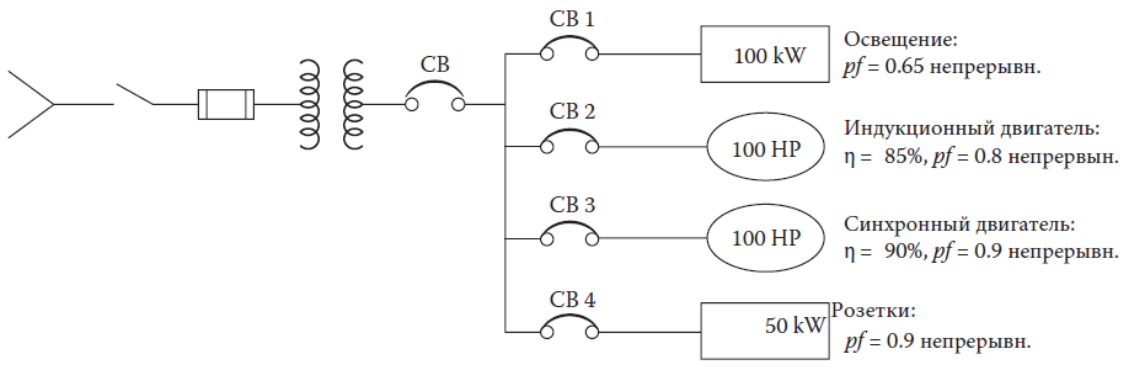
(c) Размер силового выключателя, обслуживающего панель.

5.5 Рассмотрим систему распределения коммерческого здания, показанную на следующей диаграмме. Выберите корпуса и номинальные параметры отключения для всех силовых выключателей для различных панелей и двигателей, а также силового выключателя на вторичном главном фидере для двух вариантов:

(a) Вторичный трансформатор рассчитан на 480Y / 277 В.

(b) Вторичный трансформатор рассчитан на 208Y / 120 В.

Предположим, что доступные токи короткого замыкания ниже 25 000 А во всей электрической системе.




Система распределения и электрические нагрузки для коммерческого здания

5.6 Определите размер медных проводов заземления оборудования для панели, которая обслуживается выключателем 2/0 THW (Cu) и 400 A.

5.7 Рассмотрим щит 480Y / 277 V, который обслуживает следующие нагрузки для офисного здания:

• Освещение: 15,0 кВА при pf = 0,95

• Нагреватель сопротивления: 9,0 кВА при pf = 1,00

(a) Выберите соответствующий автоматический выключатель для щитка.

(b) Определите размер заземляющего провода оборудования (Cu) для щитка.

5.8 Для офисного здания силовая панель 208Y / 120 В имеет следующие нагрузки:

• Розетки с общей нагрузкой 30,00 кВА при PF = 0,90

• Нагреватели с полной нагрузкой 12,00 кВА при PF = 1,00

(a) Определите правильный размер корпуса и номинальное значение отключения силового выключателя, защищающего панель. Предположим, что доступный ток короткого замыкания на панели составляет 35 000 A.

(b) Подберите размер заземляющего провода оборудования (Cu) для щитка.

5.9 Определите медный заземляющий проводник, необходимый для служебного входа с 3 параллельными медными фидерами 300 MCM.

5.10 Определите потенциальные повреждения, понесенные системой распределения электроэнергии, когда ток замыкания на землю 2000 A возникает в течение 10 циклов.

# 6 Ответвительные цепи и фидеры

Чтобы обеспечить безопасность электрических систем в зданиях, важно правильно выбрать провода, подающие электричество на различные нагрузки через здания. В этой главе представлены типы и размеры проводов и трубопроводов, подходящих для ответвлений цепей и фидеров. Обсуждаются особые требования к выбору проводов подходящего размера для обслуживания электрических нагрузок здания. В частности, при проектировании проводов учитываются допустимая нагрузка по току, допуск по току короткого замыкания и допустимое падение напряжения. Более того, конкретные рекомендации по проектированию ответвлений и фидеров для немоторных и моторных нагрузок описаны с иллюстративными примерами.

## 6.1 Введение

На рисунке 6.1 показана типовая электрическая распределительная сеть для коммерческих зданий. Сеть включает в себя набор проводов, по которым подается электричество на различные нагрузки здания. Провода обычно состоят из (1) основного фидера, который подает питание от электросети через распределительный трансформатор, (2) набора вспомогательных фидеров, обслуживающих различные панели, такие как панели освещения и панели питания, использующие, при необходимости, понижающие трансформаторы и центры управления двигателями и (3) ответвленные цепи, подающие электроэнергию от панелей к нагрузкам здания, обычно состоящим из осветительных приборов, розеток и двигателей.

Электрические провода в электрических распределительных системах зданий обычно состоят из проводов, кабелей и каналов или каналов. Проводники, изготовленные из меди или алюминия, пропускают электрический ток и часто изолированы. Кабели представляют собой сборки из 2 или более проводов, слоев изоляции и любых экранирующих и / или защитных покрытий, как показано на Рисунке 6.2. В трубопроводах размещаются проводники или кабели, чтобы защитить их от любых физических повреждений или воздействия химикатов. Дорожки кабельного телевидения обеспечивают поддержку и пространство для проводников и кабелей, включая фидеры и ответвления, чтобы минимизировать любые опасности, связанные с электрическими повреждениями.

Как обсуждалось в главе 2, размер электрического проводника представляет собой площадь его поперечного сечения. В США для обозначения размера проводника используются две шкалы: американский калибр проводов (AWG) для малых размеров и тысячи круговых милов (MCM или kCM) для больших размеров. Для шкалы AWG доступны размеры от 18 AWG до 4/0 AWG, причем более высокие числа соответствуют меньшим размерам проводов. Для жилых зданий наименьший размер медного проводника, который можно использовать, - это размер 14 AWG, который рассчитан на максимальную нагрузку 15 А. Для коммерческих зданий номер 12 AWG - это наименьший размер проводников, которые обычно используются для питания осветительных приборов. и сосуды. Обозначение размера AWG вскоре стало неадекватным после его внедрения в начале 1900-х годов из-за постоянно растущих электрических нагрузок в зданиях. Для более крупных проводников площадь поперечного сечения измеряется в круглых милах. Как отмечалось в главе 2, круговой мил соответствует площади круга диаметром 1 мил или 1/1000 дюйма. Например, проводник диаметром ½ дюйма (500 мил) имеет круглую площадь в 250 000 мил, которая обозначается как 250 миллиметров в минуту или 250 тысяч мил. Как будет обсуждаться в этой главе, размер проводов и кабелей, используемых для фидеров и ответвлений в зданиях, зависит от трех основных критериев, включая следующие:

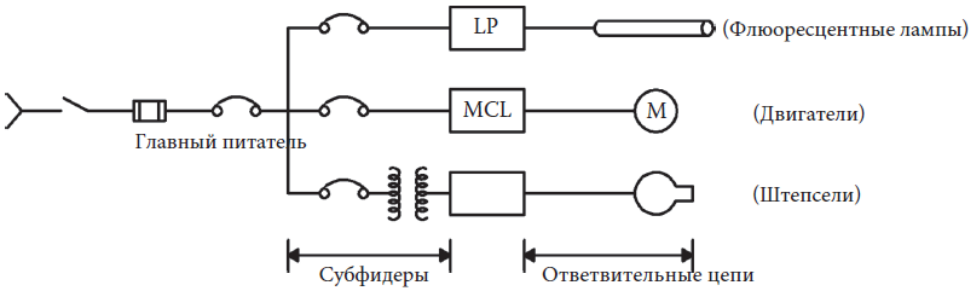



**РИС. 6.1**
Типовые системы распределения для коммерческих зданий.

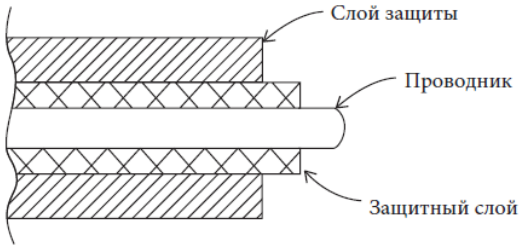



**РИС. 6.2**
Типичные слои для электрического проводника.

1. Оценка продолжительного тока при нормальных условиях эксплуатации. В Национальном электрическом кодексе (НЭК, 2014) номинальный постоянный ток определяется как допустимая токовая нагрузка проводника. Основные параметры, которые влияют на допустимую нагрузку на проводник, включают физические характеристики провода, такие как его площадь поперечного сечения (или размер) и его материал, а также условия, в которых работает провод, такие как температура окружающей среды и количество установленных проводников. в том же кабеле.

2. Номинальный ток короткого замыкания в условиях неисправности. Действительно, высокие токи короткого замыкания могут вызывать значительные тепловые и магнитные нагрузки не только на проводник, но и на все компоненты электрической системы. Проводник должен выдерживать эти относительно высокие токи короткого замыкания, по меньшей мере, в течение ограниченного периода времени, поскольку защитному устройству обычно требуется несколько циклов перед обнаружением и отключением токов короткого замыкания.

3. Максимально допустимое падение напряжения по длине проводника. Большинство электрических систем чувствительно к приложенному к ним напряжению. Поэтому важно уменьшить падение напряжения, которое возникает на фидерах и ответвленных цепях. НЭК рекомендует максимальное падение напряжения 3% для любого фидера или ответвления с максимальным падением напряжения 5% от служебного входа до розетки утилизации.

В этой Главе обсуждаются и иллюстрируются критерии выбора и подходы к проектированию проводников, ответвлений и фидеров.

## *6.2 Размер и номинал проводников*

При строительстве электрических распределительных сетей обычно используются два проводящих материала: медь и алюминий. Из-за ее очень желательных электрических и механических свойств медь в настоящее время является предпочтительным материалом, используемым для проводов изолированных кабелей. Алюминий обладает некоторыми нежелательными свойствами, поэтому его использование ограничено. Действительно, оксидная пленка, которая не является хорошим проводником, может образовываться на поверхности алюминиевого провода и вызывать плохой электрический контакт, особенно на клеммных соединениях. Стоит отметить, что алюминий можно рассматривать в тех случаях, когда стоимость и вес являются важными критериями выбора проводников. Однако даже в этих случаях настоятельно рекомендуется использовать медные

проводники для соединений и клемм оборудования, чтобы исключить плохой электрический контакт. Для защиты жил используется несколько видов изоляционных материалов. Изолированные проводники, как показано на рисунке 6.2, обозначаются буквенными обозначениями в зависимости от типа изоляционного материала, защитного покрытия и условий использования. В США для проводников используются следующие буквенные обозначения:

• *Тип изоляционного материала*: A (асбест), MI (минеральная изоляция), R (резина), SA (силиконовый асбест), T (термопласт), V (лакированный батист) и X (сшитый синтетический полимер).

• *Для условий использования*: H (нагрев до 75 ° C), HH (нагрев до 90 ° C), UF (подходит для подземных работ) и W (влагостойкий).

Таким образом, буквенное обозначение THW относится к проводнику с термопластической изоляцией, рассчитанной на максимальную рабочую температуру 75° C и пригодным для использования как в сухих, так и во влажных помещениях. Кроме того, некоторые типы электрических проводников и кабелей имеют внешние покрытия, обеспечивающие механическую защиту и защиту от коррозии, такие как свинцовая оболочка (L), нейлоновая оболочка (N), армированный кабель (AC), кабель в металлической оболочке (MC) и кабель с неметаллической оболочкой (HM). Например, обозначение THHN относится к проводнику, который изолирован термопластическим материалом, термостойким до 90 ° C и покрыт нейлоновой оболочкой. Как указывалось ранее, кабели обычно представляют собой заводские сборки из двух или более проводов, защищенных внешним покрытием. Полное описание всех типов кабелей и изолированных проводов, их буквенных обозначений и их использования можно найти в статье 310 НЭК (НЭК, 2014).

Термин «допустимая нагрузка по току» часто используется для обозначения количества тока, который проводник может непрерывно проводить, не превышая его номинальные температуры при нормальных условиях использования. Несколько параметров влияют на непрерывный рейтинг проводов, включая их физические характеристики, такие как уровень изоляции и площадь поперечного сечения, а также окружающую среду, например, температуру окружающего воздуха. В таблице 6.1 перечислены допустимые токовые нагрузки различных изолированных проводов с номинальным напряжением от 0 до 2000 В (НЭК, 2014).

**ТАБЛИЦА 6.1**

Амплитуда для изолированных проводов номиналом 0–2000 В на открытом воздухе

| Температурный рейтинг проводника | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 60°C (140°F) | 75°C (167°F) | | 90°C (194°F) | 60°C (140°F) | | 75°C (167°F) | 90°C (194°F) |
| Размер AWG или kcmil | Тип TW, UF | Тип RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW | Тип TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | Тип TW, UF | Тип RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE | Тип TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | Размер AWG или kcmil |
| | Медь | | | Алюминий или квасцы с медной оболочкой | | | |
| 18 | — | — | 14 | — | — | — | — |
| 16 | — | — | 18 | — | — | — | — |
| 14[a] | 20 | 20 | 25 | — | — | — | — |
| 12[a] | 25 | 25 | 30 | 20 | 20 | 25 | 12[a] |
| 10[a] | 30 | 35 | 40 | 25 | 30 | 35 | 10[a] |
| 8 | 40 | 50 | 55 | 30 | 40 | 45 | 8 |
| 6 | 55 | 65 | 75 | 40 | 50 | 60 | 6 |
| 4 | 70 | 85 | 95 | 55 | 65 | 75 | 4 |
| 3 | 85 | 100 | 110 | 65 | 75 | 85 | 3 |
| 2 | 95 | 115 | 130 | 75 | 90 | 100 | 2 |
| 1 | 110 | 130 | 150 | 85 | 100 | 115 | 1 |
| 1/0 | 125 | 150 | 170 | 100 | 120 | 135 | 1/0 |
| 2/0 | 145 | 175 | 195 | 115 | 135 | 150 | 2/0 |
| 3/0 | 165 | 200 | 225 | 130 | 155 | 175 | 3/0 |

(*продолж.*)

**ТАБЛИЦА 6.1** (*Продолж*)

Амплитуда для изолированных проводов номиналом 0–2000 В на открытом воздухе

| Температурный рейтинг проводника | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 60°C (140°F) | 75°C (167°F) | | 90°C (194°F) | 60°C (140°F) | | 75°C (167°F) | 90°C (194°F) |
| Размер AWG или kcmil | Тип TW, UF | Тип RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW | Тип TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | Тип TW, UF | Тип RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE | Тип TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | Размер AWG или kcmil |
| | Медь | | | Алюминий или квасцы с медной оболочкой | | | |
| 4/0 | 195 | 230 | 260 | 150 | 180 | 205 | 4/0 |
| 250 | 215 | 255 | 290 | 170 | 205 | 230 | 250 |
| 300 | 240 | 285 | 320 | 190 | 230 | 255 | 300 |
| 350 | 260 | 310 | 350 | 210 | 250 | 280 | 350 |
| 400 | 280 | 335 | 380 | 225 | 270 | 305 | 400 |
| 500 | 320 | 380 | 430 | 260 | 310 | 350 | 500 |
| 600 | 355 | 420 | 475 | 285 | 340 | 385 | 600 |
| 700 | 385 | 460 | 520 | 310 | 375 | 420 | 700 |
| 750 | 400 | 475 | 535 | 320 | 385 | 435 | 750 |
| 800 | 410 | 490 | 555 | 330 | 395 | 450 | 800 |
| 900 | 435 | 520 | 585 | 355 | 425 | 480 | 900 |
| 1000 | 455 | 545 | 615 | 375 | 445 | 500 | 1000 |
| 1250 | 495 | 590 | 665 | 405 | 485 | 545 | 1250 |
| 1500 | 520 | 625 | 705 | 435 | 520 | 585 | 1500 |
| 1750 | 545 | 650 | 735 | 455 | 545 | 615 | 1750 |
| 2000 | 560 | 665 | 750 | 470 | 560 | 630 | 2000 |

(*продолж.*)

**ТАБЛИЦА 6.1 (*продолж.*)**

Амплитуда для изолированных проводов номиналом 0–2000 В на открытом воздухе

| Температурный рейтинг проводника | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 60°C (140°F) | 75°C (167°F) | | 90°C (194°F) | 60°C (140°F) | | 75°C (167°F) | 90°C (194°F) |
| Размер AWG или kcmil | Тип TW, UF | Тип RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW | Тип TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | Тип TW, UF | Тип RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE | Тип TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | Размер AWG или kcmil |
| | Медь | | | Алюминий или квасцы с медной оболочкой | | | |
| Корректирующие факторы | | | | | | | |
| Температура окруж.среды (°C) | Для температур окружающей среды, отличных от 30 ° C (86 ° F), умножьте допустимые значения мощности, указанные выше, на соответствующий коэффициент, указанный ниже. | | | | | | Тепм.окруж. среды (°F) |
| 21–25 | 1.08 | 1.05 | 1.04 | 1.08 | 1.05 | 1.04 | 70–77 |
| 26–30 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 78–86 |
| 31–35 | 0.91 | 0.94 | 0.96 | 0.91 | 0.94 | 0.96 | 87–95 |
| 36–40 | 0.82 | 0.88 | 0.91 | 0.82 | 0.88 | 0.91 | 96–104 |
| 41–45 | 0.71 | 0.82 | 0.87 | 0.71 | 0.82 | 0.87 | 105–113 |
| 46–50 | 0.58 | 0.75 | 0.82 | 0.58 | 0.75 | 0.82 | 114–122 |
| 51–55 | 0.41 | 0.67 | 0.76 | 0.41 | 0.67 | 0.76 | 123–131 |
| 56–60 | — | 0.58 | 0.71 | — | 0.58 | 0.71 | 132–140 |
| 61–70 | — | 0.33 | 0.58 | — | 0.33 | 0.58 | 141–158 |
| 71–80 | — | — | 0.41 | — | — | 0.41 | 159–176 |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из таблицы 310.15 (B) (16) NEC-2014 (NEC, 2014).
Для ответвленных цепей с номиналом 15, 20 и 30 А следует использовать провода сечением не менее 14, 12 и 10 AWG соответственно.

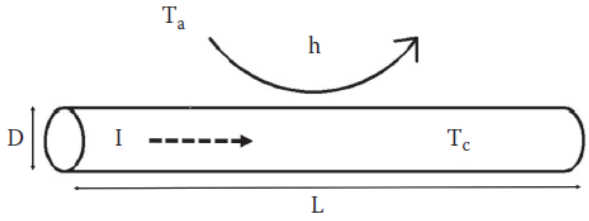



**РИС. 6.3**
Передача тепла от проводника к окружающему воздуху.

Чтобы лучше понять различные факторы, влияющие на допустимую нагрузку на проводник, на рис. 6.3 рассматривается упрощенная стационарная тепловая модель. В частности, модель учитывает механизм передачи тепла от проводника к окружающему воздуху. Тепло, выделяемое протекающим током *I* через проводник сопротивления *R*, определяется с помощью эффекта Джоуля:

$$Тепло = RI^2 \qquad (6.1)$$

Как показано в Главе 2, электрическое сопротивление *R* можно определить по длине *L* и площади поперечного сечения $A = \pi D^2 / 4$ проводника:

$$R = \rho\frac{L}{A} = \rho\frac{4L}{\pi D^2} \qquad (6.2)$$

где ρ - удельное сопротивление материала проводника. Таким образом, тепло, выделяемое проводником

$$Тепло = \rho\frac{4L}{\pi D^2} I^2 \qquad (6.3)$$

Благодаря в основном конвекционным и кондуктивным механизмам теплопередачи генерируемое тепло отводится в окружающий воздух через поверхность проводника. Тепловыделение можно выразить следующим образом:

$$Тепло = Heat = h\, A_o \left(T_c - T_a\right) \qquad (6.4)$$

где

*h* - комбинированный конвективно-кондуктивный теплообмен на поверхности проводника.

$T_c$ - температура проводника, которая считается однородной по длине проводника.

$T_a$ - температура окружающего воздуха

$A_o$ - это площадь внешней поверхности проводника, подверженная воздействию окружающего воздуха, которая может быть выражена как функция *L* и *D*:

$$A_o = \pi DL \qquad (6.5)$$

Устанавливая установившийся тепловой баланс между тепловыделением (т. Е. Уравнение 6.3) и отводом тепла (т.е. Уравнением 6.4), с помощью уравнения 6.5 можно получить следующее соотношение:

$$\rho\frac{4L}{\pi D^2} I^2 = \pi DLh\left(T_c - T_a\right) \qquad (6.6)$$

Упрощая уравнение 6.6, можно определить ток как функцию $T_a$, $T_c$, *D*, *h* и *ρ:*

$$I = \sqrt{\frac{\pi^2 D^3}{4\rho} h\left(T_c - T_a\right)} \qquad (6.7)$$

Уравнение 6.7 указывает на то, что допустимая нагрузка или ток, который может протекать через проводник, зависит от нескольких параметров. На рисунке 6.4 показано изменение допустимой

нагрузки I в зависимости от трех из пяти параметров, указанных в уравнении 6.7. В частности, с помощью упрощенной тепловой модели уравнения 6.7 можно сделать следующие наблюдения:

- Чем больше диаметр проводника, тем выше допустимая нагрузка.
- Чем выше температура проводника, тем выше допустимая нагрузка.
- Чем выше температура окружающего воздуха, тем меньше допустимая нагрузка.
- Чем выше удельное сопротивление проводника, тем ниже допустимая токовая нагрузка.
- Чем ниже коэффициент *h* (из-за меньшего движения воздуха или более высокой изоляции проводов), тем меньше допустимая нагрузка.

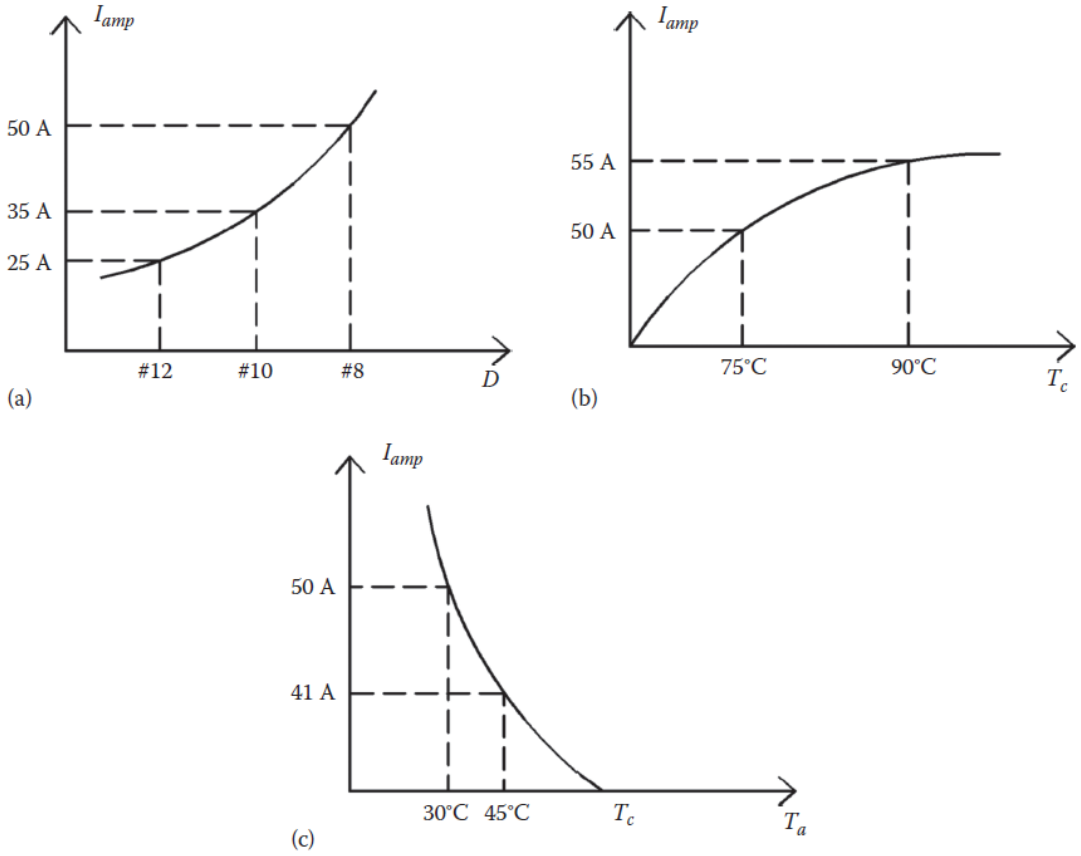



**РИС. 6.4**
(а) изменения емкости в зависимости от диаметра, (б) температура проводника и (в) температура окружающего воздуха.

При выборе размера проводника следует учитывать не только первоначальные затраты, но и эксплуатационные расходы. Как будет показано в главе 10, более высокие эксплуатационные расходы, включая стоимость энергии, поощряют установку проводов большего размера, чем те, которые требуются для нагрузки. К сожалению, большинство проектировщиков не учитывают эксплуатационные расходы при проектировании из-за желания сократить первоначальные затраты и из-за неопределенности цен на электроэнергию.

## 6.3 Конструкция проводников

Чтобы определить правильный размер проводов, которые будут использоваться для фидеров и ответвлений при построении электрических распределительных систем, обычно необходимо учитывать три критерия:

1. Рейтинг емкости или продолжительного тока
2. Номинальный ток короткого замыкания
3. Максимально допустимое падение напряжения.

В следующих разделах каждое требование обсуждается с конкретными процедурами расчета и примерами для иллюстрации процесса выбора проводников. Затем эти три критерия объединяются и используются для выбора размера проводников для проектирования фидеров, вспомогательных фидеров и ответвлений.

### *6.3.1 Рейтинг продолжительного тока*

Таблицу 6.1 можно использовать для выбора сечения проводника на основе номинального постоянного тока электрической нагрузки, которая будет обслуживаться. Как обсуждалось ранее, основные параметры, которые влияют на допустимую нагрузку на проводник, включают физические характеристики провода, такие как его площадь поперечного сечения (или размер) и его материал, а также условия, в которых работает провод, такие как температура окружающей среды и количество проводников, установленных в одном кабелепроводе или кабелепроводе. Для выбора размера проводника могут потребоваться различные коэффициенты снижения номинальных характеристик и поправки, как показано в примерах с 6.1 по 6.3. Следует отметить, что когда несколько проводников размещаются в одной и той же кабелепроводе или кабелепроводе, как показано на рисунке 6.5, температура окружающей среды $T_a$ увеличивается из-за тепла, рассеиваемого всеми проводниками. Как показано в тепловой модели уравнения 6.7, допустимая токовая нагрузка каждого из проводников уменьшается из-за более высокой температуры окружающей среды. Процент снижения допустимой нагрузки можно оценить по таблице 6.2 с использованием коэффициентов снижения номинальных характеристик, которые зависят от количества проводников, расположенных в одной и той же трассе или кабелепроводе.

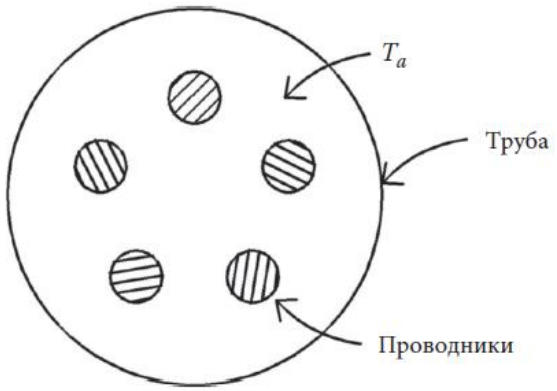



**РИС. 6.5**
Несколько проводников или кабелей, размещенных в одном кабелепроводе или на дорожке качения.

**ТАБЛИЦА 6.2**

Коэффициенты снижения номинальных характеристик для нескольких проводников, расположенных в одной дорожке качения или кабеле

**Коэффициенты регулировки для более чем трех токоведущих проводников в дорожке качения или кабеле**

| Количество токоведущих проводников | Процент значений в таблице 6.1 с поправкой на температуру окружающей среды |
|---|---|
| 4–6 | 80 |
| 7–9 | 70 |
| 10–20 | 50 |
| 21–30 | 45 |
| 31–40 | 40 |
| 41 и выше | 35 |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из таблицы 310.15 (B) (3) (a) NEC-2014 (NEC, 2014).

**Пример 6.1**
**Задача**

Определите допустимую токовую нагрузку фидера, состоящего из трех проводов с номинальной мощностью 500 MCM THW (Cu), помещенных в канал с температурой 35 ° C.

**Решение**

Из Таблицы 6.1 допустимая токовая нагрузка 500 MCM THW (Cu) составляет 380 A. Из Таблицы 6.1 следует использовать поправочный коэффициент 0,94, когда температура окружающего воздуха составляет 35 ° C. Таким образом, допустимая нагрузка на каждый проводник THW (Cu) на 500 мкМ составляет

$$I_{amp} = 380 \text{ x } 0{,}94 = 357\text{A}.$$

**Пример 6.2**

**Задача**

Определите допустимую нагрузку на провода 6#10 THW (Cu), помещенных в один кабелепровод.

**Решение**

Из Таблицы 6.1 допустимая токовая нагрузка #10 THW (Cu) составляет 35 A. Из Таблицы 6.2 следует использовать коэффициент снижения 80%. Таким образом, допустимая нагрузка для каждого из 6 проводников №10 THW (Cu) составляет

$$I_{amp} = 35 \text{ x } 0{,}8 = 28\text{A}.$$

**Пример 6.3**

**Задача**

Определите допустимую нагрузку на проводники 8 # 1/0 THHN (Cu), помещенные в один и тот же кабелепровод при температуре окружающей среды 40 ° C.

**Решение**

Из Таблицы 6.1 допустимая токовая нагрузка # 1/0 THHN (Cu) составляет 170 A. Кроме того, согласно Таблице 6.1, следует использовать поправочный коэффициент 0,91, когда температура окружающего воздуха составляет 40 ° C.

Кроме того, согласно Таблице 6.2, коэффициент снижения номинальных характеристик 70% следует использовать для 8 проводов, расположенных в одном кабелепроводе. Таким образом, допустимая нагрузка для каждого из 8 проводников # 1/0 THHN (Cu) составляет

$$I_{amp} = 170 \text{ x } 0{,}91 \text{ x } 0{,}7 = 108\text{A}.$$

### *6.3.2 Номинальный ток короткого замыкания*

Как обсуждалось в Главе 5, высокие токи короткого замыкания могут вызывать значительные тепловые или магнитные нагрузки не только на проводник, но и на все компоненты системы распределения электроэнергии. Проводник должен выдерживать эти относительно высокие токи короткого замыкания, поскольку защитному устройству требуется некоторое конечное время перед обнаружением и отключением тока короткого замыкания. Размер проводника следует выбирать таким образом, чтобы он мог выдерживать значительное количество тепла, выделяемого в начале повреждения асимметричными токами, которые превышают симметричные токи, как указано в уравнении 6.8:

$$I_{asym} = K(\theta) I_{sym} \qquad (6.8)$$

где $K$ является функцией от общего времени отключения защитного устройства θ и изменяется от 1 до 1,732, как показано на рисунке 6.6. В таблице 6.3 перечислены коэффициенты $K$ и время отключения θ, выраженные в циклах, для обычных защитных устройств, используемых в электрических системах зданий.

Количество асимметричного тока короткого замыкания, с которым проводник может безопасно справиться, можно оценить с помощью следующей корреляции:

$$\left(\frac{I_{asym}}{A}\right)^2 t = c \cdot \ln\left(\frac{234 + T_2}{234 + T_1}\right) \qquad (6.9)$$

где

*A* - площадь поперечного сечения проводника, выраженная в см, которая напрямую отражает размер проводника.

*t* - длительность тока короткого замыкания и выражается в секундах (обратите внимание, что 1 цикл = 1/60 с = 0,01667 с)

$T_1$ - максимальная рабочая температура проводника (обычно 75 ° C или 90 ° C)

$T_2$ - максимальная температура тока (обычно 150 ° C или 250 ° C)

c - коэффициент, который зависит от типа материала проводника и его изоляции.

В таблице 6.4 приведены значения для выбранных типов проводов T1, T2 и c. На рисунках с 6.3 по 6.5 показаны графики для оценки значения $I_{asym}$ для проводов различных размеров и продолжительности короткого замыкания для трех типов проводов и изоляции. В частности, рисунок 6.7 относится к медным проводникам THW, а рисунки 6.8 и 6.9 относятся к медным проводам XHHW и алюминиевым проводам XHHW.

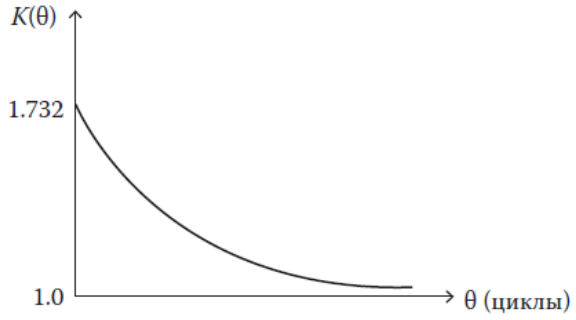



**РИС. 6.6**
Изменение коэффициента *K* в зависимости от времени очистки θ.

**ТАБЛИЦА 6.3**

*K*-факторы и время сброса для выбранных устройств защиты

| Защитное устройство | Система напряжения (V) | *K*-фактор | Общее время очистки (циклы) |
|---|---|---|---|
| Автоматический выключатель | 0–1000 V | 1.30 | 2 |
| Токоограничивающий предохранитель | 0–1000 V | 1.40 | 0.5 |
| Автоматический выключатель | Above 1000 V | 1.15 | 5 |
| Масляный выключатель | Above 1000 V | 1.10 | 8 |
| Силовой предохранитель | Above 1000 V | 1.60 | 1 |
| Токоограничивающий предохранитель | Above 1000 V | 1.60 | 0.5 |

**ТАБЛИЦА 6.4**

Значения $T_1$, $T_2$ и *c* для выбранных типов проводников

| Тип проводника | $T_1$ (°C) | $T_2$ (°C) | *c* ($A^2$ s/$CM^2$) |
|---|---|---|---|
| THW (Cu) | 75 | 150 | 0.0297 |
| XHHW (Cu) | 90 | 250 | 0.0297 |
| XHHW (Al) | 90 | 250 | 0.0125 |

Примеры с 6.4 по 6.6 иллюстрируют процедуру использования диаграмм, представленных на рисунках 6.7 по 6.9, для оценки симметричного и асимметричного тока короткого замыкания для проводников с использованием уравнения 6.8.

**Пример 6.4**
**Задача**

Определите симметричный ток короткого замыкания для проводника # 3/0 THW (Cu), защищенного автоматическим выключателем на 150 А с номиналом 480 В.

**Решение**

Из Таблицы 6.3 можно определить время отключения $\theta$ и коэффициент $K$ для автоматического выключателя: $\theta = 2$ цикла, $K = 1{,}3$.

Из рисунка 6.7 значение асимметричного тока короткого замыкания можно оценить, зная θ и размер проводника # 3/0: $I_{asym}$ = 50 000 А. Таким образом, используя уравнение 6.8, можно рассчитать симметричный ток короткого замыкания:

$$I_{sym} = \frac{50{,}000\,\text{A}}{1.3} = 38{,}000\,\text{A}$$

**Пример 6.5**

**Задача**

Определите размер фидера XHHW (Cu), защищенного автоматическим выключателем на 480 В, который может выдерживать симметричный ток короткого замыкания 40 000 А.

**Решение**

Из таблицы 6.3 можно определить время отключения θ и коэффициент $K$ для автоматического выключателя:

θ = 2 цикла, K = 1,3.

Из рисунка 6.8 безопасный размер проводника XHHW (Cu) можно оценить, зная θ и $I_{asym}$ = 40 000 * 1,3 А = 52 000 А: 2/0 XHHW (Cu).

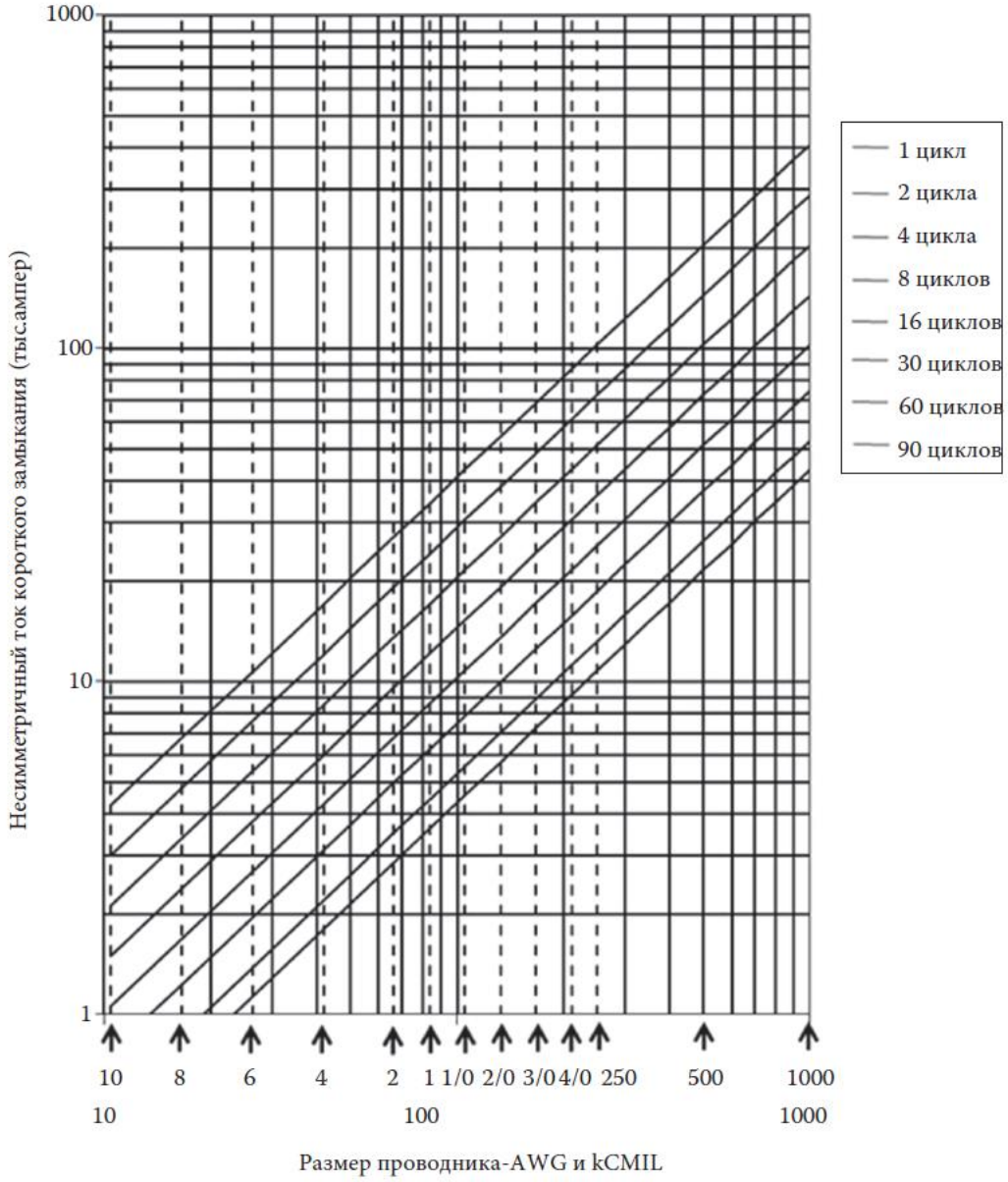



**РИС. 6.7**
Допустимые токи короткого замыкания для медных проводников THW.

**Пример 6.6**

**Задача**

Определите симметричный ток короткого замыкания в фидере # 250 MCM XHHW (Al), защищенном силовым предохранителем на 15 кВ.

**Решение**

Из таблицы 6.3 можно определить время отключения θ и коэффициент K для силового предохранителя высокого напряжения: θ = 1 цикл, K = 1,6.

Из рисунка 6.9 значение асимметричного тока короткого замыкания можно оценить, зная θ и размер проводника 250 мкм: $I_{asym}$ = 67000 A. Таким образом, используя уравнение 6.8, можно рассчитать симметричный ток короткого замыкания:

$$I_{sym} = \frac{67{,}000\,\text{A}}{1.6} = 42{,}000\,\text{A}$$

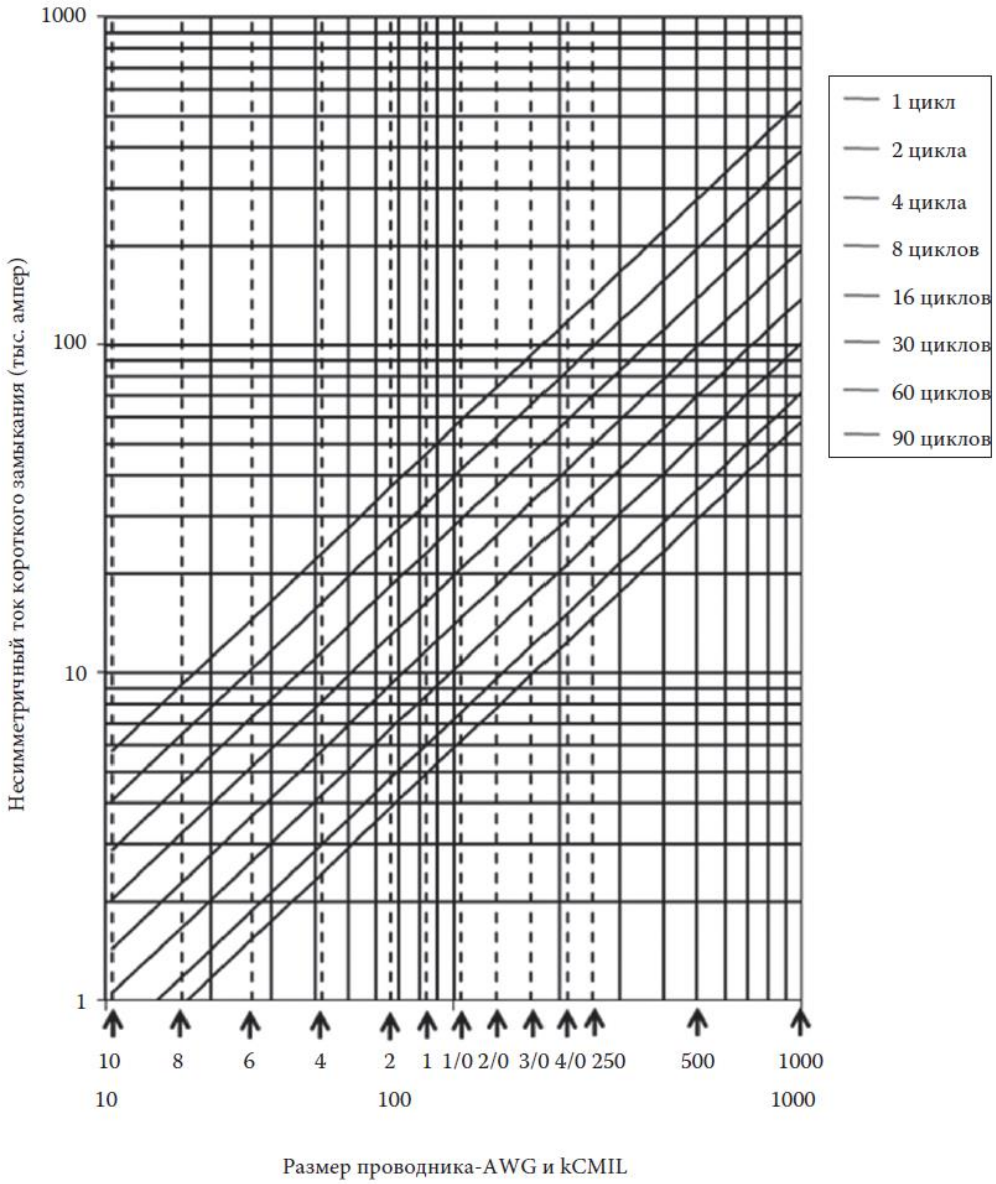



**РИС. 6.8**
Допустимые токи короткого замыкания для медных проводов XHHW.

### *6.3.3 Максимально допустимое падение напряжения*

Третье требование к определению размеров проводников - это максимально допустимое падение напряжения по длине ответвлений цепей и фидеров. Большинству электрических нагрузок для нормальной работы требуется определенный уровень напряжения. Поэтому важно уменьшить падение напряжения, которое возникает на фидерах и ответвленных цепях. НЭК рекомендует максимальное падение напряжения 5% от служебного входа к розеткам с ограничением 3% для ответвленных цепей и пределом 2% для фидеров и субфидеров, как показано на рисунке 6.10.

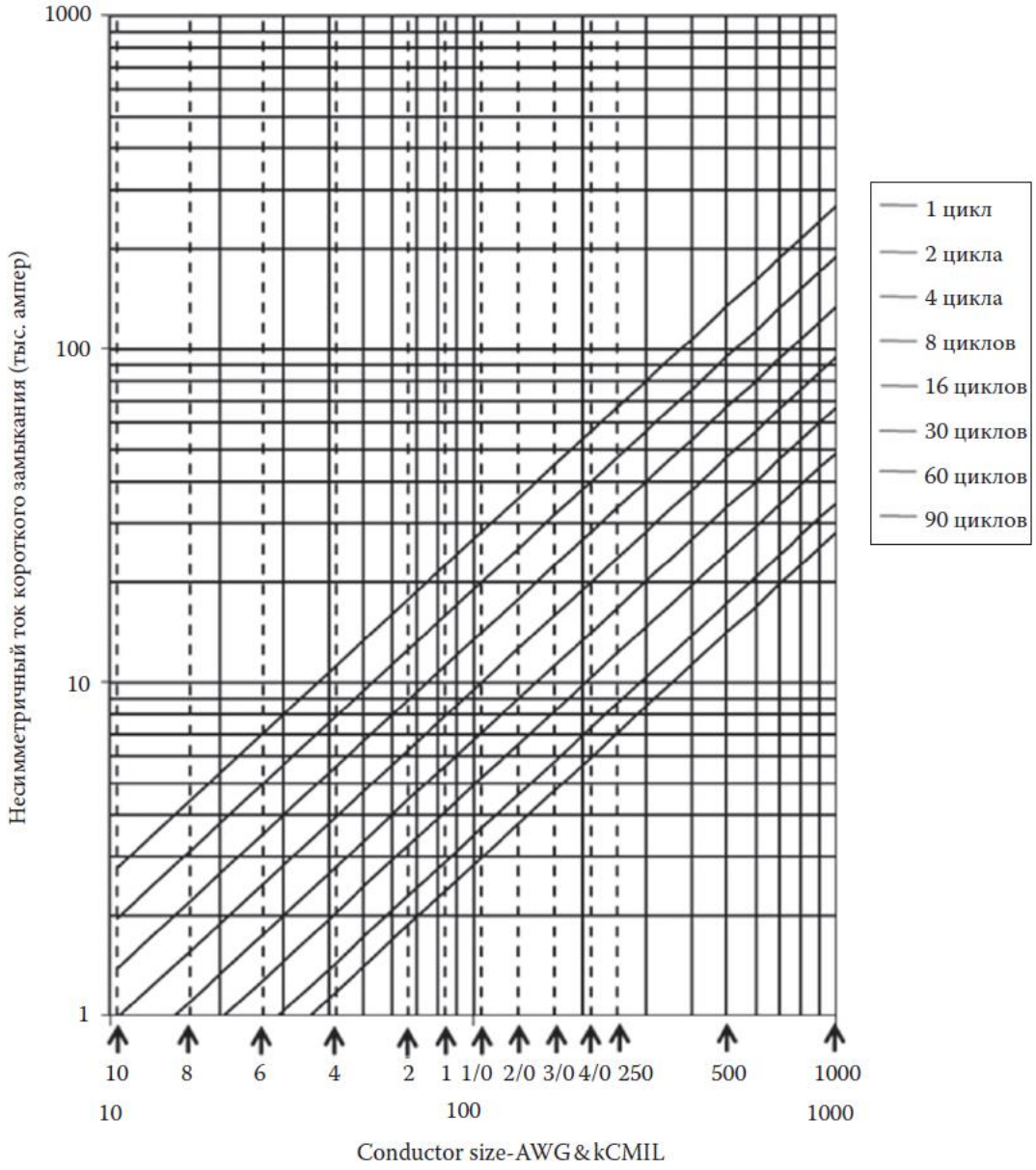



**РИС. 6.9**
Допустимые токи короткого замыкания для алюминиевых проводов XHHW.

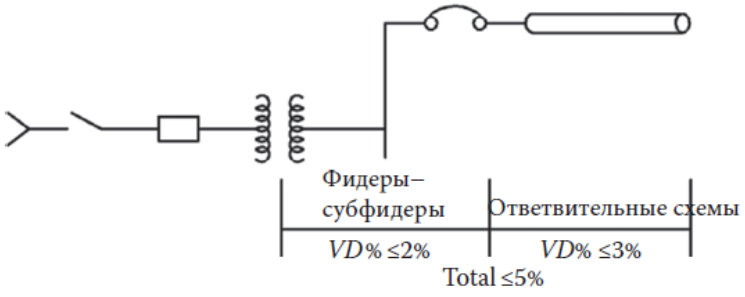



**РИС. 6.10**
Типичные допуски падения напряжения на фидерах и ответвленных цепях.

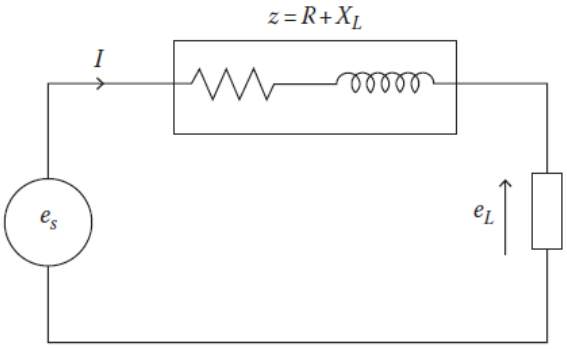



**РИС. 6.11**
Падение напряжения на проводе, соединяющем источник с нагрузкой.

Падение напряжения на проводнике зависит от его полного сопротивления и силы тока, как показано на рисунке 6.11. Используя закон Ома, можно оценить падение напряжения на проводнике:

$$VD = Z \cdot I = e_S - e_L \qquad (6.10)$$

Падение напряжения в процентах может быть определено путем деления VD, оцененного по уравнению 6.10, на напряжение источника (либо фазное, либо линейное напряжение в зависимости от того, как рассчитывается VD):

$$VD(\%) = \frac{Z \cdot I}{e_S} \qquad (6.11)$$

Используя концепцию векторной диаграммы, описанную в главе 2, можно показать, что падение фазного напряжения можно оценить с помощью следующего выражения:

$$VD = E_s + IR\cos\theta + IX\sin\theta - \sqrt{(E_s^2 + (IX\cos\theta + IR\sin\theta)^2} \qquad (6.12)$$

где

$E_s$ - среднеквадратичное или среднеквадратичное значение фазного напряжения источника (В)

$I$ - ток нагрузки, протекающий по проводнику (А)

$R$ - сопротивление проводника (Ом)

$X$ - реактивное сопротивление проводника (Ом)

$\theta$ - фазовый угол нагрузки (рад или градус)

Следует отметить, что сопротивление переменному току и реактивное сопротивление проводника зависят от его длины, а также от типов изоляции и кабелепровода. В большинстве случаев, когда VD остается малым по сравнению с напряжением источника, можно упростить оценку падения напряжения с помощью уравнения 6.12:

$$VD = IR\cos\theta + IX\sin\theta \qquad (6.13)$$

Когда нагрузка имеет коэффициент мощности, близкий к единице (т. Е. $\Theta = 0$), расчет можно еще больше упростить, а падение напряжения можно определить по основной формуле:

$$VD = IR \qquad (6.14)$$

Для общего анализа конструкции и упрощения расчетов падения напряжения для ответвленных цепей и фидеров таблица 6.5 предназначена для оценки падения напряжения на 1000 А-фут (или 305 А) для различных размеров проводников, коэффициентов мощности и типов кабелепровода. (магнитные и немагнитные). В примере 6.7 показано, как можно использовать таблицу 6.5 для определения падения напряжения на фидере. Общие практические правила могут быть использованы на этапе предварительного проектирования электрических распределительных систем для зданий. Некоторые из этих практических правил включают следующее:

• Для ответвленных цепей на 120 и 208 В длину провода следует ограничить до 100 футов (30 м), чтобы падение напряжения не превышало 3%.

• Для цепей 277 В длина провода должна быть ограничена до 200 футов (61 м), чтобы падение напряжения не превышало 3%.

• Для фидеров на 208 В длину провода следует ограничивать до 100 футов (30 м), чтобы падение напряжения не превышало 2%.

• Для фидеров на 480 В длина провода должна быть ограничена до 400 футов (122 м), чтобы падение напряжения не превышало 2%.

**ТАБЛИЦА 6.5**

Оценка падения напряжения с учетом коэффициента мощности нагрузки и типа кабелепровода

| Размер медного провода (AWG/MCM) | Магнитный провод | | | Немагнитный трубопровод | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | *PF* = 80% | *PF* = 90% | *PF* = 100% | *PF* = 80% | *PF* = 90% | *PF* = 100% |
| 12 | 1.570 | 1.749 | 1.917 | 1.565 | 1.749 | 1.923 |
| 10 | 0.993 | 1.103 | 1.200 | 0.987 | 1.103 | 1.201 |
| 8 | 0.635 | 0.699 | 0.750 | 0.629 | 0.693 | 0.751 |
| 6 | 0.421 | 0.462 | 0.485 | 0.461 | 0.456 | 0.485 |
| 4 | 0.277 | 0.300 | 0.306 | 0.271 | 0.294 | 0.306 |
| 2 | 0.185 | 0.196 | 0.196 | 0.179 | 0.191 | 0.191 |
| 1 | 0.150 | 0.162 | 0.150 | 0.150 | 0.156 | 0.150 |
| 1/0 | 0.127 | 0.133 | 0.121 | 0.121 | 0.127 | 0.121 |
| 2/0 | 0.109 | 0.110 | 0.098 | 0.098 | 0.104 | 0.092 |
| 3/0 | 0.092 | 0.092 | 0.081 | 0.081 | 0.087 | 0.075 |
| 4/0 | 0.081 | 0.075 | 0.064 | 0.069 | 0.069 | 0.057 |
| 250 | 0.070 | 0.070 | 0.054 | 0.064 | 0.064 | 0.051 |
| 300 | 0.064 | 0.064 | 0.045 | 0.056 | 0.055 | 0.042 |
| 350 | 0.058 | 0.055 | 0.039 | 0.051 | 0.049 | 0.036 |
| 400 | 0.055 | 0.051 | 0.035 | 0.047 | 0.044 | 0.032 |
| 500 | 0.049 | 0.045 | 0.029 | 0.042 | 0.039 | 0.026 |
| 600 | 0.046 | 0.041 | 0.024 | 0.038 | 0.034 | 0.022 |
| 700 | 0.043 | 0.038 | 0.021 | 0.036 | 0.032 | 0.019 |
| 750 | 0.042 | 0.037 | 0.020 | 0.034 | 0.031 | 0.017 |
| 1000 | 0.038 | 0.032 | 0.016 | 0.029 | 0.025 | 0.013 |

*Прим.:* Значения в таблице в падении напряжения между фазой и нейтралью на 1000 А-футов (305 А-м). Значения относятся к проводникам, рассчитанным на температуру 75 ° С. Для проводов с номиналом 90 ° С используйте поправочный коэффициент 1,1.

**Пример 6.7**

**Задача**

Определите падение напряжения в процентах для фидера 300-MCM THW (Cu) длиной 200 футов (61 м), обслуживающего 3-фазную нагрузку номиналом 300 А, 200 В и *pf* = 0,9. Питатель помещен в немагнитный канал.

**Решение**

Из Таблицы 6.5,

$$\frac{VD}{1000\,\text{A-ft}} = 0.055$$ (немагнитный канал)

Для нагрузки и длины питателя A-ft, можно рассчитать:

$$\text{A-ft} = 300\,\text{A} \times 200 = 60 \times 10^3$$

Таким образом, падение напряжения между фазой и нейтралью, $VD_{NL}$, можно оценить:

$$VD_{NL} = 0.0605 \times 60 = 3.63\,\text{V}$$

Следовательно, межфазное падение напряжения $VD_{LL}$ равно

$$VD_{LL} = \sqrt{3} \times 3.63 = 6.29\,\text{V}$$

Наконец, падение напряжения, выраженное в процентах, оказывается равным

$$VD(\%) = \frac{VD_{LL}}{E_L} = \frac{6.29}{208} = 3.0\%$$

Когда обнаруживается, что общее падение напряжения превышает предел в 5% от источника до нагрузки, можно рассмотреть несколько вариантов конструкции:

• Увеличьте размер провода как минимум на один уровень (например, увеличьте количество ответвлений с №12 до №10). Этот вариант имеет дополнительное преимущество, заключающееся в сокращении потерь энергии через провод. Однако из-за более крупных проводов возникают дополнительные расходы.

• Уменьшите нагрузку (в амперах) для параллельной цепи или фидера. Этот вариант может привести к дополнительным цепям и, следовательно, к затратам.

• Разместите распределительные панели, включая панели освещения и питания, в более центральных местах, чтобы уменьшить длину ответвлений и / или вспомогательных питателей.

### *6.3.4 Подход к проектированию проводников*

В таблице 6.6 приведены критерии проектирования, а также различные таблицы и рисунки, которые необходимо использовать для определения размеров проводов как для фидеров, так и для ответвленных цепей. Для каждого требования определяется конкретный размер проводника ($S_1$ с использованием допустимой нагрузки, $S_2$ для тока короткого замыкания и $S_3$ для допуска на падение напряжения). Размер проводника $S$ следует выбирать таким образом, чтобы он удовлетворял всем трем требованиям, а именно:

$$S = \max\left(S_1, S_2, S_3\right) \tag{6.15}$$

**ТАБЛИЦА 6.6**

Сводка таблиц и рисунков, используемых для определения размеров проводников

| Критерий | Таблица/Значения | Размер |
|---|---|---|
| Проницаемость | Таблица 6.1 (допустимая нагрузка на открытом воздухе) и таблица 6.2 (коэффициенты снижения) | $S_1$ |
| Ток короткого замыкания | Таблица 6.3 (K-факторы) и Рисунок 6.7 (THW-Cu), Рисунок 6.8 (XHHW-Cu) и Рисунок 6.9 (XHHW-Al) | $S_2$ |
| Падение напряжения | Таблица 6.5 | $S_3$ |

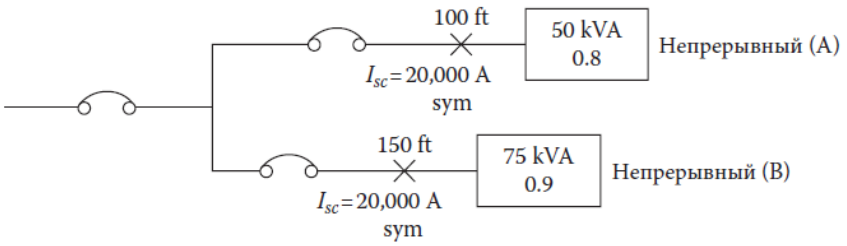



**РИС. 6.12**
Устройство подачи и вспомогательные устройства подачи, обслуживающие две панели, использованные в примере 6.8.

Подход к проектированию, представленный в таблице 6.6, применяется в примере 6.8 для определения размера субфидеров, обслуживающих две панели, как показано на рисунке 6.12.

**Пример 6.8**

**Задача**

Определите размеры проводников THW (медь) для обоих подфидеров A и B, показанных на рисунке 6.12, с учетом всех трех требований к конструкции. Панели рассчитаны на 480 В, 3 фазы и защищены автоматическими выключателями. Используйте допуск на падение напряжения 2% для обоих устройств подачи. Для размещения проводников используются стальные трубы IMC.

**Решение**

**Размер субфидера A:**

Во-первых, нагрузка выражается в амперах:

$$I_L = \frac{P_T}{\sqrt{3}E_L} = \frac{50{,}000\,\text{VA}}{\sqrt{3}\times 480\,\text{V}} = 60.14\,\text{A}$$

*Допустимая нагрузка*: поскольку нагрузка является непрерывной (проводники должны выдерживать 80% номинальной мощности)

$$I_{conductor} = 1.25 \times I_L = 75\,\text{A}$$

Из таблицы 6.1

$$S_1 = \#4\,\text{THW}\,(\text{Cu})$$

*Ток короткого замыкания*: Из таблицы 6.3 можно определить время отключения θ и коэффициент K для автоматического выключателя: θ = 2 цикла, *K* = 1,3.

Из рисунка 6.7 безопасный размер проводника THW (Cu) можно оценить, зная θ и $I_{asym}$ = 20 000 * 1,3 A = 26 000 A:

*Допуск на падение напряжения*: Допуск на падение напряжения в 2% преобразуется с использованием линейного напряжения:

$$VD_{LN} = 2\% \times 277 = 5.5\,\text{V}$$

Используя фактическую загрузку и длину вспомогательного питателя, можно рассчитать A-ft:

$$\text{A-ft} = 60.14\,\text{A} \times 100 = 6 \times 10^3$$

Таким образом, падение напряжения между фазой и нейтралью на 1000 A-фут можно оценить:

$$\frac{VD_{LN}}{1000\,\text{A-ft}} = \frac{5.5}{6} \approx 0.9$$

Из таблицы 6.5 при *pf* = 0,80 и магнитопроводе можно выбрать размер медного проводника:

$$S_3 = \#8\,\text{THW}\ (\text{Cu})$$

*Размер проводника*: учитывая размеры, найденные по всем трем критериям, размер проводов для вспомогательного фидера A определяется требованием тока короткого замыкания:

$$S = \max(S_1, S_2, S_3) = 1/0\,\text{THW}\,(\text{Cu})$$

**Размер субфидера B:**

Сначала нагрузка выражается в амперах:

$$I_L = \frac{P_T}{\sqrt{3}E_L} = \frac{75{,}000\,\text{VA}}{\sqrt{3}\times 480\,\text{V}} = 90.21\,\text{A}$$

*Допустимая нагрузка*: поскольку нагрузка непостоянна (проводники могут выдерживать 100% номинальной мощности)

$$I_{conductor} = 1.00 \times I_L = 90.2\,\text{A}$$

Из таблицы 6.1

$$S_1 = \#3\,\text{THW}(\text{Cu})$$

*Ток короткого замыкания*: Из таблицы 6.3 можно определить время отключения θ и коэффициент *K* для автоматического выключателя: θ = 2 цикла, *K* = 1,3.

Из рисунка 6.8 безопасный размер проводника THW (Cu) можно оценить, зная θ и $I_{asym}$ = 20 000 * 1,3 A = 26 000 A:

$$S_2 = 1/0\ \text{THW}(\text{Cu})$$

*Допустимое падение напряжения*: Допустимое падение напряжения 2% преобразуется в падение напряжения между фазой и нейтралью:

$$VD_{LN} = 2\% \times 277 = 5.5\,\text{V}$$

Для нагрузки и длины вспомогательного питателя B можно рассчитать A-ft:

$$\text{A-ft} = 90.2\,\text{A} \times 200 = 18 \times 10^3$$

Таким образом, падение напряжения между фазой и нейтралью на 1000 A-фут можно оценить:

$$\frac{VD_{LN}}{1000\,\text{A}-\text{ft}}=\frac{5.5}{18}\approx 0.3$$

Из таблицы 6.5 при *pf* = 0,90 и магнитопроводе можно выбрать размер медного проводника:

$$S_3 = \#4\ \text{THW}\,(\text{Cu})$$

*Размер проводника*: учитывая все размеры, размер проводников для вспомогательного фидера B, как и вспомогательного фидера A, определяется требованиями к току короткого замыкания:

$$S=\max(S_1,S_2,S_3)=1/0\ \text{THW}\,(\text{Cu})$$

# 6.4 Выбор трубопроводов

В коммерческих и крупных жилых зданиях электрические проводники и кабели размещаются внутри каналов и кабельных каналов для дополнительной защиты от любых возможных повреждений. Типы трубопроводов, обычно используемых в зданиях, перечислены здесь:

- Жесткий металлический трубопровод (RMC) может быть изготовлен из стали или алюминия и имеет самую толстую стенку среди всех типов трубопроводов. Жесткие металлические трубы с оцинкованной сталью обычно используются во взрывоопасных зонах, подверженных высокому воздействию химикатов.
- Промежуточный металлический трубопровод (IMC) имеет более тонкую стенку, чем жесткий металлический трубопровод, но может использоваться для тех же целей.
- Электрометаллические трубки (EMT) - это металлические трубы с очень тонкими стенками. НЭК ограничивает использование EMT в тех местах, где он не подвергается серьезным физическим повреждениям во время и после установки.
- Электрический неметаллический кабелепровод (ENC) изготавливается из неметаллических материалов, таких как волокно или жесткий поливинилхлорид (ПВХ). Как правило, жесткий неметаллический трубопровод нельзя использовать в местах, где он может быть поврежден.
- Электрические неметаллические трубки (ЛОР) - это гибкие гофрированные трубки, которые можно легко согнуть вручную. Электрические неметаллические трубы можно скрыть в стенах, полах и потолках.
- Гибкий кабелепровод легко изгибается и, следовательно, не подвержен вибрации. Обычно гибкие кабелепроводы используются для окончательных соединений с двигателями или утопленными осветительными приборами.
- Труба из ПВХ - это неметаллическая легкая трубка, относительно недорогая. Основные преимущества ПВХ - простота монтажа и способность выдерживать широкий спектр условий окружающей среды. В частности, его можно использовать в подземных установках. Однако ПВХ подвержен коррозии, вызванной химическими продуктами.

Количество электрических проводников, которые могут быть установлены в одном кабелепроводе, ограничено, чтобы избежать повреждения проводников и кабелей (особенно, когда проводники или кабели протягиваются через кабелепровод). НЭК ограничивает процентное заполнение до 40% для трех и более проводов. Для трубопроводов с одним и двумя проводниками процент заполнения составляет 53% и 31% соответственно (НЭК, 2014). Процент заполнения определяется как доля от общей площади поперечного сечения проводников, включая изоляцию и защитное покрытие, по отношению к внутренней площади поперечного сечения трубы. В таблице 6.7 показаны конкретные площади для 40% -ного заполнения, связанные со стандартными размерами трубопроводов EMT, IMC и PVC.

Площадь поперечного сечения проводов и кабелей зависит от их диаметра, а также от типа изоляции. В Таблице 6.8 перечислены поперечные сечения проводников стандартных размеров THW (Cu), XHHW (Cu) и THHN (Cu). Используя данные, представленные в таблицах 6.7 и 6.8, можно определить максимальное количество проводников, которые могут быть размещены в кабелепроводах определенного типа и размера. Таблица 6.9 может использоваться для определения размеров трубопроводов EMT для проводников THW (Cu) и THHW (Cu), в то время как таблица 6.10 подходит для выбора размера кабелепровода для THHN (Cu) при использовании труб EMT, IMC и RMC. Пример 6.9 иллюстрирует процедуру проектирования трубопроводов для фидеров.

## ТАБЛИЦА 6.7

Площади поперечных сечений для трубопроводов, связанных с заполнением 40%

| Размер торгового канала | Кабелепровод EMT дюйм2 (мм2) | IMT Трубопровод дюйм 2 (мм2) | ПВХ дюйм 2 (мм2) |
|---|---|---|---|
| ½ | 0.122 (78) | 0.137 (89) | 0.087 (56) |
| ¾ | 0.213 (137) | 0.235 (151) | 0.164 (105) |
| 1 | 0.346 (222) | 0.384 (248) | 0.275 (178) |
| 1¼ | 0.598 (387) | 0.659(425) | 0.495 (320) |
| 1½ | 0.814 (526) | 0.890 (573) | 0.684 (442) |
| 2 | 1.342 (866) | 1.452 (937) | 1.150 (742) |
| 2½ | 2.343 (1513) | 2.054 (1323) | 1.647 (1064) |
| 3 | 3.538 (2280) | 3.169 (2046) | 2.577 (1660) |
| 3½ | 4.618 (2980) | 4.234 (2729) | 3.475 (2243) |
| 4 | 5.901 (3808) | 5.452 (3490) | 4.503 (2907) |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из NEC-2014, Таблица 4, Глава 9 (NEC, 2014).

## ТАБЛИЦА 6.8

Сечения медных проводников THE, XHHW и THHN

| Размер проводника (AWG, MCM) | THW (Cu)[a] дюйм.² (мм²) | XHHW (Cu)[b] дюйм.² (мм²) | THHN (Cu)[c] дюйм.² (мм²) |
|---|---|---|---|
| 14 | 0.0293 (18.9) | 0.0139 (9.0) | 0.0097 (6.3) |
| 12 | 0.0353 (22.8) | 0.0181 (11.7) | 0.0133 (8.6) |
| 10 | 0.0437 (28.2) | 0.0243 (15.7) | 0.0211 (13.6) |
| 8 | 0.0835 (53.9) | 0.0437 (28.2) | 0.0366 (23.6) |
| 6 | 0.1041 (67.2) | 0.0590 (38.1) | 0.0507 (32.7) |
| 4 | 0.1333 (86.0) | 0.0814 (52.5) | 0.0824 (53.2) |
| 3 | 0.1521 (98.1) | 0.0962 (62.1) | 0.0973 (62.8) |
| 2 | 0.1750 (112.9) | 0.1146 (73.9) | 0.1158 (74.7) |
| 1 | 0.2260 (171.6) | 0.1534 (99.0) | 0.1562 (100.8) |
| 1/0 | 0.3039 (196.1) | 0.1825 (117.7) | 0.1855 (119.7) |
| 2/0 | 0.3505 (226.1) | 0.2190 (141.3) | 0.2223 (143.4) |
| 3/0 | 0.4072 (262.7) | 0.2642 (170.5) | 0.2679 (172.8) |
| 4/0 | 0.4754 (306.7) | 0.3197 (206.3) | 0.3237 (208.8) |
| 250 | 0.6291 (405.9) | 0.3904 (251.9) | 0.3970 (256.1) |
| 300 | 0.7088 (457.3) | 0.4536 (292.6) | 0.4608 (297.3) |
| 350 | 0.7870 (507.7) | 0.5166 (333.3) | 0.5242 (338.2) |
| 400 | 0.8626 (556.5) | 0.5782 (373.0) | 0.5863 (378.3) |
| 500 | 1.0082 (650.5) | 0.6984 (450.6) | 0.7073 (456.3) |

*Прим:* Эта таблица адаптирована из NEC-2014, таблица 5, глава 9 (NEC, 2014).

[a] Перечисленные площади поперечного сечения для THW (Cu) применимы к TW, THHW, THHW-2.
[b] Перечисленные площади поперечного сечения для XHHW (Cu) применимы к XHH, XHHW-2.
[c] Перечисленные площади поперечного сечения для THHN (Cu) применимы к THWN, THWN-2.

**ТАБЛИЦА 6.9**

Максимальное количество проводников THW и THHW в кабелепроводах EMT

| Торговый размер (дюймы) | | Размер провода (THW, THHW) Размер прводника AWG/MCM | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 14 | 12 | 10 | 8 | 6 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1/0 | 2/0 | 3/0 | 4/0 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 600 | 700 | 750 |
| ½ | EMT | 6 | 4 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| ¾ | EMT | 10 | 8 | 6 | 4 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1 | EMT | 16 | 13 | 10 | 6 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — |
| 1¼ | EMT | 28 | 23 | 18 | 10 | 8 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — |
| 1½ | EMT | 39 | 31 | 24 | 14 | 11 | 8 | 7 | 6 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | EMT | 64 | 51 | 40 | 24 | 18 | 13 | 12 | 10 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2½ | EMT | 112 | 90 | 70 | 42 | 32 | 24 | 20 | 17 | 12 | 10 | 9 | 7 | 6 | 5 | 4 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 |
| 3 | EMT | 169 | 136 | 106 | 63 | 48 | 36 | 31 | 26 | 18 | 16 | 13 | 11 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| 3½ | EMT | 221 | 177 | 138 | 83 | 63 | 47 | 40 | 34 | 24 | 20 | 17 | 15 | 12 | 10 | 8 | 7 | 7 | 6 | 4 | 4 | 4 |
| 4 | EMT | 282 | 227 | 177 | 106 | 81 | 60 | 52 | 44 | 31 | 26 | 22 | 19 | 16 | 13 | 11 | 10 | 9 | 7 | 6 | 5 | 4 |

*Прим:* Эта таблица адаптирована из таблицы C.1 NEC-2014 (NEC, 2014).

**ТАБЛИЦА 6.10**

Максимальное количество проводников THEN и THHN в кабелепроводах EMT, IMC и RMC

| Торговый размер (дюйм) | | Размер провода (THWN, THHN) Размер проводника AWG/MCM | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 14 | 12 | 10 | 8 | 6 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1/0 | 2/0 | 3/0 | 4/0 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 600 | 700 | 750 |
| ½ | EMT | 12 | 9 | 5 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| | IMC | 14 | 10 | 6 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| | RMC | 13 | 9 | 6 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
| ¾ | EMT | 22 | 16 | 10 | 6 | 4 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — |
| | IMC | 24 | 17 | 11 | 6 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — |
| | RMC | 22 | 16 | 10 | 6 | 4 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — | — | — | — |
| 1 | EMT | 35 | 26 | 16 | 9 | 7 | 4 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — | — |
| | IMC | 39 | 29 | 18 | 10 | 7 | 4 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — |
| | RMC | 36 | 26 | 17 | 9 | 7 | 4 | 3 | 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — | — | — | — |
| 1¼ | EMT | 61 | 45 | 28 | 16 | 12 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — |
| | IMC | 68 | 49 | 31 | 18 | 13 | 8 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | RMC | 63 | 46 | 29 | 16 | 12 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | — |
| 1½ | EMT | 84 | 61 | 38 | 22 | 16 | 10 | 8 | 7 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | IMC | 91 | 67 | 42 | 24 | 17 | 10 | 9 | 7 | 5 | 4 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | RMC | 85 | 62 | 39 | 22 | 16 | 10 | 8 | 7 | 5 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | EMT | 138 | 101 | 63 | 36 | 26 | 16 | 13 | 11 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | IMC | 149 | 109 | 68 | 39 | 38 | 17 | 15 | 12 | 9 | 8 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| | RMC | 140 | 102 | 64 | 37 | 27 | 16 | 14 | 11 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |

(*продолж.*)

**ТАБЛИЦА 6.10 (*продолж.*)**

Максимальное количество проводников THEN и THHN в кабелепроводах EMT, IMC и RMC

| | | Размер провода (THWN, THHN) Размер проводника AWG/MCM | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Trade Size (in.) | | 14 | 12 | 10 | 8 | 6 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1/0 | 2/0 | 3/0 | 4/0 | 250 | 300 | 350 | 400 | 500 | 600 | 700 | 750 |
| 2½ | EMT | 241 | 176 | 111 | 64 | 46 | 28 | 24 | 20 | 15 | 12 | 10 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 4 | 3 | 2 | 2 | 1 |
| | IMC | 211 | 154 | 97 | 56 | 40 | 25 | 21 | 17 | 13 | 11 | 9 | 7 | 6 | 5 | 4 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 |
| | RMC | 200 | 146 | 92 | 53 | 38 | 23 | 20 | 17 | 12 | 10 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 |
| 3 | EMT | 364 | 226 | 167 | 96 | 69 | 43 | 36 | 30 | 22 | 19 | 16 | 13 | 11 | 9 | 7 | 6 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 |
| | IMC | 362 | 238 | 150 | 86 | 62 | 38 | 32 | 27 | 20 | 17 | 14 | 12 | 9 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| | RMC | 309 | 225 | 142 | 82 | 59 | 36 | 31 | 26 | 19 | 16 | 13 | 11 | 9 | 7 | 6 | 5 | 5 | 4 | 3 | 3 | 3 |
| 3½ | EMT | 476 | 347 | 219 | 126 | 91 | 56 | 47 | 40 | 29 | 25 | 20 | 17 | 14 | 11 | 10 | 9 | 8 | 6 | 5 | 4 | 4 |
| | IMC | 436 | 318 | 200 | 115 | 83 | 51 | 43 | 36 | 27 | 23 | 19 | 16 | 13 | 10 | 9 | 8 | 7 | 6 | 5 | 4 | 4 |
| | RMC | 412 | 301 | 189 | 109 | 79 | 48 | 41 | 34 | 25 | 21 | 18 | 15 | 12 | 10 | 8 | 7 | 7 | 5 | 4 | 4 | 4 |
| 4 | EMT | 608 | 443 | 279 | 161 | 116 | 71 | 60 | 51 | 37 | 32 | 26 | 22 | 18 | 15 | 13 | 11 | 10 | 8 | 7 | 6 | 5 |
| | IMC | 562 | 410 | 258 | 149 | 107 | 66 | 56 | 47 | 35 | 29 | 24 | 20 | 17 | 13 | 12 | 10 | 9 | 7 | 6 | 5 | 5 |
| | RMC | 531 | 387 | 244 | 140 | 101 | 62 | 53 | 44 | 33 | 27 | 23 | 19 | 16 | 13 | 11 | 10 | 8 | 7 | 6 | 5 | 5 |

*Прим:* Эта таблица адаптирована из таблицы C.1 NEC-2014 (NEC, 2014).

**Пример 6.9**

**Задача**

Определите размер ТЭИ кабелепровода для четырех проводов # 3/0 THHN (Cu). Все четыре токоведущие.

Решение

Из таблицы 6.10 следует выбрать кабелепровод EMT длиной 2 дюйма, так как он может обрабатывать 5 проводников № 3/0 THHN (Cu). Следует отметить, что допустимая токовая нагрузка проводов 3/0 THHN (Cu), полученная из таблицы 6.1, должна быть снижена на 80%, как указано в таблице 6.2:

$$I_{amp} = 225 \times 0.80 = 180\,\text{A}$$

# *6.5 Ответвительные цепи и питатели для немоторных нагрузок*

### *6.5.1 Проектирование ответвленных цепей*

Ответвительная цепь - это проводник или набор проводников, который обычно простирается от панели (например, силовой или осветительной панели) до используемого оборудования, такого как розетка, двигатель или осветительный прибор. Ответвительные цепи обычно рассчитываются не по допустимой нагрузке на проводники, а по размеру подключенных к ним устройств защиты от перегрузки по току с номиналами 15, 20, 30, 40 и 50 А. Следовательно, допустимая нагрузка проводов обычно выше. чем номинал параллельной цепи. Например, исходя из критерия падения напряжения, ответвленная цепь на 20 А может иметь проводники # 10 AWG THW (Cu) с номиналом 35 А вместо проводов # 12 AWG THW (Cu) с номиналом 25 А. Следует отметить, что минимальный размер медных проводников, которые могут использоваться для ответвлений в жилых зданиях, составляет # 14 AWG. Для коммерческих зданий и промышленных объектов проводники №12 обычно являются проводниками наименьшего диаметра, используемыми для ответвлений цепей. Как обсуждалось в предыдущем разделе, для защиты их изоляции проводники ответвленной цепи могут быть проложены в трубопроводах. Однако во многих случаях, особенно в жилых домах с деревянным каркасом, ответвления размещаются внутри стен без каких-либо трубопроводов.

Согласно НЭК, проводники должны иметь допустимую нагрузку, превышающую максимальную нагрузку, обслуживаемую ответвленной цепью (НЭК, 2014). В случае, когда ответвленные цепи обслуживают нагрузки, которые являются полностью или частично непрерывными, проводники должны иметь допустимую нагрузку не менее, чем периодические нагрузки плюс 125% от продолжительных нагрузок. НЭК определяет непрерывные нагрузки как электрические нагрузки, которые работают без перебоев не менее 3 часов. Таким образом, допустимая токовая нагрузка любого проводника ответвленной цепи $I_{cond}$ должна определяться в соответствии со следующими выражениями:

Для непостоянных нагрузок

$$I_{cond} = 100\%\, I_L \qquad (6.16)$$

Для продолжительных нагрузок

$$I_{cond} = 125\%\, I_L \qquad (6.17)$$

В Соединенных Штатах НЭК предоставляет рекомендации по оценке минимальной нагрузки на освещение для конкретных помещений, определяемых их типом занятости. Эти минимальные нагрузки выражаются в вольт-амперах на единицу площади пола, как показано в Таблице 6.11, для выбранных типов размещения.

**ТАБЛИЦА 6.11**

Минимальные нагрузки NEC для общего освещения для определенных типов помещений

| Тип размещения | Нагрузка общего освещения ВА/м² | ВА/фут² |
|---|---|---|
| Аудитории | 11.0 | 1.0 |
| Банки[a] | 39.0 | 3.5 |
| Церкви | 11.0 | 1.0 |
| Залы суда | 22.0 | 2.0 |
| Жилые помещения[b] | 33.0 | 3.0 |
| Больницы | 22.0 | 2.0 |
| Гостиницы и мотели (без кухонной техники) | 22.0 | 2.0 |
| Лодж комнаты | 17.0 | 1.5 |
| Офисные здания[a] | 39.0 | 3.5 |
| Рестораны | 22.0 | 2.0 |
| Школы | 33.0 | 3.0 |
| Магазины[c] | 33.0 | 3.0 |
| Склады для хранения | 3.0 | 0.25 |
| Другие помещения, такие как холлы, коридоры, лестницы и туалеты. | 6.0 | 0.50 |

*Прим.*:Эта таблица адаптирована из таблицы 220.12 NEC-2014 (NEC, 2014).

[a] Для банков и офисных зданий более крупные нагрузки, оцененные значениями в этой таблице, и эти оценочные значения, основанные на фактически подключенных осветительных приборах и розетках, должны использоваться в проектных спецификациях.

Для жилых помещений см. Главу 5 для получения более подробной информации о проектных спецификациях для ответвленных цепей и служебных входных фидеров.
[b]

[c] Для магазинов дополнительные нагрузки на витрины могут быть оценены как 200 ВА / 0,30 м (1 фут).

Обратите внимание, что фактические нагрузки следует использовать при проектировании ответвлений и фидеров для немоторных нагрузок. В примере 6.10 показано, как определить количество ответвлений для осветительной нагрузки в офисном помещении.

**Пример 6.10**

**Задача**

Для соответствия требованиям к освещению офисного помещения предусмотрено 105 светильников, расположенных в 3 ряда. Каждый светильник рассчитан на 252 ВА и требует 120 В (от источника 208Y / 120 В). Определите количество ответвлений на 20 А, необходимое для обслуживания всех светильников.

**Решение**

Сначала оценивается нагрузка на каждый светильник:

$$I_{L/\text{lu}} = \frac{252\,\text{VA}}{120\,\text{V}} = 2.1\ \text{A/lu}$$

Одна ответвленная цепь на 20 А может выдерживать ток 16 А (80% от 20 А), поскольку световая нагрузка в офисных помещениях постоянная, количество светильников, которые можно подключить к одной цепи, можно найти:

$$\frac{16\ \ /\text{A}\ \ \text{цепь}}{2.1\,\text{A/lu}} \approx 7\ \text{lu/}\ \ \text{цепь}$$

Тогда общее количество ответвлений, необходимых для обслуживания всех 105 светильников, оценивается как

$$\frac{105}{7} = 15 \text{ цепей}$$

### *6.5.2 Конструкция питателей*

При определении размеров фидеров и вспомогательных фидеров следует учитывать потребляемые нагрузки, а не фактические подключенные нагрузки, чтобы учесть тот факт, что не все нагрузки будут использоваться одновременно. Требуемые нагрузки могут быть рассчитаны с использованием факторов спроса, как показано в Таблице 6.12 для осветительных нагрузок и в Таблице 6.13 для нагрузок на розетки, характерные для нежилых зданий. Пример 6.11 иллюстрирует процедуру проектирования фидеров, обслуживающих панель 480 В как часть системы распределения электроэнергии коммерческого здания.

**Пример 6.11**

**Задача**

Панель 480Y / 277 В имеет следующие нагрузки:

- *Освещение*: 4 цепи на 277 В с нагрузкой = 16 кВА, *pf* = 0,95 (непрерывно)
- *Приборы*: 2 цепи на 277 В с нагрузкой = 9 кВА, *pf* = 0,9 (непостоянно)
- *Система кондиционирования*: 1 цепь на 480 В с нагрузкой = 15 кВА, *pf* = 0,85 (непрерывно)

**ТАБЛИЦА 6.12**

Факторы спроса на световые нагрузки для отдельных типов помещений

| Тип размещения | Диапазон подключенных нагрузок (ВА) | Коэфф-т нагрузки (%) |
|---|---|---|
| Жилые помещения | 0–3,000 | 100 |
| | 3,001–120,000 | 35 |
| | Более 120,000 | 25 |
| Больницы[a] | 0–50,000 | 40 |
| | Более 50,000 | 20 |
| Гостиницы и мотели[a] ( без кухонной техники) | 0–20,000 | 50 |
| | 20,001–100,000 | 40 |
| | Более 100,000 | 30 |
| Склады для хранения | 0–12,500 | 100 |
| | Более 12,500 | 50 |
| Остальные помещения | Всего | 100 |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из таблицы 220.42 NEC-2014 (NEC, 2014).

[a] Не используйте эти коэффициенты спроса для фидеров, которые обслуживают осветительные нагрузки, которые могут работать одновременно (например, в операционных или столовых).

**ТАБЛИЦА 6.13**

Коэфф-ты нагрузки на розетки нежилых помещений

| Диапазон подключенных нагрузок (ВА) | Коэфф-т нагрузки (%) |
|---|---|
| 0–10,000 | 100 |
| Более 10,000 | 50 |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из таблицы 220.44 NEC-2014 (NEC, 2014).

**ТАБЛИЦА 6.14**

Требуемая нагрузка для панели из примера 6.11

| | Подключенная нагрузка | | | Требуемая нагрузка | |
|---|---|---|---|---|---|
| Тип нагрузки | $P_R$ (kW) | $P_X$ (kVAR) | DF | $P_R$ (kW) | $P_X$ (kVAR) |
| Освещение | 15.2 | 5.0 | 1.25 | 19.0 | 6.3 |
| Приборы | 8.1 | 3.9 | 1.0 | 8.1 | 3.9 |
| Кондиционер | 12.7 | 7.9 | 1.25 | 15.9 | 9.9 |
| Всего | | | | 43.0 | 20.1 |

Определите размер фидера панели, используя проводники THW (Cu), кабелепровод EMT и автоматический выключатель в качестве защитного устройства для панели.

**Решение**

Сначала рассчитывается требуемая нагрузка для панели с использованием коэффициентов потребности для различных нагрузок, как показано в таблице 6.14.

Таким образом, общая потребляемая нагрузка панели составляет $P_T = \sqrt{(43{,}0)^2 + (20{,}1)^2} = 47{,}4$ кВА.

Затем ток, основанный на потребляемой нагрузке, может быть оценен с учетом размеров как проводников фидера, так и автоматического выключателя:

$$I_L = \frac{P_T}{\sqrt{3}E_L} = \frac{47,400}{(1.732)(480)} = 57.0\,\text{A}$$

Таблица 5.4, 60 А / 3Р может использоваться в качестве номинала срабатывания автоматического выключателя для защиты панели.

Таблица 6.1. Проводники №6THW (Cu) следует рассматривать для панельного фидера только исходя из требований к допустимой нагрузке.

Таблица 6.9. Можно использовать кабелепровод EMT диаметром 1 дюйм, чтобы он мог обрабатывать 4 проводника №6THW (Cu).

# 6.6 Ответвительные цепи и фидеры для двигателей

Как обсуждалось в Главе 4, двигателям присущи особые характеристики, которых нет у немоторных нагрузок, включая следующие:

• Требования к переменному току во время работы двигателей. В частности, пусковой ток индукции обычно высок и составляет от 4 до 10 раз больше нормального номинального тока, достигаемого при нормальной работе. Высокий пусковой ток может длиться 3–10 с и должен учитываться при проектировании защитного устройства для двигателей. К тому же и при перегрузке двигатель может перегреться и его следует беречь.

• Двигатель необходимо контролировать для работы в различных условиях. Например, двигателям для систем кондиционирования воздуха, возможно, придется изменить свою скорость (об / мин) с помощью частотно-регулируемых приводов, чтобы соответствовать различным тепловым нагрузкам нагрева и охлаждения. При проектировании ответвленных цепей и фидеров для двигателей необходимо указать особые средства управления.

В этом разделе описываются процедуры проектирования как ответвленных цепей, так и фидеров двигателей с акцентом на асинхронные двигатели, которые обычно используются в зданиях.

### *6.6.1 Ответвительные цепи двигателя*

Ответвительная цепь двигателя должна включать в себя различные компоненты, обеспечивающие механизм пуска двигателя, а также защиту как от условий перегрузки, так и от коротких замыканий. На рисунке 6.13 показаны типичные компоненты, входящие в параллельную цепь трехфазного двигателя. В частности, ответвленная цепь двигателя включает в себя защитное устройство, реле перегрузки и контроллер, а также серию переключателей или разъединителей в зависимости от расположения источника напряжения, пускателя и двигателя. Эквивалентная

однолинейная схема для той же параллельной цепи двигателя, показанной на рисунке 6.13, показана на рисунке 6.14.

Можно рассмотреть несколько конфигураций параллельной цепи в зависимости от того, находится ли двигатель вне поля зрения контроллера и находится ли контроллер вне поля зрения источника напряжения. На рисунке 6.15 представлены однолинейные схемы для трех конфигураций параллельной цепи двигателя. В отличие от других электрических нагрузок в зданиях, таких как освещение и розетки, у двигателей есть контроллеры для выполнения нескольких функций: запуск вручную или автоматически, изменение направления и скорости вращения и обеспечение защиты от токов перегрузки или короткого замыкания. Есть несколько контроллеров мотора:

1. К простейшим типам контроллеров моторов относятся ручные пускатели, используемые для небольших моторов (менее 1 лошадиных сил) с 1, 2 или 3 полюсами.

2. Магнитные пускатели также являются простыми контроллерами двигателей и бывают трех основных типов: открытого типа, комбинированного типа и группового монтажа.

3. Магнитные пускатели с полным напряжением нереверсивного типа (FVNR) используются для пуска и останова двигателей переменного тока с короткозамкнутым ротором при полном напряжении.

4. Магнитные пускатели с реверсированием полного напряжения (FVR) используются для пуска, останова и реверсирования двигателей переменного тока с короткозамкнутым ротором при полном напряжении. Они доступны в горизонтальном или вертикальном исполнении.

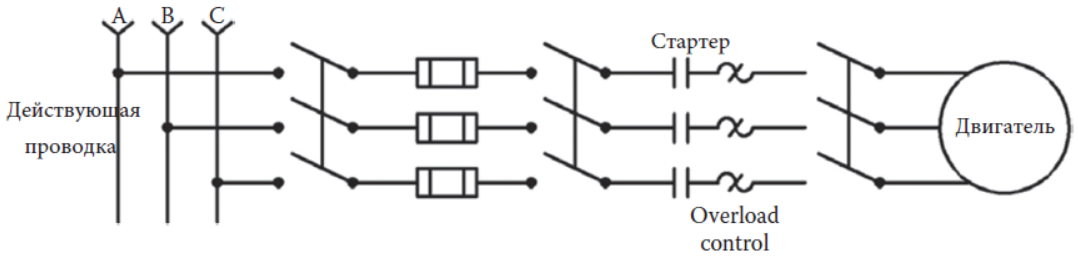



**РИС. 6.13**
Типовая параллельная цепь для трехфазного двигателя.

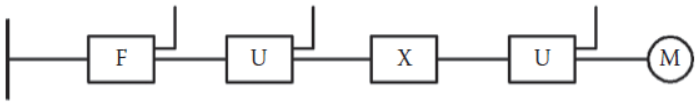



**РИС. 6.14**
Эквивалентная однолинейная схема для параллельной цепи двигателя.

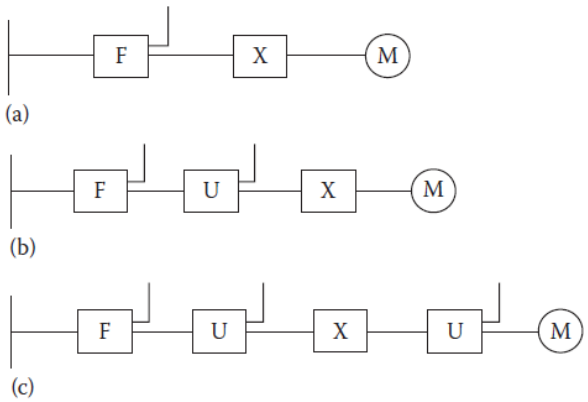



**РИС. 6.15**
Однолинейные схемы для трех конфигураций параллельных цепей двигателя. (a) Все компоненты находятся в пределах видимости друг друга. (b) В пределах видимости друг друга находятся только двигатель и контроллер. (c) Все компоненты находятся вне поля зрения друг друга.

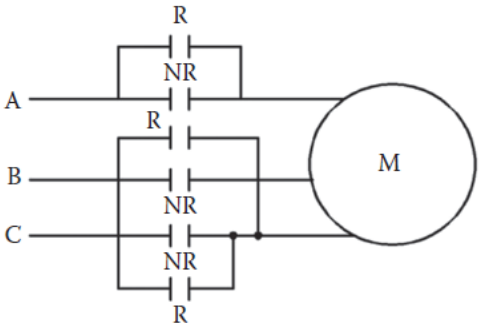



**РИС. 6.16**
Схема управления как для FVNR, так и для FVR двигателя.

Следует отметить, что как для пускателей FVNR, так и для пускателей FVR, защита двигателя от перегрузки обеспечивается с помощью тепловых реле перегрузки из плавящегося сплава. Эти пускатели доступны в размерах НАПЭ от 00 до 7 и предназначены для работы при 600 В, 50–60 Гц. Они также имеют твердотельное реле защиты от перегрузки с типоразмером от 00 до 7. На рисунке 6.16 показана схема управления для пускателей FVNR и FVR. В частности, пускатель FVR основан на переключении соединений между двумя фазами, чтобы изменить направление вращения магнитного поля ротора и, в конечном итоге, изменить направление вращения двигателя.

Существуют другие типы стартеров, которые используют более низкое напряжение для запуска двигателей, включая

- Низковольтные нереверсивные магнитные пускатели (RVNR)
- Автотрансформаторные пускатели
- Стартеры звезда-треугольник

Однако эти типы пускателей быстро выходят из употребления из-за систем частотно-регулируемого привода, как обсуждалось в Главе 4.

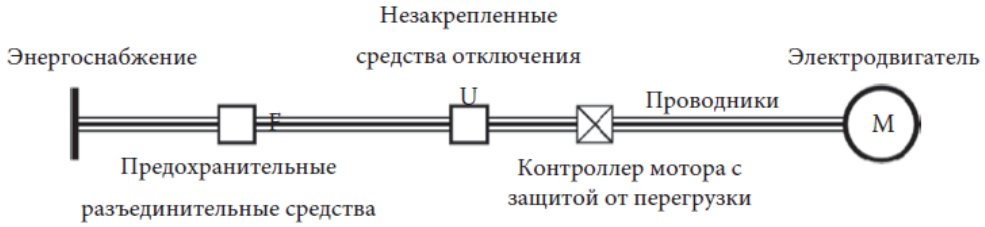



**РИС. 6.17**
Типовые компоненты параллельной цепи для одиночного двигателя.

Чтобы спроектировать ответвленную цепь для одиночного двигателя, необходимо определить размеры четырех основных компонентов: проводника, защитного устройства с разъединяющими средствами, защиты от перегрузки и предохранительных разъединителей, как показано на рисунке 6.17. Для определения размера всех компонентов параллельной цепи двигателя предлагаются следующие шаги:

*Шаг 1: Определение нагрузки двигателя*: Номинальный ток нагрузки для двигателя может быть определен с использованием данных производителя, расчетов (на основе характеристик мощности, напряжения, КПД и коэффициента мощности, как указано в Главе 4) или просто из таблицы 6.15 для однофазных двигателей, Таблица 6.16 для трехфазных асинхронных двигателей или Таблица 6.17 для трехфазных синхронных двигателей.

*Шаг 2: Размер проводника*: Используя требования НЭК для параллельных цепей двигателя, минимальная допустимая токовая нагрузка проводника должна составлять не менее 125% от номинального тока нагрузки. С помощью таблицы 6.1 можно определить размер проводов. Затем рассматривается таблица 6.9 или 6.10, чтобы получить размер кабелепровода.

*Шаг 3: Защитное устройство со средством отключения*: Защитное устройство для двигателя рассчитывается с использованием коэффициентов потребления, приведенных в таблице 6.18, в

зависимости от типа устройства защиты от сверхтока. Чтобы лучше понять требования к коэффициенту потребления, на рисунке 6.18 показано время срабатывания различных защитных устройств по сравнению с характеристикой асинхронного двигателя, пусковой ток которого эквивалентен шестикратному номинальному току. Как показано на рисунке 6.18, предохранитель с временной задержкой имеет кривую срабатывания, которая точно соответствует работе асинхронного двигателя, и, следовательно, его коэффициент потребления является самым низким. Однако мгновенный автоматический выключатель не соответствует рабочей характеристике двигателя и должен иметь номинал, значительно превышающий номинальный ток двигателя, чтобы избежать отключения устройства при каждом запуске двигателя. Для предохранителей также должны быть указаны средства отключения или переключатели. Стандартные размеры отключающих средств, подключенных к предохранителям (часто называемых предохранителями), включают 30, 60, 100, 200, 400, 600, 800 и 1200 А. Согласно НЭК, размер отключающих средств должен быть номинальный ток не менее 115% от номинального тока полной нагрузки двигателя (НЭК, 2014).

**ТАБЛИЦА 6.15**

Номиналы тока полной нагрузки в амперах для однофазных двигателей

| | Номинальное напряжение однофазного двигателя (В) | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Мощность л.с. (кВт)** | **115** | **200** | **208** | **230** |
| 1/6 (0.12) | 4.4 | 2.5 | 2.4 | 2.2 |
| 1/4 (0.19) | 5.8 | 3.3 | 3.2 | 2.9 |
| 1/3 (0.25) | 7.2 | 4.1 | 4.0 | 3.6 |
| 1/2 (0.37) | 9.8 | 5.6 | 5.4 | 4.9 |
| 3/4 (0.56) | 13.8 | 7.9 | 7.6 | 6.9 |
| 1 (0.75) | 16.0 | 9.2 | 8.8 | 8.0 |
| 1.5 (1.12) | 20.0 | 11.5 | 11.0 | 10.0 |
| 2 (1.49) | 24.0 | 13.8 | 13.2 | 12.0 |
| 3 (2.24) | 34.0 | 19.6 | 18.7 | 17.0 |
| 5 (3.73) | 56.0 | 32.2 | 30.8 | 28.0 |
| 7.5 (5.60) | 80.0 | 46.0 | 44.0 | 40.0 |
| 10 (7.46) | 100.0 | 57.5 | 55.0 | 50.0 |

*Прим.:* Эта таблица была адаптирована из таблицы 430-248 NEC-2014 (NEC, 2014).

**ТАБЛИЦА 6.16**

Номинальный ток полной нагрузки в амперах для трехфазных асинхронных двигателей

| | Номинальное напряжение трехфазного двигателя (В) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Мощность л.с. (кВт)** | **115** | **200** | **208** | **230** | **460** | **575** | **2300** |
| 1/2 (0.37) | 4.4 | 2.5 | 2.4 | 2.2 | 1.1 | 0.9 | — |
| 3/4 (0.56) | 6.4 | 3.7 | 3.5 | 3.2 | 1.6 | 1.3 | — |
| 1 (0.75) | 8.4 | 4.8 | 4.6 | 4.2 | 2.1 | 1.7 | — |
| 1.5 (1.12) | 12.0 | 6.9 | 6.6 | 6.0 | 3.0 | 2.4 | — |
| 2 (1.49) | 13.0 | 7.8 | 7.5 | 6.8 | 3.4 | 2.7 | — |
| 3 (2.24) | — | 11.0 | 10.6 | 9.6 | 4.8 | 3.9 | — |
| 5 (3.73) | — | 17.5 | 16.7 | 15.2 | 7.6 | 6.1 | — |
| 7.5 (5.60) | — | 25.3 | 24.2 | 22.0 | 11.0 | 9.0 | — |
| 10 (7.46) | — | 32.2 | 30.8 | 28.0 | 14.0 | 11.0 | — |
| 15 (11.19) | — | 48.3 | 46.2 | 42.0 | 21.0 | 17.0 | — |
| 20 (14.92) | — | 62.1 | 59.4 | 54.0 | 27.0 | 22.0 | — |
| 25 (18.65) | — | 78.2 | 74.8 | 68.0 | 34.0 | 27.0 | — |
| 30 (22.38) | — | 92.0 | 88.0 | 80.0 | 40.0 | 32.0 | — |
| 40 (29.84) | — | 120.0 | 114.0 | 104.0 | 52.0 | 41.0 | — |
| 50 (37.30) | — | 150.0 | 143.0 | 130.0 | 65.0 | 52.0 | — |
| 60 (44.76) | — | 177.0 | 169.0 | 154.0 | 77.0 | 62.0 | 16.0 |
| 75 (55.95) | — | 221.0 | 211.0 | 192.0 | 96.0 | 77.0 | 20.0 |
| 100 (74.60) | — | 285.0 | 273.0 | 248.0 | 124.0 | 99.0 | 26.0 |
| 125 (93.25) | — | 359.0 | 343.0 | 312.0 | 156.0 | 125.0 | 31.0 |
| 150 (111.90) | — | 414.0 | 396.0 | 360.0 | 180.0 | 144.0 | 37.0 |
| 200 (149.20) | — | 552.0 | 528.0 | 480.0 | 240.0 | 192.0 | 49.0 |

*Прим.:* Эта таблица была адаптирована из таблицы 430-250 NEC-2014 (NEC, 2014).

**ТАБЛИЦА 6.17**

Номинальный ток полной нагрузки в амперах для трехфазных синхронных двигателей

| | Номинальное напряжение трехфазного двигателя (В) | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Мощность л.с. (кВт)** | **230** | **460** | **575** | **2300** |
| 25 (18.65) | 53 | 26 | 21 | — |
| 30 (22.38) | 63 | 32 | 26 | — |
| 40 (29.84) | 83 | 41 | 33 | — |
| 50 (37.30) | 104 | 52 | 42 | — |
| 60 (44.76) | 123 | 61 | 49 | 12 |
| 75 (55.95) | 155 | 78 | 62 | 15 |
| 100 (74.60) | 202 | 101 | 81 | 20 |
| 125 (93.25) | 253 | 126 | 101 | 25 |
| 150 (111.90) | 302 | 151 | 121 | 30 |
| 200 (149.20) | 400 | 201 | 161 | 40 |

*Прим.:* Эта таблица была адаптирована из таблицы 430-250 NEC-2014 (NEC, 2014). Значения относятся к случаю коэффициента мощности 1,0. Если двигатели имеют коэффициент мощности 0,90 и 0,80, значения следует умножить соответственно на 1,1 и 1,25.

**ТАБЛИЦА 6.18**

Максимальный номинал или настройка устройств защиты от короткого замыкания и замыкания на землю в параллельной цепи двигателя

| Тип двигателя | Процент тока полной нагрузки | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Предохранитель без выдержки времени | Двухэлементный предохранитель (с выдержкой времени) | Мгновенный выключатель отключения | Прерыватель обратного времени |
| Однофазные двигатели | 300 | 175 | 800 | 250 |
| Многофазные двигатели переменного тока, отличные от двигателей с фазным ротором / короткозамкнутого ротора, отличные от конструкции / B, энергоэффективные | 300 | 175 | 800 | 250 |
| Энергоэффективные двигатели конструкции B | 300 | 175 | 1100 | 250 |
| Синхронные двигатели | 300 | 175 | 800 | 250 |
| Ротор с обмоткой | 150 | 150 | 800 | 150 |
| Двигатели постоянного тока (постоянное напряжение) | 150 | 150 | 250 | 150 |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из таблицы 430-52 NEC-2014 (NEC, 2014).

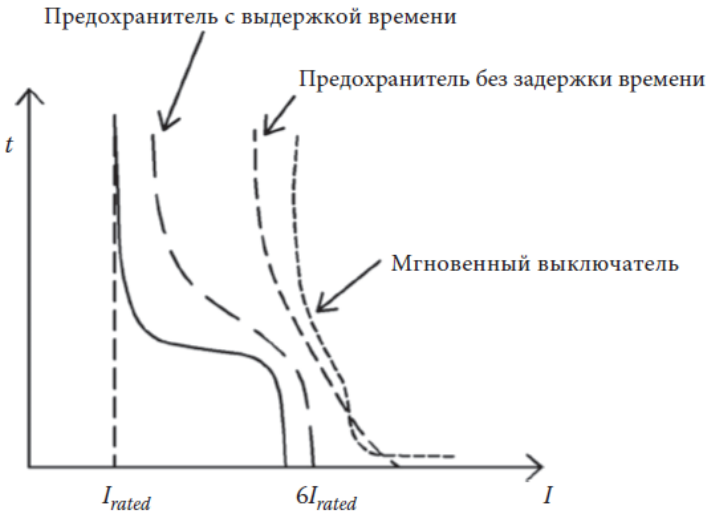



**РИС. 6.18**

Работа асинхронного двигателя в сравнении с характеристиками различных защитных устройств.

Таблица 6.19 содержит руководство по выбору трехполюсных выключателей с предохранителями в зависимости от типов предохранителей, напряжения системы и номинальной мощности трехфазных асинхронных двигателей.

*Шаг 4: Защита от перегрузки и контроллер двигателя*: Мощность защиты от перегрузки зависит от коэффициента эксплуатации двигателя (SF). Коэффициент рейтинга 115% используется для $SF = 1{,}0$ и 125% для $SF = 1{,}15$. Как отмечалось ранее, существует несколько типов контроллеров для управления двигателями, включая ручные пускатели, пускатели FVNR, пускатели FVR и пускатели RVNR. Размер пускателя НАПЭ можно выбрать на основании таблицы 6.20 в зависимости от напряжения и номинальной мощности однофазных и трехфазных двигателей.

**ТАБЛИЦА 6.19**

Номинальные характеристики трехполюсных выключателей с предохранителями для двигателей с учетом максимальной мощности

| Рейтинг переключателя (A) | Системное напряжение | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 240 V | | 480 V | | 600 V | |
| | Предохранитель без выдержки времени | Предохранитель с выдержкой времени | Предохранитель без выдержки времени | Предохранитель с выдержкой времени | Предохранитель без выдержки времени | Предохранитель с выдержкой времени |
| 30 | 3 | 7.5 | 7.5 | 15 | 10 | 20 |
| 60 | 7.5 | 15 | 15 | 30 | 20 | 50 |
| 100 | 15 | 30 | 25 | 60 | 30 | 75 |
| 200 | 25 | 60 | 50 | 100 | 60 | 100 |
| 400 | 50 | 100 | — | 100 | — | 100 |

**ТАБЛИЦА 6.20**

Размер стартера NEMA для однофазных и трехфазных двигателей

| NEMA Размер | Постоянный ток (A) | Максимальная мощность | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Однофазные двигатели | | 3-фазные двигатели | | |
| | | Пусковой номинал полного напряжения | | | | |
| | | 120 V | 230 V | 200 V | 230 V | 460 V/575 V |
| 00 | 9 | 1/3 | 1 | 1.5 | 1.5 | 2 |
| 0 | 18 | 1 | 2 | 3 | 3 | 5 |
| 1 | 27 | 2 | 3 | 7.5 | 7.5 | 10 |
| 2 | 45 | 3 | 7.5 | 10 | 15 | 25 |
| 3 | 90 | 7.5 | 15 | 25 | 30 | 50 |
| 4 | 135 | — | — | 40 | 50 | 100 |
| 5 | 270 | — | — | 75 | 100 | 200 |
| 6 | 540 | — | — | 150 | 200 | 400 |
| 7 | 810 | — | — | 200 | 300 | 600 |
| 8 | 1215 | — | — | 400 | 450 | 900 |
| 9 | 2250 | — | — | — | 800 | 1600 |

*Шаг 5: Незащищенные отключающие средства*: номинал незащищенных отключенных средств, также известных как незащищенные выключатели, зависит от размера двигателя. Для систем с напряжением 600 В или меньше НЭК указывает, что размер отключающих средств должен быть не менее 115% от номинального тока полной нагрузки двигателя. Однако для выключателей без предохранителей допустимы более низкие значения. Таблица 6.21 содержит руководство по выбору выключателей без предохранителей для различных напряжений системы и номинальной мощности.

Типичная однолинейная схема параллельной цепи двигателя показана на рисунке 6.19. В примере 6.12 описанный пошаговый подход используется для проектирования параллельной цепи для трехфазного асинхронного двигателя.

**ТАБЛИЦА 6.21**

Номинальные характеристики трехполюсных выключателей без предохранителя для двигателей, исходя из максимальной мощности в лошадиных силах

| | Системное напряжение | | |
|---|---|---|---|
| **Рейтинг переключателя (A)** | **240 V** | **480 V** | **600 V** |
| 30 | 7.5 | 15 | 20 |
| 60 | 15 | 30 | 50 |
| 100 | 30 | 60 | 75 |
| 200 | 60 | 100 | 100 |
| 400 | 100 | — | — |

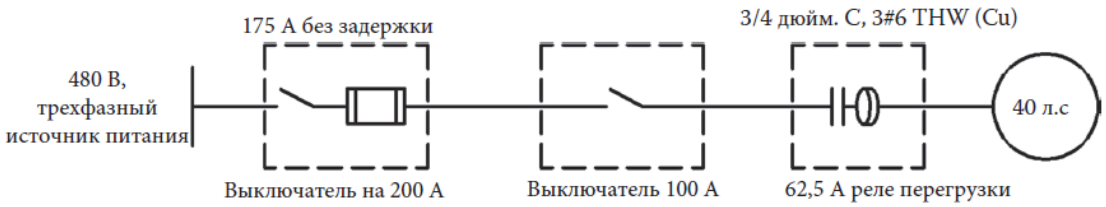



**РИС. 6.19**

Технические характеристики ответвленной цепи для двигателя мощностью 40 л.с.

**Пример 6.12**

**Задача**

Разработайте параллельную цепь для двигателя со следующими характеристиками: 30 л.с., 460 В, *SF* = 115%, плавкий предохранитель без выдержки времени, FVR, и ток полной нагрузки на паспортной табличке 35 А. Контроллер и двигатель отключены. видимости защитного устройства. Используйте провод THW (Cu) и кабелепровод EMT для ответвления цепи.

**Решение**

Используя описанную ранее процедуру, можно сделать следующие проектные спецификации для компонентов параллельной цепи двигателя:

(1) Таблица 6.16: нагрузка $I_L$ = 40 А для трехфазного асинхронного двигателя мощностью 30 л.с., 460 В

(2) *Размер проводника*: $I_{cond}$ = 1,25 IL = 50A Таблица 6.1: # 8 THW (Cu). Таблица 6.9 (с использованием кабелепровода EMT): ¾ дюйма C при условии, что для двигателя всего 3 провода

(3) *Предохранители*: Таблица 6.18: DF = 300%. Таким образом, $I_{fuse}$ = 300% × 40 A = 120 A. Таблица 5.2 (номиналы предохранителей): Используйте предохранители на 125 А с предохранителями на 200 А.

(4) *Защита от перегрузки:* Поскольку *SF* = 115%, *DF* = 1,25

$$I_{OL} = 1.25 \times 35 = 43.75\,\text{A}$$

поскольку $I_{FLC}$ = 35A

Таблица 6.20: Контроллер FVR имеет стартер 3 НАПЭ.

*Переключатели без предохранителей*: Таблица 6.21: Для выключателей без предохранителей используйте 60 А.

На рисунке 6.20 показана однолинейная диаграмма для спецификации параллельной цепи двигателя, определенной в примере 6.12.

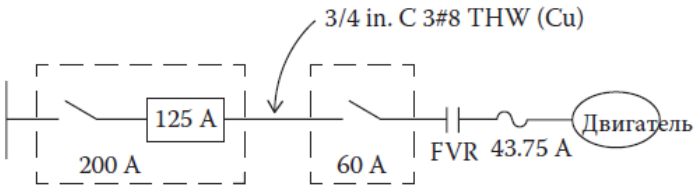



**РИС. 6.20**
Однолинейная схема спецификации параллельной цепи двигателя для Примера 6.12.

### *6.6.2 Питатель для нескольких двигателей*

Как правило, два компонента должны иметь размер, чтобы спроектировать фидер двигателя, который обслуживает несколько двигателей: проводник и защитное устройство с его отключающими средствами. Как правило, фидер не имеет защиты от перегрузки, так как отдельные двигатели отключаются с помощью своих собственных реле перегрузки в случае возникновения чрезмерных токов.

*Шаг 1: Нагрузка двигателя:* номинальные токи нагрузки могут быть рассчитаны, как описано в главе 4, как для однофазных, так и для трехфазных двигателей. Однако и в тех случаях, когда полные спецификации двигателей недоступны, токи нагрузки для двигателей можно определить из таблиц 6.15, 6.16 или 6.17 в зависимости от их типов, размеров и напряжений.

*Шаг 2: Размер проводника:* Согласно спецификациям НЭК для параллельной цепи двигателя, минимальная допустимая токовая нагрузка проводника составляет 125% от наибольшей номинальной нагрузки двигателя плюс сумма остальных номинальных нагрузок двигателя:

$$I_{cond-f} = 1.25 \cdot I_{largest} + \sum I_{remaider} \qquad (6.18)$$

Используя таблицу 6.1, размер проводов для фидера может определяется. Таблицы 6.9 и 6.10 могут затем использоваться для получения размера фидерного кабелепровода в зависимости от типов изолированных проводов и трубопроводов.

*Шаг 3: Защитное устройство со средством отключения*: Согласно НЭК, устройство максимальной токовой защиты для фидера (обслуживающего несколько двигателей) должно быть установлено на номинальное значение, не превышающее значение, вычисленное путем умножения наибольшего номинального тока наибольшего тока двигателя. соответствующим коэффициентом нагрузки DF, представленным в таблице 6.18, плюс сумма токов полной нагрузки всех остальных двигателей.

$$I_{OC-f} = DF \cdot I_{largest} + \sum I_{remaider} \qquad (6.19)$$

В примере 6.13 показана процедура проектирования фидера, обслуживающего несколько трехфазных асинхронных двигателей. Однолинейная схема фидера, обслуживающего несколько двигателей, показана на рисунке 6.21. Обычно защитные устройства и контроллеры размещаются в центре управления двигателями или MCC, когда есть несколько больших двигателей, которые должны питаться от системы распределения электроэнергии. Если имеется только несколько больших двигателей, MCC можно избежать, подавая питание по параллельным цепям непосредственно от главных распределительных щитов или блочных подстанций, как будет обсуждаться в Главе 8.

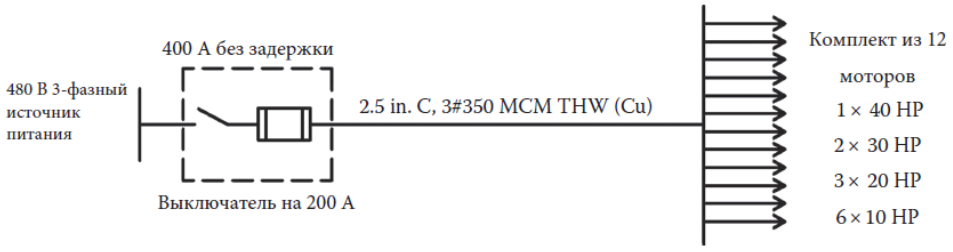



**РИС. 6.21**
Характеристики питателя для питания нескольких двигателей.

**Пример 6.13**

**Задача**

Спроектируйте фидер, обслуживающий 12 трехфазных асинхронных двигателей 460 В, как показано на рисунке 6.21. В качестве защитного устройства используйте плавкий предохранитель без выдержки времени и используйте проводник THW (Cu) и кабелепровод IMC для фидера.

**Решение**

Используя процедуру, описанную уравнениями 6.18 и 6.19, фидер, обслуживающий 12 двигателей, может быть определен следующим образом:

Таблица 6.16: Нагрузки для различных двигателей: $I_L$ = 52 А для 40 л.с., $I_L$ = 40 А для 30 л.с., $I_L$ = 27 А для 20 л.с., $I_L$ = 14 А для 10 л.с., все асинхронные двигатели рассчитаны на 460 В.

*Размер проводника*: $I_{cond\ -\ f}$ = 1,25 * 52 + 2 * 40 + 3 * 27 + 6 * 14 = 310 А Таблица 6.1: 350 MCM THW (Cu) Таблица 6.9 (при использовании кабелепровода IMC): 2,5 дюйма C при использовании 3 проводов для фидера.

*Предохранители*: Таблица 6.13: DF = 300%. Таким образом, $I_{OC–f}$ = 300% × 52 А + 2 * 40 + 3 * 27 + 6 * 14 = 401 А

Таблица 5.2 (номиналы предохранителей): Используйте предохранители на 400 А с предохранителями на 200 А.

# *6.7 Резюме*

В этой главе описаны проводники, используемые для параллельных цепей и фидеров, включая их размеры и типы изоляции. Для выбора размера проводов обычно используются три требования, включая допустимую нагрузку, допуск по току короткого замыкания и допуск по падению напряжения. Для защиты изолированных проводов в больших коммерческих зданиях используются кабелепроводы и кабельные каналы для размещения всех фаз и нейтральных проводов. Конкретные подходы к проектированию параллельных цепей и фидеров описаны как для немоторных, так и для моторных нагрузок с использованием рекомендаций НЭК. В главе приведены конкретные примеры, иллюстрирующие рекомендации по проектированию ответвлений и фидеров.

**Задачи**

6.1 Определите номинальную допустимую нагрузку для каждого из 12 проводников THW (Cu) № 4, помещенных в один кабелепровод.

6.2 Определите допустимую нагрузку на каждый из 5 проводов №8 THHN (Cu), установленных в зоне с окружающей температурой 45 ° C.

6.3 Проверьте, может ли провод №12 THW (Cu) подавать питание на 10 люминесцентных осветительных приборов номиналом 1,8 А.

6.4 Определите сечение проводников THHN (Cu), необходимых для питания восьми рядов люминесцентных осветительных приборов с семью приборами в каждом ряду с номиналом каждого прибора 1,5 А. Если используются только цепи 20 А, оцените количество схем, необходимых для обслуживания все осветительные приборы и размер THHN (Cu), рекомендуемый для каждой цепи.

6.5 Определите симметричный ток короткого замыкания в проводнике # 1/0 XHHW (Cu), защищенном автоматическим выключателем на 480 В.

6.6 Оцените максимальный асимметричный ток короткого замыкания, с которым могут справиться проводники # 1/0 THW (Cu), если автоматические выключатели используются в качестве устройств защиты от перегрузки по току.

6.7 Вычислите падение напряжения в процентах для фидера, который обслуживает нагрузку 100 кВт, 480 В, трехфазную, с коэффициентом мощности 85% и длиной 300 футов. Фидер представляет собой медные проводники №1 XHHW в алюминиевом трубопроводе.

6.8 Рассчитайте падение напряжения в процентах на 240 В, однофазном фидере, состоящем из 150 футов в один конец медных проводников № 10 THW в стальном кабелепроводе EMT, несущего нагрузку 20 А, коэффициент мощности 90%.

6.9 Рассчитайте процентное падение напряжения в однофазной ответвленной цепи 120 В, состоящей из 25 м в одну сторону из 2 медных проводов № 12 THHN в кабелепроводе EMT, несущего нагрузку 16 А, коэффициент мощности 85%.

6.10 Вычислите процентное падение напряжения в трехфазном фидере на 240 В, состоящем из двух медных проводов №4 THW длиной 190 футов в одну сторону в стальном кабелепроводе EMT, несущего нагрузку 40 А, коэффициент мощности 85%.

6.11 Питание здания осуществляется от трехпроводного фидера длиной 750 футов, 480 В, трехфазного. Общая нагрузка здания составляет 250 кВА при коэффициенте мощности 0,8. Определить

(a) Размер фидера и кабелепровода с медными проводниками THW.

(b) Падение напряжения в фидере (предположим, что это стальной трубопровод).

(c) Размер фидера и кабелепровода, которые ограничивают падение напряжения до 1%.

6.12 Три щита на 120/240 В поставляются с тремя вспомогательными устройствами подачи: A, B и C. Длина A составляет 50 футов, B - 100 футов, а C - 50 футов в длину. Нагрузка на A составляет 15 кВА при коэффициенте мощности 1,0; нагрузка B составляет 25 кВА с коэффициентом мощности 0,95; и нагрузка C составляет 35 кВА с коэффициентом мощности 0,9. Три вспомогательных питателя снабжены основным питателем длиной 75 футов. Определите размер основного устройства подачи и трех дополнительных устройств подачи. Допуск на падение напряжения (между фазой и нейтралью) составляет 1% для всех проводников. Предположим, что медные проводники THW установлены в стальном трубопроводе. Все нагрузки прерывистые и защищены автоматическими выключателями в литом корпусе. Доступный симметричный ток короткого замыкания для всех вспомогательных фидеров и основного фидера составил 20000 А.

6.13 Выберите размер проводов и кабелепровода для фидера, который обслуживает осветительную панель со следующими характеристиками:

- Нагрузка 275 кВт с коэффициентом мощности 90% и непрерывная.
- Более 50% нагрузки имеют высокие составляющие третьей гармоники.
- Панель питается от 480Y / 277 В, трехфазной и четырехпроводной системы.
- Длина питателя 250 футов.
- Доступный ток короткого замыкания составляет 42 000 А симметрично.
- Максимальная токовая защита фидера представляет собой выключатель в литом корпусе.
- Максимально допустимое падение напряжения составляет 2%.
- Провода должны быть медными типа THW в стальном канале.

6.14 Щит 208Y / 120 В для офисного здания имеет следующие нагрузки:

- Розетки с общей нагрузкой 30,00 кВА при *pf* = 0,90
- Освещение с полной нагрузкой 20,00 кВА при *pf* = 0,95
- Один двигатель с нагрузкой 5 кВА при *pf* = 0,92
- Нагреватели с общей нагрузкой 12,00 кВА при *pf* = 1,00

Определите размер питателя THW для щита. Определите размер кабелепровода.

6.15 Щит для коммерческого здания питается от трехфазного фидера длиной 250 футов, четырехпроводным, 480Y / 277 В. Панель имеет следующие нагрузки:

- Система освещения общей мощностью 30 кВА с коэффициентом мощности 0,93.
- Резистивный нагреватель 15 кВА с коэффициентом мощности 1,0
- Двигатель мощностью 8 кВА и коэффициентом мощности 0,82.

Определить

(a) Размер фидера и кабелепровода с медными проводниками THW (используйте только критерий допустимой токовой нагрузки и соответствующие требуемые нагрузки).

(b) Падение напряжения в фидере (предположим, что это стальной трубопровод).

(c) Размер фидера и кабелепровода, если предел падения напряжения установлен на 1% и фидер должен выдерживать симметричный ток короткого замыкания, составляет 35000 А. Для защиты фидера используется автоматический выключатель. .

6.16 Рассчитайте провода цепи двигателя для 3-фазного двигателя с короткозамкнутым ротором мощностью 30 л.с., 460 В; используйте медь, 75 ° C THW.

6.17 Определите размер отключающих средств для трехфазного двигателя с короткозамкнутым ротором мощностью 50 л.с., 230 В.

6.18 Определите размер ответвленной цепи для асинхронного двигателя мощностью 50 л.с., трехфазного, 60 Гц, 460 В, 1175 об / мин, эксплуатационного фактора 1,15 и коэффициента мощности 90%. Двигатель защищен предохранителями с выдержкой времени. Предположим, что двигатель находится вне поля зрения источника питания и контроллера (но контроллер находится в пределах видимости от источника). Номинальный ток полной нагрузки каждого двигателя на паспортной табличке составляет 70 А. Используйте кабель THW (Cu) и EMT.

6.19 Определите сечение медных проводов ответвительной цепи THHN, необходимых для питания однофазного нагревательного блока на 240 В на 20 кВА (непрерывный режим) с электродвигателем вентилятора на 10 А.

6.20 Оцените сечение медных проводов THW, которые требуются для питания группы трехфазных двигателей 230 В 230 В мощностью 7,5, 15 и 25 л.с.

6.21 МСС обслуживает 9 идентичных двигателей, каждый из которых имеет номинальную мощность 50 л.с., трехфазный, 60 Гц, 460 В, 1175 об / мин, коэффициент обслуживания 1,00 и коэффициент мощности 90%. Все двигатели защищены плавкими предохранителями с выдержкой времени и имеют пускатель типа FVNR. Определите сечение проводника, кабелепровода, предохранителя с выдержкой времени и переключателя для фидера, питающего МСС.

6.22 Центр управления двигателями имеет три асинхронных двигателя мощностью 40 л.с. и 480 В каждый и четыре асинхронных двигателя мощностью 30 и 480 В. Каждый двигатель мощностью 40 л.с. имеет КПД 0,92, 1772 об / мин и коэффициент мощности 0,85. Каждый двигатель мощностью 30 л.с. имеет КПД 0,90 и коэффициент мощности 0,90, номинальную мощность 30 А на паспортной табличке, коэффициент обслуживания 1,15 и контроллер FVR.

(a) Определите количество полюсов, скольжение (%) и крутящий момент, создаваемый каждым двигателем мощностью 40 л.с.

(b) Определите размер ответвленной цепи для каждого двигателя мощностью 30 л.с., если источник, контроллер и двигатель находятся вне поля зрения друг друга. Каждый двигатель защищен плавким предохранителем без выдержки времени.

(c) Определите размер основного фидера (проводника и кабелепровода), а также предохранителя без выдержки времени и соответствующего переключателя для центра управления двигателем.

# 7 Электрические системы для жилых домов

В этой главе представлена общая процедура проектирования электрических систем для жилых домов на основе требований Национального электротехнического кодекса (НЭК). Пошаговые процедуры расчета представлены на конкретных примерах. Некоторые соответствующие требования НЭК выделены и обсуждаются на протяжении всей главы. Сопровождающие таблицы и примеры принципиальных схем представлены для дальнейшей демонстрации подхода к проектированию безопасных электрических систем для жилых домов, включая отдельные дома, многоквартирные дома или многоквартирные дома.

## 7.1 Введение

Электрораспределительные системы для жилых помещений должны быть правильно спроектированы и установлены, чтобы обеспечивать электроэнергией утилизационное оборудование как можно безопаснее, надежнее и экономичнее. В Соединенных Штатах НЭК предоставляет конкретные рекомендации и требования по безопасному проектированию электрических систем для жилых домов. На рисунке 7.1 показана типовая однолинейная схема электросистемы жилого дома. Фидер служебного входа обычно используется для подключения распределительной станции к главной панели здания. Главная панель включает в себя защитные устройства (обычно автоматические выключатели) для ответвлений цепей, обслуживающих различные электрические устройства в здании.

На рис. 7.2 показаны некоторые электрические устройства, которые обслуживаются главной панелью через набор ответвленных цепей. Щит для дома показан на рисунке 7.3.

Типичный американский дом или квартира обслуживается двухфазным служебным входом (240 В / 120 В). Если возможно, две фазы панели должны быть сбалансированы с точностью до 10%, чтобы нейтральный провод не пропускал значительных токов. Трансформаторы тока обычно используются для измерения тока, протекающего через любое электрическое устройство, включая главный служебный вход, ответвленную цепь или розетку.

## 7.2 Общий подход к проектированию

При проектировании электрических систем для жилищ часто делаются следующие допущения:

1. Все нагрузки имеют коэффициент мощности 1 (т.е. $P_T = P_R$).

2. Независимо от типа розетки (дуплекс, триплекс или тераплекс) нагрузка на каждую розетку составляет 180 ВА.

3. Номинал главной панели такой же, как и номинал главного автоматического выключателя.

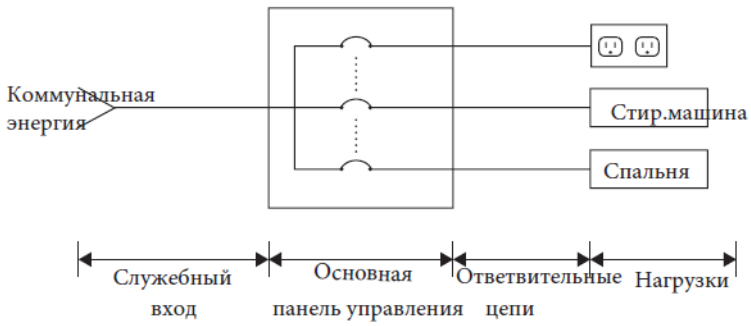



**РИС. 7.1**
Принципиальная однолинейная диаграмма основной системы распределения электроэнергии в доме.

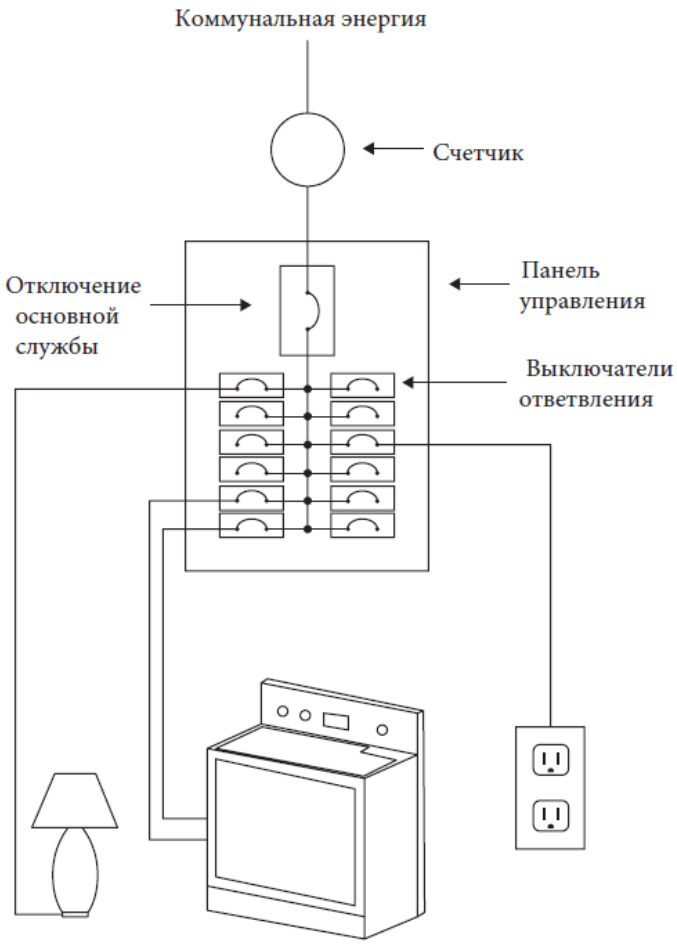



**РИС. 7.2**
Общие электрические нагрузки, обслуживаемые распределительной панелью в доме.



**РИС. 7.3**
Схема расположения автоматических выключателей в распределительном щите дома.

При проектировании электрических систем для жилых помещений следует учитывать следующие характеристики:

1. Главный силовой выключатель питающего провода для щитовой панели (часто называемый панелью)

2. Все ответвления для обслуживания различных электрических нагрузок, включая

а. Ответвительные цепи освещения (розетки, освещение и мелкие приборы)

б. Ответвительные цепи стационарной техники (плиты / печи, водонагреватель, вентиляторы, сушилка, утилизация)

с. Ответвительные цепи специальной техники (переменный ток, электрическое отопление)

Обычно вся зона в доме обслуживается ответвленной цепью освещения. Номер ответвления должен быть указан как в схеме электрических цепей, так и в спецификации панели, как показано на Рисунке 7.4. Как отмечалось в Главе 5, каждое жилище должно быть заземлено, то есть электрически соединено с землей через щит с помощью стержня, как показано на рис. 7.5, стальных стержней в основании фундамента или встроенных водопроводных труб. Размер провода, соединяющего щит управления с землей, называется заземляющим проводом, и его следует определять в зависимости от размера проводника служебного входа, как будет обсуждаться в этой Главе.

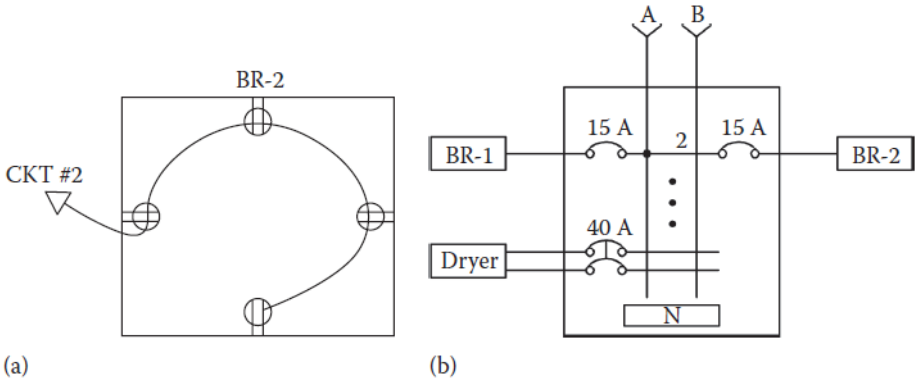



**РИС. 7.4**
Идентификация ответвительной цепи, обслуживающей спальню (BR-2), как (а) в схеме электрических цепей, так и (б) в схеме щитка.

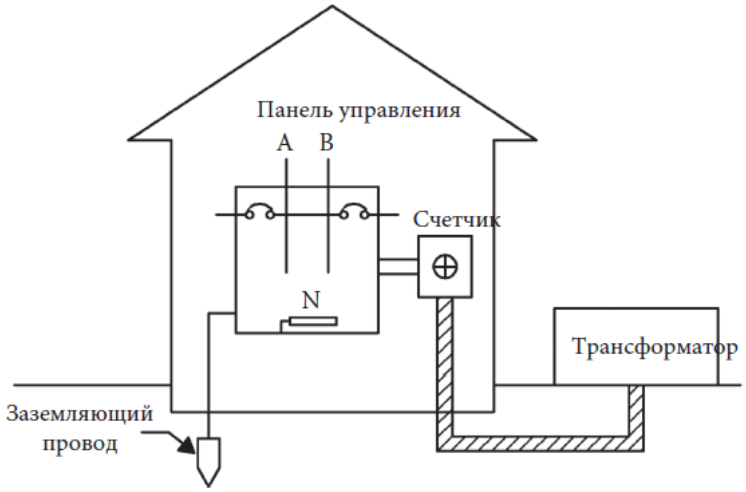



**РИС. 7.5**
Типовая конфигурация заземления для дома.

# 7.3 Дизайн главного служебного входа

Фидер служебного входа - это кондуктор или набор проводников, обслуживающий весь жилой дом или жилой дом. Размер служебного входного фидера можно определить стандартным или дополнительным методом, описанным в НЭК. Автоматический выключатель, защищающий щит, называется главным автоматическим выключателем (главным выключателем). Он часто располагается внутри панели и определяет номинальные характеристики щитка. Проектирование служебного входа включает определение размера как проводника, так и главного выключателя, как показано на рисунке 7.6.

### *7.3.1 Стандартный метод определения размера входа в службу*

Чтобы определить размер служебного входа, необходимо учесть все электрические нагрузки в доме. Эти нагрузки включают освещение, розетки, стационарные приборы, специальные приборы и системы отопления / охлаждения.

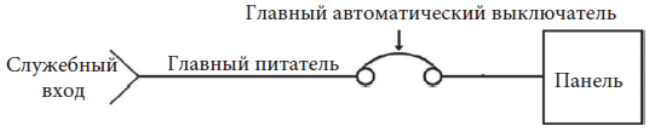



**РИС. 7.6**
**Определение размеров главного фидера и главного выключателя является частью проектирования служебного входа в жилые дома.**

Согласно НЭК, для определения фаз (A и B для однофазных систем и A, B и C для трехфазных систем) и нейтрали (N) можно использовать два метода расчета:

- Стандартный метод: можно использовать для определения размеров любых фазных и нервных проводов (A, B, N для однофазных систем и A, B, C, N для трехфазных систем).
- Дополнительный метод: можно использовать для определения размеров только фазных проводов (A, B для однофазных систем и A, B, C для трехфазных систем) в случае главного выключателя ≥ 100 A.

В этом разделе описаны детали расчета стандартного метода для оценки нагрузок потребления для входного фидера службы.

#### *7.3.1.1 Оценка требуемой нагрузки для фаз (A, B и, если необходимо, C)*

1. Общие нагрузки (освещение / общие розетки)
a. Общая нагрузка = 3 ВА / фут$^2$ (или 33 ВА / м$^2$) * общая жилая площадь здания
б. Нагрузка на кухню = 2 параллельных цепи * 1500 ВА / цепь
    i. Каждая параллельная цепь должна быть рассчитана на 20 А.
c. Загрузка прачечной = 1 параллельная цепь * 1500 ВА / цепь
    i. Ответвительная цепь должна быть рассчитана на 20 А.

Тогда потребляемая нагрузка, связанная с общим освещением и розетками общего пользования, $DL_{GL}$, может быть оценена следующим образом:

$$DL_{GL} = 100\% \text{ of first } 3,000 \text{ VA} + 35\% \text{ оставшихся до } 120,000 \text{ VA} + 25\% \text{ оставшихся более } 120,000 \text{ VA} \quad (7.1)$$

2. Нагрузка стационарных устройств: примените коэффициенты нагрузки (DF) к фактической подключенной нагрузке (CL) для всех стационарных устройств, которые обслуживаются в здании, используя следующее уравнение:

$$DL_{FA} = DF \times CL_{FA} \quad (7.2)$$

c
a. *DF* = 100%, если общее количество стационарных устройств ≤3
б. *DF* = 75%, если общее количество стационарных устройств ≥4

3. Нагрузка от специальных устройств: как правило, осушители, плиты, системы обогрева и охлаждения считаются особыми приборами, и их требуемая нагрузка может быть оценена в соответствии с рекомендациями НЭК.

a. Таблицу 7.1 следует использовать для оценки требуемых нагрузок для электрических сушилок.

б. Таблицу 7.2 следует использовать для оценки требуемых нагрузок для электрических плит и духовок.

c. Коэффициент спроса 100% следует применять только к самой большой системе отопления или охлаждения помещения, обслуживающей жилище, чтобы определить нагрузку спроса, связанную с системами кондиционирования воздуха для жилых зданий.

d. Если двигатель присутствует, коэффициент потребности 25% должен применяться к наибольшей нагрузке двигателя, обычно связанной с одним из стационарных устройств.

4. Общая нагрузка по запросу: общую нагрузку по запросу, $DL_{tot}$, в ВА можно просто оценить, суммируя нагрузки по запросу, оцененные на предыдущих трех этапах, в соответствии со следующим уравнением:

$$DL_{tot} = DL_{GL} + DL_{FA} + DL_{SA} \tag{7.3}$$

Тогда общую нагрузку можно выразить в силе тока с помощью следующего выражения:

$$I_{tot} = \frac{DL_{tot}}{E_L} \text{ для однофазных систем, например, 120/240 В}$$
$$I_{tot} = \frac{DL_{tot}}{\sqrt{3}E_L} \text{ для трехфазных систем, таких как 208Y/120 В} \tag{7.4}$$

### *7.3.1.2 Оценка требуемой нагрузки для нейтрали (N)*

Следует использовать ту же процедуру, которая описана для оценки требуемой нагрузки для фаз, но следует учитывать только однофазные нагрузки, за исключением нагрузок, связанных с диапазонами и осушителями. Действительно, эти две нагрузки, оцененные с использованием таблиц 7.1 (осушители) и 7.2 (плиты), следует рассматривать с дополнительным коэффициентом снижения номинальных характеристик в 70%.

Пример 7.1 иллюстрирует применение таблиц 7.1 и 7.2 для определения нагрузок, связанных с сушилками и плитами, в то время как в примере 7.2 для конкретного дома используется стандартный метод оценки требуемой нагрузки как для фаз, так и для нейтрали.

**Пример 7.1**

**Задача**

Определите требуемые нагрузки, связанные с электрическими осушителями, и диапазоны для следующих вариантов:

Вариант 1: шесть сушилок, каждая мощностью 5 кВА

Вариант 2: одна плита мощностью 12 кВА

Вариант 3: одна плита мощностью 9 кВА

Вариант 4: одна плита мощностью 2,5 кВА

Вариант 5: одна плита мощностью 27 кВА

Вариант 6: три плиты мощностью 10, 14 и 19 кВА

**ТАБЛИЦА 7.1**

Коэффициенты нагрузки на электрические сушилки

| Кол-во сушилок | Коэфф-т нагрузки (%) |
|---|---|
| Менее 4 | 100.0 |
| 5 | 85.0 |
| 6 | 75.0 |
| 7 | 65.0 |
| 8 | 60.0 |
| 9 | 55.0 |
| 10 | 50.0 |
| 11 | 47.0 |
| 12 | 46.0 |
| 13 | 45.0 |
| 14 | 44.0 |
| 15 | 43.0 |
| 16 | 42.0 |
| 17 | 41.0 |
| 18 | 40.0 |
| 19 | 39.0 |
| 20 | 38.0 |
| 21 | 37.0 |
| 22 | 36.0 |
| 23 | 35.0 |
| 24 | 34.5 |
| 25 | 34.0 |
| 26 | 33.5 |
| 27 | 33.0 |
| 28 | 32.5 |
| 29 | 32.0 |
| 30 | 31.5 |
| 31 | 31.0 |
| 32 | 30.5 |
| 33 | 30.0 |
| 34 | 29.5 |
| 35 | 29.0 |
| 36 | 28.5 |
| 37 | 28.0 |
| 38 | 27.5 |
| 39 | 27.0 |
| 40 | 26.5 |
| 41 | 26.0 |
| 42 | 25.5 |
| Более 43 | 25.0 |

*Прим.:* Потребляемая нагрузка на одну сушилку является максимальной из указанных на паспортной табличке и составляет 5000 ВА. Эта таблица адаптирована из таблицы 220.54 NEC-2014 (NEC, 2014).

**ТАБЛИЦА 7.2**

Требуемые нагрузки и факторы спроса для электрических плит и печей

| Кол-во приборов | Коэффициенты нагрузки (%) | | Столбец C Максимальное потребление (кВт) (для 8,75–12 кВт) |
|---|---|---|---|
| | Столбец A (номинальная мощность менее 3,4 кВт) | Колонка B (для номинальной мощности 3,5–8,75 кВт) | |
| 1 | 80 | 80 | 8 |
| 2 | 75 | 65 | 11 |
| 3 | 70 | 55 | 14 |
| 4 | 66 | 50 | 17 |
| 5 | 62 | 45 | 20 |
| 6 | 59 | 43 | 21 |
| 7 | 56 | 40 | 22 |
| 8 | 53 | 36 | 23 |
| 9 | 51 | 35 | 24 |
| 10 | 49 | 34 | 25 |
| 11 | 47 | 32 | 26 |
| 12 | 45 | 32 | 27 |
| 13 | 43 | 32 | 28 |
| 14 | 41 | 32 | 29 |
| 15 | 40 | 32 | 30 |
| 16 | 39 | 28 | 31 |
| 17 | 38 | 28 | 32 |
| 18 | 37 | 28 | 33 |
| 19 | 36 | 28 | 34 |
| 20 | 35 | 28 | 35 |
| 21 | 34 | 26 | 36 |
| 22 | 33 | 26 | 37 |
| 23 | 32 | 26 | 38 |
| 24 | 31 | 26 | 39 |
| 25 | 30 | 26 | 40 |
| 26–30 | 30 | 24 | 15 kW + 1 kW для каждой плиты |
| 31–40 | 30 | 22 | 15 kW + 1 kW для каждой плиты |
| 41–50 | 30 | 20 | 25 kW + 1 kW для каждой плиты |
| 51–60 | 30 | 18 | 25 kW + 1 kW для каждой плиты |
| 61 и более | 30 | 16 | 25 kW + 1 kW для каждой плиты |

*Прим:* Эта таблица адаптирована из таблицы 220.55 NEC-2014 (NEC, 2014).

1. Для плит с индивидуальной номинальной мощностью более 12 кВт, но не более 27 кВт максимальное потребление в столбце C должно быть увеличено на 5% для каждого дополнительного кВт номинального значения или его большей части, на которую номинальное значение отдельных плит превышает 12 кВт.

2. Для плит с индивидуальной номинальной мощностью более 83/4 кВт и различных номинальных значений, но не более 27 кВт, среднее значение рейтинга должно быть рассчитано путем сложения номинальных значений всех плит для получения общей подключенной нагрузки (с использованием 12 кВт для любой плиты номинальной мощностью менее 12 кВт) и делением на общее количество плит. Затем максимальное потребление в столбце C должно быть увеличено на 5% для каждого дополнительного кВт номинального значения или его большей части, на которую это среднее значение превышает 12 кВт.

3. Для плит с индивидуальной номинальной мощностью более 13/4 кВт, но не более 83/4 кВт, допускается вместо использования метода, указанного в столбце C, добавлять номинальные характеристики всех бытовых кухонных приборов мощностью более 13/4 кВт, но не более 83/4 кВт и умножьте полученную сумму на коэффициенты потребления, указанные в столбце A или столбце B для данного количества устройств. Если рейтинг устройств для приготовления пищи находится между столбцами A и B, коэффициенты спроса для каждого столбца должны применяться к устройствам из этого столбца, а результаты суммироваться.

**Решение**

Используя таблицы 7.1 для сушилок и 7.2 для плит, можно оценить требуемые нагрузки для всех случаев следующим образом:

*Случай 1*: DL = 0,75 * 6 * 5 кВА = 22,5 кВА (на основе коэффициента потребности в таблице 7.1 для шести сушилок)

*Случай 2*: DL = 8 кВА (на основе таблицы 7.2, столбец C)

*Случай 3*: DL = 8 кВА (на основе таблицы 7.2, столбец C)

*Случай 4*: DL = 0,80 * 2,5 кВА = 2 кВА (на основе таблицы 7.2, столбец A)

*Случай 5*: Используя Примечание 1 и столбец C таблицы 7.2, сначала оценивается кожффициент нагрузки спроса *DF*:

*DF* = 1 + (27 - 12) * 0,05 = 1,75

Затем можно определить требуемую нагрузку:

*DL* = 1,75 * 8 = 14 кВА

*Случай 6*: Используя примечание 2 к таблице 7.2, намечены следующие шаги для оценки нагрузки потребления трех плит с разными номинальными характеристиками:

*Шаг 1*: Увеличьте от 10 до 12 кВА.

*Шаг 2*: Возьмите среднее значение всех трех номиналов = (12 + 14 + 19) / 3 = 15 кВА.

*Шаг 3*: Оцените фактор спроса: *DF* = 1 + (15–12) * 0,05 = 1,15.

*Шаг 4*: Рассчитайте требуемую нагрузку: *DL* = 1,15 * 14 = 16,1 кВА.

**Пример 7.2**

**Задача**

Определите требуемую нагрузку для обеих фаз A и B, а также нейтраль для фидера служебного входа, обслуживающего дом площадью 1600 кв.футов (150 м$^2$), который имеет следующие электрические нагрузки:

400 ВА одноразового использования (120 В), уплотнитель 800 ВА (120 В), электродвигатель вентилятора 4,5 А (120 В), посудомоечная машина 1400 ВА (120 В), водонагреватель 4800 ВА (240 В), сушильная машина 5000 ВА (240 В), плита 12000 ВА (240 В) и обогреватели помещений 20000 ВА (240). В доме три отдельно управляемых обогревателя.

Используйте стандартный метод НЭК для определения требуемых нагрузок для A, B и N.

**Решение**

Сначала оценивается нагрузка для фаз A и B с учетом всех нагрузок. Затем нейтраль рассчитывается с использованием только нагрузок между фазой и нейтралью (т.е. 240), за исключением отмеченных НЭК нагрузок, связанных с диапазоном и осушителем.

*Требуемая нагрузка фаз A и B*

1. Общая нагрузка освещения и розеток:

Общая нагрузка = 3 ВА / фут$^2$ * 1600 фут$^2$ = 4800 ВА

Нагрузка на кухню = 2 контура * 1500 ВА / контур = 3000 ВА

Нагрузка на прачечную = 1 контур * 1500 ВА / контур = 1500 ВА

Таким образом, общая подключенная нагрузка = 9300 ВА.

Требуемая нагрузка для общей нагрузки освещения и розеток:

$$DL_{GL} = 100\% * 3000 \text{ ВА} + 35\% * (9300 - 3000) \text{ ВА} = 5205 \text{ ВА}$$

2. Нагрузка фиксированной техники:

Утилизация (используйте номинальную ВА) = 400 ВА.

Компактор (используйте номинальную ВА) = 800 ВА

Электродвигатель вентилятора = 4,5 А * 120 В = 540 ВА

Посудомоечная машина (номинальная мощность VA) = 1400 VA

Водонагреватель (номинальная мощность ВА) = 4800 ВА

Таким образом, общая подключенная нагрузка = 7940 ВА.

Требуемая нагрузка для стационарных бытовых приборов:

$$DL_{FA} = 75\% * 7940 \text{ ВА} = 5955 \text{ ВА}$$

3. Загрузка спецтехники:

Плита (используйте таблицу 7.2) = 8000 ВА

Осушитель (см. Таблицу 7.1) = 5000 ВА

Обогреватели (используйте номинальную ВА) = 20000 ВА

Самый большой двигатель (25% * ВА компактора) = 200 ВА
Таким образом, требуемая нагрузка на нагрузку спецтехники:

$$DL_{SA} = 33\ 200\ \text{ВА}$$

Общая нагрузка по фазам A и B:

$$DL_{tot,A\text{-}B} = 5\ 205\ \text{ВА} + 5\ 955\ \text{ВА} + 33\ 200\ \text{ВА} = 44\ 360\ \text{ВА}$$

Следовательно, потребляемая нагрузка по току для фаз A и B:

$$I_{tot,A\text{-}B} = 44360\ \text{ВА} / 240\ \text{В} = 184{,}8\ \text{А}$$

*Требуемая нагрузка нейтрали N*

1. Общая нагрузка освещения и розеток:
Общая нагрузка = 3 ВА / фут$^2$ * 1600 фут$^2$ = 4800 ВА
Нагрузка на кухню = 2 контура * 1500 ВА / контур = 3000 ВА
Нагрузка на прачечную = 1 контур * 1500 ВА / контур = 1500 ВА
Таким образом, общая подключенная нагрузка = 9300 ВА.
Требуемая нагрузка для общей нагрузки освещения и розеток:

$$DL_{GL} = 100\% * 3000\ \text{ВА} + 35\% * (9300 - 3000)\ \text{ВА} = 5205\ \text{ВА}$$

2. Нагрузка стационарных приборов: рассматриваются только приборы на 120 В:
Утилизация (используйте номинальную ВА) = 400 ВА.
Компактор (используйте номинальную ВА) = 800 ВА
Электродвигатель вентилятора = 4,5 А * 120 В = 540 ВА
Посудомоечная машина (номинальная мощность VA) = 1400 VA
Таким образом, общая подключенная нагрузка = 3140 ВА.
Требуемая нагрузка для нагрузки стационарных бытовых приборов:

$$DL_{FA} = 75\% * 3140\ \text{ВА} = 2355\ \text{ВА}$$

3. Нагрузка на специальные приборы: только приборы на 120 В, за исключением нагрузки плиты и сушилки.
Плита (используйте таблицу 7.2 и коэффициент снижения 70%) = 70% * 8000 ВА = 5600 ВА
Осушитель (используйте Таблицу 7.1 и коэффициент снижения мощности 70%) = 70% * 5000 ВА = 3500 ВА
Самый большой двигатель (25% * ВА компактора) = 200 ВА
Таким образом, требуемая нагрузка на нагрузку спецтехники:

$$DL_{SA} = 9300\ \text{ВА}$$

Общая потребляемая нагрузка для нейтрали N:

$$DL_{tot,\ N} = 5{,}205\ \text{ВА} + 2355\ \text{ВА} + 9300\ \text{ВА} = 16860\ \text{ВА}$$

Следовательно, потребляемая нагрузка по току нейтрали N:

$$I_{tot,\ N} = 16\ 860\ \text{ВА} / 240\ \text{В} = 70{,}3\ \text{А}$$

### *7.3.2 Дополнительный метод определения размера входа в услугу*

Как отмечалось ранее, размер фаз для служебного входа в жилое помещение может быть определен с использованием дополнительного метода. Действительно, когда допустимая токовая нагрузка питающих проводов превышает 100 А, НЭК позволяет использовать дополнительный метод для жилых домов, обслуживаемых системами 240/120 В или 208Y / 120 В. Следует отметить, что размер нейтрали (N) еще необходимо определить стандартным методом. Сначала описывается общая процедура расчета для необязательного метода. Затем приводится пример, поясняющий применение метода для определения размеров фаз входного фидера жилищных услуг. Дополнительный метод определения размеров фазных проводов (например, A и B для однофазных систем и A, B и C для трехфазных систем) для служебного входа состоит из следующих этапов:

***1. Требуемая нагрузка для общих нагрузок:***

Требуемая нагрузка $DL_{GL,O}$ для общих нагрузок для одно- или двухквартирных домов может быть оценена следующим образом:

$$DL_{GL,O} = 100\% * \text{первые } 10\,000 \text{ ВА} + 40\% * (CL_{GL,O} - 10\,000 \text{ ВА}) \quad (7,5)$$

где $CL_{GL,O}$ - подключенные нагрузки, связанные с освещением, розетками общего пользования и приборами, и рассчитываются следующим образом:

$$CLGL,O = CL_{GL} + CL_{AP} \quad (7,6)$$

где $CL_{GL}$ - подключенная общая нагрузка, связанная с осветительными и универсальными розетками, а $CL_{AP}$ - подключенная нагрузка для всех приборов, за исключением систем отопления и охлаждения помещений. Две подключенные нагрузки оцениваются, как указано в следующих разделах.

*Общие нагрузки (освещение / общие розетки)*

- Общая нагрузка = 3 ВА / фут$^2$ (или 33 ВА / м$^2$) * общая жилая площадь здания.
- Кухонная нагрузка = 2 параллельные цепи * 1500 ВА / цепь
    - Каждая параллельная цепь должна быть рассчитана на 20 А.
- Нагрузка на прачечную = 1 параллельная цепь * 1500 ВА / цепь
    - Ответвительная цепь должна быть рассчитана на 20 А.

Сложив эти три нагрузки, можно определить подключенную нагрузку, связанную с розетками общего освещения и общего пользования, $CL_{GL}$.

*Нагрузка бытовой техники:*

Подключенная нагрузка, $CL_{AP}$, для всех приборов, включая стационарные и специальные приборы, за исключением систем отопления и охлаждения помещений, рассматриваемых в стандартном методе, определяется простым сложением всех номинальных характеристик приборов, указанных на паспортных табличках.

ТАБЛИЦА 7.3

Факторы спроса на системы отопления и кондиционирования воздуха для жилых помещений с учетом факультативного метода

| Типы систем отопления и охлаждения помещений | Коэфф-т нагрузки (%) |
|---|---|
| Система кондиционирования и охлаждения | 100 |
| Система с тепловым насосом без дополнительного электрического нагрева Система | 100 |
| с тепловым насосом (HP) с дополнительным электрическим нагревом (H) | 100 для HP<br>65 для H |
| Система электрического отопления с менее чем четырьмя отдельно управляемыми агрегатами | 65 |
| Система электрического отопления с четырьмя или более отдельно управляемыми агрегатами | 40 |
| Электрическая система хранения тепла | 100 |

***2. Требуемая нагрузка для систем отопления и охлаждения помещений:***

Потребляемая нагрузка, $DL_{HC,O}$, для систем отопления и кондиционирования воздуха является наибольшей из требуемых нагрузок, оцененных с использованием факторов спроса и подключаемых нагрузок, характерных для различных систем, обслуживающих жилище, как указано в Таблице 7.3.

***3. Общая требуемая нагрузка***: Общая требуемая нагрузка, $DL_{tot-O}$, может быть оценена простым суммированием нагрузок по запросу, оцененных на предыдущих трех этапах, в соответствии со следующим уравнением:

$$DL_{tot-O} = DL_{GL-O} + DL_{HC-O} \quad (7,7)$$

Тогда общая нагрузка может быть выражена в силе тока в зависимости от сетевого напряжения для обслуживания:

$$I_{tot} = \frac{DL_{tot\text{-}O}}{E_L}$$ для однофазных систем (таких как 120 / 240 В)

$$I_{tot} = \frac{DL_{tot\text{-}O}}{\sqrt{3}E_L}$$ для трехфазных систем (таких как 208Y / 120 В) (7.8)

Пример 7.3 иллюстрирует применение необязательного метода для определения размера питающей сети для того же дома, рассмотренного в примере 7.2.

**Пример 7.3**

**Задача**

Для жилого помещения, рассмотренного в примере 7.2, оцените нагрузки от спроса для фаз A и B, используя дополнительный метод вместо стандартного.

**Решение**

При определенных условиях НЭК позволяет использовать дополнительный метод для оценки нагрузки по запросу для фаз A и B.

*Сначала складываются все номинальные нагрузки (кроме обогревателей):*

Общая нагрузка = 3 ВА / фут$^2$ * 1600 фут$^2$ = 4800 ВА

Нагрузка на кухню = 2 контура * 1500 ВА / контур = 3000 ВА

Нагрузка на прачечную = 1 контур * 1500 ВА / контур = 1500 ВА

Утилизация = 400 ВА

Компактор = 800 ВА

Электродвигатель вентилятора = 4,5 А * 120 В = 540 ВА

Посудомоечная машина = 1400 ВА

Водонагреватель = 4800 ВА

Плита = 12000 ВА

Осушитель = 5000 ВА

Таким образом, общая подключаемая нагрузка для дома без обогревателей:

$$CL_{tot\text{-}no\text{-}heaters} = 34,240\,\text{VA}$$

Общая потребляемая нагрузка для фаз A и B с использованием дополнительного метода для всех нагрузок, кроме нагревателей:

$$DL_{tot,\ без\ нагревателя} = 100\% * 10\,000\ \text{ВА} + 40\%\ (34\,240 - 10\,000)\ \text{ВА} = 19\,696\ \text{ВА}$$

Дополнительная нагрузка из-за обогревателей (коэффициент потребности см. В таблице 7.3) составляет

$$DL_{печи} = 20\,000\ \text{ВА} * 65\% = 13\,000\ \text{ВА}$$

Затем общая нагрузка по запросу для фаз A и B с использованием дополнительного метода для всех нагрузок:

$$DL_{tot,\ без\ нагревателя} = 19\,696\ \text{ВА} + 13\,000\ \text{ВА} = 32\,696\ \text{ВА}$$

Следовательно, потребляемая нагрузка по току для фаз A и B с использованием дополнительного метода:

$$I_{tot,A\text{-}B} = 32\,696\ \text{ВА} / 240\ \text{В} = 136,2\ \text{А}$$

В этом примере дополнительный метод приводит к более низким нагрузкам по запросу, чем стандартный метод, и, таким образом, может использоваться для обоснования уменьшения размера служебного входа в жилые дома.

Для многоквартирных домов, таких как многоквартирные дома, следует учитывать факторы спроса, представленные в таблице 7.4, для определения размера служебного входа с использованием дополнительного метода, как более подробно описано в разделе 7.6.

### *7.3.3 Определение параметров служебного входа*

В зависимости от требуемых нагрузок для фаз и нейтрали можно выбрать размер проводов, а также главный автоматический выключатель для служебного входа в зависимости от типа используемого кабеля (т.е. слоя изоляции и температуры проводника), как обсуждается в главах 5 и 6. Таблица 7.5 может использоваться для определения подходящих размеров проводов и номиналов выключателей для жилых домов с однофазным питанием. Следует отметить, что Раздел 310.15 НЭК (2014) позволяет с коэффициентом 0,83 уменьшить размер незаземленных проводов на входе 120/240 В для жилых помещений номиналом от 100 до 400 А. Выбор обоих проводников размеры и номинальные параметры главного автоматического выключателя основаны на потребляемой нагрузке (в амперах) как для фаз, так и для нейтрали с использованием стандартного или дополнительного метода. Следует отметить, что для односемейных жилых домов номинальные параметры щитка (т.е. номинальные параметры главного выключателя) находятся в диапазоне от 100 до 200 А. Для всех жилых домов, обслуживаемых однофазными или трехфазными системами, размеры проводов должны быть основаны на допустимой нагрузке, указанной в Таблице 6.1, и номиналах автоматического выключателя, перечисленных в Таблице 5.4. Кроме того, чтобы повысить безопасность электрических систем в жилых домах, главная панель должна быть подключена к земле через заземляющий провод, как показано на рисунке 7.5.

**ТАБЛИЦА 7.4**

Факторы спроса на дополнительные методы для многоквартирных домов

| Количество квартир | Коэффициент нагрузки |
|---|---|
| 1–2* | 100% для первых 10 кВА<br>40% на остаток |
| 2–3 | 45 |
| 6–7 | 44 |
| 8–10 | 43 |
| 11 | 42 |
| 12–13 | 41 |
| 14–15 | 40 |
| 16–17 | 39 |
| 18–20 | 38 |
| 21 | 37 |
| 22–23 | 36 |
| 24–25 | 35 |
| 26–27 | 34 |
| 28–30 | 33 |
| 31 | 32 |
| 32–33 | 31 |
| 34–36 | 30 |
| 37–38 | 29 |
| 39–42 | 28 |
| 43–45 | 27 |
| 46–50 | 26 |
| 51–55 | 25 |
| 56–61 | 24 |
| Более 62 | 23 |

*Прим.:* Эта таблица адаптирована из таблицы 220.84 NEC-2014 (NEC, 2014).

Размер заземляющего проводника зависит от размера главного входного фидера, как обсуждается в Главе 6 и как обобщено в таблице 7.6. Следует отметить, что размер нейтрали должен быть больше заземляющего проводника. Если окажется, что сечение заземляющего проводника больше, чем сечение нейтрали, размер нейтрального проводника следует увеличить, чтобы он был таким же, как и сечение заземляющего провода. Дополнительные обсуждения вариантов заземления изложены в Разделе 250 НЭК (2014).

**ТАБЛИЦА 7.5**

Номинальные параметры входа для однофазных сетей и размеры подводящих проводов для жилых помещений

| Номинал основного сервиса (А) | Размер проводника служебного входа (AWG или MCM) | |
|---|---|---|
| | Медные провода | Алюминиевые или покрытые медью алюминиевые провода |
| 100 | 2 AWG | 1/0 AWG |
| 125 | 1 AWG | 2/0 AWG |
| 150 | 1/0 AWG | 3/0 AWG |
| 175 | 2/0 AWG | 4/0 AWG |
| 200 | 3/0 AWG | 250 MCM |
| 225 | 4/0 AWG | 300 MCM |
| 250 | 250 MCM | 350 MCM |
| 300 | 350 MCM | 500 MCM |
| 350 | 500 MCM | 700 MCM0 |
| 400 | 600 MCM<br>или 2 параллельных 3/0 AWG | или 2 параллельных 4/0 AWG 900 MCM<br>или 2 параллельных 250 MCM |

**ТАБЛИЦА 7.6**

Размеры токопроводящих жил для жилых помещений

| Размер проводника служебного входа (AWG или MCM) | | Размер проводника служебного заземления (AWG) | |
|---|---|---|---|
| Медные провода | Алюминиевые или покрытые медью алюминиевые провода | Медные провода | Алюминиевые или покрытые медью алюминиевые провода |
| 3 или 2 AWG | 1 или 1/0 AWG | 8 AWG | 6 AWG |
| 1 или 1/0 AWG | 2/0 или 3/0 AWG | 6 AWG | 4 AWG |
| 2/0 или 3/0 AWG | 4/0 AWG или 250 MCM | 4 AWG | 2 AWG |
| 4/0 AWG – 350 MCM | 300 – 500 MCM | 2 AWG | 1/0 AWG |
| 400 – 600 MCM | 600 – 800 MCM | 1/0 AWG | 3/0 AWG |
| 700 – 1100 MCM | 1000 – 1750 MCM | 2/0 AWG | 4/0 AWG |

Пример 7.4 иллюстрирует подход к выбору проводников служебного входа, номинала главного выключателя и заземляющего проводника.

**Пример 7.4**

**Задача**

Для жилого помещения, рассматриваемого в Примерах 7.2 и 7.3, определите сечения проводников служебного входа, а также номинал главного выключателя. Сравните размеры служебного входа, используя дополнительный метод вместо стандартного. Рассмотрим медные проводники THW для служебного входа.

**Решение**

*Стандартный метод:*

Используя требуемые нагрузки для фаз A и B, а также нейтраль N, найденную в примере 7.2, с использованием стандартного метода, номинал панели составляет 200 A в соответствии с таблицей 7.5 (поскольку требуемая нагрузка составляет 184,8 A), а размер проводники служебного входа для A и B составляют 3/0 THW (Cu) в соответствии с таблицей 7.5. Кроме того, сечение нейтрального проводника составляет 4 THW (Cu) согласно таблице 6.1 (поскольку потребляемая нагрузка составляет 70,3 A). Размер заземляющего проводника в соответствии с таблицей 7.6 составляет 4 AWG (Cu), что соответствует диаметру нейтрального проводника.

*Альтернативный метод:*

Используя требуемые нагрузки для фаз A и B, найденные в примере 7.3 и применяя дополнительный метод, номинал панели можно снизить до 150 A в соответствии с таблицей 7.5 (поскольку требуемая нагрузка составляет 136,2 A) и сечения проводов для A и B равно 1 (на основе таблицы 7.4). Размер заземляющего проводника в соответствии с таблицей 7.6 составляет 6 AWG (Cu), что ниже, чем у нейтрального проводника, равного 4 THW (Cu) с использованием стандартных расчетов.

# *7.4 Ответвления для жилых домов*

У НЭК есть особые требования к количеству розеток и осветительных розеток, которые необходимо разместить в жилых домах. Основные рекомендации кратко изложены в следующих разделах.

### *7.4.1 Общие инструкции для сосудов*

НЭК предъявляет особые требования к размещению сосудов в различных помещениях внутри и снаружи жилых домов. Некоторые из этих сосудов должны быть типа GFCI, особенно те, которые расположены рядом с любым источником воды. Некоторые из этих требований кратко изложены в этом разделе. Однако разработчик должен обратиться в НЭК, чтобы убедиться, что электрическая система соответствует всем требованиям НЭК.

1. *Настенные розетки*: ни одна точка на непрерывной стене не должна находиться на расстоянии более 1,8 м (6 футов) от розетки [210,52 (A) (1)]. На рис. 7.8 показано размещение

емкостей вдоль стен комнаты внутри жилого дома. Лучше начать с контрольного места, такого как дверь или место A на рисунке 7.7, прежде чем размещать розетку на расстоянии 6 футов в точке C. Затем можно разместить другую розетку в точке D, на расстоянии 12 футов от точки C вдоль непрерывного участка. стены. Поскольку стена сломана после точки E, емкости необходимо размещать только в секциях стены шириной не менее 2 футов. Таким образом, емкости размещаются в секциях G-H и H-A (шириной около 7 футов каждая). Однако на участке F емкость не требуется, так как она имеет ширину всего 1,5 фута.

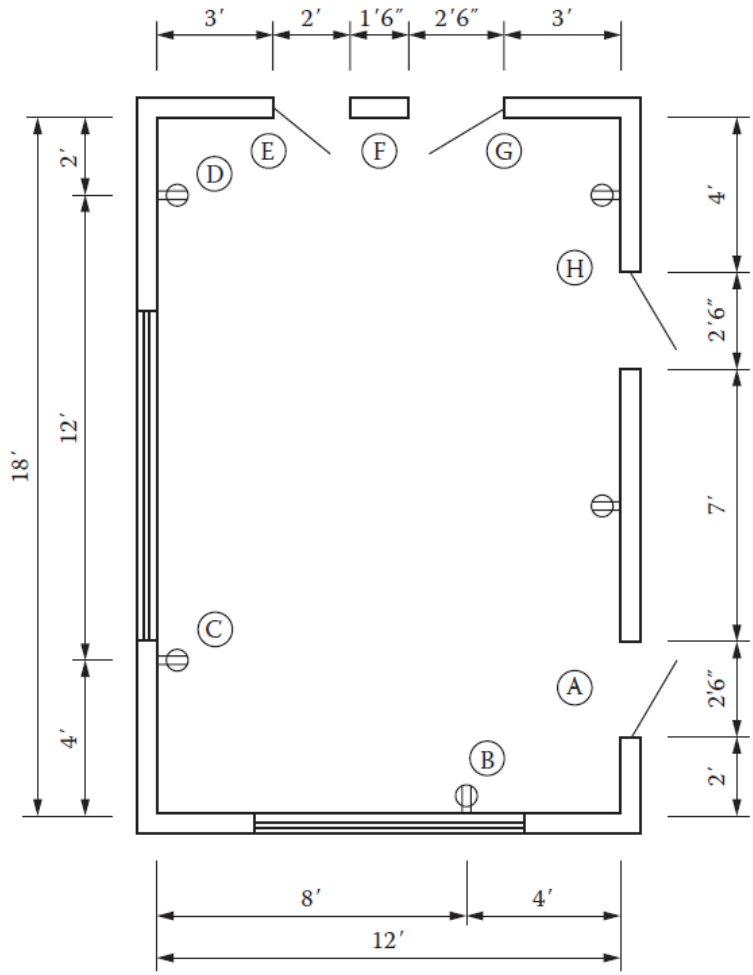



**РИС. 7.7**
Расположение розеток общего назначения в помещении жилого помещения.

2. *Цепи для небольших электроприборов*. На кухне, столовой, кладовой и в комнате для завтрака необходимо установить не менее двух цепей для малых электроприборов на 20 А, 1500 ВА [НЭК 220.52 (B)].
3. *Розетки на столешницах*: Розетки на каждой прилавке шириной более 12 дюймов; ни одна точка на стене не должна находиться на расстоянии более 0,6 м (2 фута) от пробки [НЭК 210.52 (C) (1) - (5)]. На рис. 7.8 показаны варианты размещения розеток на кухонной столешнице. Как обсуждалось в пункте (11), розетки рядом с потребителем должны иметь защиту от замыкания на землю (GFCI).

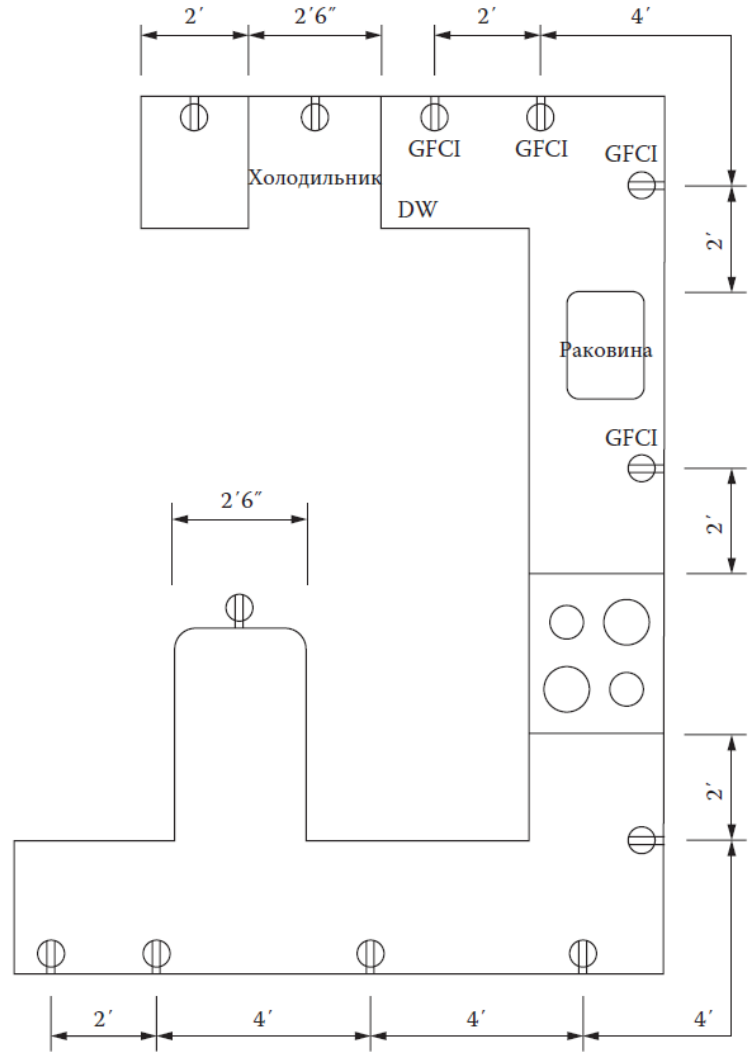



**РИС. 7.8**
Расположение розеток на кухонной столешнице в жилом помещении.

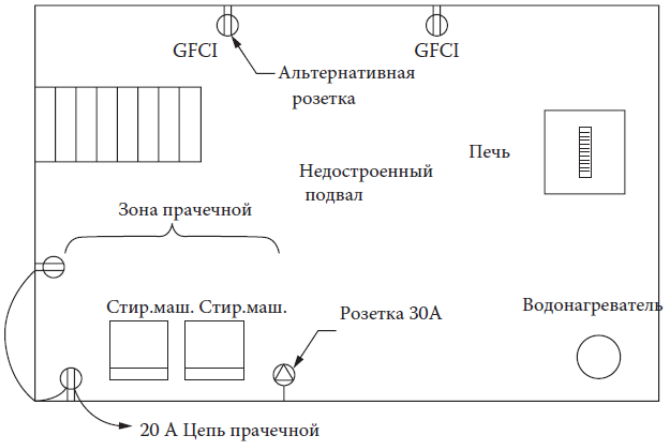



**РИС. 7.9**
Ответвление прачечной в недостроенном подвале.

4. *Настенные розетки в ванной*: настенные розетки с рейтингом GFCI должны быть установлены в пределах 0,9 м (3 фута) от умывальника [НЭК 210.52 (D)].
5. *Наружные розетки*: для дома на одну семью по крайней мере одна розетка, доступная стоя на уровне земли и расположенная на высоте не более 2 м (6,5 футов) над уровнем земли, должна быть установлена спереди и сзади. жилище [НЭК 210.52 (E) (1)].
6. Балконы, террасы и веранды, доступные изнутри жилого помещения, должны иметь по крайней мере одну розетку, установленную по периметру балкона, террасы или крыльца.

Емкость не должна располагаться более чем на 2 м (6,5 фута) над поверхностью балкона, террасы или крыльца [НЭК 210.52 (E) (3)].

7. *Розетки в зоне стирки*: В зоне стирки должна быть установлена как минимум одна цепь на 20 А, 1500 ВА [НЭК 220.52 (B) и 210.11 (C) (2)]. На рис. 7.9 показана ответвительная цепь на 20 А, обслуживающая прачечную, расположенную в недостроенном подвале. Обратите внимание, что розетка для осушителя не обслуживается этой ответвленной цепью на 20 А. Как указано в следующем требовании, в недостроенном подвале требуется по крайней мере одна розетка для розеток GFCI.
8. *Розетки в подвале, в подвальном помещении и гараже*: В подвале, в подвальном помещении и в пристроенном гараже жилого дома должна быть установлена как минимум одна розетка с защитой от GFCI. [НЭК 210.52 (G) (1)]
9. Коридоры: В жилых единицах коридоры длиной 10 футов и более должны иметь по крайней мере одну розетку. [НЭК 210.52 (H)]
10. Фойе, которые не являются частью коридора в соответствии с 210.52 (H) и которые имеют площадь более 60 футов$^2$, должны иметь розетку (розетки), расположенную в каждом пространстве стены шириной 3 фута или более и не прерываемый дверные проемы, окна от пола до потолка и аналогичные проемы [НЭК 210.52 (I)].
11. Все однофазные розетки на 125 В, 15 и 20 А, установленные в перечисленных местах, должны иметь защиту GFCI для персонала: ванные комнаты, гаражи, вспомогательные здания, на открытом воздухе, в местах для прогулок, недостроенных подвалах, кухнях и в пределах 6 футов от раковин.

### *7.4.2 Общие указания по розеткам освещения*

НЭК предъявляет особые требования к местам освещения и переключателям, как указано здесь:

1. Во всех жилых комнатах и ванных комнатах требуется как минимум одна настенная розетка с выключателем для освещения [НЭК 210.70].
2. В подъездах, на лестничных площадках, в пристроенных гаражах и отдельно стоящих гаражах с электроэнергией должна быть установлена не менее одной розетки с выключателем освещения.
3. В жилых помещениях, пристроенных гаражах и отдельно стоящих гаражах с электроэнергией должна быть установлена по крайней мере одна настенная осветительная розетка, управляемая выключателем, для освещения внешней стороны внешних входов или выходов с доступом на уровне земли. Дверь транспортного средства в гараже не считается входом или выходом с улицы.
4. Если одна или несколько осветительных розеток установлены на внутренних лестницах, должен быть настенный выключатель на каждом уровне этажа и на уровне лестничной площадки, который включает в себя вход, для управления осветительными розетками на лестнице между этажами. с шестью или более подступенками.
5. На чердаках, подпольных помещениях, подсобных помещениях и подвалах должна быть установлена по крайней мере одна розетка освещения, содержащая выключатель или управляемая настенным выключателем, где эти помещения используются для хранения или содержат оборудование, требующее обслуживания. По крайней мере, один пункт контроля должен находиться в обычном пункте входа в эти помещения. Розетка освещения должна быть расположена на оборудовании, требующем обслуживания, или рядом с ним.

### *7.4.3 Общая процедура определения размеров ответвлений*

Характеристики ответвленной цепи связаны с размером автоматического выключателя, который защищает нагрузки, обслуживаемые цепью. Подключенную нагрузку следует использовать для оценки размера автоматического выключателя. Следует отметить, что НЭК заявляет, что для непрерывных нагрузок (т.е. непрерывной работы более 3 ч) ответвленная цепь может быть нагружена только на 80% от своего номинала. В жилых зданиях большая часть нагрузок непостоянна, поэтому ответвления могут быть рассчитаны на 100% нагрузку. Для определения размеров как автоматического выключателя, так и проводников, связанных с ответвленной цепью, подключенные и потребляемые нагрузки выражаются в амперах, как указано в уравнениях 7.9 и 7.10:

$$I_{CL-BC} = \frac{VA\text{-}Rating}{E}$$ (для однофазных нагрузок)

$$I_{CL-BC} = \frac{VA\text{-}Rating}{\sqrt{3}E}$$ (для трехфазных нагрузок) (7.9)

где

*VA-Rating* - это общая мощность подключенной нагрузки в ВА.

*E* - напряжение, обслуживаемое нагрузкой (обычно 120 или 240 В для однофазных нагрузок и 208 В для трехфазных нагрузок).

Если нагрузка обслуживается трехфазным напряжением,

$$I_{DL-BC} = DF * I_{CL-BC} \quad (7.10)$$

с *DF* = 100% для непостоянной нагрузки и *DF* = 125% для продолжительной нагрузки.

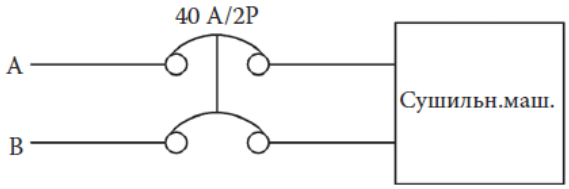



**РИС. 7.10**
**Двухполюсный выключатель для параллельной цепи сушилки.**

Пример 7.5 иллюстрирует базовую процедуру расчета для определения номинальной мощности параллельной цепи осушителя. На рисунке 7.10 показано общее представление автоматического выключателя и его номинальных характеристик.

**Пример 7.5**

**Задача**

Определите номинальные характеристики ответвленной цепи, обслуживающей осушитель 7500 ВА при напряжении 240 В. Укажите размер медных проводов (типа THW), обслуживающих осушитель.

**Решение**

Сначала оценивается нагрузка сушилки в амперах:

$$I_L = \frac{7500\ \text{A}}{240\ \text{V}} = 31.25\ \text{A}$$

Из Таблицы 5.4 показано, что номинальный ток автоматического выключателя для защиты параллельной цепи, обслуживающей осушитель, составляет 40 А с двумя полюсами (поскольку осушитель питается от 240 В). Размер медных проводников для ответвления составляет # 8 THW.

## *7.5 Общая процедура проектирования*

Проектирование электрических систем для жилых помещений - довольно простая процедура, так как она хорошо описана требованиями НЭК. Подход можно резюмировать в следующих этапах:

*Шаг 1*. Оцените подключенные нагрузки для осветительных приборов, розеток, приборов и систем отопления / охлаждения. Оценка может проводиться с использованием разных источников:

• Разметка розеток (180 ВА).

• Светильники (номинал ламп до 100 ВА).

• Получите производственный рейтинг для любого необходимого фиксированного и специального оборудования.

*Шаг 2*: Определите размеры фидера служебного входа, главного автоматического выключателя и заземляющего проводника, как указано в разделе 7.3.

*Шаг 3*: Определите ответвления, необходимые для обслуживания всех нагрузок, включая освещение, розетки и приборы. Обычно для освещения / розеток используются ответвительные цепи на 15 и 20 А. Стационарные и специальные приборы обслуживаются по выделенным параллельным цепям. В разделе 7.4 изложены рекомендации по определению размеров ответвлений.

*Шаг 4*: Разработайте график панели, чтобы обеспечить балансировку подключенных нагрузок между фазами. Дисбаланс между фазами не должен превышать 10%.

| График панели | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Описание | Нагрузка A | Нагрузка B | Отключение выключателя (А) | A B | Отключение выключателя (А) | Нагрузка A | Нагрузка B | Описание |
| Плита | 40.74 | 40.74 | 50 | | 30 | 24.12 | 24.12 | Нагреватель |
| Посудомоечн.маш. | 9.1 | | 15 | | 15 | 7 | | Утилизация |
| Стир.машина | | 12 | 15 | | 30 | 24 | 24 | Сушильн.маш. |
| Прачечная | 16 | | 20 | | 20 | 16 | | Кухня |
| Кухня | | 16 | 20 | | 15 | | 12 | Розетка |
| Розетка | 12 | | 15 | | 15 | 12 | | Розетка |
| Розетка | | 12 | 15 | | 15 | | 12 | Розетка |
| Освещение | | 16 | 20 | | 20 | | 16 | Освещение |
| Освещение | 16 | | 20 | | | | | |
| Всего | 93.84 | 96.74 | 190 | | 160 | 83.12 | 88.12 | |

| Баланс: | A | B |
|---|---|---|
| | 176.96 | 184.86 |
| | | 4% |

**РИС. 7.11**
Панельный график для дома сбалансирован в пределах 10%.

Для представления графиков панелей можно использовать разные форматы. На рисунке 7.11 представлен пример расписания панели.

*Шаг 5*: Предоставьте схемы подключения и переключения. Должны быть предусмотрены схемы этажей с указанием ответвлений, обслуживающих все нагрузки, а также расположения переключателей, основных панелей, розеток, осветительных приборов и специальных розеток. Ответвительные цепи должны быть обозначены теми же номерами, что и в спецификации панели. На рисунках 7.12 и 7.13 показаны примеры схем подключения и коммутации соответственно. Детали переключения и схемы могут быть предоставлены в одной и той же схеме.

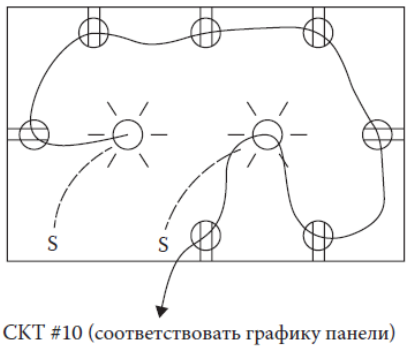



**РИС. 7.12**
Ответвленная цепь, обозначенная на схеме соединений.

Пример 7.6 иллюстрирует полный подход к расчету для проектирования основных элементов электрической системы односемейного дома. На рисунке 7.14 показана комбинированная схема включения и выключения.

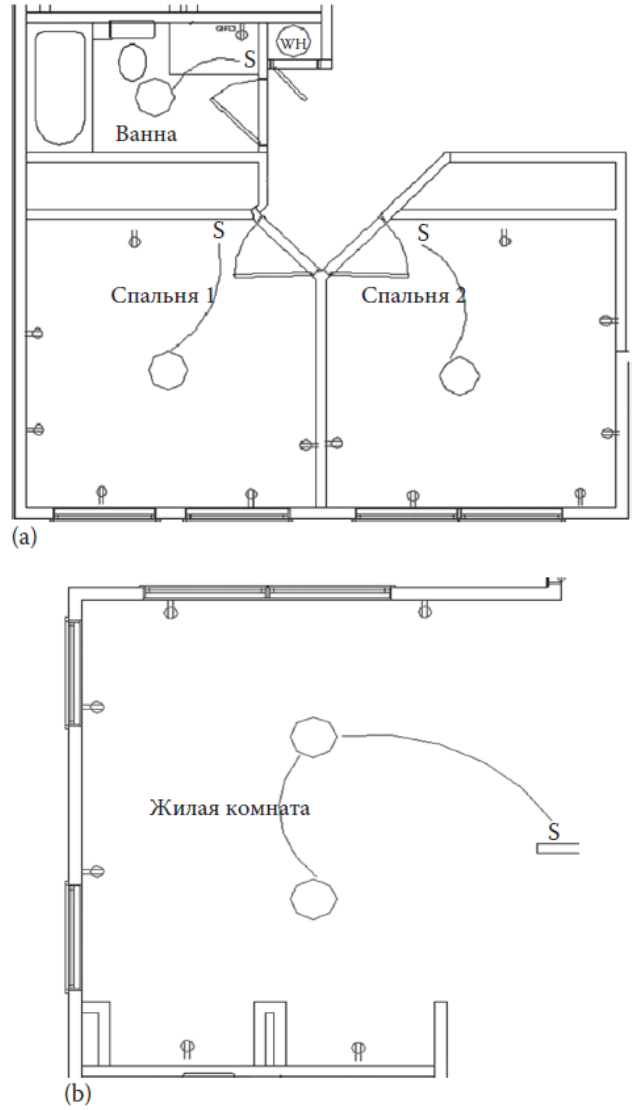



**РИС. 7.13**
Расположение (а) переключателей и (б) связанных с ними нагрузок в схеме переключения.

**Пример 7.6**

**Задача**

Проектирование электросистемы одного дома

• Дом: ранчо размером 40 футов × 25 футов

• 1 параллельная цепь: для спален (шесть розеток, две лампы мощностью 100 ВА каждая)

• 1 параллельная цепь: для жилого помещения (семь розеток, две лампы мощностью 100 ВА каждая)

• Кухня + прачечная

• Бытовая техника: водонагреватель (5000 кВА, 240 В), осушитель (4500 ВА, 240 В), плита (8000 ВА, 240 В)

- Размер основной службы (номинал панели, заземление, провода A / B / N)

- Показать график панели

- Определите размеры всех цепей и оцените количество требуемых ответвлений.

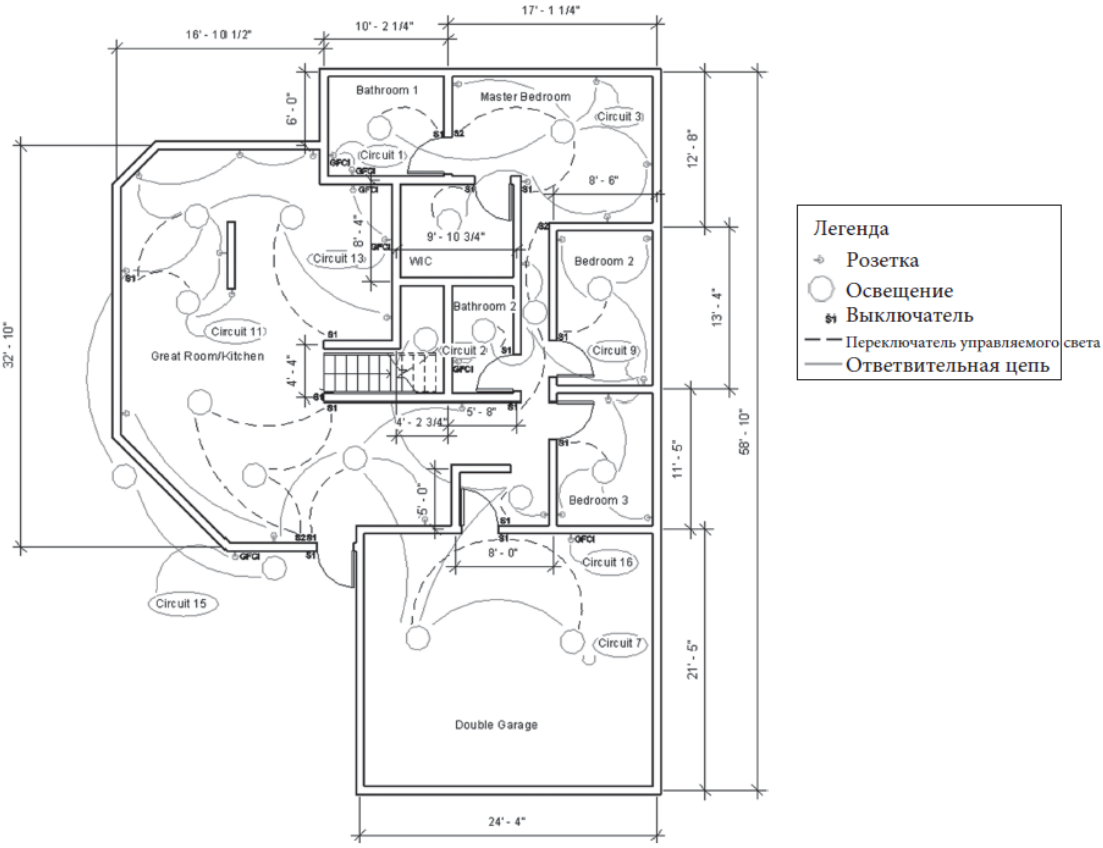



**РИС. 7.14**
Комбинированная схема коммутации для дома.

## Решение

*Ответвительные цепи:*

Водонагреватель: $I_L = 5000\ \text{VA} / 240\ \text{V} = 20.8\ \text{A} \rightarrow 30\ \text{A/2P, 10 THW}$

Сушильн.маш.: $I_L = 4500\ \text{VA} / 240\ \text{V} = 18.75\ \text{A} \rightarrow 20\ \text{A/2P, 12 THW}$

Плита: $I_L = 8000\ \text{VA/240 V} = 33.3\ \text{A} \rightarrow 40\ \text{A/2P, 8 THW}$

Кухня: 2 цепи номиналом $20\ \text{A/1P}\ (I_L \approx 0.8 \times 20\ \text{A} = 16\ \text{A})$

Прачечн.: 1 цепь номиналом $20\ \text{A/1P}\ (I_L \approx 16\ \text{A})$

Спальня: $I_L = \dfrac{6 \times 180 + 2 \times 100}{120\ \text{V}} = 10.7\ \text{A} \rightarrow 15\text{A/1P}$

Жилая комн: $I_L = \dfrac{7 \times 180 + 2 \times 100}{120\ \text{V}} = 12.2\ \text{A} \rightarrow 15\text{A/1P}$

Количество ответвлений $= 2 * 3 + 5 = 11$

*Служебный вход: стандартный способ*
Размер фаз, заземление и главный выключатель панели

1. Общее освещение / розетки
Фактическая нагрузка ВА = $13 \times 180 + 4 \times 100 = 2740\ \text{VA}$
Минимальная нагрузка НЭК = $3\ \text{VA} / \text{ft}^2 \times 1000\ \text{ft}^2 = 3000\ \text{VA}$
Кухня / Прачечная = $3 \times 1500 = 4575\ \text{VA}$
Используя Минимальную нагрузку НЭК = $\overline{\text{CL} = 7500\ \text{VA}}$

*DL* = 100% × 3000 + 35% × 4500 = 4575 ВА

2. Стационарная техника
Водонагреватель = 5000 ВА
3. Специальная техника
Осушитель (4500 ВА) = 5000 ВА (см. Примечание к таблице 7.1)
Плита (8800 ВА) = 80% * 8000 ВА = 6400 ВА (см. Таблицу 7.2)

$$DL_{Tot} = 20,975\ \text{VA}$$
$$\rightarrow I_{L,\text{A}+B} = \frac{20,975\ \text{VA}}{240\ \text{V}} = 87.4\ \text{A}$$

Таблица 7.5® Использование 100 А / 2Р

Таблица 7.5® Использование № 3 THW (Cu)

Таблица 7.6® Сервисное заземление # 8 (Cu)

*Нейтральный размер*
1. Общее освещение / розетки
*DL* = 4575 ВА
2. Стационарная техника
*DL* = 0
3. Специальная техника
Осушитель = 5000 × 0,7 = 3500 ВА
Плита = 6400 × 0,7 = 4480 ВА

$$DL_{Tot,\text{N}} = 12,555\ \text{VA}$$
$$I_{L,N} = 12,555\ \text{VA} / 240\ \text{V} = 52.3\ \text{A}$$

Таблица 7.3® №6 для нейтрали

Нейтраль> Заземление (ОК!)

*График панели*

| Тип нагрузки | A | B | CB | | | CB | A | B | Тип нагрузки |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Плита | 33.3 A | | 40 A/2P | 1 | 2 | 20 A/2P | 18.75 | | Осушитель |
| | | 33.3 A | | 3 | 4 | | | 18.75 | |
| Нагреватель | 20.8 A | | 30 A/2P | 5 | 6 | 20 A/1P | 16 A | | Кухня 1 |
| | | 20.8 A | | 7 | 8 | 20 A/1P | | 16 A | Кухня 2 |
| Спальня | 10.7 A | | 15 A/1P | 9 | 10 | 15 A/1P | 12.2 A | | Жилая комн. |
| Прачечная | | 16 A | 20 A/1P | 11 | 12 | | | | |
| Всего | 64.8 A | 70.1 A | | | | | 47 A | 34.75 A | Всего |

$$\left.\begin{aligned} I_{L,A} &= 64 + 47 = 111\ \text{A} \\ I_{L,B} &= 70 + 35 = 105\ \text{A} \end{aligned}\right\} \quad \%\ \text{несбаланс.} = \frac{111\ \text{A} - 105\ \text{A}}{111\ \text{A}} = 5\%$$

# *7.6 Электрические системы для многоквартирных домов*

Разработанный для односемейных домов подход к проектированию и расчету применим к любому жилому дому, в том числе и к многоэтажным квартирам. Как стандартные, так и дополнительные методы можно использовать для определения размера служебного входа в многоквартирные жилые дома, как показано на рисунке 7.15, для квартиры с двумя квартирами.

Стандартный метод, описанный в разделе 7.3.1, может применяться для определения размера питателя для многоквартирного дома. В примере 7.7 показаны детали расчета с использованием стандартного метода для многоквартирного дома с несколькими квартирами.

**Пример 7.7**

**Задача**

Подсчитайте служебный вход для многоквартирного дома с 26 блоками, обслуживаемыми напряжением 120/240 В.

Каждый блок имеет площадь 850 кв. футов и следующие электрические нагрузки: посудомоечная машина 1,4 кВА, утилизация 920 ВА, сушильная машина 5 кВА, плита 8 кВА, 480 электродвигатель вентилятора VA.

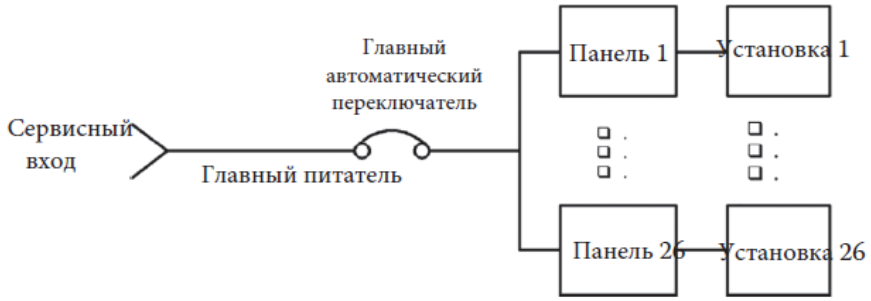



**РИС. 7.15**
Фидер, обслуживающий 26-квартирный жилой дом.

**Решение**

Расчет выполняется стандартным методом, описанным в разделе 7.3.1:

*Размер фаз:*

1. Общее освещение / розетки: 3ВА / фут$^2$ x 850 фут$^2$ x 26 = 66 300 ВА.

Кухня: 2 CKT × 1, 500 BA × 26 = 78, 000 BA
Прачечная: 1 500 BA × 26 = 39 000 BA
Потребляемая нагрузка = 100% × 3000 + 35% × 117000 + 25% × 66 300 = 59, 775 BA
2. Стационарная техника
Посудомоечная машина: 26 × 1, 400 × 75% = 27, 300 BA
Утилизация: 26 × 920 × 75% = 17, 940 BA
Электродвигатель вентилятора: 26 × 480 × 75% = 9360 BA
3. Специальная техника
Осушитель: 26 × 32,5% × 5 000 BA = 42, 250 BA (см. Таблицу 7.1)
Плита: 26 × 24% × 8000 BA = 49, 920 BA (см. Таблицу 7.2)
Утилизация: 25% × 920 = 230 BA (наибольшая и единственная нагрузка двигателя)
$DL_{Total,A+B}$ = 208 000 BA
$I_{L,A+B}$ = 860 A
Так как желательно использовать проводники 500 MCM (THW-Cu) или меньше, а допустимая нагрузка на провод 500 MCM составляет 380 A: количество параллельных проводов = 860/380 ≈ 3
Рекомендуется использовать три параллельных проводника 350 MCM THW (Cu), каждый из которых выдерживает нагрузку 286 A.

*Размер нейтрали:*
Расчеты такие же, как и для фаз A и B, но используются только 70% нагрузки сушилки:

$$D_{L,N} = 179,200 \text{ VA}$$

$$I_{L,N} = 179,200 \text{ VA}/(240 \text{ V} * 3) = 249 \text{ A}$$

Таким образом, три параллельных проводника 250 MCM (THW Cu) могут быть использованы для нейтрали главного служебного входного фидера, питающего жилой дом.

Дополнительный метод может также применяться для определения размеров проводов для фаз питающей сети служебного входа в многоквартирном доме с использованием той же процедуры, которая описана в разделе 7.3.2. Тем не менее, нагрузка по запросу оценивается с использованием факторов спроса $D_{FO}$, перечисленных в таблице 7.4, и общей подключенной нагрузки здания, $CL_{tot\text{-}O}$, включая самую большую из систем кондиционирования и отопления, как выражено уравнением 7.11:

$$DL_{tot\text{-}O} = DF_O * CL_{tot\text{-}O} \qquad (7.11)$$

Следует отметить, что НЭК позволяет для двухквартирных квартир использовать меньшую нагрузку от спроса, полученную с помощью уравнения 7.8 с двухквартирными домами и найденную с помощью уравнения 7.11 для трехквартирных домов с одинаковой площадью пола и количеством приборов. В примере 7.8 показано применение необязательного метода для определения размера фаз фидера многоквартирного жилого дома, рассмотренного в примере 7.7.

**Пример 7.8**
**Задача**
Определите размер служебного подъезда для 26-квартирного многоквартирного дома из Примера 7.7, используя дополнительный метод.
**Решение**
Сначала добавляются все подключенные нагрузки для 26 установок:
Общее освещение / розетки: 3 BA / фут$^2$ x 850 фут$^2$ x 26 = 66 300 BA
Кухни: 2CKTs x1 500 VA x 26 = 78 000 BA
Нагрузка на прачечную: 1500 BA x 26 = 39000 BA
Посудомоечные машины: 26 x 1, 400 = 36, 400 BA
Одноразовые: 26 x 920 = 23 920 BA.
Электродвигатели нагнетателя: 26 x 480 = 12, 480 BA
Осушители: 26 ´ 5000 BA = 130 000 BA
Плита: 26 x 8000 BA = 108 000 BA

Общая подключенная нагрузка:

$$CL_{tot\text{-}O} = 594,600 \text{ VA}$$

$DF_0$ из Таблицы 7.4 для 26-квартирного многоквартирного дома составляет 34%; таким образом, коэффициент нагрузки равен

$$DL_{tot\text{-}O} = 0.34 * 594,600 \text{ VA} = 202,164 \text{ VA}$$

Таким образом, нагрузка для фаз A и B, выраженная в амперах, очень близка к нагрузке, найденной стандартным методом:

$$I_{L,O} = 202,164 \text{ VA}/240 \text{ V} = 842 \text{ A}$$

Таким образом, рекомендуется использовать три параллельных проводника 350 MCM THW (Cu), каждый из которых может выдерживать нагрузку 281 A.

# 7.7 Практический пример: Анализ электрических систем для ранчо

### *7.7.1 Описание здания*

В данном тематическом исследовании электрическая система жилого дома оценивается на соответствие требованиям НЭК. Здание представляет собой одноквартирный одноэтажный особняк, расположенный в Денвере, штат Колорадо. Первоначальное строительство было построено в 1880-х годах, но с момента его постройки были внесены дополнения и улучшения. Дом состоит из одного (1) цокольного этажа, одного (1) недостроенного подвала и одного (1) недостроенного чердака. На первом этаже, как показано на рисунке 7.16, есть две (2) спальни, полторы ванные комнаты, одна (1) кухня и одна (1) гостиная. В подвале, как показано на Рисунке 7.17, есть одна (1) прачечная. Имеется около 85 м$^2$ жилой и кондиционированной площади. Электрическая система в доме относительно новая, так как она была изменена, когда в начале 2000-х годов к задней части дома была добавлена небольшая пристройка площадью 12 м$^2$ (130 футов$^2$). Когда пристройка была построена, вся электрическая проводка дома была модернизирована и приведена в соответствие с правилами того времени.

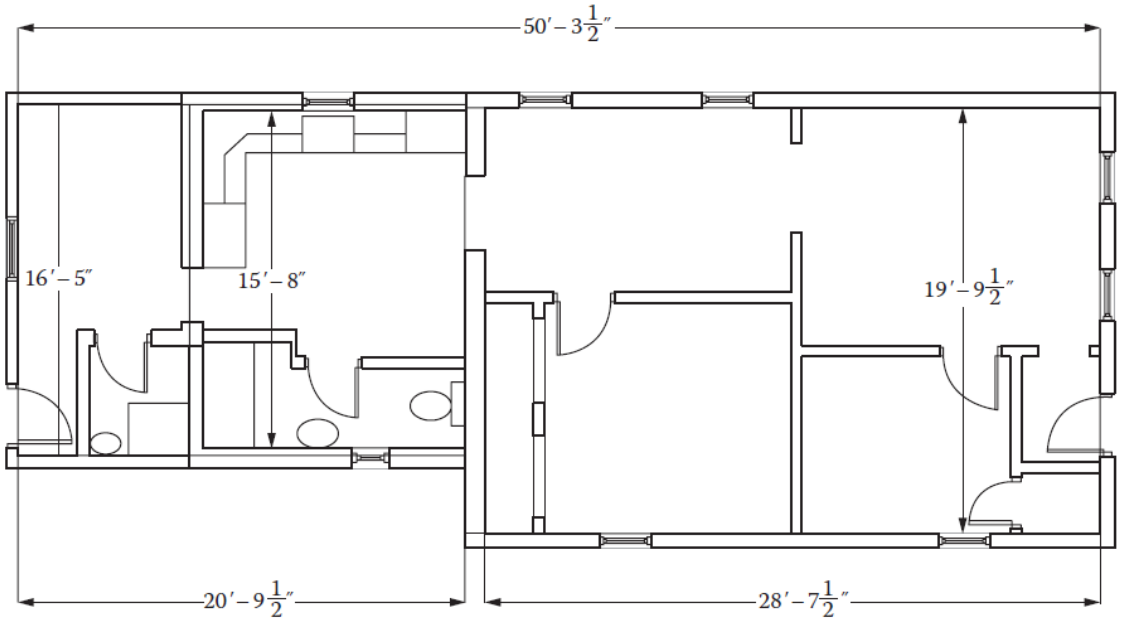



**РИС. 7.16**
План первого этажа проверенного ранчо.

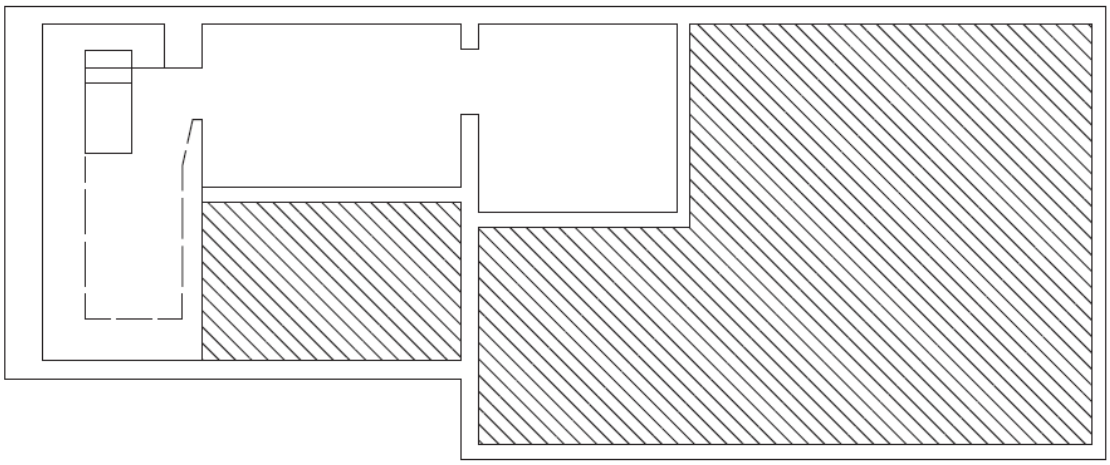


**РИС. 7.17**
План подвального этажа проверенного ранчо.

### *7.7.2 Описание электрической системы*

Электроэнергия в дом подается по основным фидерам от верхнего служебного входа к главной панели. Главная панель находится снаружи здания, а наверху коробки прикреплен электросчетчик. Основная панель заземлена стержнем, расположенным чуть ниже выключателя.

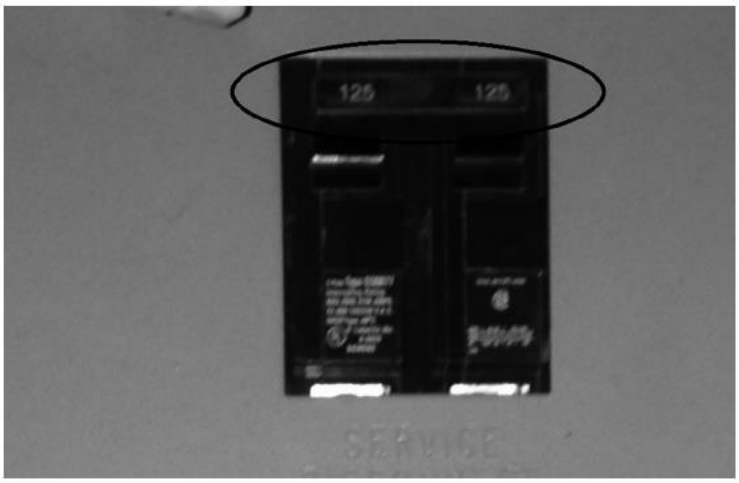



**РИС. 7.18**
Главный автоматический выключатель с размерами.

*Размеры панели и основного фидера*: Главный автоматический выключатель панели рассчитан на 125 А, как показано на рисунке 7.18, и питается от основного фидера, который, как предполагается, имеет размер # 1 AWG THW (Cu). Это взято из таблицы 310.15 (B) (16) из НЭК (2014), зная, что основная цепь рассчитана на 125 А. Предполагается, что нейтральный провод имеет тот же размер, что и главные фидеры, поскольку электрики обычно используют тот же размер. провод.

*Заземление*. Как упоминалось ранее, дом заземляется металлическим стержнем, который вбивается в землю, как показано на Рисунке 7.19. Предполагается, что заземляющий провод имеет диаметр 6 AWG (Al), как указано в таблице 250.66 НЭК (НЭК, 2014).



**РИС. 7.19**
Провод и стержень заземления.




**РИС. 7.20**
Главный автоматический выключатель.

*Количество контуров*: Панель включает 21 контур. Когда в начале 2000-х годов была переделана электропроводка в доме, большинство автоматических выключателей были заменены тандемными автоматическими выключателями, чтобы освободить больше места без замены всего кожуха. В настоящее время нет доступных дополнительных схем, поэтому гибкость панели ограничена. Однако,

если бы три однополюсных цепи были заменены тандемными цепями, то было бы три резервных цепи. Автоматические выключатели защищают все домашние параллельные цепи, включенные в панель, как показано на Рисунке 7.20.

*Розетки, выключатели, фонари*: проверяемая палата имеет в общей сложности двадцать восемь (28) двойных розеток и три (3) специальных двойных розетки. Три розетки в ванных комнатах - это розетки GFCI, а также все четыре розетки над столешницей кухни. В доме шестнадцать (16) выключателей, по крайней мере, по одному в каждой комнате. Все переключатели являются типичными переключателями включения / выключения, за исключением переключателя в главной ванной, который имеет датчик движения. В доме всего семнадцать (17) осветительных приборов, каждая с разным количеством лампочек. Всего имеется семь (7) светодиодных ламп мощностью 9,5 Вт, четырнадцать (14) ламп CFL мощностью 15 Вт, шесть (6) ламп накаливания мощностью 40 Вт и две (2) лампы накаливания мощностью 60 Вт. На рисунках 7.21 и 7.22 показаны схемы розеток, выключателей и светильников, соответственно, для первого этажа и подвала дома.

*Стационарная техника*: В доме есть следующая стационарная техника:

- Потолочный вентилятор
- Посудомойка
- Вывоз мусора
- Вытяжной вентилятор (с освещением 40 Вт)
- Стиральная машина

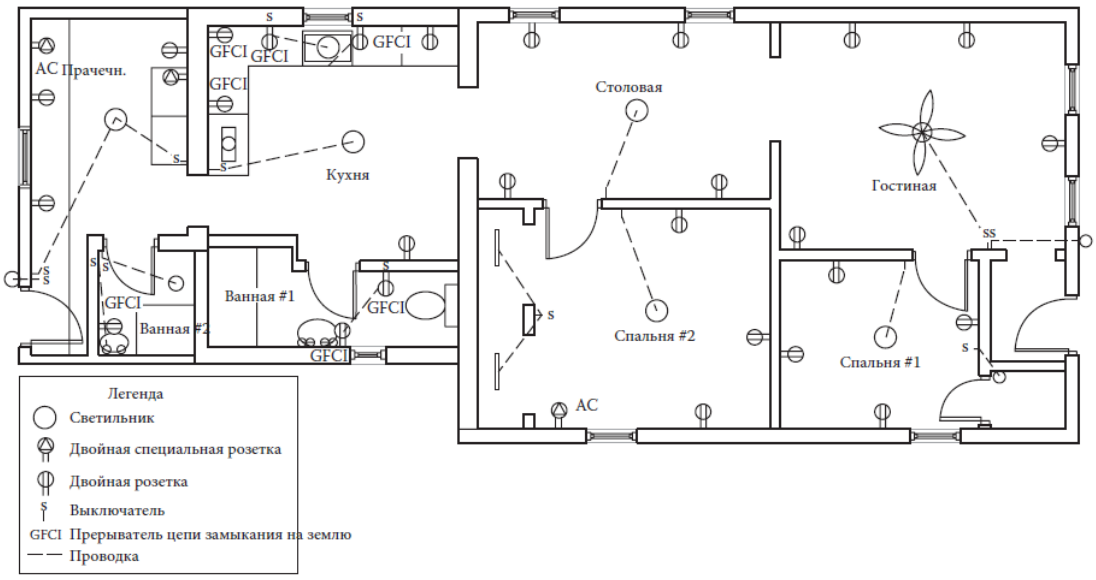



**РИС. 7.21**
Розетки, освещение и выключатели на первом этаже проверенного ранчо.

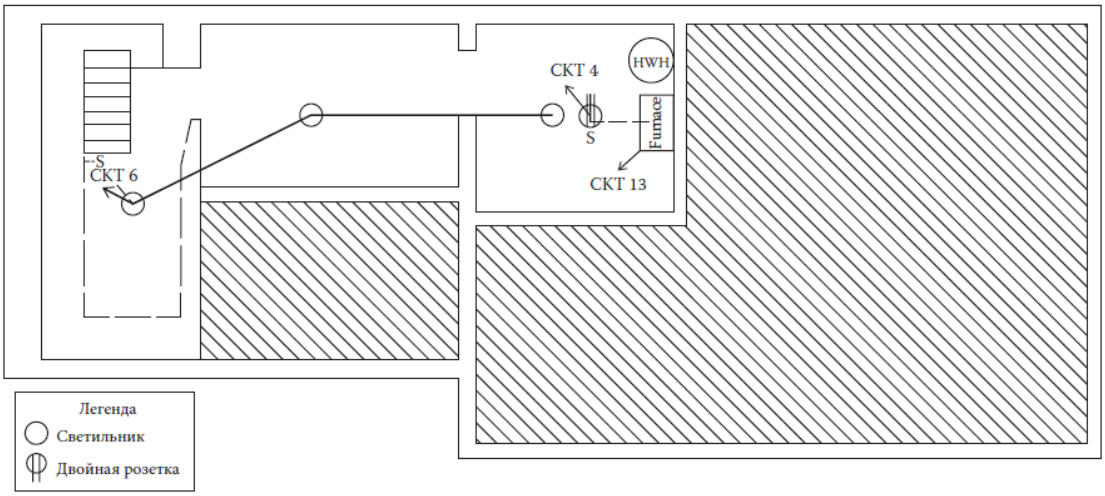



**РИС. 7.22**
Розетки, освещение и выключатели на первом этаже проверенного ранчо.

*Специальная техника*: В доме есть следующая специальная техника:
• Электрическая плита
• Сушилка для белья
• Испарительный кулер
• Кондиционер
• Печь (газ)

Нагрузки для каждого из этих устройств более подробно описаны в следующих разделах.

### *7.7.3 Оценка нагрузки*

*Розетки*: Согласно НЭК 220.14 (I), нагрузка каждой розетки может составлять 180 ВА. Всего в доме имеется двадцать восемь (28) неспециальных розеток с общей нагрузкой 5040 ВА. Все розетки в ванной и на кухне над столешницей имеют GFCI, всего семь (7). Расположение и мощность розеток указаны в Таблице 7.6.

*Освещение*: осветительные приборы и связанные с ними мощные нагрузки, распределенные по всему дому, представлены в таблице 7.7.

*Стационарные приборы*. Сводная информация о стационарных приборах и связанных с ними нагрузках, доступных по всему дому, представлена в таблице 7.8.

*Специальные приборы*: Стационарные приборы и их мощность указаны в таблице 7.9. Все нагрузки были определены с использованием паспортных данных.

**ТАБЛИЦА 7.7**

Список осветительных приборов

| Комната | Тип лампы | Ватт на лампочку | Кол-во ламп | Общая мощность |
|---|---|---|---|---|
| Гостиная | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 1 | 15 |
| | LED | 9.5 (60 W эквивален.) | 3 | 28.5 |
| Спальня #1 | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 3 | 45 |
| Спальня #2 | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 2 | 30 |
| | CFL трубч. | 15 (60 W эквивален.) | 2 | 30 |
| Столовая | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 1 | 15 |
| | LED | 9.5 (60 W эквивален.) | 1 | 9.5 |
| Ванная #1 | Лампа накаливания | 40 | 4 | 160 |
| Ванная #2 | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 1 | 15 |
| | Лампа накаливания | 40 | 2 | 80 |
| Кухня | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 2 | 30 |
| | LED | 9.5 (60 W эквивален.) | 1 | 9.5 |
| Прачечн. | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 1 | 15 |
| | LED | 9.5 (60 W эквивален.) | 2 | 19 |
| Подвал | CFL | 15 (60 W эквивален.) | 1 | 15 |
| | Лампа накаливания | 60 | 2 | 120 |
| | | | Всего | 636.5 |

**ТАБЛИЦА 7.8**

Сводка рейтингов стационарных устройств

| Комната | Прибор | Напряжение | Мощность |
|---|---|---|---|
| Гостиная | Потолочн.вентилятор | 120 | 55 |
| Кухня | Посудомоечн.маш. | 120 | 1440 |
| | Утилизация | 120 | 828 |
| | Вентилятор (с освещением 40 Вт) | 120 | 256 |
| Прачечн. | Стир.маш. | 120 | 1200 |

**ТАБЛИЦА 7.9**

Сводка рейтингов специальной техники

| Комната | Прибор | Напряжение | Мощность |
|---|---|---|---|
| Кухня | Электроплита | 240 | 12,500 |
| Прачечн. | Электрическая сушилка | 240 | 5,600 |
| | Испарительный кулер | 120 | 460 |
| Спальня #1 | Кондиционер | 120 | 820 |
| Подвал | Печь (газовая) | 120 | 1,200 |

### *7.7.4 Электрическая схема*

Электрическая схема розеток, выключателей и освещения для конкретных комнат приведена на рисунке 7.23. Обратите внимание, что ответвительные цепи включают как розетки, так и осветительные приборы, что является обычной практикой для жилых домов, поскольку для обеих нагрузок требуется одинаковое напряжение.

### *7.7.5 Зонирование и нагрузки ответвлений*

Сводка всех зон автоматического выключателя представлена в Таблице 7.10. Объяснение автоматических выключателей неправильного размера можно найти в следующем разделе. В этом

разделе просто обсуждается общая компоновка цепей, а также анализируется логика зон и гибкость системы в ее текущем состоянии.

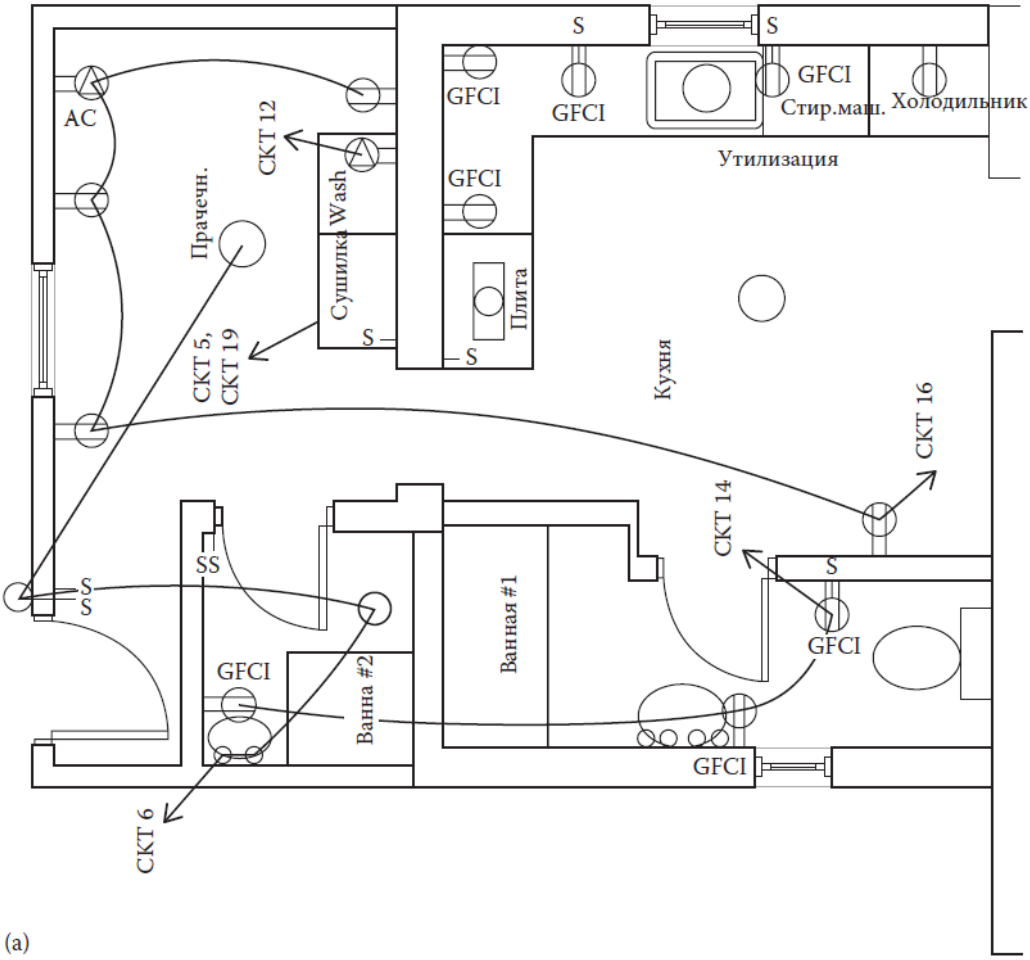
После проверки нагрузок для всех ответвлений электрическая распределительная система не зонирована эффективно. Каждая область дома не обязательно обслуживается одним контуром. Например, розетки спальни №1 и спальни №2 находятся в одной ответвленной цепи, а осветительные приборы для двух спален находятся в отдельной ответвленной цепи. Было бы удобнее иметь все электрические компоненты (освещение и розетки) для спальни №1 в одной ответвленной цепи, а электрические компоненты (освещение и розетки) для спальни №2 в другой ответвленной цепи. Эта проблема была замечена по всему дому. Фактически, ни одна из параллельных цепей не обслуживает одновременно осветительную и розеточную нагрузки. Этот метод подключения приводит к дисбалансу между низкими нагрузками в ответвленных цепях освещения и высокими нагрузками в ответвленных цепях розеток.

Низкие нагрузки на цепи освещения обеспечивают хорошую гибкость для будущего расширения. Тем не менее, нельзя рассматривать дополнительные нагрузки для выходных цепей. Фактически, контур №5 перегружен семью розетками и одним блоком кондиционирования воздуха. Если бы осветительные и розеточные розетки в спальне № 2 были подключены к одной цепи, а не по схеме подключения тока, нагрузка была бы только 1420 Вт, а сила тока - 11,8 А, что приемлемо для ответвленной цепи, защищенной током 15 А / 1 полюс. номинальный автоматический выключатель. Кроме того, размеры других ответвлений кажутся недостаточными, в первую очередь, все цепи освещения. В качестве корректирующей меры можно объединить ответвительные цепи с малой нагрузкой, чтобы уменьшить общее количество цепей и повысить гибкость главной панели в будущем, сделав доступными дополнительные резервные цепи. График панели для проверенного жилища показан на Рисунке 7.24.

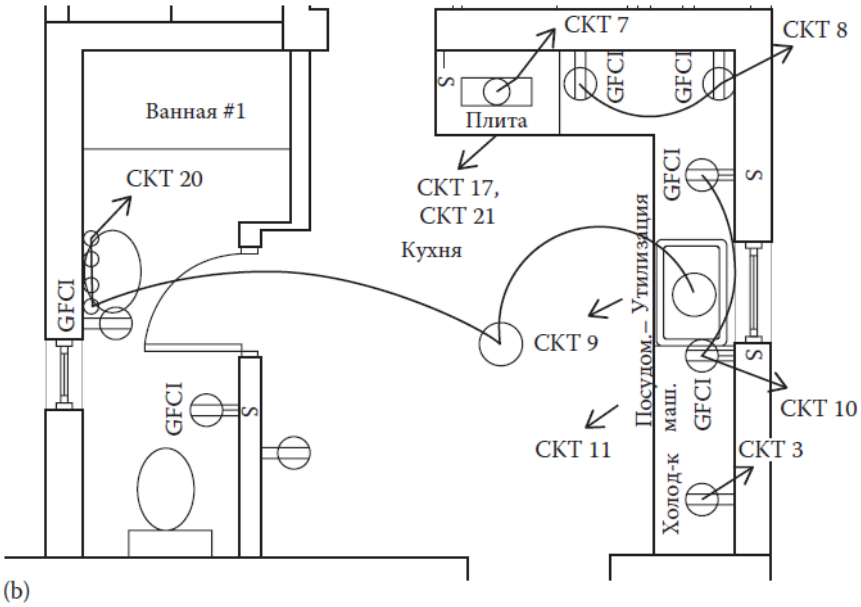
### *7.7.6 Расчеты и проверки размеров*

#### *7.7.6.1 Ответвительные цепи*

В таблице 7.11 приводится сводка фактических нагрузок по сравнению с номинальной мощностью цепей. В частности, есть три ответвления цепи, размер которых, по-видимому, не определен должным образом, поскольку их фактические нагрузки (выделенные жирным шрифтом в таблице 7.11) превышают их номинальные значения. В частности, ответвленная цепь № 5 рассчитана на 15 А и не предназначена для подключения к устройству кондиционирования воздуха. Рекомендуется увеличить автоматический выключатель цепи до 20 А. Другие ответвительные цепи, размер которых не соответствует требованиям, связаны с цепями диапазона.



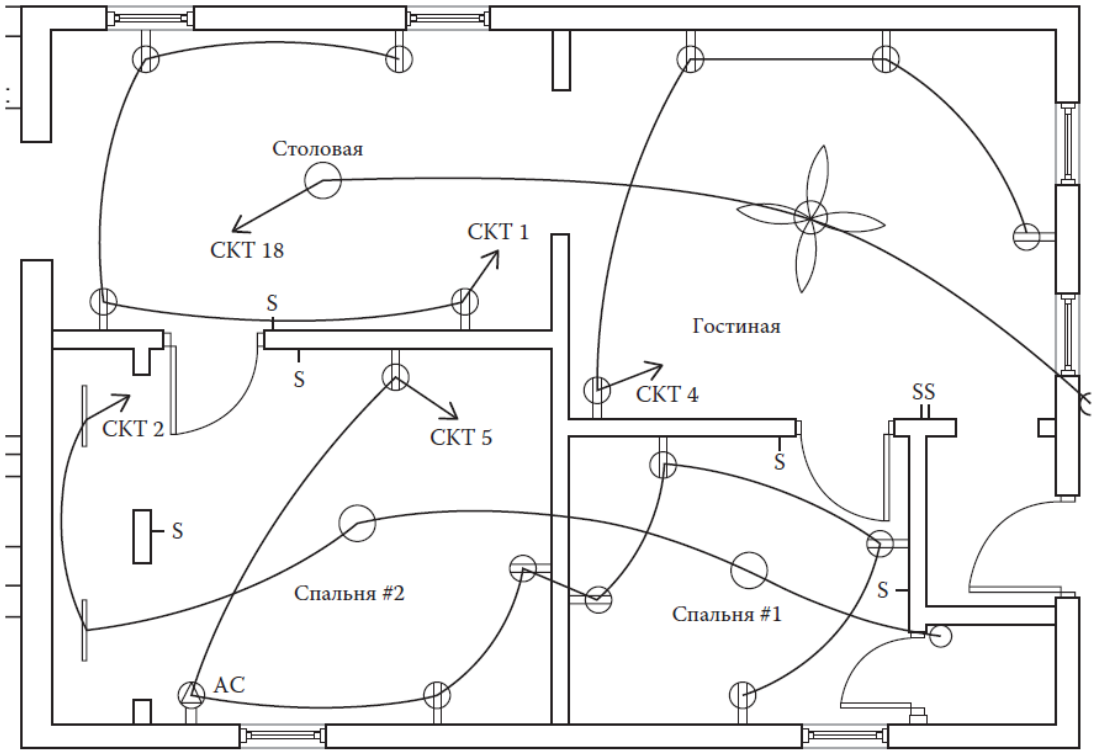

(a)




(b)

**РИС. 7.23**
Ответвления для жилого помещения: (а) для прачечной и двух ванных комнат, а (б) для кухни.

(*продолж.* )




(c)

**РИС, 7.23 (*продолж.*)**

Ответвительные цепи для дома: (в) для остальных комнат.

Технические характеристики паспортной таблички показывают, что диапазон рассчитан на 12500 Вт, что означает, что каждая цепь должна быть рассчитана на 60 А, а не на 50 А (поскольку 12 500/240 = 52 А). Скорее всего, это связано с тем, что стандартные домашние диапазоны обычно имеют мощность 12 000 Вт, поэтому для этого было бы достаточно прерывателя на 50 А. Все остальные схемы имеют правильные размеры.

### *7.7.6.2 Главный служебный вход*

Согласно статье 220 НЭК, стандартный метод может использоваться для определения размеров главного выключателя, главных фидеров и нейтрального провода. Расчеты и порядок действий описаны здесь:

Общие нагрузки (освещение и *мелкая бытовая техника*)

Существующие общие нагрузки в доме = осветительные нагрузки + розетки = 636 ВА + 5040 ВА = 5677 ВА

* Если существующие общие нагрузки больше, чем нагрузки ниже, существующие нагрузки используются по размеру главного питателя.

**ТАБЛИЦА 7.10**

Сводка для ответвительных цепей и связанных нагрузок

| Автоматический выключатель | Местоположение или устройство | Размер | Кол-во розеток | Кол-во лампочек | Мощность (W) | Напряжение (A) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Столовая (розетки) | 20 A/1P | 4 | 0 | 720 | 6 |
| 2 | Спальня №1 и спальня №2 (свет) | 15 A/1P | 0 | 7 | 105 | 0.875 |
| 3 | Кухня (холодильник) | 20 A/1P | 1 | 0 | 780 | 6.5 |
| 4 | Гостиная и подвал (розетки) | 15 A/1P | 5 | 0 | 900 | 7.5 |
| 5 | Спальня №1 и спальня №2 (розетки и кондиционер) | 15 A/1P | 7 | 0 | 2,080 | 17.3 |
| 6 | Цоколь-баня №2-прачечная (свет) | 15 A/1P | 0 | 9 | 264 | 2.2 |
| 7 | Камин | 15 A/1P | 0 | 1 | 256 | 2.1 |
| 8 | Кухонная стойка (GFCI) | 20 A/1P | 2 | 0 | 360 | 3 |
| 9 | Утилизация | 15 A/1P | 0 | 0 | 828 | 6.9 |
| 10 | Кухонная стойка (GFCI) | 20 A/1P | 2 | 0 | 360 | 3 |
| 11 | Посудомойка | 15 A/1P | 0 | 0 | 1,440 | 12 |
| 12 | стиральная машина | 20 A/1P | 0 | 0 | 1,200 | 10 |
| 13 | Печь | 15 A/1P | 0 | 0 | 1,200 | 10 |
| 14 | Ванная №1 и ванная №2 (GFCI) | 20 A/1P | 3 | 0 | 540 | 4.5 |
| 15 и 19 | Сушилка | 30 A/2P | 0 | 0 | 5,600 | 23.3 |
| 16 | Пункты прачечной (AC) и 1 пункт кухни | 20 A/1P | 4 | 0 | 1,180 | 9.8 |
| 17 и 21 | Плита | 50 A/2P | 0 | 0 | 12,500 | 52 |
| 18 | Светильники в гостиной и столовой и потол. вентилятор | 15/1P | 0 | 6 | 123 | 1.0 |
| 20 | Кухня и ванна №1 (свет) | 20/1P | 0 | 7 | 200 | 1.7 |

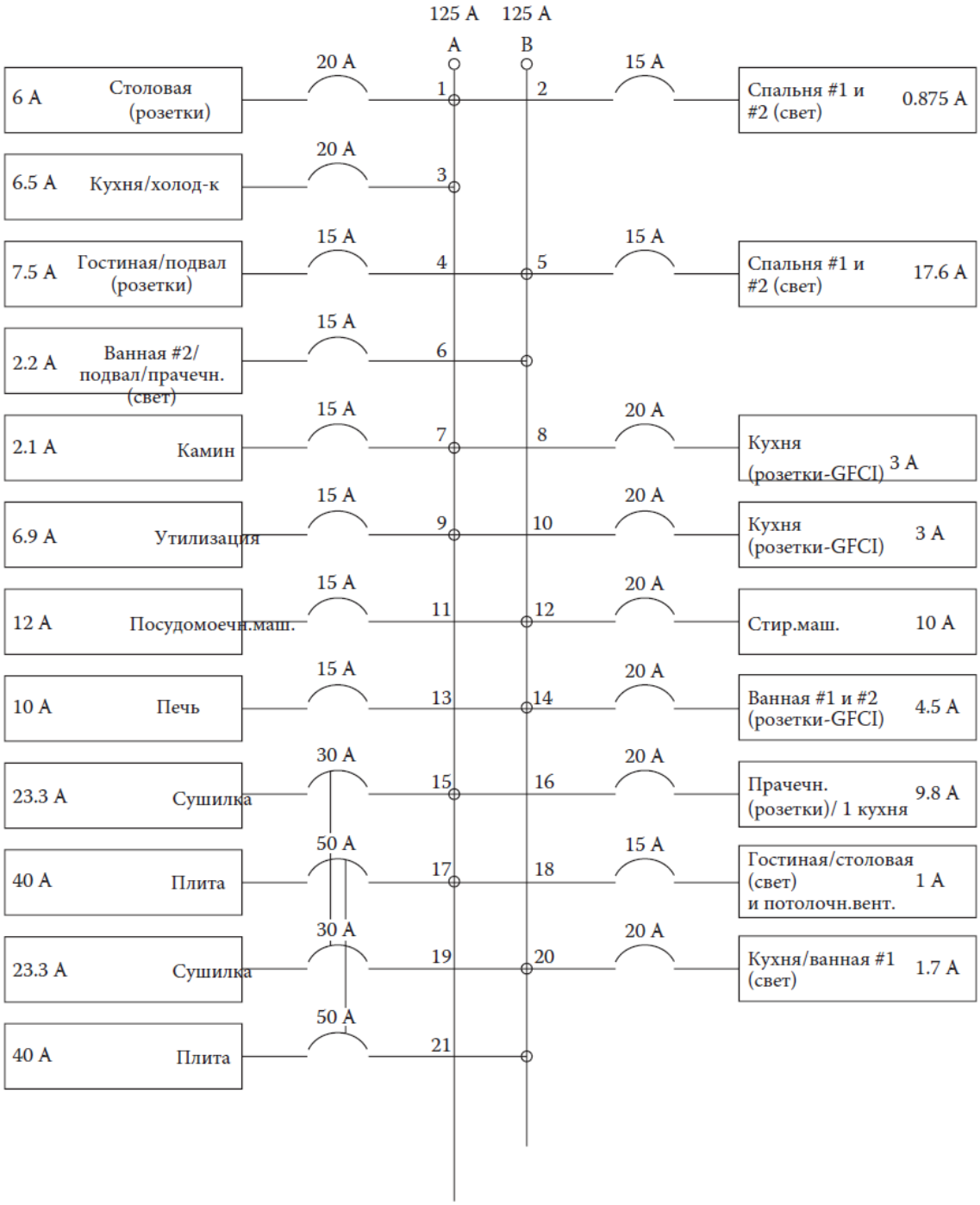



**РИС. 7.24**
График электрических щитов для ранчо.

**ТАБЛИЦА 7.11**

Сводка номинальных характеристик ответвлений и подключенных нагрузок

| Автоматический выключатель | Местоположение или устройство | Фактическая нагрузка (А) | Номинал (А) |
|---|---|---|---|
| 1 | Столовая (розетки) | 6 | 20 |
| 2 | Спальня №1 и спальня №2 (свет) | 0.88 | 15 |
| 3 | Кухня (холодильник) | 6.5 | 20 |
| 4 | Гостиная и подвал (розетки) | 7.5 | 15 |
| 5 | Спальня №1 и спальня №2 (розетки и кондиционер) | **17.3** | **15** |
| 6 | Подвал-ванна №2-прачечная (освещение) | 2.2 | 15 |
| 7 | Камин | 2.1 | 15 |
| 8 | Кухонная стойка (GFCI) | 3 | 20 |
| 9 | Утилизация | 6.9 | 15 |
| 10 | Кухонная стойка (GFCI) | 3 | 20 |
| 11 | Посудомойка | 12 | 15 |
| 12 | Стиральная машина | 10 | 20 |
| 13 | Печь | 10 | 15 |
| 14 | Ванная №1 и ванная №2 (GFCI) | 4.5 | 20 |
| 15 | Сушилка | 23.3 | 30 |
| 16 | Пункты прачечной (AC) и 1 розетка на кухне. | 9.8 | 20 |
| 17 | Освещение гостиной и столовой и потолочный | **52** | **50** |
| 18 | вентилятор | 1 | 15 |
| 19 | Сушилка | 23.3 | 30 |
| 20 | Кухня и ванна №1 (свет) | 1.7 | 20 |
| 21 | Плита | **52** | **50** |

*Требования NEC*

Осветительная нагрузка и розетки:

$$\text{Нагрузка} = 3\frac{\text{VA}}{\text{sf}} * \text{A} = 3\frac{\text{VA}}{\text{sf}} * 1000\ \text{sf} = 3000\ \text{VA}$$

Розетки для небольших приборов:

$$\text{Нагрузка} = 2 * 1500\ \text{VA} = 3000\ \text{VA}$$

Розетки прачечной:

$$\text{Нагрузка} = 1 * 1500\ \text{VA} = 1500\ \text{VA}$$

$$\text{Общая требуемая нагрузка} = 3000 + 3000 + 1500 = 7500\ \text{VA} > 5677\ \text{VA}$$

$$\therefore \text{7500 ВА для требуемой нагрузки}$$

$$\text{Требуемая нагрузка} = 3000 * 100\% + (7500 - 3000) * 35\% = 4575\ \text{VA} = 4.58\ \text{kVA}$$

*Нагрузка стационарных приборов*

$$\text{Потолочн.вентилятор} = 0.055\ \text{kVA}$$

$$\text{Посудомоеч.маш.} = 1.44\ \text{kVA}$$

$$\text{Утилизация} = 0.828\ \text{kVA}$$

$$\text{Вентилятор} = 0.256\ \text{kVA}$$

$$\text{Стиральн.маш.} = 1.2\ \text{kVA}$$

$$\text{Всего} = 3.78\ \text{kVA}$$

$$\text{Требуемая нагрузка} = 3.78\ \text{kVA} * 75\% = 2.83\ \text{kVA}$$

*Специальные приборы*

Электросушка:

Требуемая нагрузка $= 5.6\ \text{kVA} * 100\% = 5.6\ \text{kVA}$

Электроплита:

Фактическая нагрузка $= 12.5\ \text{kVA}$

Требуемая нагрузка $= 8\ \text{kVA} * (1 + 0.5 * 5\%) = 8.2\ \text{kVA}$ (См. Таблицу 7.2)

Тепло / нагрузка переменного тока:

Общая нагрузка переменного тока: $= 820 + 640 = 1280\ \text{VA}$

Общая нагрузка тепла $= 1200\ \text{VA}$

Используйте нагрузку переменного тока по размеру

Требуемая нагрузка $= 1.28\ \text{kVA} * 100\% = 1.28\ \text{kVA}$

Двигатели:

Потолочн.вентилятор $= 0.055\ \text{kVA}$

Утилизация $= 0.828\ \text{kVA}$

Требуемая нагрузка $= 0.828 * 25\% = 0.207\ \text{kVA}$

*Общая требуемая нагрузка*

Общая требуемая нагрузка $= 4.58 + 2.83 + 5.6 + 8.2 + 1.28 + 0.207 = 22.7\ \text{kVA}$

Главный автоматический выключатель

$$I = \frac{\text{Требуемая нагрузка}}{240\ \text{V}} = \frac{22{,}700}{240} = 94.6\ \text{A}$$

* Выберите главный автоматический выключатель на 100 A

*Размер основного питателя*

Из Таблицы 7.5 основные питатели могут иметь размер до # 2 AWG THW (Cu). Согласно учебнику, алюминиевые проводники используются в качестве служебных вводов и фидеров, по которым электричество от трансформатора передается на щит. Поэтому был выбран провод 1/0 AWG THW (Al) для сравнения с существующим размером основного фидера.

*Нейтральный провод*

Требуемая нагрузка для нейтрального провода - это сумма всех данных однополюсных требуемых нагрузок плюс 70% нагрузок осушителя и диапазона.

Требуемая нагрузка$_N$ = $DL_{Gen}$ + $DL_{fixed}$ + $DL_{AC}$ + $DL_{Motor}$ + $DL_{Dryer}$ * 70% + $DL_{Range}$ * 70%

Требуемая нагрузка$_N$ = 4,58 + 2,83 + 0,70 * 5,6 + 0,70 * 8,2 + 1,28 + 0,207 = 18,6 кВА

$$I = \frac{\text{Требуемая нагрузка}_{N}}{240\ \text{V}} = \frac{18,600}{240} = 77.3\ \text{A}$$

Из Таблицы 7.5 размер нейтрального провода может быть равен # 4 AWG THW (Cu).

** Поскольку существующий сервисный питатель слишком большой, нет необходимости рассматривать дополнительный метод. Однако следует отметить, что дополнительный метод обеспечит ток нагрузки менее 94 А, который в любом случае может быть рассчитан на автоматический выключатель на 100 А.

Из сводки, представленной в Таблице 7.12, ясно, что текущее вспомогательное оборудование соответствует нагрузкам в доме, но имеет большие размеры. Главный автоматический выключатель может быть понижен до 100 А, размеры основных фидеров могут быть увеличены до провода №2 AWG THW (Cu), а требуемый размер нейтрального провода - №4 AWG THW (Cu). Поскольку служебный вход слишком большой, у него есть место для гибкости и будущих дополнений.

### *7.7.6.3 Проверка заземления*

Размер необходимого заземляющего провода был определен с помощью Таблицы 7.6, как указано в Таблице 7.13. Предполагается, что размер имеющегося заземляющего провода соответствует размеру существующего главного выключателя. Если система рассчитана на минимальный требуемый размер в соответствии с НЭК, то размер заземляющего провода также может быть уменьшен до # 8 (Cu).

**ТАБЛИЦА 7.12**

Сводка размеров входных служб

| Система служебного входа | Существующий | Требуется NEC |
|---|---|---|
| Главный автоматический выключатель | 125 А | 100 А |
| Главный механизм подачи провода | #1 AWG THW (Cu) | #2 AWG THW (Cu) |
| Нейтральный провод | #1 AWG THW (Cu) | #4 AWG THW (Cu) |

**ТАБЛИЦА 7.13**

Сводка по проводам заземления

| Заземление | Существующий | Требуется NEC |
|---|---|---|
| Провод | #6 (Cu) | #8 (Cu) |

**ТАБЛИЦА 7.14**

Общие нагрузки для фаз A и B для ранчо

| Автоматический выключатель | Местоположение или устройство | Фаза A (A) | Фаза B (A) |
|---|---|---|---|
| 1 | Столовая (розетки) | 6 | |
| 2 | Спальня # 1 и спальня # 2 (Свет) | 0.88 | |
| 3 | Кухня (холодильник) | 6.5 | |
| 4 | Гостиная и подвал (розетки) | | 7.5 |
| 5 | Спальня №1 и спальня №2 (розетки и кондиционер) | | 17.3 |
| 6 | Цоколь-баня №2-прачечная (свет) | | 2.2 |
| 7 | Камин | 2.1 | |
| 8 | Кухонная стойка (GFCI) | 3 | |
| 9 | Утилизация | 6.9 | |
| 10 | Кухонная стойка (GFCI) | 3 | |
| 11 | Посудомойка | | 12 |
| 12 | Стиральная машина | | 10 |
| 13 | Печь | | 10 |
| 14 | Ванная №1 и ванная №2 (GFCI) | | 4.5 |
| 15 | Сушилка | 23.3 | |
| 16 | Пункты прачечной (AC) и 1 розетка на кухне | 9.8 | |
| 17 | Плита | 52 | |
| 18 | Светильники в гостиной и столовой и потолочный вентилятор | 1 | |
| 19 | Сушилка | | 23.3 |
| 20 | Кухня и ванна №1 (свет) | | 1.7 |
| 21 | Плита | | 52 |
| | Всего | 114.48 | 140.5 |

#### *7.7.6.4 Баланс панели*

В таблице 7.14 показаны общие нагрузки для обеих фаз A и B из-за различных подключенных нагрузок.

В таблице 7.14 также указан уровень дисбаланса между фазами.

$$\%\text{Дисбаланс } B(A, \ ) = \frac{B - A}{B} = \frac{140.5 - 114.8}{140.5} = 18.3\% \quad \text{дисбаланс}$$

Текущий макет панели не сбалансирован. Владельцы могут легко решить эту проблему, переключив цепь № 2 на фазу A, а цепь № 4 на фазу B. Это создаст дисбаланс всего на 5%.

### *7.7.7 Дополнительные требования НЭК*

Помимо расчетных проверок НЭК, существуют и другие требования НЭК, которые следует проверять дома.

*Номиналы ответвленных цепей*

В НЭК 210.3 указано, что отдельные параллельные цепи должны быть рассчитаны на 15, 20, 30, 40 и 50 А. Все автоматические выключатели в этом доме рассчитаны на 15, 20, 30 или 50 А и, следовательно, соответствуют требованиям НЭК.

*Розетки GFCI*

НЭК 210.8 утверждает, что для жилых единиц следующие зоны должны иметь защиту GFCI: ванные комнаты, недостроенные подвалы, кухни (над столешницами), 6 футов в пределах внешнего края ванны или душа и в зонах прачечной. Проверенная резиденция соответствует большинству этих требований, за исключением двух пунктов. В самом деле, все выходы на столешницу для ванной и кухни соответствуют стандарту GFCI, который также удовлетворяет требованию «в пределах 6 футов

от ванн и душевых». Тем не менее, недостроенные розетки в подвале и прачечные не являются GFCI. Чтобы соответствовать действующему кодексу, владельцам следует подумать о переводе торговых точек на GFCI.

*Ответвительные цепи для малых устройств*

В стандарте НЭК 210.11 (C) (1) указано, что две или более ответвленных цепей 20 А для небольших бытовых приборов должны быть предусмотрены для розеток на кухне. В стандарте НЭК 210.52 (B) (2) указано, что в ответвленных цепях малых устройств не должно быть других розеток. В стандарте НЭК 210.11 (C) (2) указано, что должна быть предусмотрена по крайней мере одна дополнительная ответвительная цепь для малых бытовых приборов на 20 А для питания розеток белья, и у нее не должно быть других розеток. Дом отвечает особому требованию, согласно которому ток ответвления для малых бытовых приборов составляет 20 А. Однако на кухне имеется только одно ответвление для небольших бытовых приборов на 20 А.

*Осветительные розетки*

В НЭК 210.70 указано, что в жилом доме должна быть по крайней мере одна настенная розетка для освещения с выключателем в каждой жилой комнате и ванной, а также в подвале. Как видно из схемы электрооборудования, это требование выполнено.

*Розетки*

НЭК 210.52 содержит несколько общих требований к розеткам в жилых помещениях. Вот некоторые из основных требований:

1. Емкости следует устанавливать так, чтобы ни одна точка, измеренная по горизонтали вдоль любого пространства стены, не находилась на расстоянии более 6 футов от розетки.

2. Любое пространство на стене шириной 2 фута или более должно иметь емкость.

3. Настенные розетки на столешнице следует устанавливать так, чтобы ни одна точка вдоль линии стены не находилась более чем на 2 фута от розетки.

4. В помещениях, предназначенных для стирки, необходимо установить, как минимум одну розетку.

5. В недостроенной части подвала должна быть установлена как минимум одна розетка. Дом соответствует всем этим требованиям, как показано на рис. 7.25.

### *7.7.8 Рекомендации и выводы*

Рекомендуется оценить и, возможно, объединить ветви схемы. Некоторые ответвленные цепи имеют очень большой размер, а три цепи - заниженные. Это можно исправить, сняв некоторые нагрузки с цепи увеличенного размера и добавив их к цепям меньшего размера. Если переопределение цепей невозможно, то номинал цепи 5 может быть увеличен с 15 А / 1 Р до 20 А / 1 Р, а номинал цепи диапазона может быть изменен таким образом, чтобы его номинал увеличился с 50 А / 2 Р до 60 А / 2Р.

Кроме того, расположение схем не так логично, как могло бы быть. Поскольку контуры уже налажены, полностью восстанавливать зоны экономически нецелесообразно. Однако, если бы это был дом новой постройки, я бы рекомендовал планировать зоны по комнатам / площадям, а не по розеткам и осветительным приборам. Чтобы исправить несимметричный щит, рекомендуется переместить цепь № 5 в фазу А и цепь № 2 в фазу В. Это действие снижает процент несбалансированности с 18% до 5%.

Как установлено в разделе расчетов этого отчета, размер существующего главного автоматического выключателя, размера фидера, размера нейтрали и провода заземления в настоящее время слишком велик. Поскольку система слишком велика, можно безопасно добавлять дополнительные нагрузки и цепи. Фактически, в доме есть только одна розетка на 20 А на кухне. Рекомендуется установить дополнительную цепь с одной розеткой на 20 А - для небольших устройств, чтобы соответствовать требованиям для кухонной зоны. Поскольку щит уже заполнен, рекомендуется заменить один из однофазных выключателей на тандемный выключатель, чтобы осталось место для дополнительной цепи. Поскольку главный автоматический выключатель уже имеет слишком большой размер, заменять панель не требуется.

В заключение, есть только несколько элементов, для которых электрическая система дома не соответствует текущим требованиям НЭК, но система в целом находится в хорошем состоянии, и количество изменений и модернизаций, которые, вероятно, претерпела электрическая система за эти годы.

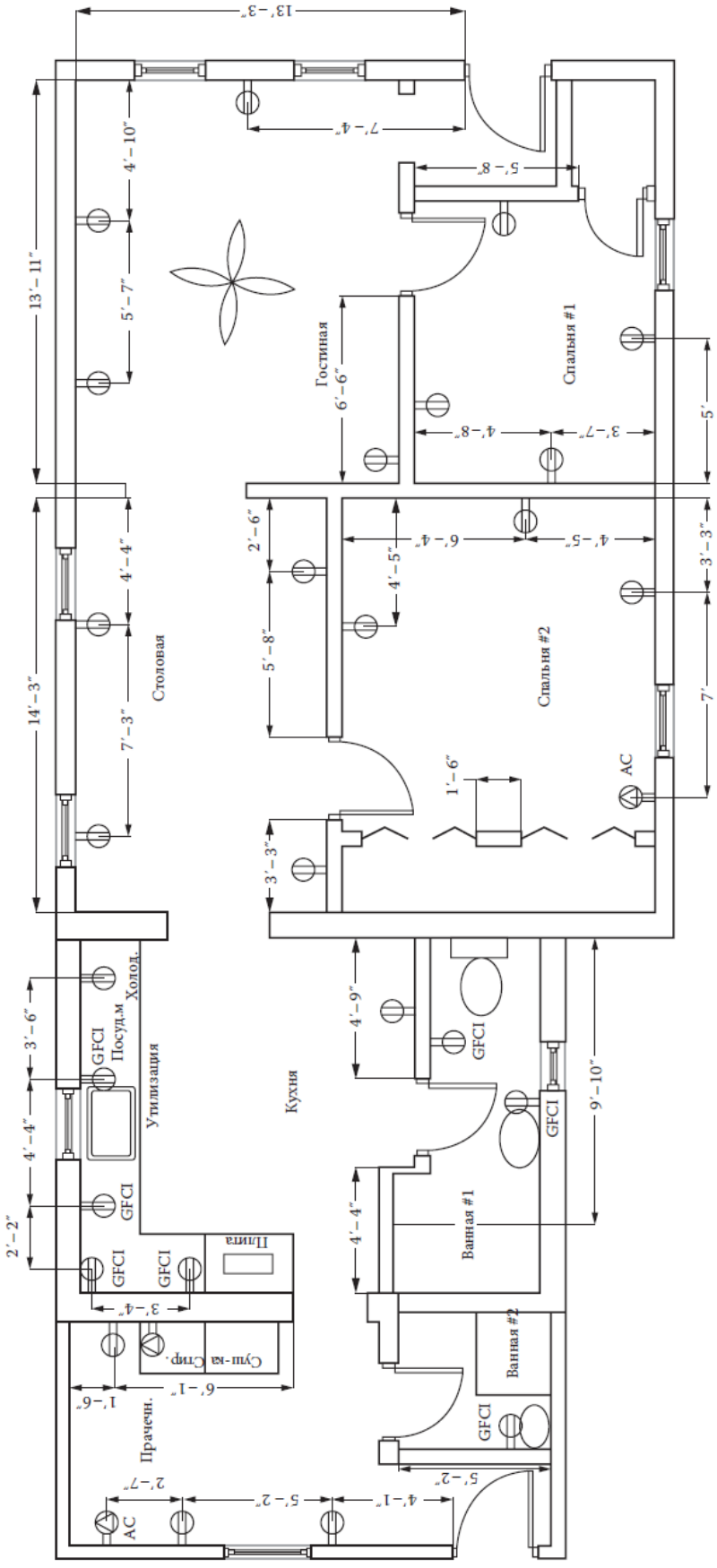



**РИС. 7.25**
Расстояния между двумя соседними розетками по стенам первого этажа.

## *7.8 Резюме*

В этой главе описывается общая процедура расчета размеров систем распределения электроэнергии для жилых домов. Представлено несколько примеров, чтобы проиллюстрировать применение различных шагов при проектировании фидера служебного входа и главного выключателя, а также ответвлений цепей, питающих все электрические нагрузки в жилом помещении. Несмотря на то, что в этой главе изложены некоторые из основных требований НЭК, разработчик должен обратиться к применимым стандартам и кодексам, чтобы убедиться, что проектные спецификации соответствуют всем требованиям для обеспечения безопасности, надежности и гибкости системы распределения электроэнергии.

**Задачи**

7.1 Определите сечение проводников THW (Cu) служебного входа, необходимых для фаз A и B и нейтрали жилого помещения площадью 310 м$^2$ (3200 футов$^2$) со следующими нагрузками:

Плита 12,0 кВА; Осушитель 6.0 кВА; Система отопления 30,0 кВА; Водонагреватель 6,0 кВА; Посудомоечная машина 1,5 кВА; Компактор 0,9 кВА № 1; Компактор 0,8 кВА № 2; Потолочный вентилятор 1,6 кВА; Вентилятор 0,4 кВА; и кондиционер 6.0 кВА.

Используйте стандартный метод определения размеров сервисных проводов.

7.2 Жилой блок питается от однофазной сети 120/240 В. В электрическую нагрузку агрегата входят:

(1) водонагреватель 7000 ВА, 240 В; (2) вытяжной вентилятор 500 ВА, 120 В;

(3) компактор 1200 ВА, 120 В; (4) Осушитель 7500 ВА, 240 В.

Каждое устройство обслуживается одним ответвлением, защищенным автоматическим выключателем.

(a) Определите номинальные характеристики и количество полюсов каждого автоматического выключателя.

(b) Предполагая, что все приборы имеют одинаковый коэффициент мощности, оцените минимальный процент несбалансированного тока между двумя фазами.

7.3 Определите сечение проводников THW (Cu) служебного входа, необходимых для фаз A и B, используя дополнительный метод для жилого помещения площадью 310 м$^2$ (3200 футов$^2$) со следующими нагрузками:

Плита 12,0 кВА; Осушитель 6.0 кВА; Система отопления 30,0 кВА; Водонагреватель 6,0 кВА; Посудомоечная машина 1,5 кВА; Компактор 0,9 кВА № 1; Компактор 0,8 кВА № 2; Потолочный Вентилятор 1,6 кВА; Вентилятор 0,4 кВА; и кондиционер 6.0 кВА.

Сравните размер фаз A и B с размерами, полученными стандартным методом.

Сделайте вывод.

7.4 Жилой дом площадью 274 м$^2$ (2950 кв. Футов) питается от однофазной сети 120/240 В и имеет следующие нагрузки: посудомоечная машина 1,8 кВА, 120 В; Компактор 1,2 кВА, 120 В; Утилизация 1,0 кВА, 120 В; Вентилятор 0,5 кВА, 120 В; Плита 16 кВА, 240 В; Осушитель 4,5 кВА, 240 В; Блок отопления 15 кВА, 240 В; Кондиционер 9 кВА, 240 В; и водонагреватель 6,5 кВА, 240 В.

(a) Используя стандартный метод, определите размер входных проводников THW (A, B и N).

(b) Определите размер главного выключателя и заземляющего проводника.

(c) Определите минимальное количество ответвлений на 15 А, необходимое для общего освещения и розеток.

7.5 Определите размер проводников служебного входа, необходимых для фаз A и B, и нейтрали жилого дома площадью 186 м$^2$ (2000 кв. футов), имеющего следующую нагрузку:

Отопление 15 кВА (пять электрических плинтусов с раздельным управлением); Плита 10 кВА; Сушилка 4,5 кВА; Посудомоечная машина 1,5 кВА; Кондиционер 5 кВА; и водонагреватель 3 кВА.

(a) Используйте стандарт для определения размеров проводов (A, B и N), а также главного выключателя.

(a) Используйте дополнительный метод для определения размеров сервисных проводов (A и B).

(b) Покажите возможное расписание панелей, которое обслуживает дом (соответствует требованиям НЭК).

7.6 Дом площадью 348 м$^2$ (3750 кв. футов) имеет следующие нагрузки:

Плита 12 кВА, 240 В; Кондиционер 15 кВА, 240 В; и водонагреватель 8 кВА, 240 В.

(a) Используя стандартный метод, определите размер входных проводников THW.

(b) Определите минимальное количество цепей 15 А для общего освещения и розеток. Оцените общее количество контуров, необходимых для всего дома.

(c) Определите размер главного выключателя и заземляющего провода.

7.7 Дом 316 м$^2$ (3400 кв. футов) имеет следующие нагрузки:

Компактор 1,5 кВА, 120 В; Потолочный вентилятор 1,2 кВА, 120 В; Плита 14 кВА, 240 В; Блок отопления 30 кВА, 240 В; 40 А кондиционер, 240 В; и водонагреватель 10 кВА, 240 В.

(a) Используя стандартный метод, определите размер входных проводников THW.

(b) Определите минимальное количество цепей 15 А для общего освещения и розеток. Оцените общее количество контуров, необходимых для всего дома.

(c) Определите размер главного выключателя и заземляющего провода.

(d) Подобрать автоматический выключатель для нагревательного блока и блока кондиционирования воздуха.

7.8 Определите размер проводников служебного входа, необходимых для фаз A и B, и нейтрали для двадцати (20) квартир площадью 83,5 м$^2$ (900 кв. футов) в многоквартирном доме. Агрегаты имеют следующие нагрузки:

• Общее освещение и розетки.

• Две небольшие загрузки кухонных приборов и одна загрузка белья на единицу.

• Специальная бытовая техника. Каждый блок включает в себя: блок обогрева помещений 10 кВА, плита 12 кВА, водонагреватель 5 кВА, посудомоечную машину 1,2 кВА и водоотведение 1 кВА.

Используйте как стандартный, так и дополнительный методы для определения сечения проводника служебного входа для фаз. Предположим, обслуживание 120/240 В.

# 8 *Электрические системы для коммерческих зданий*

В этой главе представлена общая процедура проектирования электрических систем для коммерческих зданий. В частности, изложены общие рекомендации по проектированию осветительных и силовых панелей, центров управления двигателями, главных распределительных щитов и блочных подстанций. Кроме того, токи короткого замыкания в различных точках системы распределения электроэнергии оцениваются с использованием упрощенных методов анализа. В этой главе пошаговые процедуры расчета приводятся с конкретными примерами. Таблицы и диаграммы предоставлены, чтобы помочь читателям разработать безопасные электрические системы для коммерческих зданий. Пример проектирования радиальной системы распределения электроэнергии для офисного здания описан с подробными расчетами и спецификациями.

### *8.1 Введение*

Системы распределения электроэнергии для коммерческих зданий могут иметь различные конфигурации в зависимости от уровня желаемой надежности, гибкости и простоты обслуживания. Более того, особенно для больших зданий или комплекса из нескольких зданий, электрические распределительные системы включают в себя широкий спектр трансформаторов, блочных подстанций, распределительных щитов, осветительных и силовых панелей, а также центров управления двигателями (MCC). Все эти системы должны быть надлежащим образом спроектированы и установлены для безопасного обеспечения электроэнергией нагрузок в здании. Обычное электрическое оборудование в зданиях можно разделить на три основные категории: освещение, розетки и двигатели для систем отопления и кондиционирования воздуха. Все компоненты системы распределения электроэнергии должны быть стратегически расположены в здании, чтобы минимизировать потери энергии, длину проводов и падения напряжения, связанные с фидерами и ответвлениями. В идеале, схема системы распределения электроэнергии для большого здания должна быть спроектирована с использованием набора сетей, подобных показанной на Рисунке 8.1, с центрально расположенной блочной подстанцией, питающей несколько распределительных панелей, которые обеспечивают питание низковольтных трансформаторов и панелей, расположенных повсюду. здание для обслуживания нагрузок с помощью коротких ответвлений.

Следует отметить, что в одно здание допускается только один главный электрический служебный вход. Однако есть несколько исключений, когда отдельные услуги разрешены для особых нагрузок, таких как пожарные насосы, аварийные или резервные нагрузки, а также большие нагрузки (например, превышающие 2000 А). Как правило, для коммерческих зданий можно определить три категории устройств для систем распределения электроэнергии:

*Радиальные системы распределения*: эти системы обеспечивают простейшие устройства для подачи электроэнергии в здания с использованием одного первичного фидера и одного трансформатора, через который обслуживаются все нагрузки. На рисунке 8.2 показана однолинейная схема простой системы радиального распределения. К основным преимуществам систем распределения такого типа относятся простота конструкции и эксплуатации, а также низкая стоимость внедрения. Однако эта система имеет низкую надежность и, как правило, трудна в обслуживании. Действительно, любые неисправности или необходимость технического обслуживания первичного фидера или главного трансформатора приводят к потере мощности для всей распределительной системы. Как вариант простой радиальной системы, можно рассмотреть вариант подачи по контуру сети, чтобы повысить надежность распределительной системы, как показано на Рисунке 8.3. Когда в здании имеются значительные критические, аварийные и / или резервные нагрузки, можно добавить генератор, как показано на Рисунке 8.4.

*Вторичные избирательные системы распределения*: эти системы имеют два первичных фидера и трансформаторы. Каждый фидер и трансформатор обслуживают часть здания с некоторым дублированием потенциала в зависимости от размера первичных трансформаторов.

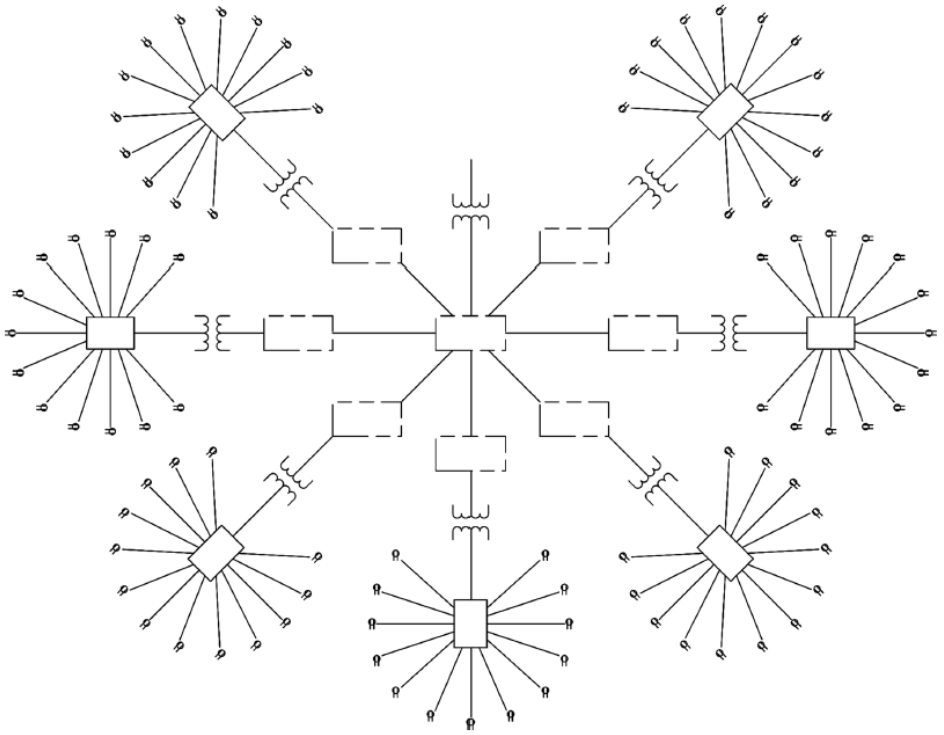


**РИС. 8.1**
Идеальное расположение системы распределения электроэнергии коммерческого здания с основной подстанцией, трансформаторами и панелями.

Для этих типов систем распределения электроэнергии доступно несколько опций. На рисунке 8.5 показана простая схема вторичной избирательной распределительной системы с двумя первичными фидерами и трансформаторами, обслуживающими две отдельные радиальные системы. На рисунке 8.6 показана вторичная селективная система с выключателем, соединяющим две радиальные системы. В нормальном режиме работы выключатель стяжки открыт, поэтому две радиальные системы работают независимо. Когда автоматический выключатель замыкается из-за отключения электроэнергии в одной радиальной системе, другой трансформатор может запитать всю вторичную шину и обслуживать нагрузки в обеих радиальных системах. На рисунке 8.7 представлена однолинейная схема двусторонней вторичной селективной распределительной системы с выключателем, который позволяет одному трансформатору обслуживать некоторые нагрузки в другой радиальной системе даже при нормальной работе. Вторичные селективные распределительные устройства обеспечивают большую надежность, простоту обслуживания и гибкость по сравнению с радиальными распределительными системами, поскольку всякий раз, когда один из трансформаторов подвергается отключению электроэнергии, другой трансформатор способен обеспечить достаточную мощность для работы, как правило, не менее 75%. всех строительных нагрузок. Эти преимущества, однако, связаны с более высокими затратами по сравнению с простыми радиальными системами.

*Системы первичного избирательного распределения*: эти системы аналогичны вторичным избирательным системам и включают два первичных фидера и трансформаторы. Однако каждый трансформатор может питаться от обоих первичных фидеров. Таким образом, если есть какая-либо неисправность на любом первичном фидере, другой фидер может обслуживать все здание, если трансформаторы имеют соответствующие размеры. Эта система предлагает более высокую гибкость по сравнению с вторичными системами избирательного распределения.

В рамках подхода к проектированию различного оборудования любой распределительной системы оценка токов короткого замыкания необходима, по крайней мере, для конкретных мест. Сначала описаны некоторые из распространенных методов расчета токов короткого замыкания для электрических распределительных систем. Затем предоставляется проект общего подхода для выбора размеров и номинальных характеристик освещения и панелей, а также для разработки компоновок МСС, распределительных щитов и блочных подстанций.

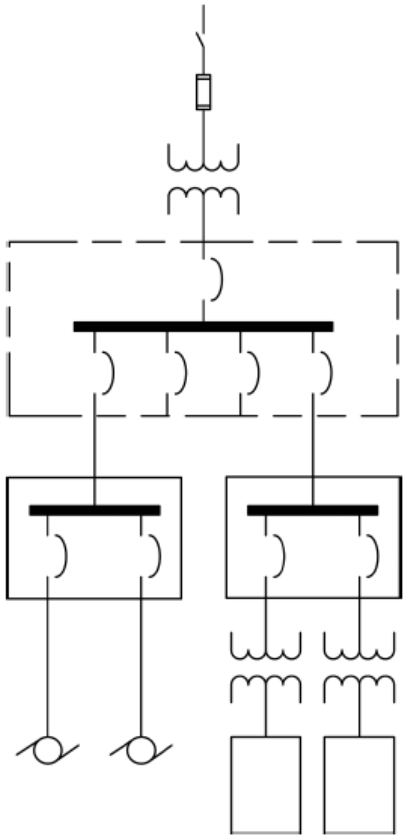


**РИС. 8.2**
Однолинейная схема простой системы радиального распределения.

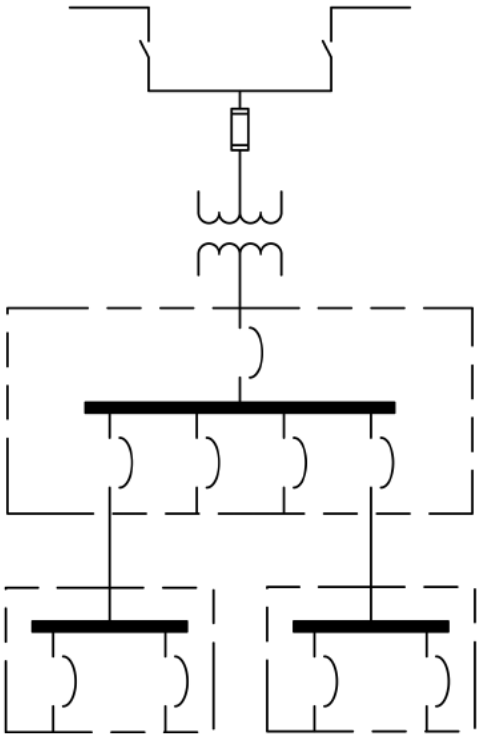


**РИС. 8.3**
Однолинейная схема радиальной распределительной системы с контурным питанием от электросети.

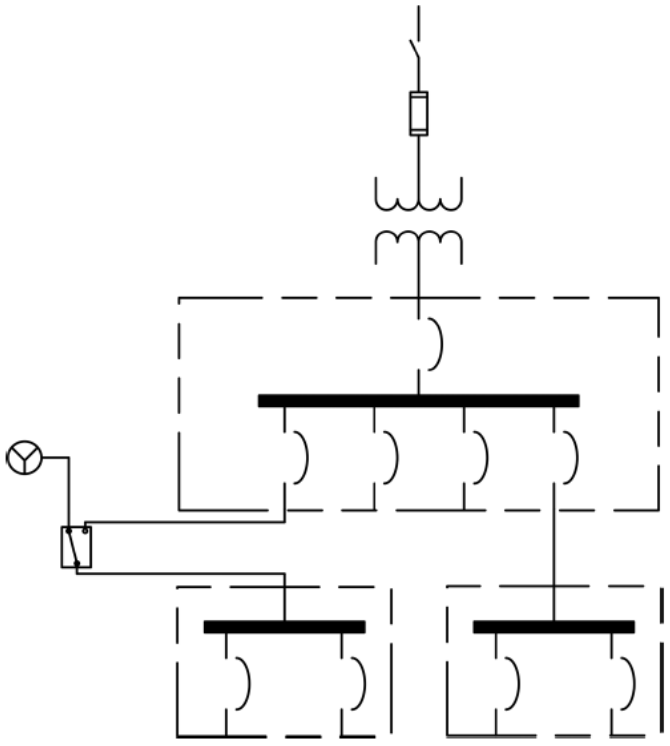


**РИС. 8.4**
Однолинейная схема радиальной распределительной системы с генератором.

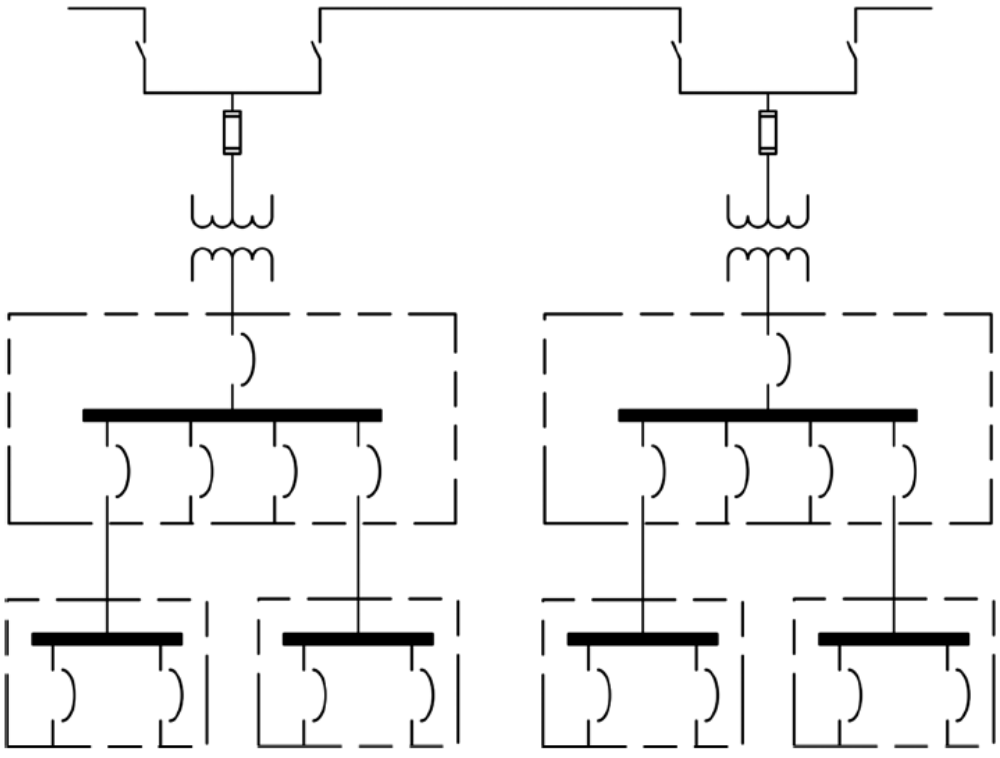


**РИС. 8.5**
Однолинейная схема вторичной системы избирательного распределения без прерывателя связи.

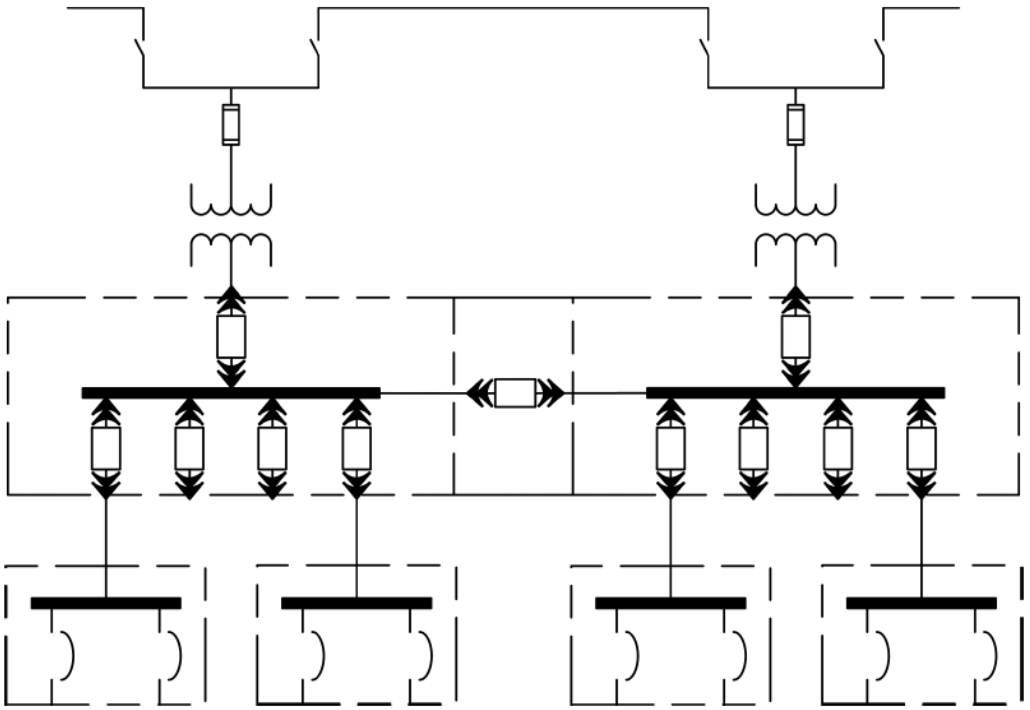


**РИС. 8.6**
Однолинейная схема вторичной системы избирательного распределения без прерывателя связи.

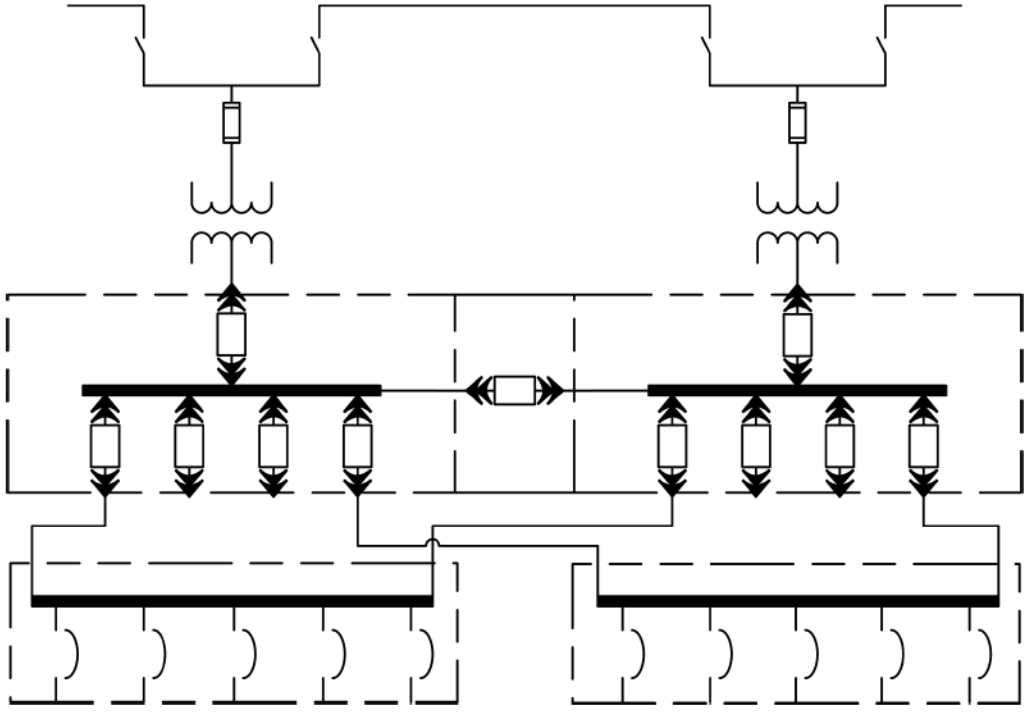


**РИС. 8.7**
Однолинейная схема двусторонней системы вторичного избирательного распределения с прерывателем связи.

## *8.2 Токи короткого замыкания*

Расчет токов короткого замыкания в определенных точках распределительной системы является важным шагом в проектировании безопасных электрических систем для зданий. Действительно, как отмечалось в предыдущих главах, конструкция основных компонентов электрических систем в

значительной степени зависит от величины токов короткого замыкания, которые потенциально могут испытывать эти компоненты. В частности, размер защитных устройств и проводов как для фидеров, так и для параллельных цепей зависит от уровней токов короткого замыкания. Существует несколько методов оценки величины токов короткого замыкания, имеющихся в определенных точках распределительной системы здания. Эти методы включают следующее:

• Метод единицы измерения, основанный на безразмерном анализе для определения величины токов короткого замыкания относительно нормального номинального тока. Более того, все параметры электрических систем, такие как напряжения и импедансы, также нормализуются с использованием номинальных условий в качестве эталонов.

• Метод мега-вольт-ампер (MBA), который использует общую мощность, выраженную в MBA (т.е. 1000 кВА), в различных точках распределительной системы для оценки токов короткого замыкания с использованием номинальных напряжений и импедансов.

• Омический метод, который напрямую использует закон Ома и импедансы в различных точках в распределительных системах для расчета токов короткого замыкания.

В этом разделе представлены первые два метода, которые применяются для оценки токов короткого замыкания в различных точках типичной радиальной системы распределения электроэнергии, обычно используемой для зданий. Следует отметить, что омический метод, более прямой метод, использует тот же подход к анализу, что и метод на единицу, поскольку он основан на оценке полных импедансов, но без какой-либо нормализации.

### *8.2.1 Метод расчета на единицу*

Чтобы оценить токи короткого замыкания в различных точках системы распределения электроэнергии, необходимы некоторые данные, относящиеся к импедансам основных компонентов системы, включая энергосистему, трансформатор и фидеры. Основная процедура расчета короткого замыкания сводится к пяти шагам.

**Шаг 1**. Соберите данные, включая

• Устойчивость к короткому замыканию в сети, выраженная в кВА, $P_{SC,U}$

• Параметры трансформатора, включая номинальную мощность в кВА, $P_T$, полное сопротивление $Z_T$, отношение *X/R*, первичное и вторичное напряжения, как показано на Рисунке 8.8.

• Технические характеристики фидеров и вспомогательных фидеров (размер, тип канала, длина).

• Потенциальные источники электроэнергии, включая генераторы и двигатели. В случае неисправности двигатели могут фактически генерировать токи и вносить свой вклад в токи короткого замыкания.

**Шаг 2**: Определите стратегические места для оценки токов короткого замыкания. На этом этапе необходимо выбрать места вдоль распределительной системы, в которых необходимо рассчитать ток короткого замыкания $I_{SC}$. Эти местоположения зависят от положения и количества защитных устройств для фидеров и вспомогательных фидеров, как указано в Рисунке 8.9.

**Шаг 3**: Оцените ток короткого замыкания на вторичной стороне главного трансформатора. Точка A, отмеченная на рисунке 8.10, является первым местом в системе распределения электроэнергии, где необходимо рассчитать ток короткого замыкания. Действительно, эта точка влияет на условия короткого замыкания для всех других точек, как отмечено в шаге 4. Это также место, где величина тока короткого замыкания обычно самая высокая.

Импеданс на единицу в точке A зависит от импеданса сети и трансформатора, как показано в уравнениях 8.1 и 8.2:

$$Z_{UT} = Z_T + Z_U \tag{8.1}$$

с

$$Z_U\left(pu\right) = \frac{P_T}{P_{SC,U}} \tag{8.2}$$

Ток короткого замыкания из-за сетевого трансформатора можно оценить с помощью закона Ома с использованием удельных значений, как указано в уравнении 8.3:

$$I_{SC}(pu) = \frac{E(pu)}{Z_{UT}(pu)} \tag{8.3}$$

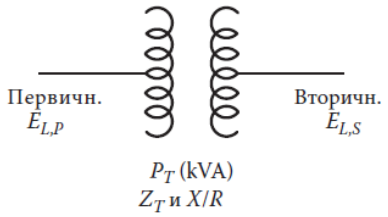



**РИС. 8.8**
Основные параметры трансформатора.

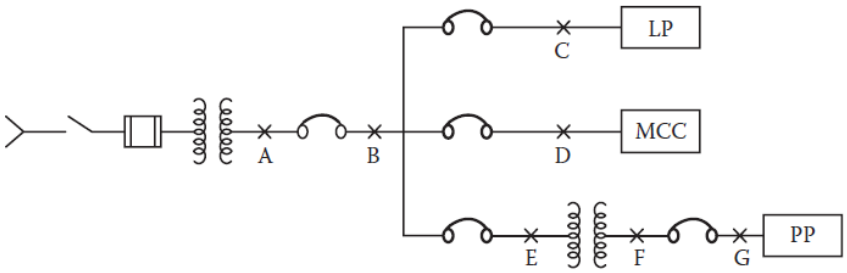



**РИС. 8.9**
Типовые точки вдоль радиальной распределительной системы, где обычно оцениваются токи короткого замыкания.

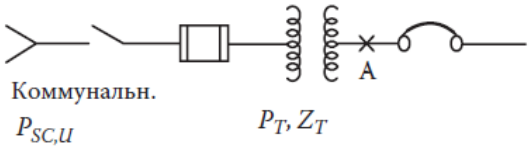



**РИС. 8.10**
Параметры, необходимые для оценки тока короткого замыкания в точке А.

Короткое замыкание в точке А в амперах без вклада двигателя может быть затем рассчитано с использованием номинального тока на вторичной стороне трансформатора:

$$I_{SC}(A) = I_{SC}(pu) * I_{L,S}(A) \tag{8.4}$$

где вторичный линейный ток $I_{L,S}$ рассчитывается на основе номинальной полной мощности трансформатора, $P_T$ и вторичной линейное напряжение, $E_{L,S}$, как показано в Уравнении 8.5:

$$I_{L,S}(A) = \frac{P_T}{\sqrt{3}\, E_{L,S}} \tag{8.5}$$

Следует отметить, что для консервативности значение $P_{SC,U}$ можно считать бесконечным (т. е. $\infty$). Это предположение обеспечивает более высокую оценку короткого замыкания в точке А, чем фактическое значение.

**Пример 8.1**
**Задача**

Оцените короткое замыкание в точке А для системы со следующими характеристиками для главного трансформатора и электросети:

$$P_T = 1000 \text{ kVA}, \quad Z_T = 4\%, \quad P_{SC,U}$$

**Решение**

Сначала рассчитывается полное сопротивление общего трансформатора на единицу:

$$Z_{UT} = Z_U + Z_T$$

с

$$Z_u = \frac{P_T}{P_{SC,u}} = \frac{1000\ \text{kVA}}{100{,}000\ \text{kVA}} = 0.01$$

Таким образом,

$$Z_{UT}(pu) = 4\% + 1\% = 0.05$$

Применение закона Ома с использованием удельной стоимости дает

$$I_{SC}(pu) = \frac{E(pu)}{Z_{UT}(pu)} = \frac{1}{0.05}$$

или

$$I_{SC}(pu) = 20$$

Без участия двигателя короткое замыкание в точке A можно оценить:

$$I_{SC}(A) = I_{SC}(pu) * I_{L,S}(A)$$

с

$$I_{L,S}(A) = \frac{1000\ \text{kVA}}{0.48\ \text{V}\sqrt{3}} = 1202\ \text{A}$$

Таким образом, ток короткого замыкания в точке A без вклада двигателя равен

$$I_{SC} = 24{,}056\ \text{A}$$

Когда система распределения электроэнергии включает в себя один или несколько двигателей, то ток короткого замыкания в точке A может быть выше, чем значение, оцененное по уравнению 8.4. Действительно, когда происходит короткое замыкание, двигатели продолжают вращаться и фактически могут действовать как генераторы и, таким образом, могут увеличивать величину тока короткого замыкания, который система испытывает в различных местах, включая точку A. Подробный расчет дополнительного тока, который электродвигатели могут генерировать короткое замыкание довольно сложно. Однако можно использовать простое эмпирическое правило для оценки вклада всех двигателей в ток короткого замыкания в точке A, $I_{SC,M}$ на основе значения вторичного линейного напряжения $E_{L,S}$, как обобщено уравнениями 8.6 и 8.7:

$$I_{SC,M} = 4 \times \sum I_M \qquad (8.6)$$

с

$$\sum I_M = \begin{cases} 100\%\ of\ I_{L,S}\ \ if\ E_{L,S} = 480\ \text{V} \\ 50\%\ of\ I_{L,S}\ \ if\ E_{L,S} = 208\ \text{V} \end{cases} \qquad (8.7)$$

**Пример 8.2**

**Задача**

Для системы, рассмотренной в примере 8.1, оцените вклад двигателя и определите общий ток короткого замыкания в точке A.

**Решение**

Используя уравнение 8.6 и тот факт, что напряжение системы составляет 480 A

$$I_{SC,M} = 4I_{L,S} = 4 \times 1202 = 4808\ \text{A}$$

Следовательно, конечный ток короткого замыкания в точке A, $I_{SC,A}$ можно рассчитать:

$$I_{SC,A} = 24056 + 4808 = 28{,}800\ \text{A}$$

**Шаг 4**: Оцените короткое замыкание для любой точки, соединенной только проводниками с точкой A.

После того, как импеданс в точке A оценивается по закону Ома с использованием тока короткого замыкания, рассчитанного на шаге 3, импеданс в любой другой точке B, как показано на рисунке 8.11, может быть оценен с использованием импеданса фидера, который разделяет две точки A и B, выраженный уравнением 8.8:

$$Z_B = Z_A + Z_{Feeder,AB} \tag{8.8}$$

Импеданс фидера зависит от размера проводника, его длины и типа кабелепровода. В таблице 8.1 приведены значения сопротивления и реактивного сопротивления на 1000 м и на 1000 футов длины для выбранных размеров проводов и типов кабелепровода. Чтобы определить единичное значение импеданса фидера, рассматривается эталонное значение импеданса, $Z_{ref}$, с использованием значений для каждой фазы для напряжения $E_{\phi,S}$ и тока $I_{\phi,S}$ на вторичной стороне основной магистрали. трансформатор, как определено уравнением 8.9:

$$Z_{ref}(\Omega) = \frac{E_{\Phi,S}}{I_{\Phi,S}} \tag{8.9}$$

Затем определяется импеданс фидера на единицу с использованием уравнения 8.10:

$$Z_{feeder}(pu) = \frac{Z_{feeder}(\Omega)}{Z_{ref}(\Omega)} \tag{8.10}$$

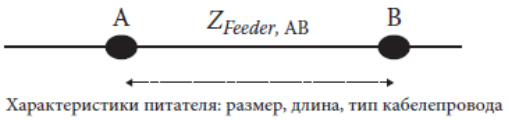



**РИС. 8.11**
Фидер, разделяющий две точки A и B, в которых необходимо оценить токи короткого замыкания.

**ТАБЛИЦА 8.1**

Сопротивление и реактивное сопротивление фидеров, состоящих из трех медных проводников, в кабеле для трехфазных систем.

| Размер провода в AWG или MCM | Сопротивление (Ω/1000 фут [Ω /1000 м]) | | | Реактивность (Ω/1000 фут [Ω /1000м]) | |
|---|---|---|---|---|---|
| | ПВХ провод | Алюминиевый провод | Сиальной провод | ПВХ, Алюминий Провод | Стальной провод |
| 14 | 3.1 (10.2) | 3.1 (10.2) | 3.1 (10.2) | 0.058 (0.190) | 0.073 (0.240) |
| 12 | 2.0 (6.6) | 2.0 (6.6) | 2.0 (6.6) | 0.054 (0.177) | 0.068 (0.223) |
| 10 | 1.2 (3.9) | 1.2 (3.9) | 1.2 (3.9) | 0.050 (0.164) | 0.063 (0.207) |
| 8 | 0.78 (2.56) | 0.78 (2.56) | 0.78 (2.56) | 0.052 (0.171) | 0.065 (0.213) |
| 6 | 0.49 (1.61) | 0.49 (1.61) | 0.49 (1.61) | 0.051 (0.167) | 0.064 (0.210) |
| 4 | 0.31 (1.02) | 0.31 (1.02) | 0.31 (1.02) | 0.048 (0.157) | 0.060 (0.197) |
| 3 | 0.25 (0.82) | 0.25 (0.82) | 0.25 (0.82) | 0.047 (0.154) | 0.059 (0.194) |
| 2 | 0.19 (0.62) | 0.20 (0.66) | 0.20 (0.66) | 0.045 (0.148) | 0.057 (0.187) |
| 1 | 0.15 (0.49) | 0.16 (0.52) | 0.16 (0.52) | 0.046 (0.151) | 0.057 (0.187) |
| 1/0 | 0.12 (0.39) | 0.13 (0.43) | 0.12 (0.39) | 0.044 (0.144) | 0.055 (0.180) |
| 2/0 | 0.10 (0.33) | 0.10 (0.33) | 0.10 (0.33) | 0.043 (0.141) | 0.054 (0.177) |
| 3/0 | 0.077 (0.253) | 0.082 (0.269) | 0.079 (0.259) | 0.042 (0.138) | 0.052 (0.171) |
| 4/0 | 0.062 (0.203) | 0.067 (0.220) | 0.063 (0.207) | 0.041 (0.135) | 0.051 (0.167) |
| 250 MCM | 0.052 (0.171) | 0.057 (0.187) | 0.054 (0.177) | 0.041 (0.135) | 0.052 (0.171) |
| 300 MCM | 0.044 (0.144) | 0.049 (0.161) | 0.045 (0.148) | 0.041 (0.135) | 0.051 (0.167) |
| 350 MCM | 0.038 (0.125) | 0.043 (0.141) | 0.039 (0.128) | 0.040 (0.131) | 0.050 (0.164) |
| 400 MCM | 0.033 (0.108) | 0.038 (0.125) | 0.035 (0.115) | 0.040 (0.131) | 0.049 (0.161) |
| 500 MCM | 0.027 (0.089) | 0.032 (0.105) | 0.029 (0.095) | 0.039 (0.128) | 0.048 (0.157) |

*Прим:* Эта таблица адаптирована из NEC-2014, таблица 9, глава 9 (NEC, 2014).

**Пример 8.3**

**Задача**

В примерах 8.1 и 8.2 точка B соединена с точкой A с помощью фидера 250 MCM, размещенного в стальном трубопроводе. Если длина фидера оценивается в 500 футов, определите импеданс фидера на единицу для фидера и ток короткого замыкания в точке B. Фидер является частью системы 480Y / 277-В.

**Решение**

Для фидера 250 MCM, размещенного в стальном трубопроводе, сопротивление и реактивное сопротивление могут быть получены:

$$\text{From Table 8.1} \begin{cases} R = 0.054\ \Omega/1000\ \text{ft} \\ X = 0.052\ \Omega/1000\ \text{ft} \end{cases}$$

Поскольку длина фидера составляет 500 футов, фактическое сопротивление и реактивное сопротивление фидера можно оценить:

$$\begin{cases} R = 0.054\ \Omega * 500\,\text{ft}/1000\,\text{ft} \rightarrow R_F = 0.027 \\ X = 0.052\ \Omega * 500\,\text{ft}/1000\,\text{ft} \rightarrow R_F = 0.026 \end{cases}$$

Эталонный импеданс можно оценить, используя номинальные значения фаз для напряжения и тока, как показано на рисунке 8.12 для этого примера.

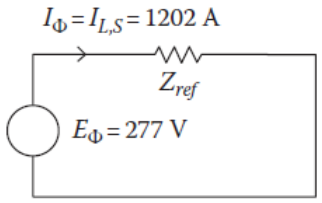



**РИС. 8.12**
По фазной цепи для оценки эталонного импеданса для примера 8.3.

Используя уравнение 8.9, можно рассчитать опорный импеданс:

$$Z_{ref} = \frac{277\,\text{V}}{1202\,\text{A}} = 0.23\,\Omega$$

Таким образом, сопротивление на единицу и реактивное сопротивление фидеров 250 MCM равны

$$R_F(pu) = \frac{0.027}{0.23} = 0.0117$$

$$X_F(pu) = \frac{0.026}{0.23} = 0.0113$$

Используя уравнение 8.8, импеданс на единицу в точке B может быть получен из импеданса в точке A и импеданса фидера:

$$Z_B = Z_A + Z_F$$

с

$$Z_A = R_A + jX_A$$

Чтобы оценить сопротивление и реактивное сопротивление импеданса в точке A, обычно предполагается, что в этой точке X / R = 4 или фазовый угол для точки A равен θ = 76 °. Таким образом, можно получить разделение величины импеданса в точке A на сопротивление и реактивное сопротивление:

$$Z_A(pu) = \frac{I_{L,S}}{I_{SC,A}} = \frac{1202}{28{,}800} = 0.042$$

$$Z_A(pu) = 0.042(\cos 76° + j\sin 76°) = 0.0101 + j0.0408$$

Следовательно, импеданс на единицу в точке B может быть рассчитан:

$$Z_B(pu) = (0.0101 + 0.0117) + j(0.0408 + 0.0113)$$

или

$$Z_B(pu) = 0.0218 + j0.0521$$

Величина импеданса в точке B равна

$$\left|Z_B(pu)\right| = \sqrt{0.0218^2 + 0.0521^2} = 0.0565$$

Применение закона Ома с использованием удельной стоимости дает

$$I_{SC,B}(pu) = \frac{E(pu)}{Z_B(pu)} = \frac{1}{0.0565} = 17.71$$

Таким образом, короткое замыкание в точке B можно оценить в Амперах:

$$I_{SC,B}(A) = 17.71 * 1202 = 21{,}300\ \text{A}$$

**Шаг 5:** Оцените короткое замыкание для точки, расположенной после второго трансформатора.

Для любой точки, отделенной от точек A и B питателем или набором питателей, можно использовать анализ, описанный в шаге 4. Однако, когда точки разделены трансформатором, как показано на рисунке 8.13 для точек E и F, расчет необходимо скорректировать, как показано на этом этапе.

Во-первых, полное сопротивление первичной стороны должно быть передано вторичной стороне с использованием коэффициента трансформации трансформатора, как показано на рисунке 8.14 и выражено в уравнении 8.11:

$$Z_S = \frac{1}{a^2} Z_P \qquad (8.11)$$

Следует отметить, что уравнение 8.11 применимо только в том случае, если импедансы выражены в Омах, и недействительно, когда используются импедансы на единицу.

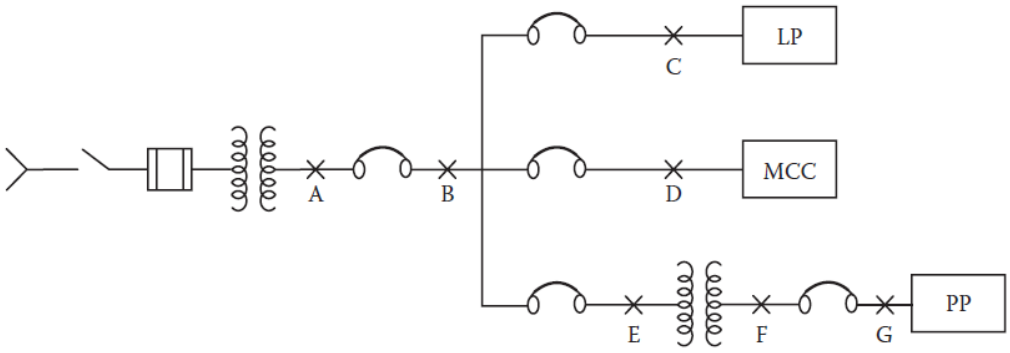
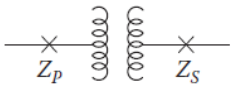



**РИС. 8.13**
Анализ для оценки короткого замыкания в точке F от точки E.




Коэффициент оборотов=$a$

**РИС. 8.14**
Преобразование импеданса трансформатора.

Импеданс в точке F, $Z_F$, можно получить, прибавив полное сопротивление в точке E, $Z_E$, к импедансу второго трансформатора, $Z_{T,2}$, как показано в уравнении 8.12:

$$Z_F = \frac{1}{a^2} Z_E + Z_{T,2} \qquad (8.12)$$

Это выражение для $Z_F$ можно использовать с уравнением 8.8 для оценки токов короткого замыкания в любой точке, расположенной после точки F вдоль вторичной обмотки второго трансформатора.

**Пример 8.4**

**Задача**

Для простой радиальной распределительной системы, показанной на рисунке 8.13 и рассматриваемой в примерах с 8.1 по 8.3, определите короткое замыкание в точках E и F, если технические характеристики системы соответствуют

- Второй трансформатор: 200 kVA, 480Y/277 – 208Y/120
- $Z_{T,2}=5\%, \frac{X}{R}=1.5$
- Субфидер BE: 250 MCM THW (Cu), 50 футов, стальной кабелепровод
- Импеданс в точке B: $Z_{B,\,pu}=0.0565$ , $\frac{X}{R}=2.4$

**Решение**

Используя уравнение 8.8, можно оценить полное сопротивление в точке E:

$$Z_E(pu) = Z_{B,pu} + Z_{Feeder,BE}(pu)$$

с

$$Z_B(pu) \text{given with} \frac{X}{R} = 2.4$$

Таким образом,

$$Z_B(pu) = 0.0565\left[\cos 67° + j\sin 67°\right] = 0.0218 + j0.0528$$

Для фидера BE импеданс можно получить из таблицы 8.1:

$$R = \frac{0.054}{1000\,\text{ft}} \rightarrow R = 0.0027$$

$$X = \frac{0.052}{1000\,\text{ft}} \rightarrow X = 0.0026$$

Эталонное полное сопротивление $Z_{ref,1}$ для фидера BE определяется уравнением 8.9 с использованием первого трансформатора номиналом 1000 кВА, вторичного фазного напряжения $E_{\phi,S,1}$ = 277 В и фазного тока, $I_{\phi,S,1} = I_{L,S,1}$:

$$Z_{ref,1} = \frac{E_{\phi,S,1}}{I_{\phi,S,1}} = \frac{277}{1202} = 0.23\ \Omega$$

с вторичным током для первого трансформатора, $I_{L,S,1}$, как рассчитано в Примере 8.1:

$$I_{L,S,1} = \frac{1000\,\text{kVA}}{\sqrt{3}(0.48\,\text{kV})} = 1202\,\text{A}$$

Таким образом, импеданс на единицу для фидера BE равен

$$Z_{Feeder,BE}(pu) = \frac{0.0027}{0.23} + j\frac{0.0026}{0.23}$$

или

$$Z_{Feeder,BE}(pu) = 0.0117 + j0.0113$$

Таким образом, импеданс на единицу в точке E может быть определен с помощью уравнения 8.8:

$$Z_E(pu) = (0.0218 + 0.0117) + j(0.0521 + 0.0113) = 0.0335 + j0.0634$$

Тогда величина импеданса на единицу в точке E, $Z_E$, равна

$$\left|Z_E(pu)\right| = \sqrt{0.0335^2 + 0.0634^2} = 0.0718$$

Следует отметить, что значение X/R импеданса $Z_E$ можно рассчитать, как X/R = 0,0634 / 0,0335 = 1,9, что соответствует фазовому углу 62,1 °.

Ток короткого замыкания, выраженный на единицу в точке E, рассчитывается как

$$I_{SC,E}(pu) = \frac{1}{0.0718} = 13.94$$

Тогда ток короткого замыкания в амперах в точке E равен

$$I_{SC,E} = 13.94 \times 1202 = 16{,}750\ \text{A}$$

Импеданс на единицу в точке F (на вторичной стороне второго трансформатора) оценивается с помощью уравнения 8.12:

$$Z_F(pu) = Z_{T,2}(pu) + Z_{S,E}(pu)$$

с

$$Z_{S,E} = \frac{1}{a^2} Z_E$$

Поскольку приведенное здесь уравнение применимо только тогда, когда импедансы выражены в Омах, импеданс в точке E конвертируется в Ом:

$$Z_E(\Omega) = Z_{ref,1}(\Omega) * Z_E(pu)$$

или

$$Z_E(\Omega) = (0.23\,\Omega) * (0.0718) = 0.0165\,\Omega$$

Коэффициент трансформации второго трансформатора можно рассчитать как

$$a = \frac{480}{208} = 2.3$$

Таким образом,

$$Z_{S,E} = \frac{1}{a^2} Z_E = 0.00312\,\Omega$$

Импеданс второго трансформатора, $Z_{T,2}$, можно получить из значений X/R и процентного импеданса трансформатора:

$$Z_{T,2}(pu) = \left\| Z_{T,2}(pu) \right\| \cdot \cos(\theta) + j\sin(\theta)$$

с

$\sin(\theta) \to \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)$, или $\tan^{-1}(1.5) = 56.3°$

Таким образом, импеданс трансформатора на единицу равен

$$Z_{T,2}(pu) = 0.05 \times (\cos 56.3° + j\sin 56.3°)$$

или

$$Z_{T,2}(pu) = 0.0278 + \mathrm{j}0.0416$$

Следует отметить, что для точек F и G эталонный импеданс связан с характеристиками второго трансформатора и определяется как

$$Z_{ref,2} = \frac{E_{\phi,s,2}}{I_{\phi,S,2}} = \frac{120\ \mathrm{V}}{555\ \mathrm{A}} = 0.216\,\Omega$$

так как опорное напряжение вторичное напряжение фазы для второго трансформатора, то есть, $E_{\phi,S,2}$ = 120 V, и опорный ток

$$I_{L,S,2} = \frac{200\ \mathrm{kVA}}{\sqrt{3}(0.208\ \mathrm{kV})} = 555\ \mathrm{A}$$

Таким образом,

$$Z_{E,S}(pu) = \frac{Z_E(\Omega)}{Z_{ref,2}}$$

$$Z_{E,S}(pu) = \frac{0.00312}{0.216}\left[\cos 62.1° + j\sin 62.1°\right] = 0.00675 + j0.01276$$

Следовательно, импеданс на единицу в точке F можно рассчитать:

$$Z_F(pu) = 0.0345 + j0.0544$$

Тогда величина импеданса на единицу в точке F равна

$$\left\| Z_F(pu) \right\| = \sqrt{0.0345^2 + 0.0544^2} = 0.06438$$

Наконец, можно оценить удельный и фактический ток короткого замыкания в точке F:

$$I_{SC,F}(pu) = \frac{1}{0.06438} = 15.53$$

Поэтому, поскольку опорный ток составляет 555 А,

$$I_{SC,F}(A) = 15.53 \times 555\,\text{A} = 8600\,\text{A}$$

### *8.2.2 Расчеты короткого замыкания с использованием метода MVA*

Метод MVA - это упрощенный метод расчета токов короткого замыкания в различных местах в системе распределения электроэнергии. Основной принцип метода состоит в том, чтобы выразить все нагрузки в системе распределения в терминах общей мощности с использованием блоков MVA для всех компонентов в системе распределения. Компоненты обычно включают в себя источник электроснабжения, трансформаторы, двигатели, генераторы и фидеры. Как правило, токи короткого замыкания, полученные методом MVA, находятся в пределах 3–5% от значений, полученных методом на единицу измерения, при условии, что условие X / R> 10 выполняется для значений стационарного импеданса для всех компонентов. В дополнение к простоте применения, метод MVA имеет дело с большими числами, в отличие от методов на единицу или омических методов, которые рассматривают довольно маленькие числа и, таким образом, легче допускать ошибки в вычислениях.

Общий подход к расчетам для метода MVA состоит из следующих четырех шагов:

**Шаг 1**: Оцените допуск Y для всех компонентов системы распределения следующим образом:

$$Y = \frac{100}{Z(\%)} \qquad (8.13)$$

**Шаг 2**: Рассчитайте значения MVA при коротком замыкании, $MVA_{SC}$, для всех компонентов на основе их номинальных значений MVA:

$$MVA_{SC} = \frac{MVA}{Y} \qquad (8.14)$$

**Шаг 3**: Оцените комбинированный $MVA_{SC}$ в зависимости от параллельных или последовательных соединений различных компонентов, используя следующие правила:

Для параллельного подключения:

$$MVA_{SC\text{-}tot} = MVA_{SC,1} + MVA_{SC,2} + \cdots + MVA_{SC,n} \qquad (8.15)$$

Для последовательного подключения:

$$1/MVA_{SC\text{-}tot} = 1/MVA_{SC,1} + 1/MVA_{SC,2} + \cdots + 1/MVA_{SC,n} \qquad (8.16)$$

**Шаг 4**: Преобразуйте $MVA_{SC\text{-}tot}$ в симметричный ток короткого замыкания $I_{SC}$ в зависимости от сетевого напряжения $E_L$ для трехфазной системы:

$$I_{SC} = \frac{MVA_{SC\text{-}tot}}{\sqrt{3}E_L} \qquad (8.17)$$

Следует отметить, что $MVA_{SC}$ для фидера в распределительной системе может быть получен из импеданса проводников фидера и линейного напряжения системы, используя следующее выражение:

$$MVA_{SC} = \frac{E_L^2}{Z(\Omega)} \qquad (8.18)$$

Пример 8.5 иллюстрирует применение метода MVA для поиска короткого замыкания на вторичной стороне главного трансформатора для простой системы радиального распределения.

**Пример 8.5**

**Задача**

Оцените симметричный ток короткого замыкания на вторичной обмотке трансформатора 13,8 кВ-208Y / 120-В с номинальной мощностью 1000 кВА с Z = 5% и обеспечиваемым электросетью, рассчитанной на ток короткого замыкания 15 кВА.

**Решение**

Сначала оцениваются значения $MVA_{SC}$ как для электросети, так и для трансформатора.

Для сети (с использованием напряжения распределения сети и тока повреждения сети),

$$MVA_{SC,U} = \sqrt{3} * 13.8\ \text{kV} * 15\ \text{kVA} = 358.52\ \text{MVA}$$

Для трансформатора с использованием уравнений 8.13 и 8.14,

$$MVA_{SC,T} = \frac{1000\,\text{kVA}}{0.05} = 20\,\text{MVA}$$

Поскольку источник электросети и трансформатор включены последовательно, общее значение $MVA_{SC\text{-}tot}$ можно оценить с помощью уравнения 8.16:

$$1/MVA_{SC\text{-}tot} = 1/MVA_{SC,U} + 1/MVA_{SC,T} = \frac{1}{358.52} + \frac{1}{20} = 0.05279$$

Таким образом,

$$MVA_{SC\text{-}tot} = \frac{1}{0.05279} = 18.94\ \text{MVA}$$

Следовательно, симметричный ток короткого замыкания на вторичной обмотке трансформатора может быть рассчитан с помощью уравнения 8.17 с линейным напряжением $E_L$ = 208 В:

$$I_{SC} = \frac{18.94\ \text{MVA}}{\sqrt{3}\,(208\,\text{V})} = 52,583\ \text{A}$$

## *8.3 Панели освещения и питания*

Чтобы определить электрические нагрузки для различных типов зданий, на предварительных этапах проектирования можно использовать приблизительные оценки в зависимости от типа здания. В частности, плотности мощности для обычных электрических нагрузок, таких как представленные в Таблице 8.2 для различных типов зданий, могут быть изначально использованы в предварительном проекте. Однако конкретные подключенные нагрузки с использованием фактических нагрузок, определенных на более поздних этапах проектирования, особенно когда доступны более точные оценки, основанные на окончательных проектных спецификациях осветительных и механических систем.

Как указано в Главе 6, требуемые нагрузки, а не подключенные нагрузки, используются для определения размеров как проводов, так и защитных устройств для силовых и осветительных панелей. Эти требуемые нагрузки получаются из подключенных нагрузок с использованием факторов спроса, указанных для освещения и розеток, а также любых моторных и немоторных нагрузок для коммерческих зданий. Например, коэффициент спроса на осветительные нагрузки в коммерческом здании составляет 1,25, поскольку это непрерывная нагрузка.

**ТАБЛИЦА 8.2**

Плотности мощности для предварительной оценки электрических нагрузок для различных типов зданий

| Тип здания / помещения | Освещение W/фут² (W/м²) | Розетки W/фут² (W/м²) | HVAC W/фут² (W/м²) | Компьютер W/фут² (W/м²) | Прочее W/фут² (W/м²) | Всего W/фут² (W/м²) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Квартиры | | | | | | |
| Высокий уровень | 0.7 (7.5) | 2.2 (23.7) | 3.0 (32.3) | 0.0 | 1.0 (10.8) | 6.9 (74.3) |
| Низкий уровень | 0.7 (7.5) | 2.0 (21.5) | 3.0 (32.3) | 0.0 | 1.0 (10.8) | 6.7 (72.1) |
| Аудитории | | | | | | |
| Общие | 1.8 (19.4) | 0.5 (5.4) | 3.5 (37.7) | 0.0 | 0.8 (8.6) | 6.6 (71.0) |
| Со сценой | 1.6 (17.2) | 0.5 (5.4) | 15.0 (161.5) | 0.0 | 0.5 (5.4) | 17.6 (189.5) |
| Банки | | | | | | |
| Подразделения | 1.5 (16.1) | 2.1 (22.6) | 5.7 (61.4) | 1.6 (17.2) | 1.4 (15.1) | 12.3 (132.4) |
| Основные офисы | 1.5 (16.1) | 1.5 (16.1) | 5.7 (61.4) | 1.4 (15.1) | 1.4 (15.1) | 11.3 (121.6) |
| Компьютерные комнеаты | 1.2 (12.9) | 1.2 (12.9) | 8.5 (91.5) | 11.5 (123.8) | 2.2 (23.7) | 24.6 (264.8) |
| Коридоры | 0.9 (9.7) | 0.3 (3.2) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.2 (12.9) |
| Больницы | 1.2 (12.9) | 1.0 (10.8) | 5.0 (53.8) | 0.0 | 1.0 (10.8) | 8.2 (88.3) |
| Гостиницы | 1.0 (10.8) | 1.0 (10.8) | 5.0 (53.8) | 0.0 | 1.3 (14.0) | 8.3 (89.3) |
| Библиотеки | 1.3 (14.0) | 1.0 (10.8) | 5.5 (59.2) | 0.0 | 0.5 (5.4) | 8.3 (89.3) |
| Мотели | 1.0 (10.8) | 0.5 (5.4) | 3.2 (34.4) | 0.0 | 0.5 (5.4) | 5.2 (56.0) |
| Офисные здания | | | | | | |
| Высокий уровень | 1.0 (10.8) | 2.0 (21.5) | 4.7 (50.6) | 1.7 (18.3) | 1.2 (12.9) | 10.6 (114.1) |
| Низкий уровень | 1.0 (10.8) | 1.9 (20.5) | 5.3 (57.1) | 1.7 (18.3) | 2.0 (21.5) | 11.9 (128.1) |
| Рестораны | 1.3 (14.0) | 0.3 (3.2) | 6.0 (64.6) | 0.0 | 0.5 (5.4) | 8.1 (87.2) |
| Универмаги | 1.5 (16.1) | 0.9 (9.7) | 5.5 (59.2) | 0.0 | 1.4 (15.1) | 9.3 (100.1) |
| Школы | | | | | | |
| Начальные | 1.2 (12.9) | 1.7 (18.3) | 6.1 (65.7) | 0.0 | 3.7 (39.8) | 12.7 (136.7) |
| Средние | 1.2 (12.9) | 1.6 (17.2) | 5.3 (57.1) | 0.6 (6.5) | 1.5 (16.1) | 10.2 (109.8) |
| Старшие классы | 1.2 (12.9) | 1.5 (16.1) | 4.6 (49.5) | 0.5 (5.4) | 2.3 (24.8) | 10.1 (108.7) |
| Склады | | | | | | |
| Продовольственные | 0.8 (8.6) | 0.6 (6.5) | 0.0 | 0.0 | 0.5 (5.4) | 1.9 (20.5) |
| Хранения | 0.8 (8.6) | 0.3 (3.2) | 0.0 | 0.0 | 0.5 (5.4) | 1.6 (17.2) |

Однако коэффициент потребности для нагрузок розеток составляет 1,0 для первых 10 000 кВА и 50% для остальных кВА. Как указано в главе 6, таблица 6.1 может использоваться для выбора проводников, а таблицы 6.11 и 6.12 могут быть рассмотрены для выбора размера трубопроводов, необходимых для вспомогательных питателей, обслуживающих панели освещения и питания. В примере 8.6 показана конструкция питателя для панели, обслуживающей в основном осветительные нагрузки в коммерческом здании.

**ТАБЛИЦА 8.3**

Расчет требуемой нагрузки для панельного питателя из примера 8.6

| Нагрузки | kVA | PF | Подключенная нагрузка | DF | Требуемая нагрузка |
|---|---|---|---|---|---|
| Освещение | 55 | 0.90 | 49.5 + *j*23.97 | 1.25 | 61.88 + *j*29.97 |
| Обогреватель | 5.0 | 1.00 | 5.0 + *j*0.0 | 1.0 | 5.0 + *j*0.0 |
| Всего | | | 54.5 + *j*23.97 | | 66.88 + *j*29.97 |

**Пример 8.6**

**Задача**

Электрощит для коммерческого здания питается от трехфазного фидера длиной 250 футов, четырехпроводным, 480Y / 277 В. Панель имеет следующие нагрузки:

- Система освещения общей мощностью 55 кВА с коэффициентом мощности 0,90.
- Резистивный нагреватель 5 кВА с коэффициентом мощности 1,0

Определите:

(a) Размер фидера и кабелепровода с медными проводниками THW (используйте только критерий допустимой нагрузки).

(b) Падение напряжения в фидере. (Предположим, что это стальной трубопровод.)

(c) Размер фидера и кабелепровода, если предел падения напряжения установлен на 1% и фидер должен выдерживать симметричный ток короткого замыкания, составляет 35000 А. Для защиты фидера используется автоматический выключатель.

**Решение**

(a) Размер питателя в зависимости от допустимой нагрузки:

Расчеты приведены в Таблице 8.3 с использованием метода расчета комплексной мощности (треугольника мощности) для учета влияния факторов мощности для всех нагрузок.

Общая потребляемая нагрузка составляет 73,29 кВА с коэффициентом мощности 0,913.

Ток потребления рассчитывается:

$$I_L = 73{,}290 \text{ VA} / (1.732 * 480) = 88.2 \text{ A}$$

поэтому используйте № 3 THW (Cu) (см. Таблицу 6.1).

Для кабелепровода используйте диаметр $1^{1/4}$ дюйма (см. Таблицу 6.11).

(b) Из таблицы 6.7, $VD_{L\text{-}N}$ = (0,300 + 0,196) / 2 В / 1000 А-фут для THW № 3 (Cu), pf = 0,90 и стального трубопровода. Таким образом, $VD_{L\text{-}N}$ = 0,248 * $I_L$ * 250 футов / 1000. Фактическая нагрузка $I_L$ = 59538 / (1,732 * 480) = 71,6 А

$VD_{L\text{-}N}$ = 0,248 * 71,6 * 250 футов / 1000 = 4,44 В или VD (%) = 4,44 / 277 = 1,6%

(c) Размер фидера с учетом трех критериев (допустимая нагрузка, короткое замыкание и падение напряжения):

*Допустимая нагрузка*: исходя из (a) *I* = 88,2 А, размер питателя должен быть # 3 THW (Cu), как указано в таблице 6.1.

В таблице 6.11 указано, что для четырех проводов размер кабелепровода составляет 1,25 дюйма.

*Короткое замыкание*: Рисунок 6.7 указывает для $I_{sc,asym}$ = 1,3 * 35,000 = 45,500 А и θ = 2 цикла, размер фидера должен быть: # 3/0 THW (Cu)

В таблице 6.11 указано, что для четырех проводов размер кабелепровода составляет 2 дюйма.

*Падение напряжения*: для VD = 1%, VDL-N = 0,01 * 277-V = 2,77 В

Поскольку А-фут = 71,6 * 250 = 17,9 * $10^3$ А-фут, VD / 1000 А-фут = 2,77 / 17,9 = 0,155

Из Таблицы 6.7 для стального трубопровода, pf = 0,9, и медных проводов размер питателя должен быть # 1/0 THW (Cu).

В таблице 6.11 указано, что для 4-х проводов размер кабелепровода составляет 2 дюйма.

Таким образом, размер питателя 2”C-4 # 3/0 THW (Cu)

# *8.4 Проектирование центров управления двигателями*

МСС рекомендуются, когда необходимо управлять несколькими двигателями из одного места. Централизованное расположение всех блоков управления и защиты может дать ряд преимуществ, включая удобство эксплуатации и простоту обслуживания. В коммерческих зданиях МСС обычно располагаются в механических помещениях, в которых находятся вентиляторы, насосы и оборудование для отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (ОВКВ).

### *8.4.1 Типы МСС*

Национальная ассоциация производителей электрооборудования (НАПЭ) определяет два основных класса для МСС:

*Класс 1* - Независимые блоки: Эти блоки включают в себя механические группы и комбинации блоков управления двигателями, ответвлений, других блоков и электрических устройств, собранных в удобную сборку. Для этих центров производители МСС завершают всю необходимую проводку между компонентами устройства, поэтому полевые проводки не требуются.

*Класс 2* - соединенные между собой блоки: Эти блоки аналогичны классу 1 с добавлением поставляемых производителем электрических блокировок и проводки между блоками, как указано на схемах системы управления, предоставленных клиентом.

Кроме того, для МСС можно рассмотреть разные типы схем подключения:

**Тип А**: Для этих устройств полевая проводка подключается непосредственно к клеммам устройства, внутренним по отношению к устройству. Электропроводка типа А предусмотрена только для МСС класса 1.

**Тип В**: В этих блоках проводка полевого управления подключается к клеммным колодкам блока внутри или рядом с каждым блоком управления двигателем. Есть два размера:

1. Проводка питания нагрузки для типоразмера 3 или меньшей комбинации блоков управления двигателем подключается следующим образом:

а. Тип B-D: силовая проводка нагрузки подключается непосредственно к клеммам устройства, расположенным непосредственно рядом с вертикальным шинопроводом.

б. Тип B-T: проводка питания нагрузки подключается к заводским клеммным колодкам питания, расположенным внутри или рядом с каждым блоком.

2. Силовая проводка нагрузки для комбинированных блоков управления двигателями типоразмера 4 или более и ответвлений подключается непосредственно к клеммам устройств блока.

**Тип С**: Для этого типа проводки рассматриваются два типоразмера:

1. Типоразмер 3 и меньше: Проводка полевого управления и проводка нагрузки на блоках управления двигателями подключаются к главным клеммным колодкам, установленным в верхней или нижней части вертикальных секций, содержащих блоки управления. Проводка управления агрегатом и проводка нагрузки проложены на заводе от клеммных колодок, установленных на агрегате, к главным клеммным колодкам.

2. Типоразмер 4 и больше: проводка питания пользовательской нагрузки подключается непосредственно к клеммам устройства.

МСС состоят из модулей или секций. Типовые размеры модуля:

• Глубина 38 и 50 см (15 и 20 дюймов)

• Ширина 50, 63 и 76 см (20, 25 и 30 дюймов)

Перед проектированием и выбором МСС следует ознакомиться со спецификациями производителя. Помимо компоновки различных модулей, при проектировании ЦУД следует определять, как вертикальные, так и горизонтальные шины. Стандартные номиналы алюминиевых или медных шин - 400, 600, 800, 1200, 1600, 2000 и 2500 А. На рисунке 8.15 показаны типичные модули МСС с доступным пространством, в котором размещаются контроллеры двигателей (обычно 182 см или 72 дюйма). высота) с пространствами для горизонтальных и вертикальных шин или проводных путей (которые обычно имеют ширину 10 см или 4 для секций 50 см или 20 дюймов и ширину 23 см или 9 дюймов для секций 63 см и 25 дюймов).

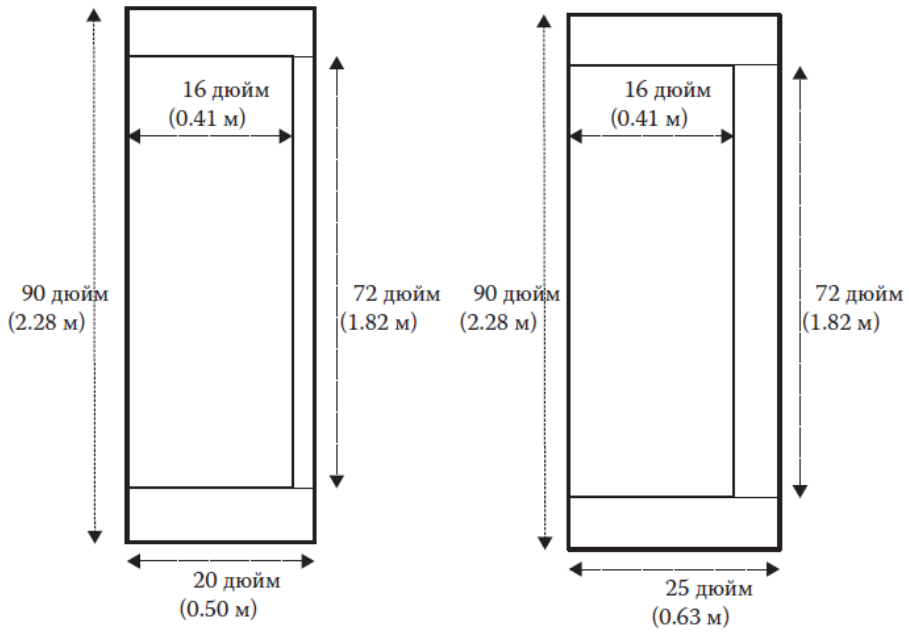



**РИС. 8.15**
Типовые размеры секции MCC.

### *8.4.2 Схема MCC*

При планировании компоновки MCC для каждой секции важно определить требования к пространству, часто выражаемые в коэффициентах размещения каждого контроллера мотора. Один коэффициент заполнения соответствует вертикальной секции 15 см (6 дюймов) в каждом модуле MCC. Поскольку общая доступная высота каждой секции MCC составляет 182 см (72 дюйма), как показано на Рисунке 8.15, на каждую секцию приходится 12 пространственных факторов. Дизайнер обычно отвечает за определение и планирование компоновки MCC на основе блоков контроллера мотора и высоты. Однако представители производителя также могут помочь в составлении спецификаций макета для всех секций MCC.

#### *8.4.2.1 Подход к проектированию*

Общий размер MCC зависит от нескольких факторов, включая количество двигателей, тип пускателей двигателей и номинал защитных устройств. В США MCC обычно размещаются в модулях шириной 50 см (20 дюймов), глубиной 50 см (20 дюймов) и высотой 228 см (90 дюймов). В этом разделе проиллюстрирована процедура определения требований к пространству для MCC с использованием MCC, который питает двигатели, указанные на рисунке 8.16 (см. Пример 6.13).

**Шаг 1**: Требования к месту для пускателей двигателей

Каждый модуль (т.е. Секция 20 дюймов × 20 дюймов × 90 дюймов) MCC может содержать переменное количество блоков управления выдвижением. В каждом выдвижном блоке управления находится стартер, защитное устройство (автоматический выключатель или предохранитель) и средство отключения для одного двигателя. Выдвижные блоки управления имеют стандартные инкрементные размеры. Обычно самый маленький блок имеет размер 12 дюймов (30 см) с шагом 6 дюймов (15 см) для больших блоков. Также доступны другие значения шага, например, 6,5 или 7 дюймов (16,5 или 17,7 см). Обычно приращения называются коэффициентами пространства. В таблице 8.4 приведены типичные коэффициенты пространства, необходимые как для двигателей, так и для немоторных нагрузок. Размеры стартера НАПЭ для двигателей можно определить на основе номинальных значений напряжения и HP, используя Таблицу 6.20 (см. Главу 6). Как указано в Таблице 8.4, коэффициенты пространства зависят от типа устройств защиты и типов пускателей для двигателей, а также от номинальных характеристик устройств защиты для немоторных нагрузок.

В таблице 8.5 приведены требования к пространственному коэффициенту для различных выкатных блоков управления, используемых в МСС, обслуживающем двигатели, показанные на рисунке 8.16.

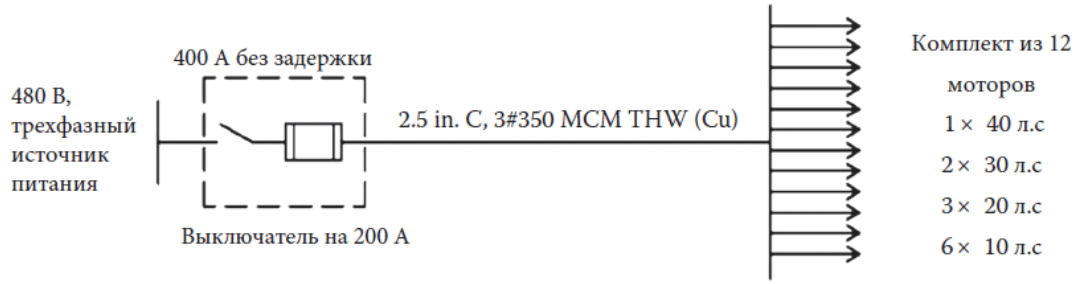



**РИС. 8.16**
Двигатели обслуживаются центром управления двигателями.

**ТАБЛИЦА 8.4**

Типичный коэффициент использования пространства, необходимый для МСС (исходя из коэффициента пространства = 6 дюймов [15 см]). Примечание. Для окончательного выбора необходимо ознакомиться со спецификациями производителей.

(a) Факторы пространства для различных размеров стартеров NEMA и защитных устройств, связанных с двигателями

| Размер стартера NEMA (см. Таблицу 6.20) | Тип стартера | | | |
|---|---|---|---|---|
| | FVNR | FVR | RV - Автотрансформатор | RV- Схема звезда-треугольник |
| | Защита выключателя | | | |
| 1 | 2 | 3 | – | – |
| 2 | 2 | 3 | 6 | 5 |
| 3 | 4 | 4 | 9 | 6 |
| 4 | 4 | 4 | 9 | 7 |
| 5 | 6 | 10 | 12 | 12 |
| 6 | 12 | 12 | 12 | – |
| | Защита типа плавкого переключателя | | | |
| 1 | 2 | 3 | – | – |
| 2 | 2 | 3 | 6 | 5 |
| 3 | 4 | 5 | 10 | 8 |
| 4 | 6 | 6 | 10 | 12 |
| 5 | 7 | 12 | 12 | 12 |
| 6 | 12 | 12 | 12 | – |

(b) Коэффициенты пространства для различных номиналов защитных устройств, связанных с немоторными нагрузками.

| Номинал срабатывания (А) | Предохранители | Плавкие переключатели |
|---|---|---|
| 30 | – | 2 |
| 60 | – | 2 |
| 100 | 2 | 2 |
| 150 | 2 | 4 |
| 200 | 3 | 4 |
| 225 | 3 | 4 |
| 400 | 4 | 6 |

**ТАБЛИЦА 8.5**

Количество факторов пространства, необходимых для блоков управления двигателем для МСС, показанного на Рисунке 8.16.

| Мощность | Тип стартера | Коэфф-т использ.двигателя | Кол-во двиг | Кол-во факторов пространства |
|---|---|---|---|---|
| 40 | FVR | 5 | 1 | 5 |
| 30 | FVNR | 4 | 2 | 8 |
| 20 | FVNR | 2 | 3 | 6 |
| 10 | FVNR | 2 | 6 | 12 |

Следовательно, общее количество пространственных факторов, необходимых для всех блоков управления двигателями, равно 31. Кроме того, один коэффициент заполнения пространства обычно назначается входящим фидерным кабелям. Таким образом, для МСС, обслуживающего двигатели мощностью 40 л.с., 2 × 30 л.с., 3 × 20 л.с. и 6 × 10 л.с., необходимо 32 пространственных фактора. Поскольку каждый модуль может содержать 12 коэффициентов заполнения, количество модулей, необходимых для МСС, составляет 32/12 или три модуля с четырьмя факторами свободного пространства.

**Шаг 2:** Макет МСС

На Рис. 8.17 показана возможная компоновка МСС, включая расположение выдвижных блоков управления для всех двигателей.

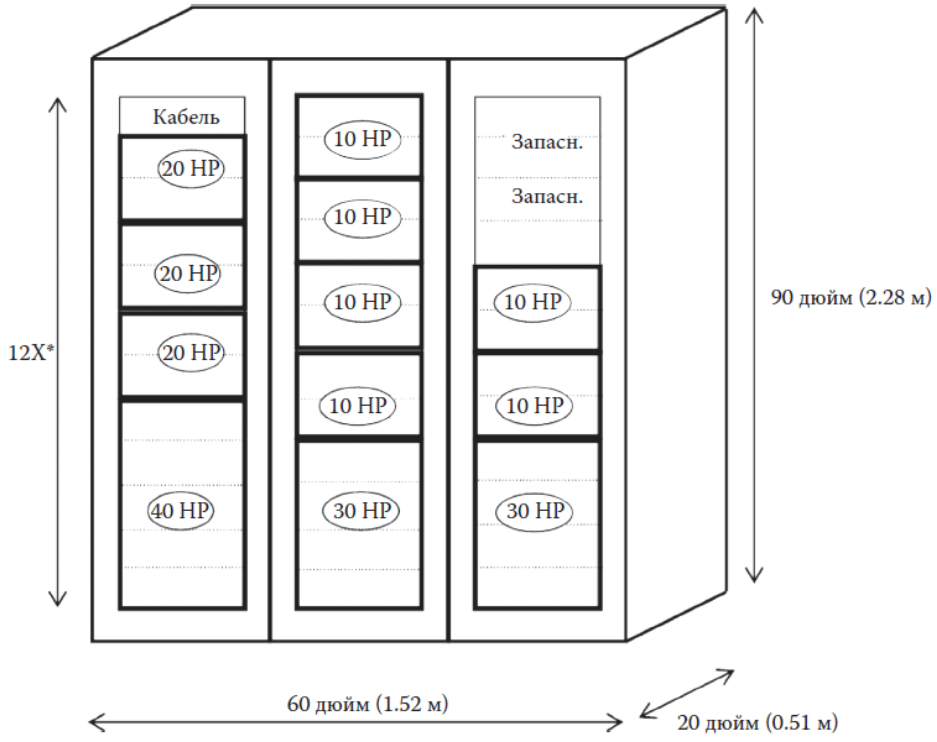



**РИС. 8.17**
Схема МСС на Рисунке 8.16.
* Примечание: символ X используется для обозначения одного коэффициента заполнения (то есть 6 дюймов [15 см]).

Следует отметить, что МСС может стоять отдельно или устанавливаться у стены. Чтобы обеспечить легкий доступ к выдвижным блокам управления, перед МСС должно быть достаточно рабочего пространства. Для МСС, рассчитанного на 480 В, Национальный электротехнический кодекс США (НЭК) требует минимального расстояния 3,5 фута (1,07 м) от передней поверхности МСС до ближайшей заземленной поверхности, например, стены.

# 8.5 Распределительные щиты и блочные подстанции

### *8.5.1 Обзор*

Подстанции и распределительные щиты обычно содержат большие устройства защиты от перегрузки по току (обычно силовые выключатели) для распределительных систем зданий. Они состоят из одного или нескольких металлических отдельно стоящих модулей или секций, которые изготовители собирают на заказ или на месте. Основное отличие распределительных щитов от блочных подстанций связано с расположением главного трансформатора служебного входа. Действительно, блочные подстанции представляют собой интегрированные главные распределительные панели и включают в себя как распределительное устройство, так и трансформатор в дополнение к силовым выключателям для основного вторичного фидера и вспомогательных фидеров, обслуживающих различные панели. Следовательно, основные секции блочной подстанции включают, как показано на Рисунке 8.18, следующее:

• *Первичная секция*: в ней размещаются первичные питающие кабели, первичное распределительное устройство и часто молниезащита. Распределительное устройство состоит из выключателей с предохранителями или встроенных выключателей нагрузки или выкатных автоматических выключателей.

• *Трансформаторная секция*: в этой секции устанавливается обычно вентилируемый понижающий трансформатор сухого типа для понижения первичного высокого напряжения до вторичного низкого напряжения для распределения на различные нагрузки здания.

• *Вторичная секция*: эта секция обеспечивает защиту и контроль низкого напряжения вторичного фидера. Он может включать плавкие выключатели, автоматические выключатели в литом корпусе или силовые выключатели.

• *Секция фидера*: эта секция включает устройства защиты и управления для вспомогательных фидеров, обслуживающих осветительные панели, силовые панели, MCC или ответвленные цепи для одиночных двигателей.

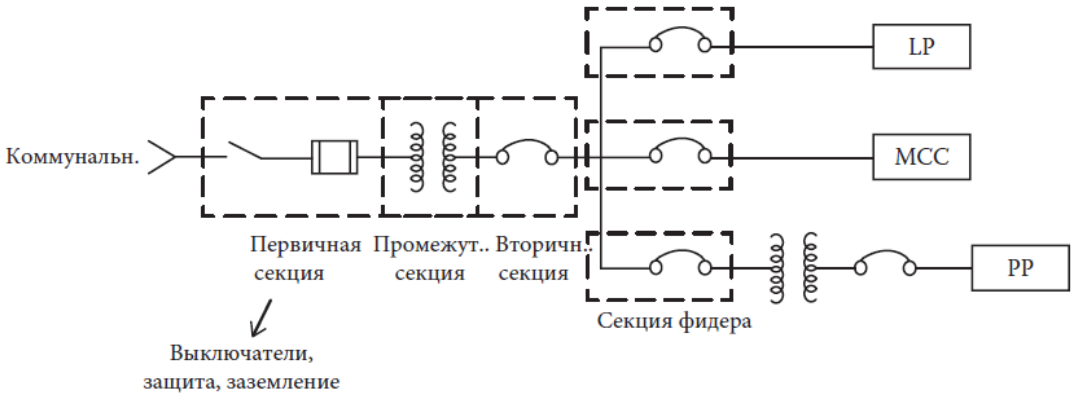



**РИС. 8.18**
Типовая система распределения и связанные с ней секции для блочной подстанции.

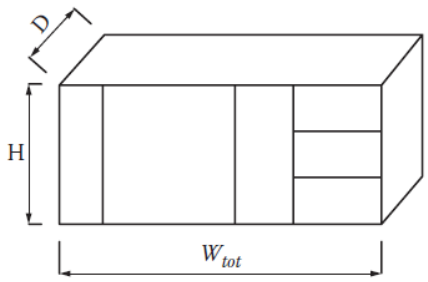



**РИС. 8.19**
Типовые секции для блочной подстанции или распределительного щита.

Распределительные щиты, с другой стороны, включают только распределительные устройства и действуют как первичные распределительные точки электрических систем. Обычно они включают следующее:

• *Секция протяжки кабеля*: эта секция включает кабели или шины для распределения низкого напряжения.

• *Секция главного распределительного устройства*: эта секция обеспечивает защиту и контроль низкого напряжения для главного фидера или шинопровода. Он может включать плавкие выключатели, автоматические выключатели в литом корпусе или силовые выключатели. В этот раздел также может быть включена система обнаружения замыкания на землю.

• *Секция фидера*: в эту секцию входят устройства защиты и управления для вспомогательных фидеров, обслуживающих панели освещения, силовые панели, MCC или ответвленные цепи.

Распределительные щиты доступны с различным напряжением, включая 120/240 В, 208Y / 120 В и 277Y / 480 В, и номиналами 1200, 1600, 2000, 2500, 3000 и 4000 А. На рисунке 8.19 показаны типичные разделы для блочных подстанций и коммутаторы.

### *8.5.2 Методика проектирования блочных подстанций*

Процедура проектирования блочных подстанций включает выбор размера и номинальных характеристик первичной, трансформаторной, вторичной главной и фидеров. Следующие шаги обеспечивают общий подход к проектированию блочных подстанций:

1. *Первичная часть*: во-первых, первичный ток оценивается в зависимости от размера трансформатора:

$$I_{L,P} = \frac{P_T}{\sqrt{3}E_L} \qquad (8.19)$$

Исходя из этого увеличения первичного тока на 25%, первичная секция выбирается с номинальным током 600 А или 1200 А и номинальным напряжением 5 или 15 кВ. Стандартная секция доступна с шириной 36 дюймов (91 см), высотой 90 дюймов (228 см) или 100 дюймов (253 см) и глубиной 54 дюйма (137 см).

2. *Секция трансформатора*: выбор и размеры этой секции зависят от спецификаций производителя и обычно зависят от номинального напряжения трансформатора, кВА и номинального напряжения первичной обмотки, как указано в Таблице 8.6, для типовых размеров секции трансформатора, предлагаемых некоторыми производителями в США.

**ТАБЛИЦА 8.6**

Номинальные характеристики и размеры секций сухих трансформаторов, подходящих для блочных подстанций

| | Размеры трансформаторной секции[a] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Системы 5 kV | | | Системы 15 kV | | |
| кВА Рейтинг трансформатора | H | W | D | H | W | D |
| 111.5 | 90 | 30 | 54 | 90 | 30 | 54 |
| 150 | 90 | 30 | 54 | 90 | 30 | 54 |
| 225 | 90 | 30 | 54 | 90 | 42 | 54 |
| 300 | 90 | 42 | 54 | 90 | 90 | 54 |
| 500 | 90 | 42 | 54 | 90 | 90 | 54 |
| 750 | 90 | 90 | 54 | 90 | 90 | 54 |
| 1000 | 90 | 90 | 54 | 90 | 100 | 54 |
| 1500 | 90 | 100 | 54 | 90 | 100 | 54 |
| 2000 | 90 | 100 | 54 | 100 | 100 | 54 |
| 2500 | 90 | 100 | 54 | 100 | 100 | 54 |

[a] Размеры выражены в дюймах, и их следует умножить на 2,54, чтобы выразить их в см.

**ТАБЛИЦА 8.7**

Типоразмеры и номинальные характеристики силовых выключателей низкого напряжения

| | | Симметричные номинальные токи отключения при мгновенном отключении (A) | | | Симметричные характеристики кратковременного отключения (задержка 0,5 с) отключения (A) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Размер корпуса (A) | Номинал срабатывания[a] (A) | 208/240 V | 480 V | 600 V | 240 V | 480 V | 600 V |
| 600 | 50–600 | 42,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 |
| 600 | 50–800 | 42,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 | 30,000 |
| 1600 | 50–1600 | 65,000 | 50,000 | 42,000 | 50,000 | 50,000 | 42,000 |
| 2000 | 50–2000 | 65,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 | 50,000 |
| 3000 | 1200–3000 | 85,000 | 65,000 | 65,000 | 65,000 | 65,000 | 65,000 |
| 4000 | 1600–400 | 130,000 | 85,000 | 85,000 | 85,000 | 85,000 | 85,000 |

[a] Стандартный номинал срабатывания включает 50, 100, 150, 200, 225, 300, 400, 600, 800, 1200, 2000, 2400, 3000 и 4000 A.

3. *Основная вторичная часть*: Вторичный ток трансформатора рассчитывается по уравнению 8.20. Затем размер защитного устройства (обычно силового выключателя) выбирается с использованием требуемой нагрузки, полученной по уравнению 8.21:

$$I_{L,S} = \frac{P_T}{\sqrt{3}E_{L,S}} \tag{8.20}$$

$$I_{CB} = 1.25 \times I_L \tag{8.21}$$

Размер корпуса силового главного выключателя может быть получен на основе значения $I_{CB}$, а также значения тока короткого замыкания, полученного на главном вторичном фидере (см. Таблицу 8.7 для выбора типоразмера и номинальной мощности срабатывания силовых выключателей). После выбора типоразмера автоматического выключателя таблица 8.8 используется для выбора номера блока и связанных с ним размеров, отвечающих требованиям основной вторичной секции.

4. *Раздел вспомогательного устройства подачи*: Выбор разделов вспомогательного устройства подачи аналогичен выбору основного вспомогательного раздела с помощью таблицы 8.8.

5. *Размер электрического помещения*: после того, как выбраны все секции для блочной подстанции или распределительного щита, можно определить ширину и глубину главного распределительного щита. Затем размер электрического помещения может быть оценен с использованием требований НЭК по зазору, которые требуют определенного зазора $d_{clearance}$ вокруг главных распределительных панелей, предположительно центрированных в электрическом помещении. Расстояние устанавливается равным 6 футов (1,83 м) для высоковольтных систем (т.е. с номиналом 15 кВ) и 5 футов (1,52 м) для низковольтных систем (т.е. с номиналом 5 кВ), когда блочная подстанция считается. На рисунке 8.20 показаны габаритные расстояния и габариты электрического помещения, в котором находится блочная подстанция.

Пример иллюстрирует изложенный здесь подход к проектированию схемы блочной подстанции для большого коммерческого здания.

**ТАБЛИЦА 8.8**

Номинальные характеристики и размеры секций основного и вспомогательного питателя

| Блок № | Ширина [дюйм. (см)] | Максимальный номинальный ток (А) | Кол-во отсеков | Приложения |
|---|---|---|---|---|
| Блок 1 | 30 (76) | 3000 | 1 | Основные второстепенные разделы |
| Блок 2 | 18 (46) | 600 | 4 | Секции питателя |
| Блок 3 | 26 (66) | 1600 | 3 | Секции питателя |
| Блок 4 | 30 (76) | 3000 | 3 | Секции питателя |
| Блок 5 | 34 (86) | 4000 | 2 | Главные вторичные или питающие секции |
| Блок 6 | 26 (66) | 600–1600 | 4 | Секции питателя (с разными номиналами питателя) |

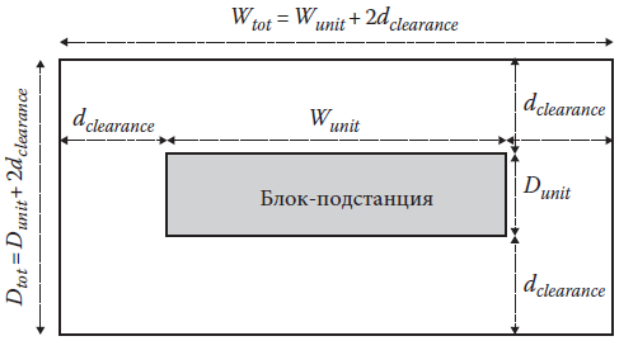



**РИС. 8.20**
Типичный зазор и размер электрического помещения для систем 15 кВ.

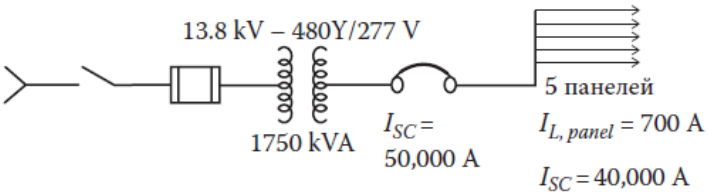



**РИС. 8.21**
Однолинейная система распределения для примера 8.7.

**Пример 8.7**

**Задача**

Определите все необходимые секции блочной подстанции для радиальной распределительной системы, показанной на Рисунке 8.21. Затем определите размер помещения с электрооборудованием, предполагая, что блочная подстанция расположена в центре помещения.

**Решение**

Используя различные шаги, описанные в общей методике проектирования, можно выбрать секции блочной подстанции для системы, показанной на Рисунке 8.21.

1. Первичный раздел:

$$I_L = \frac{1750\ \text{kVA}}{(1.732)(13.8\ \text{kV})} = 73.2\ \text{A}$$

→ Используйте 600 А, 15 кВ, W = 36 дюймов, H = 90 дюймов, D = 54 дюйма первичной секции.
2. Трансформаторная секция:
Таблица 8.6 → W = 100 дюймов, H = 100 дюймов, D = 54 дюйма
3. Основная вторичная секция:

$$I_L = \frac{1750\ \text{kVA}}{\sqrt{3}\,(0.48\ \text{kV})} = 2105\ \text{A}$$

$$I_{CB} = 1.25 \times I_L = 2631\ \text{A}$$

Таблица 8.7 → используйте выключатель на 3000 А ($I_{SC}$ = 65 000 А <50 000 А)
Таблица 8.8 → блок №1, W = 30 дюймов.
4. Секция подачи:

$$I_L = 700\ \text{A},\ I_{CB} = 840\ \text{A}$$

Таблица 8.7 → выключатель 1600 А (ISC = 50000 А <40000 А)
Таблица 8.8 → используйте блок № 3, W = 26 дюймов.
Каждая может обрабатывать три панели → необходимы две секции подачи
5. *Размер электрического помещения*: На Рисунке 8.22 показана схема блочной подстанции, основанная на выборе всех секций. Поскольку общая ширина блочной подстанции составляет 218 дюймов или 18,16 футов, а ее глубина - 54 дюйма, можно определить размер помещения с зазором 6 футов со всех сторон:
Размер электрического помещения = 30,16 футов (ширина) ´16,5 футов (глубина)

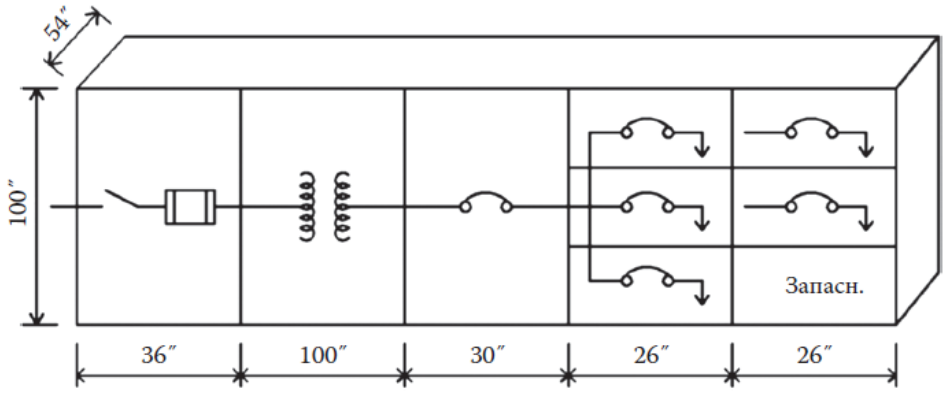



**РИС. 8.22**
Схема блочной подстанции примера 8.7.

# 8.6 Аварийные системы

### *8.6.1 Обзор*

Существует три основные категории систем аварийного питания, включая аварийные системы, обязательные резервные системы и дополнительные резервные системы:

• Аварийные системы - это те системы, которые обеспечивают питание электрического оборудования здания, которое имеет важное значение для немедленной безопасности жизни человека. Системы обнаружения пожара, аварийное освещение, сигнализация, системы связи, лифты, аварийная вентиляция и пожарные насосы являются примерами аварийных нагрузок, которые необходимо

обслуживать, чтобы люди могли безопасно покинуть здание. Эти нагрузки должны быть запитаны практически сразу после возникновения аварийной ситуации. Национальное агентство противопожарной защиты (NFPA) требует, чтобы аварийные системы были в рабочем состоянии в течение 10 секунд после отключения основного источника питания.

• Обязательные резервные системы - это те системы, которые необходимы для безопасности здания, но не представляют немедленной опасности для жителей здания в их отсутствие. Системы пожаротушения, контроля опасностей для здоровья, долгосрочных спасательных операций и предотвращения промышленных опасностей являются примерами электрических нагрузок, которые будут питаться от необходимых резервных систем. Поскольку эти системы не обязательно должны быть задействованы немедленно, необходимые резервные системы должны быть готовы обслуживать нагрузки в течение 60 секунд после потери мощности.

• Дополнительные резервные системы предназначены для минимизации экономических потерь из-за аварийной ситуации в здании. Эти типы нагрузок могут широко варьироваться в зависимости от требований владельца здания.

### *8.6.2 Типы аварийных систем*

Система аварийного электроснабжения состоит из всех компонентов, необходимых для обеспечения энергией необходимых электрических систем здания. И источник питания, и распределительная система должны быть полностью отделены от основных компонентов системы. Это требование состоит в том, чтобы гарантировать, что внутренний сбой питания в здании не поставит под угрозу функциональность компонентов аварийного питания. Требования NFPA гласят, что аварийные системы, необходимые резервные системы и дополнительные резервные системы могут получать питание от одного источника. Тем не менее, в систему должны быть интегрированы автоматический подбор нагрузки и оборудование для отключения нагрузки, чтобы обеспечить возможность распределения мощности между отдельными компонентами системы на основе четко определенного приоритета.

Есть несколько вариантов создания резервного питания для аварийных нагрузок. Эти варианты включают следующее:

• *Батареи*: при сбое питания подключение аварийных нагрузок к системе батарей осуществляется через безобрывный переключатель. Этот вариант особенно легко спроектировать, если аварийные нагрузки могут работать от постоянного тока (DC). В случае, если для обслуживания аварийных нагрузок необходим переменный ток (AC), в систему должен быть установлен инвертор, чтобы преобразовать выход постоянного тока батареи в мощность переменного тока. Небольшие нагрузки, такие как аварийное освещение, сигнализация и системы связи, лучше всего питаются от резервного аккумулятора. Для больших нагрузок наиболее практичным применением является электрогенератор.

• *Генераторы*: эти системы сжигают ископаемое топливо, чтобы преобразовать химически накопленную энергию в механическую, а затем электрическую. Генераторы доступны с различными номинальными напряжениями и могут использоваться для питания как одно-, так и трехфазных нагрузок, что делает их универсальным резервным источником питания для широкого диапазона типов нагрузок. Как правило, освещение и пожарные насосы получают питание от системы генератора. В главе 13 более подробно обсуждаются проектные спецификации и стратегии эксплуатации генераторов и когенераторов.

• *Вторичные коммунальные услуги*: для больших зданий или строительных комплексов могут использоваться две отдельные коммунальные услуги: первичная и вторичная. Если первичная коммунальная служба подвержена какой-либо неисправности, вторичная (или резервная) коммунальная служба может обеспечить необходимое дополнительное питание. Два служебных входа должны быть подключены к зданию отдельно в разных местах. Более того, источники питания двух служб должны быть независимыми, чтобы любой сбой в одной службе не повлиял на другую.

В то время как большинство систем генераторов требует использования ископаемого топлива для выработки электроэнергии, существует несколько систем резервного копирования, которые работают вне естественных энергосистем. Системы, работающие на солнечной, ветровой и водной энергии, могут заменить эти системы при небольших аварийных нагрузках. Эти системы собирают

энергию в течение длительного периода времени и отправляют ее в аккумуляторную систему для хранения. Затем, в случае аварийного отключения электроэнергии, эти батареи могут обеспечивать необходимую нагрузку, как и обычная система батарей. Такие системы с естественным питанием идеально подходят для мест с высокими природными ресурсами или с ограниченными ресурсами ископаемого топлива. В главе 14 описываются подходы к проектированию и анализу для интеграции систем распределенной генерации, включая технологии возобновляемых источников энергии, для удовлетворения электрических потребностей зданий.

Следует отметить, что основной причиной установки дополнительных резервных систем является уменьшение экономических последствий, а не повышение безопасности человека из-за потери мощности. Действительно, и для специальных применений в зданиях экономические потери из-за сбоя питания могут быть значительными, даже если отключение электроэнергии длится несколько секунд. Потери мощности могут повредить важное и чувствительное оборудование и продукты, которые уязвимы даже в течение типичного 10-секундного времени реакции, необходимого для активации обычных аварийных систем. Для этих нагрузок системы бесперебойного питания (ИБП) могут стать хорошей альтернативой типичным аварийным системам. ИБП - это комбинация батарей и балластов, предназначенная для продолжения подачи питания на нагрузку до тех пор, пока не будет подключена система резервного питания. Обычно ИБП может работать с полной нагрузкой только в течение нескольких секунд, но этого времени достаточно, чтобы избежать значительных повреждений, связанных с потерей мощности.

### *8.6.3 Аварийное освещение*

Системы аварийного освещения срабатывают в случае отказа обычных систем освещения, чтобы обеспечить достаточную освещенность для людей, которые должны видеть путь к выходам из здания. Система аварийного освещения состоит из освещения территории вдоль маршрутов выхода и указателей выхода. Согласно нормам, оба должны полностью работать на требуемых уровнях в течение десяти секунд после отказа и обеспечивать требуемую освещенность в течение 90 минут. Обычная система освещения может выйти из строя по трем причинам: отключение электроэнергии, отказ электрической системы здания или отказ осветительной арматуры. Чтобы реагировать на все три случая, система аварийного освещения должна определять неисправность локально (датчиком напряжения или фотодатчиком) и получать питание независимо.

• *Освещение зоны*: обычно есть два подхода к путям выхода света - специальные приспособления аварийного освещения или интегрированные осветительные приборы. Светильники аварийного освещения легче подобрать и установить, поскольку они специально разработаны для освещения выходных путей. Однако они являются дополнением к обычным системам освещения и могут не выглядеть эстетично, а их световой луч может вызывать блики. Эти светильники доступны в самых разных дизайнах и формах и могут использовать практически любой источник света. В качестве альтернативы, аварийное освещение может обеспечиваться отдельными светильниками из обычной системы освещения путем добавления встроенной аккумуляторной системы. Основным преимуществом этой интегрированной системы является то, что она является частью обычной системы освещения и обеспечивает более равномерную освещенность в случае аварии.

• *Освещение выхода*: знаки выхода также необходимы в случае чрезвычайных ситуаций и требуются большинством правил. Действительно, жильцы здания должны руководствоваться четкими указателями направления из любого места в здании, пока они не окажутся в безопасности, обычно на открытом воздухе. Они могут иметь внешнюю или внутреннюю подсветку и использовать несколько источников света, например люминесцентные или светодиодные. Следует отметить, что указатели выхода должны быть видны даже сквозь дым.

## *8.7 Результат исследования*

### *8.7.1 Обзор*

В этом тематическом исследовании характеристики системы распределения электроэнергии для офисного здания определяются с использованием подхода к проектированию, изложенного в этой

главе. В частности, в тематическом исследовании рассматривается 3-этажное офисное здание среднего размера общей площадью 4200 м2 (45000 кв. футов) с подвалом, открытой планировкой офиса и тремя конференц-залами. Электрические нагрузки здания питаются от радиальной распределительной сети от линии электропередачи 13,8 кВ через понижающий трансформатор для снижения напряжения до 480Y / 277 В для обслуживания кондиционирования воздуха и освещения, а также трансформатор 208Y / 120-В соединены с панелями для обслуживания розеток.

### *8.7.2 Описание здания*

На рис. 8.23 показан план первого этажа офисного здания. Остальные этажи имеют аналогичную планировку. На рис. 8.24 показана трехмерная визуализация здания. В частности, в здании есть следующие помещения:

- Механическая часть в подвале
- Гидравлический лифт
- Вестибюль
- Естественно освещенная лестничная клетка
- Открытая стойка регистрации
- Открытое пространство для игровой площадки
- Кухня
- Душевые кабины в ванных комнатах
- Три больших конференц-зала
- Комната для совещаний
- Электрическая комната

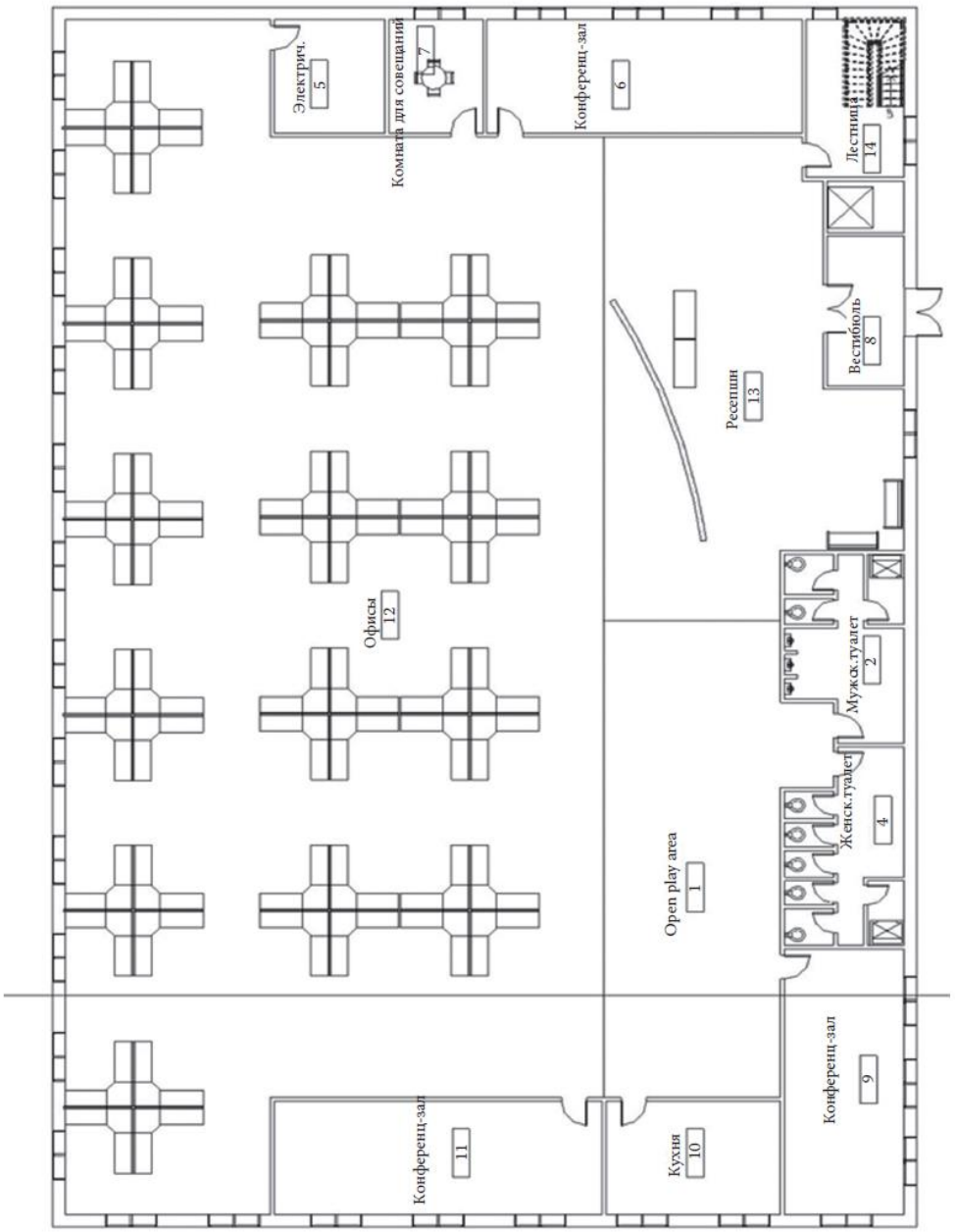



**РИС. 8.23**
Типовая планировка первого этажа среднего офисного здания.

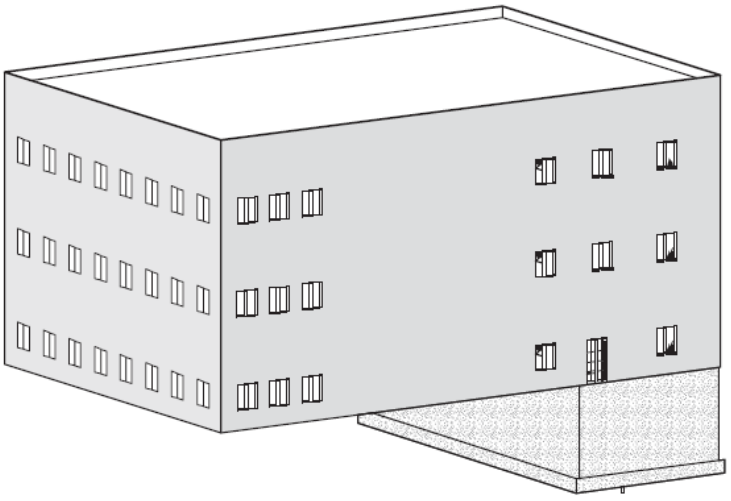


**РИС. 8.24**
Трехмерная визуализация офисного здания.

### *8.7.3 Электрические нагрузки*

#### 8.7.3.1 Освещение

Система общего освещения здания состоит из люминесцентных светильников, работающих при напряжении 277 В. В частности, троферы 2 × 4 используются для общего и рабочего освещения в большинстве помещений. В туалете, вестибюле и на кухне используются светильники типа «даунлайт». В Таблице 8.9 приведены сводные данные о количестве светильников и потолочных светильников, используемых во всем здании, а также об общей силовой нагрузке освещения. В зависимости от величины этой нагрузки считается, что одной осветительной панели достаточно для всего здания.

**ТАБЛИЦА 8.9**

Сводка световых нагрузок

| Описание идентификатора прибора | | Кол-во | Нагрузка (VA) | Всего нагрузка (kVA) |
|---|---|---|---|---|
| D1 | 6″ Светильник | 57 | 60 | 3.42 |
| D2 | 8″ Светильник | 78 | 100 | 7.80 |
| R1 | 2 × 4 Светильник | 258 | 80 | 20.6 |
| | | | Всего | 31.8 |

**ТАБЛИЦА 8.10**

Сводка технических характеристик двигателя для системы кондиционирования воздуха

| Оборудование | Размер двигателя (л.с) | Тип напряжения (V) | | Ток полной нагрузки (A) |
|---|---|---|---|---|
| Приточный вентилятор | 75 | FVNR | 460 | 96.0 |
| Возвратный вентилятор | 40 | FVNR | 460 | 52.0 |
| Вытяжной вентилятор | 15 | FVNR | 460 | 21.0 |
| Насос охлажденной воды | 15 | FVNR | 460 | 21.0 |
| Насос горячей воды | 20 | FVNR | 460 | 27.0 |
| Конденсатор | 75 | RVNR | 460 | 96.0 |

Линейный ток для подключенной нагрузки осветительной панели оценивается как

$$I_L = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot E_L} = \frac{31,800\,\text{VA}}{(1.732)(480\,\text{V})} = 37.3\,\text{A} \qquad (8.22)$$

#### *8.7.3.2 Механическая система*

Для обогрева и охлаждения здания используется установка кондиционирования воздуха (AHU). В частности, приточный воздух нагревается через змеевик с горячей водой, который подается от бойлера, и охлаждается с помощью змеевика с охлажденной водой, питаемого от чиллера. Кондиционированный воздух проходит через приточный и возвратный каналы с помощью вентиляторов. Насосы перемещают потоки горячей и охлажденной воды. Все вентиляторы и насосы приводятся в действие электродвигателями. В таблице 8.10 перечислены механическая выходная мощность (выраженная в лошадиных силах), напряжения и номинальные токи полной нагрузки для всех двигателей, а также типы контроллеров, рассматриваемые для двигателей, связанных с системой кондиционирования воздуха.

#### *8.7.3.3 Двигатель лифта*

Для офисного здания предусмотрен лифт грузоподъемностью 1600 кг (3500 фунтов) (Аллен и Джано, 2007), поскольку для 3-этажного здания допустима скорость от низкой до средней. Со скоростью 61 м / мин (200 футов / мин) лифт переместится из подвала на третий этаж (примерно 13 м

или 42 фута) примерно за 13 с. Технические характеристики двигателя лифта выбраны в соответствии с таблицей 8.11 (Балдор, 2015).

### *8.7.4 Проектирование электрической системы*

#### *8.7.4.1 Система распределения*

Для этого офисного здания рассматривается простая система радиального распределения, поскольку нет критических нагрузок и у владельца есть бюджетные ограничения. Однолинейная схема и стояк для системы распределения электроэнергии показана на Рисунке 8.25. Для этого здания предусмотрена блочная подстанция, которая находится в электрощитовой. Главный распределительный щит обслуживает один МСС, а также одну панель освещения и три панели питания.

**ТАБЛИЦА 8.11**

Технические характеристики двигателя лифта

| Оборудование | Двигатель (л.с) | | Напряжение (В) | Ток полной нагрузки (А) |
|---|---|---|---|---|
| Двигатель лифта | 25 | FVR | 460 | 34.0 |

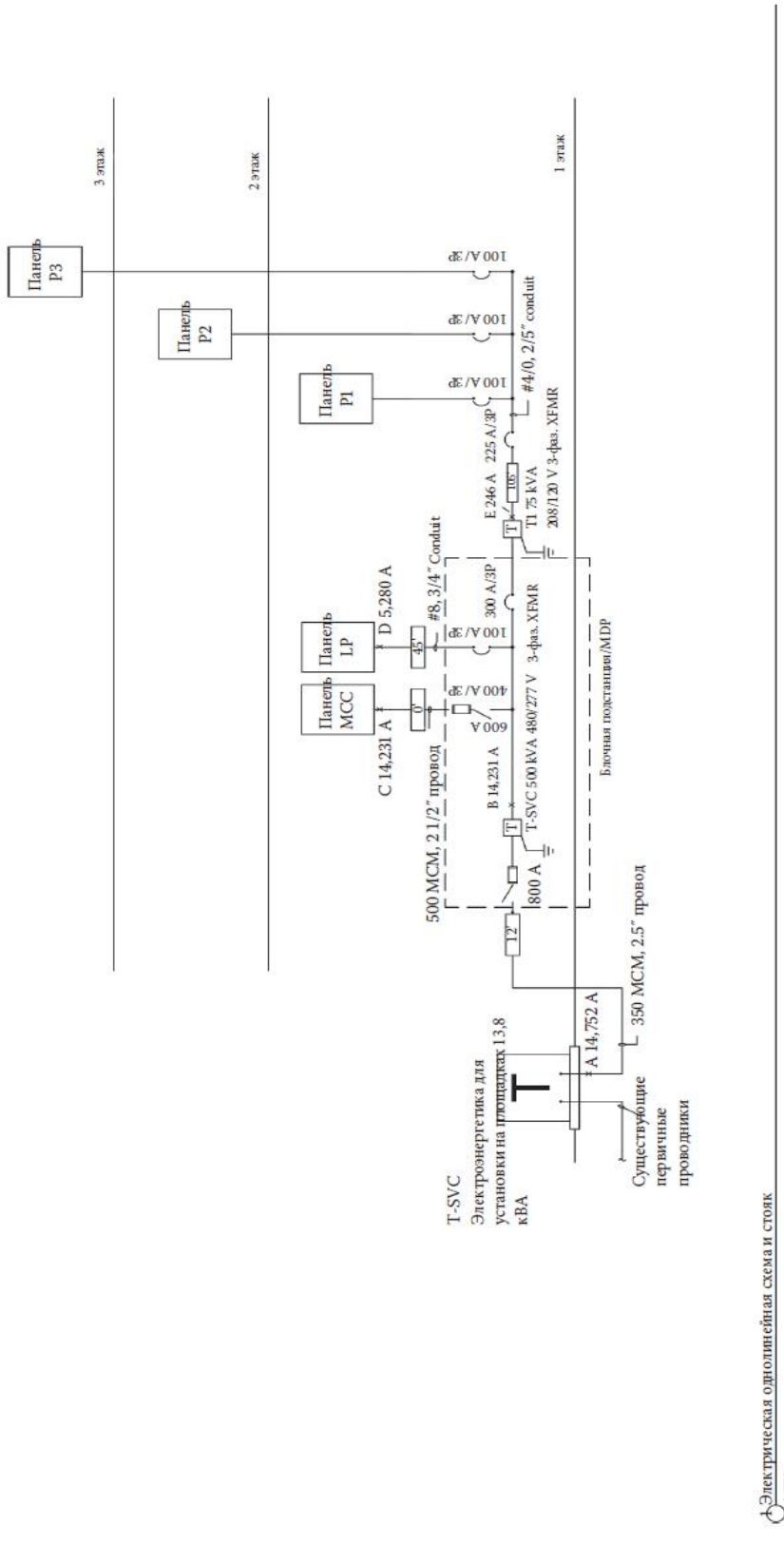



**РИС. 8.25**
Однолинейная и вертикальная схема радиальной системы, обслуживающей офисное здание.

### *8.7.4.2 Электрические панели*

Электротехническая может быть расположена в центре здания, чтобы обеспечить более короткие пробеги для большинства нагрузок. Однако для того, чтобы центральная часть оставалась доступной для открытых офисов, а также для минимизации основного фидера, соединяющего инженерную линию с распределительной системой здания, с восточной стороны каждого этажа размещается электрическая комната.

В подвале в большом электрическом помещении находится блочная подстанция с главным трансформатором (T-SVC), снижающим напряжение распределительной сети с 13,8 кВ до 480/277 В. Главный трансформатор питает осветительную панель (LP-1), MCC, а также вторичный трансформатор (T-1), питающий низковольтные панели. Все осветительные приборы обслуживаются одной осветительной панелью 480Y / 277-V (LP-1), расположенной в электрощите первого этажа. Все большие двигатели поставляются из ЦУП, который находится в цокольном электрическом помещении. Розетки и все остальные нагрузки на 120 В подключаются по этажам к одной из трех низковольтных силовых панелей (P-1, P-2, P-3). Питание этих панелей осуществляется от блочной подстанции через вторичный трансформатор (T-1). Для уменьшения длины ответвлений силовой щит P-1 расположен в электрическом помещении первого этажа, P-2 расположен в электрическом помещении второго этажа, а P-3 расположен в электрическом помещении третьего этажа. На рисунках 8.26 и 8.27 показаны ответвительные цепи для осветительных и универсальных розеток для выбранных этажей соответственно.

Все панели предназначены для обеспечения защиты всех ответвленных цепей автоматическими выключателями в литом корпусе. Более того, три фазы для панелей обычно сбалансированы в пределах 10%. На Рис. 8.28 показано расписание световой панели, а на Рис. 8.29 - график для силовой панели P-2.

### *8.7.5 Расчетные расчеты*

#### *8.7.5.1 Расчет параметров главного трансформатора*

Для определения размера главного трансформатора общая нагрузка сначала оценивается с использованием плотностей мощности для освещения, розетки и других нагрузок. Подробности расчета подключенных и требуемых нагрузок всего здания приведены в Таблице 8.12.

На основании этой оценки мощность главного трансформатора (T-SVC) выбрана равной 500 кВА. Вторичный трансформатор, обслуживающий только розетки общего назначения, рассчитан на 75 кВА.

#### *8.7.5.2 Центр управления двигателем*

Все двигатели вентиляторов и насосов, а также двигатель лифта обслуживаются одним ЦУП. Чтобы определить размер MCC, для каждого двигателя были определены размер НАПЭ и факторы пространства. Размер НАПЭ основан на размере стартера и используется для определения факторов пространства. Требования к пространственному коэффициенту для всех двигателей указаны в Таблице 8.13.

Если добавить один коэффициент заполнения пространства для главного предохранителя и кабелей, необходимое количество пространственных факторов составит 31. Исходя из 15 см (6 дюймов) высоты для каждого коэффициента заполнения и общей высоты 2,28 м (90 дюймов) для каждого модуля общее количество модулей определяется следующим образом:

$$\text{Кол-во модулей} = \frac{31 \quad \text{коэфф-т заполнения}}{12 \quad \text{коэфф-т заполн./модуль}} = 2.558 \rightarrow 3 \text{ модуля} \qquad (8.23)$$

Компоновка MCC, включая мощность и контроллер для каждого двигателя, представлена в Таблице 8.14.

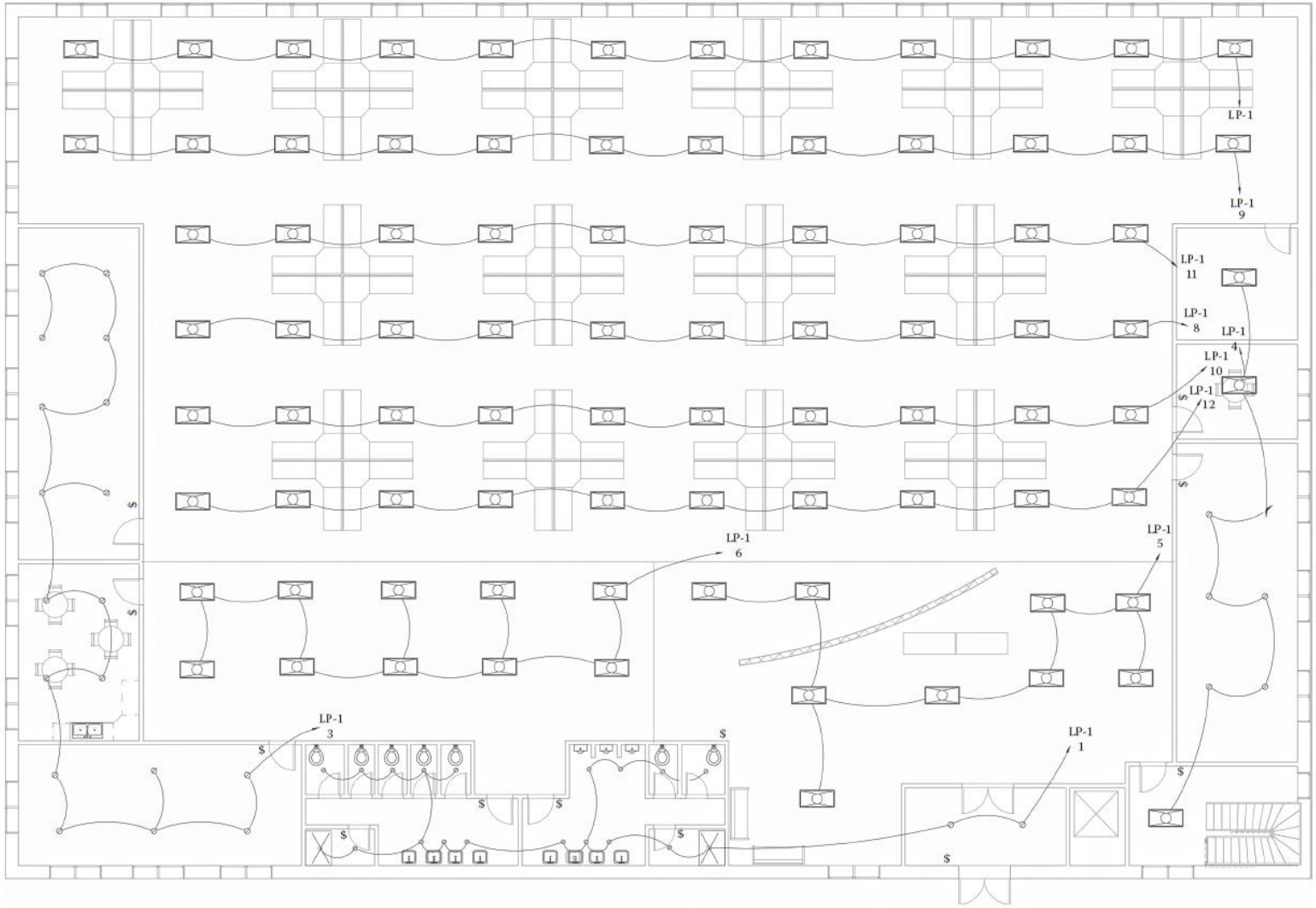



**РИС. 8.26**
Осветительные ответвления, связанные с первым этажом.

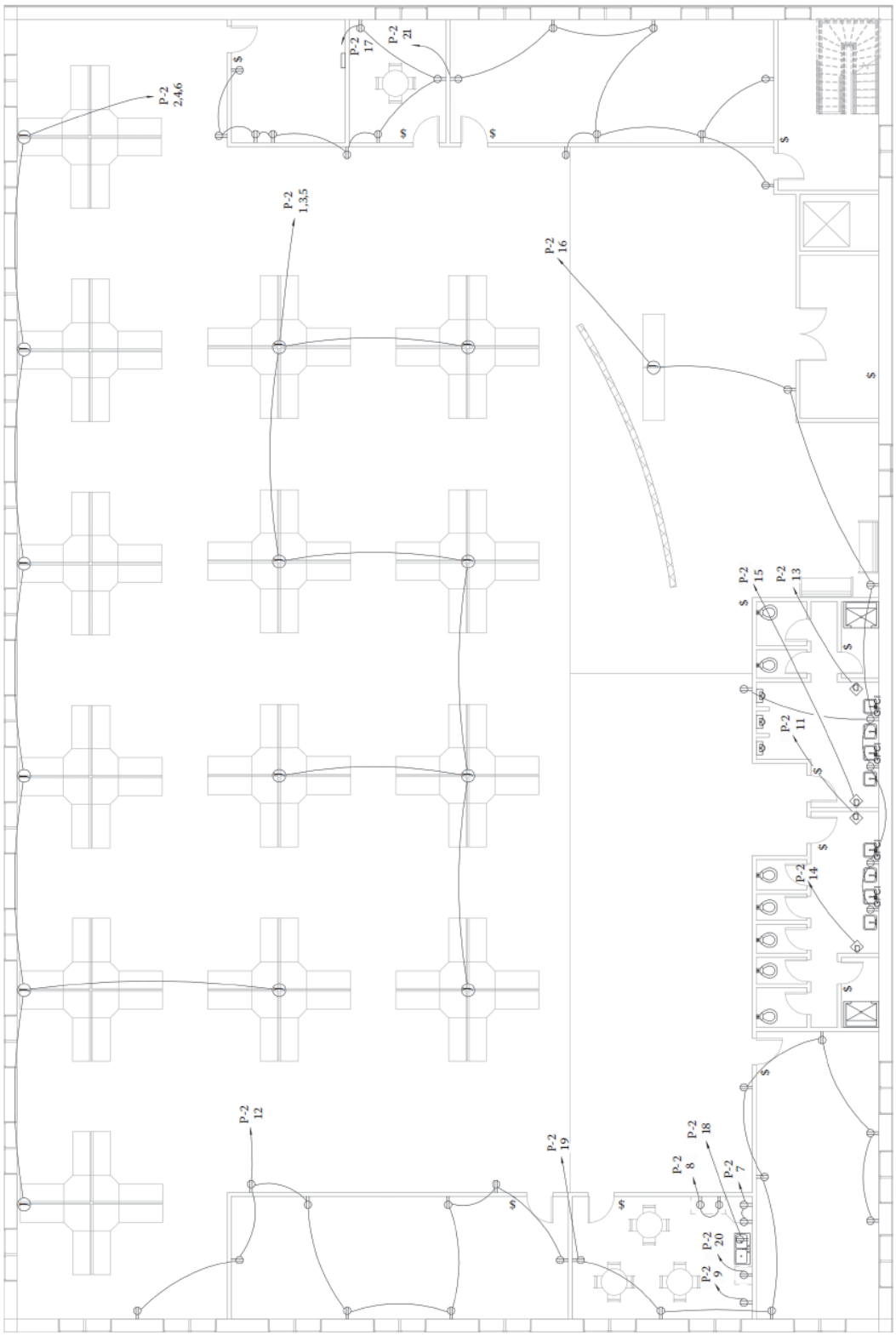



**РИС. 8.27**
Силовые ответвления и силовой щит связаны со вторым этажом.

## Панель ответвления: P-2

**Расположение:** Электрооборудование
**203 Поставка от:** T-1
**Монтаж:** Поверхностный корпус:

**Volts:** 206/120 V
**Phases:** 3
**Wires:** 4

**A.I.C. Rating:**
**Mains Type:**
**Mains Rating:** 100 A

**Прим:**

| CKT | Описание схемы | Trip | Poles | A | | B | | C | | Poles | Trip | Circuit Description | CKT |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Workstations | 20 A | 3 | 1167… | 1167… | | | | | 3 | 20 A | Workstations | 2 |
| 3 | — | — | — | | | 1167… | 1167… | | | — | — | — | 6 |
| 5 | — | — | — | | | | | 1167… | 1167… | — | — | — | 6 |
| 7 | Receptacles—Kitchen counter | 20 A | 1 | 360 VA | 360 VA | | | | | 1 | 20 A | Receptacles—Kitchen receptacles | 8 |
| 9 | Kitchen refrigerator | 20 A | 1 | | | 1200… | 0 VA | | | 1 | 0 A | Spare | 10 |
| 11 | Hand dryer | 20 A | 1 | | | | | 1725… | 1440… | 1 | 20 A | Receptacles—Large conference room 2 | 12 |
| 13 | Hand dryer | 20 A | 1 | 1725… | 1725… | | | | | 1 | 20 A | Hand dryer | 14 |
| 15 | Hand dryer | 20 A | 1 | | | 1725… | 1760… | | | 1 | 20 A | Receptacles—Restrooms, reception area | 16 |
| 17 | Receptacles—Private office, electrical room | 20 A | 1 | | | | | 1440… | 1176… | 1 | 20 A | Motor—Garbage disposal | 18 |
| 19 | Receptacles—Kitchen convenience, Lg Conf Rm 3 | 20 A | 1 | 1440… | 900 VA | | | | | 1 | 20 A | Kitchen dishwasher | 20 |
| 21 | Receptacles—Large conference Rim 2 | 20 A | 1 | | | 1440… | 0 VA | | | 1 | 0 A | Spare | 22 |
| 23 | Spare | 0 A | 1 | | | | | 0 VA | 0 VA | 1 | 0 A | Spare | 24 |
| 25 | Spare | 0 A | 1 | 0 VA | 0 VA | | | | | 1 | 0 A | Spare | 26 |
| 27 | Spare | 0 A | 1 | | | 0 VA | 0 VA | | | 1 | 0 A | Spare | 28 |
| 29 | Spare | 0 A | 1 | | | | | 0 VA | 0 VA | 1 | 0 A | Spare | 30 |
| 31 | | | | | 0 VA | | | | | — | — | Space | 32 |
| 33 | | | | | | | | | | | | | 34 |
| 35 | | | | | | | | | | | | | 36 |
| 37 | | | | | | | | | | | | | 38 |
| 39 | | | | | | | | | | | | | 40 |
| 41 | | | | | | | | | | | | | 42 |
| | | **Total Load:** | | 8743 VA | | 8458 VA | | 8114 VA | | | | | |
| | | **Total Amps:** | | 73 A | | 71 A | | 68 A | | | | | |

**Legend:**

| Load Classification | Connected Load | Demand Factor | Estimated Demand | Panel Totals | |
|---|---|---|---|---|---|
| Motor | 1176 VA | 100.00% | 1176 VA | | |
| Power | 7500 VA | 100.00% | 7500 VA | Total Conn. Load: | 25316 VA |
| Receptacle | 9740 VA | 100.00% | 9740 VA | Total Est. Demand: | 25316 VA |
| Equipment | 6900 VA | 100.00% | 6900 VA | Total Conn. Current: | 70 A |
| | | | | Total Est. Demand Current: | 70 A |
| | | | | | |
| | | | | | |

**Notes:**

**РИС. 8.28**
График для освещения панели LP.

## Branch Panel: LP-1

**Location:** Electrical 103
**Supply From:** T-SVC
**Mounting:** Surface
**Enclosure:** Type 1

**Volts:** 480 V/277 V
**Phases:** 3
**Wires:** 4

**A.I.C. Rating:**
**Mains Type:**
**Mains Rating:** 100 A
**MCB Rating:** 250 A

**Notes:**

| CKT | Circuit Description | Trip | Poles | A | | B | | C | | Poles | Trip | Circuit Description | CKT |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Level 1—Restrooms/vestibule lighting | 20 A | 1 | 1340… | 960 VA | | | | | 1 | 20 A | Level 1—Row 1 lighting | 2 |
| 3 | Level 1—Conference room 3 lighting | 20 A | 1 | | | 600 VA | 840 VA | | | 1 | 20 A | Level 1—Huddle/conference room 2 lighting | 4 |
| 5 | Level 1—Reception area lighting | 20 A | 1 | | | | | 720 VA | 800 VA | 1 | 20 A | Level 1—Open area lighting | 6 |
| 7 | Level 1—Kitchen, conference room 1 lighting | 20 A | 1 | 1200… | 800 VA | | | | | 1 | 20 A | Level 1—Row 4 lighting | 8 |
| 9 | Level 1—Row 2 lighting | 20 A | 1 | | | 960 VA | 800 VA | | | 1 | 20 A | Level 1—Row 5 lighting | 10 |
| 11 | Level 1—Row 3 lighting | 20 A | 1 | | | | | 800 VA | 800 VA | 1 | 20 A | Level 1—Row 6 lighting | 12 |
| 13 | Level 2—Row 1 lighting | 20 A | 1 | 960 VA | 960 VA | | | | | 1 | 20 A | Level 2—Row 2 lighting | 14 |
| 15 | Level 2—Row 3 lighting | 20 A | 1 | | | 800 VA | 800 VA | | | 1 | 20 A | Level 2—Row 6 lighting | 16 |
| 17 | Level 2—Row 4 lighting | 20 A | 1 | | | | | 800 VA | 800 VA | 1 | 20 A | Level 2—Row 5 lighting | 18 |
| 19 | Spare | 0 A | 1 | 0 VA | 1140… | | | | | 1 | 20 A | Level 2—Restroom lighting | 20 |
| 21 | Level 2—Conference rooms/kitchen lighting | 20 A | 1 | | | 1,800… | 960 VA | | | 1 | 20 A | Level 2—Open area lighting | 22 |
| 23 | Level 3—Row 1 lighting | 20 A | 1 | | | | | 960 VA | 960 VA | 1 | 20 A | Level 3—Row 2 lighting | 24 |
| 25 | Level 3—Row 3 lighting | 20 A | 1 | 800 VA | 800 VA | | | | | 1 | 20 A | Level 3—Row 4 lighting | 26 |
| 27 | Level 3—Row 5 lighting | 20 A | 1 | | | 800 VA | 800 VA | | | 1 | 20 A | Level 3—Row 6 lighting | 28 |
| 29 | Level 3—Conference rooms/kitchen lighting | 20 A | 1 | | | | | 1800… | 1080… | 1 | 20 A | Level 3—Restroom lighting | 30 |
| 31 | | | | | 960 VA | | | | | 1 | 20 A | Level 3—Open area lighting | 32 |
| 33 | Level 3—Reception, huddle, vestibule lighting | 20 A | 1 | | | 1520… | 1600… | | | 1 | 20 A | Level 2—Reception, huddle, vestibule lighting | 34 |
| 35 | | | | | | | | | | | | | 36 |
| 37 | | | | | | | | | | | | | 38 |
| 39 | | | | | | | | | | | | | 40 |
| 41 | | | | | | | | | | | | | 42 |
| | | **Total Load:** | | 9920 VA | | 12,280 VA | | 9520 VA | | | | | |
| | | **Total Amps:** | | 36 A | | 45 A | | 34 A | | | | | |

**Legend:**

| Load Classification | Connected Load | Demand Factor | Estimated Demand | Panel Totals | |
|---|---|---|---|---|---|
| Lighting | 20,560 VA | 125.00% | 25,700 VA | | |
| Other | 11,160 VA | 100.00% | 11,160 VA | Total Conn. Load: | 31,720 VA |
| | | | | Total Est. Demand: | 36,860 VA |
| | | | | Total Conn. Current: | 38 A |
| | | | | Total Est. Demand Current: | 44 A |
| | | | | | |
| | | | | | |

**Notes:**

**РИС. 8.29**
График для силовой панели P-2.

**ТАБЛИЦА 8.12**

Оценка общей электрической нагрузки здания

| Нагрузка | PF | VA/ft² (VA/m²) | Подключенная нагрузка $P_T$ (kVA) | $P_R$ (kW) | $P_X$ (kVAR) | DF | Требуемая нагрузка $P_R$ (kW) | $P_X$ (kVAR) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Освещение | 0.95 | 1 (10.8) | 45 | 42.75 | 14.05 | 1.25 | 53.44 | 17.56 |
| Розетки | 0.90 | 1.9 (20.5) | 85.5 | | | | | |
| Первые 10 kVA | | | | 9 | 4.25 | 1.00 | 9.00 | 4.36 |
| Остальн. | | | | 67.95 | 32.91 | 0.50 | 33.98 | 16.45 |
| Компьютеры | 0.90 | 1.7 (18.3) | 76.5 | 68.85 | 33.35 | 1.00 | 68.85 | 33.35 |
| Лифты | 0.90 | 0.3 (3.2) | 13.5 | 12.15 | 5.88 | 1.25 | 15.19 | 7.36 |
| Кондиционеры | | 5 (53.8) | 225 | 202.5 | 98.08 | 1.00 | 202.50 | 98.08 |
| Проч. | 1.00 | 2 (21.5) | 90 | 90 | 0 | 1.00 | 90.00 | 0.00 |
| Всего | | | | | | | 472.95 | 177.15 |
| | | | | | | | 505.04 kVA | |

**ТАБЛИЦА 8.13**

**Оценка коэффициента заполнения** MCC

| Двигатель | Мощн. (л.с) | Тип | Напряж. (V) | Полн. нагрузка (A) | Мощность по NEMA | Коэфф-т заполн. |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Приточный вентилятор | 75 | FVNR | 460 | 96.0 | 4 | 6 |
| Возвратный вентилятор | 40 | FVNR | 460 | 52.0 | 3 | 4 |
| Вытяжной вентилятор | 15 | FVNR | 460 | 21.0 | 2 | 2 |
| Насос охлажденной воды | 15 | FVNR | 460 | 21.0 | 2 | 2 |
| Насос горячей воды | 20 | FVNR | 460 | 27.0 | 2 | 2 |
| Конденсатор | 75 | RVNR | 460 | 96.0 | 4 | 10 |
| Лифт | 25 | FVR | 460 | 34.0 | 2 | 4 |
| | | | | | Всего | 30 |

**ТАБЛИЦА 8.14**

Макет MCC

| Модуль | | |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| FUSE | 15 HP FVNR (2) | 75 HP RVNR (10) |
| SPARE | | |
| 40 HP FVNR (4) | 15 HP FVNR (2) | |
| | 20 HP FVNR (2) | |
| 75 HP FVNR (6) | 25 HP FVR (4) | |
| | ЗАПОЛН. | ЗАПОЛН. |
| | ЗАПОЛН. | ЗАПОЛН. |

**ТАБЛИЦА 8.15**

Линейный ток от модуля MCC

| Модуль | Линейный ток, $I_L$ (A) |
|---|---|
| 1 | 148 |
| 2 | 103 |
| 3 | 96 |

Для каждого модуля общая подключенная нагрузка используется для определения размера вертикальных шин. Сводка этих нагрузок приведена в Таблице 8.15.

Исходя из наибольшего линейного тока 148 А (модуль 1), выбранные вертикальные шины должны быть на 300 А каждая. Общая потребляемая нагрузка для МСС составляет 371 А (см. Подробные сведения о расчетах в следующем разделе), таким образом, номинальный ток для главной горизонтальной шины установлен равным 600 А. Габаритные размеры МСС составляют 1,52 м (60 дюймов) ширина × 2,28 м (90 дюймов) в высоту × 0,51м (20 дюймов) в глубину. Для этого МСС, рассчитанного на 480 В, НЭК требует минимального расстояния 1,1м (3,5 фута) от передней поверхности до ближайшей заземленной поверхности, например, стены.

#### *8.7.5.3 Размер подающего и вспомогательного податчиков*

Для определения размера главного питателя и вспомогательных питателей как для моторных, так и для немоторных панелей сначала оцениваются подключенные нагрузки, а затем применяются коэффициенты потребности для расчета требуемых нагрузок. Требуемые нагрузки используются для определения размеров фидеров и связанных с ними защитных устройств. Фактические нагрузки используются для оценки падения напряжения в различных проводах.

Для осветительной панели и силовых панелей подключенные нагрузки рассчитываются на основе номинальной мощности осветительных приборов и розеток, обслуживаемых ответвленными цепями. В частности, для каждой дуплексной розетки 180 ВА считается подключенной силовой нагрузкой (НЭК, 2014). Подключаемая нагрузка для каждого осветительного прибора оценивается на основе типа светильника, как было указано ранее в разделе описания нагрузки. Для расчета требуемых нагрузок коэффициенты спроса, указанные в таблице 8.16, определяются на основе требований НЭК (см. Таблицу 220.42 [Освещение] и таблицу 220.44 [Розетки]).

Для двигателей (все оборудование для кондиционирования воздуха и лифты) для определения требуемой нагрузки (в амперах) и определения размера фидера параллельной цепи использовалось следующее уравнение:

$$I_L = 1.25\left(I_{largest}\right) + \sum I_{remainder} \qquad (8.24)$$

Коэффициент нагрузки 1,25 применяется к самому большому двигателю. Используя нагрузки, указанные для каждого двигателя, можно определить требуемую нагрузку для МСС:

$$I_L = 1.25\left(96\,\text{A}\right) + \left(21\,\text{A} + 21\,\text{A} + 27\,\text{A} + 52\,\text{A} + 34\,\text{A} + 96\,\text{A}\right) = 371\,\text{A}$$

**ТАБЛИЦА 8.16**

Факторы спроса на размерные фидеры и автоматические выключатели для панелей

| Тип нагрузки | Коэфф-т нагрузки |
|---|---|
| Осветительные приборы | 1.25 |
| Розетки (первые 10 кВА) | 1.00 |
| Розетки (остаток) | 0.50 |
| Оборудование | 1.00 |
| Другой | 1.00 |

**ТАБЛИЦА 8.17**

Сводка расчетов, выполненных для субфидеров

| Панель | Напряжение | Подключенная нагрузка (VA) | Требуемая нагрузка (VA) | Размер провода | Длина (фут) | Падение напряжения | Провод |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| LP-1 | 480/277 | 31,620 | 36,760 | #8 | 45 | 0.40% | ¾″ |
| P-1 | 208/120 | 25,496 | 23,771 | #6 | 20 | 0.54% | 1″ |
| P-2 | 208/120 | 25,496 | 23,771 | #6 | 35 | 0.95% | 1″ |
| P-3 | 208/120 | 25,496 | 23,771 | #6 | 50 | 0.88% | 1″ |
| MCC | 480/277 | 288,482 | 308,435 | 500 MCM | 10 | 0.06% | 2 ½″ |

Размеры проводов для основного фидера и вспомогательных фидеров указаны в таблице 6.1. После определения сечения провода рассчитывается падение напряжения, чтобы убедиться, что оно не превышает 2% от фазного напряжения. Следующее уравнение используется для расчета падения напряжения для всех субфидеров:

$$VD(\%) = \frac{\text{Длина (фут)} * \text{Фактич.напряж. (А)} * \text{Падение напряж. (В / 1000 А – фут)}}{1000 \cdot E_{\phi}} \quad (8.25)$$

Сводная информация о расчетах размеров вспомогательных питателей, сечениях проводов и кабелепроводов приведена в Таблице 8.17.

Размер главного фидера рассчитывается исходя из номинальной мощности главного трансформатора в кВА:

$$I_L = \frac{500,000}{\sqrt{3} \cdot 480} = 601 \text{ A} \quad (8.26)$$

Для главного фидера выбраны два параллельных основных проводника, обозначенных как 2 × 350 MCM THW (Cu), помещенных в стальной канал размером 2½″. Для блочной подстанции, рассматриваемой для строительства, длина основных фидеров составляет всего 3,70 м (12 футов).

Дополнительный питатель, обслуживающий трансформатор T1, имеет нагрузку по току

$$I_L = \frac{75,000}{\sqrt{3} \cdot 208} = 208 \text{ A} \quad (8.27)$$

Таким образом, субфидер имеет размер 4/0 THW (Cu) с размером канала 2,5 дюйма.

### *8.7.5.4 Защитные устройства*

Панель освещения и три панели питания защищены силовыми выключателями. Размер каждого автоматического выключателя определяется на основе требуемой нагрузки, связанной с панелью. Сводные характеристики силовых автоматических выключателей приведены в Табл. 8.18. Все силовые выключатели трехполюсные.

Нагрузки двигателя защищены двухэлементными предохранителями (с выдержкой времени). Для этого типа предохранителей, защищающих асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, коэффициент потребления составляет 175% (см. Таблицу 6.19 или Таблицу 430.52 НЭК). Поскольку предохранители защищают панель MCC, обслуживающую несколько двигателей, этот коэффициент нагрузки применяется только к самому большому двигателю:

$$I_{fuse} = DF\left(I_{largest}\right) + \sum I_{remainder} \quad (8.28)$$

**ТАБЛИЦА 8.18**

Сводка номинальных характеристик силовых автоматических выключателей

| Панель | Напряж. | Требуемая нагрузка (кВА) | Требуем.нагрузка (А) | Автомат. выключатель |
|---|---|---|---|---|
| LP-1 | 480/277 | 36,760 | 44 | 600AF/50AT |
| P-1 | 208/120 | 23,591 | 65 | 600AF/100AT |
| P-2 | 208/120 | 23,591 | 65 | 600AF/100AT |
| P-3 | 208/120 | 23,771 | 66 | 600AF/100AT |

Таким образом, потребляемая нагрузка, используемая для определения размера предохранителей, защищающих весь МСС, равна

$$I_{fuse} = 1.75(96\,\text{A}) + (21\,\text{A} + 21\,\text{A} + 27\,\text{A} + 52\,\text{A} + 34\,\text{A} + 96\,\text{A}) = 419\,\text{A}$$

Как указано в разделе 6.6.2 и в соответствии с НЭК 430.52 (НЭК, 2014), следует выбрать защитное устройство (т.е. предохранитель в данном случае) ближайшего стандартного размера, не превышающего это количество. Следовательно, для защиты МСС требуется плавкий предохранитель на 400 А в соответствии со стандартными параметрами, указанными в таблице 5.2. Выбран переключатель на 600 А. Подобный выбор предохранителя и переключателя выполняется как часть конструкции каждой ответвленной цепи двигателя.

### *8.7.5.5 Расчеты короткого замыкания*

Расчеты короткого замыкания выполняются для различных точек в системе распределения электроэнергии здания, как показано на Рисунке 8.30. На рисунке 8.30 показана только силовая панель, поскольку расчеты для двух других панелей аналогичны.

Трансформатор на 500 кВА выбран с импедансом 4%. Электроэнергетика имеет мощность короткого замыкания 100 000 кВА. Процедуры расчета на единицу измерения, описанные в разделе 8.2, рассматриваются для всех точек рисунка 8.30. Предоставляются детали расчета токов короткого замыкания в каждой точке.

*Короткое замыкание в точке A*

$Z_u = P_T / P_{SC,U} = 500\ \text{kVA} / 100{,}000\ \text{kVA} = 0.005$
$Z_{UT}\,(pu) = Z_U + Z_T = 0.045$
$I_{SC,UT}\,(pu) = 1/0.045 = 22.2$
$I_{L,S} = 500\ \text{kVA} / (1.73 * 0.48\ \text{kV}) = 602\text{A}$
$I_{SC,UT} = 13{,}364\ \text{A}$
$I_{sc,A}\,(A) = I_{SC,UT} + 4 * I_{L,S} = 13{,}364 + 4 * 602 = 15{,}772\ \text{A}$
$I_{sc,A}\,(pu) = I_{SC,A}\,(A) / I_{L,S} = 15{,}772 / 602 = 26.2$
$Z_{sc,A}\,(pu) = 1\ /26.2 = 0.0382$

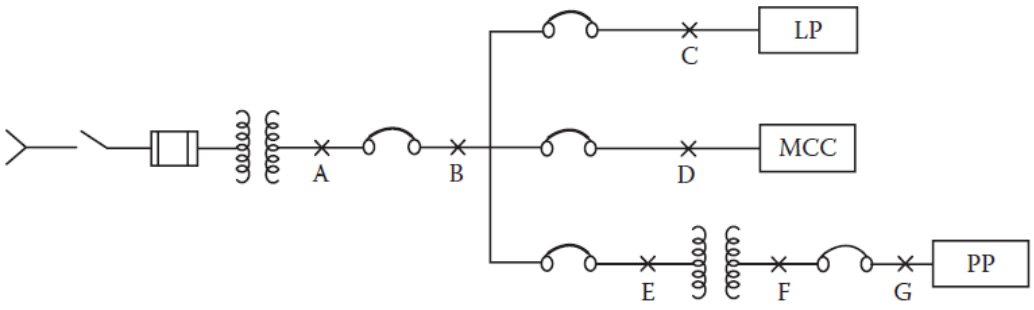



**РИС. 8.30**
Места для расчета короткого замыкания.

*Короткое замыкание в точке B*

$Z_B = Z_A + Z_{Feeder\ AB}$
Таблица 8.1, для питателя AB, $R = 0.039\ \Omega/1000$ ft, $X = 0.050\ \Omega/1000$ ft,
Таким образом, при длине фидера 32 фута для AB:
$Z_{Feeder,\ AB}\ (\Omega) = 0.00125 + j0.0016$
$Z_{ref,1}\ (\Omega) = 277/602 = 0.46$
$Z_{Feeder,\ AB}\ (pu) = 0.00271 + j0.00348$
$Z_{sc,A}\ (pu) = 0.0382 * (\cos(76^o) + j \sin(76^o)) = 0.00924 + j0.03707$ (в точке A, $X/R = 4$)
$Z_{sc,B}(pu) = 0.00924 + j0.03707 + 0.00271 + j0.00348 = 0.0120 + j0.0405$
$\|Z_{sc,B}(pu)\| = \|0.0120 + j0.0405\| = 0.0423$
$I_{sc,B}\ (pu) = 23.64$
$I_{sc,B}\ (A) = 23.64 * 602 = 14{,}231$ A

*Короткое замыкание в точке C*

*Short-Circuit at C*

$Z_C = Z_B + Z_{Feeder,BC}$
$Z_B\ (pu) = 0.0120 + j0.0405$
Согласно Таблице 8.1, для фидера № 8 AWG, обслуживающего осветительную панель (LP):
$R = 0.78\ \Omega/1000$ ft and $X = 0.065\ \Omega/1000$ ft
По оценкам, длина питателя постоянного тока составляет 55 футов, таким образом, используя Zref, 1 = 0,46 Ом, импеданс BC фидера составляет:
$Z_{Feeder,BC}\ (pu) = (0.78 + j0.065) * 55/1000 * 1/0.46 = 0.0932 + j0.0078$
$Z_C\ (pu) = 0.0120 + j0.0403 + 0.0932 + j0.0078 = 0.1052 + j0.0483$
$\|\ Z_C\ (pu)\ \| = 0.116$
$I_{sc,C}\ (pu) = 1/0.116 = 8.64$
$I_{sc,C}\ (A) = 8.64 * 602 = 5{,}200$ A

*Короткое замыкание в D и E*

Предполагается, что токи короткого замыкания и импедансы как в точке D, так и в точке E такие же, как и в точке B, потому что фидеры BD и BE короткие.

*Короткое замыкание на F*

$Z_F = Z_{T2} + Z_{E,S}$
Импеданс для 480Y/277-208Y/120-V - это $Z_{T2} = 5\%$ with $X/R = 1.5$:
$Z_{T2}\ (pu) = 0.05\ [\cos(\text{atan}(1.5)) + j \sin(\text{atan}(1.5))] = 0.0277 + j0.0416$
Учитывая небольшую длину питателя BE:
$Z_E\ (pu) = Z_B\ (pu) = 0.0120 + j0.0405$
Таким образом, поскольку $Z_{ref,1} = 0.46\ \Omega$, импеданс $Z_E$ в Омах может быть рассчитан:
$Z_E\ (\Omega) = 0.46 * (0.0120 + j0.0405) = 0.0055 + j0.01865$
Таким образом, импеданс трансферной точки E во вторичнужю трансформера T2 с использованием: $Z_{E,S}\ (\Omega) = Z_E\ (\Omega)/a^2 = 0.0055 + j0.01865/(2.3)^2$ (a = 480/208 = 2.3)
$Z_{E,S}\ (\Omega) = 0.00104 + j0.00353$
Контрольный ток на вторичной стороне T2 равен:
$I_{L,S,2}\ (A) = 75/(1.73 * 0.208) = 208$ A
Таким образом, опорный импеданс на вторичной стороне T2 равен:
$Z_{ref,2}\ (\Omega) = 120/208 = 0.576$
*Импеданс на единицу для* $Z_{E,S}$ может быть оценен:
$Z_{E,S}\ (pu) = Z_{E,S}\ (\Omega)/Z_{ref,2}\ (\Omega) = (0.00104 + j0.00353)/0.576 = 0.0018 + j0.0061$
$Z_F\ (pu) = Z_{T2}\ (pu) + Z_{E,S}(pu) = 0.0277 + j0.0416 + 0.0018 + j0.0061 = 0.02954 + j0.04772\ \|$
$Z_F\ (pu)\ \| = 0.05612$

$$I_{sc,F}\ (pu) = 1/0.05612 = 17.8$$
$$I_{sc,F}\ (A) = I_{sc,F}\ (pu) * I_{L,S,2}\ (A) = 17.8 * 208\ \text{A} = 3710\ \text{A}$$

***8.7.5.6 Расчет падения напряжения***

Для каждого фидера падение напряжения рассчитывается, как показано здесь (см. Раздел «Фидеры и вспомогательные фидеры»). Кроме того, падение напряжения для каждой ответвленной цепи определяется на основе расположения различных нагрузок и оценки длины ответвленной цепи от панели. По результатам расчетов, в некоторых ответвленных цепях падение напряжения превышает рекомендуемые 3%. Чтобы уменьшить падение напряжения на этих проводах без перемещения каких-либо панелей, общая нагрузка снижается за счет переключения устройств на другие цепи. На рисунках 8.31 и 8.32 показано рассчитанное падение напряжения для параллельных цепей и вспомогательных фидеров.

### *8.7.5.7 Проект блочной подстанции*

Как обсуждалось в Разделе 8.5, блочная подстанция включает в себя основные фидерные провода, первичный выключатель с предохранителем, первичный трансформатор, вторичный выключатель главной цепи питания и силовые выключатели для вспомогательных фидеров, обслуживающих различные панели.

| Падение напряжения в ответвленной цепи панели Р-3 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Панель** | **Номер контура** | **Наименование** | **Напряж. (В)** | **Размер провода** | **Длина** | **Падение напряж. (V)** |
| Р-3 | 1,3,5 | Мощность | 208 | 3-#8, 1-#8, 1-#8 | 227′ - 0 21/32″ | 3 |
| Р-3 | 2,4,6 | Мощность | 208 | 3-#10, 1-#10, 1-#10 | 184′ - 5 21/32″ | 4 |
| Р-3 | 7 | Холодильник | 120 | 1-#6, 1-#6, 1-#6 | 193′ - 3 7/16″ | 2 |
| Р-3 | 8 | Розетки - Большой конференц-зал 1 | 120 | 1-#4, 1-#4, 1-#4 | 244′ - 11 5/16″ | 2 |
| Р-3 | 9 | Розетки - Кухонная стойка | 120 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 175′ - 0 5/16″ | 2 |
| Р-3 | 10 | Кухня | 120 | 1-#8, 1-#8, 1-#8 | 190′ - 1 7/1″ | 2 |
| Р-3 | 11 | Посудомоечн.маш. | 120 | 1-#6, 1-#6, 1-#6 | 186′ - 6 15/16″ | 2 |
| Р-3 | 12 | Двигатель Утилизация мусора | 120 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 181′ - 11 15/16″ | 2 |
| Р-3 | 14 | Розетки - кухонная стойка | 120 | 1-#6, 1-#6, 1-#6 | 163′ - 7 5/16″ | 2 |
| Р-3 | 15 | Руко-осушитель | 120 | 1-#6, 1-#6, 1-#6 | 146′ - 9 15/16″ | 2 |
| Р-3 | 16 | Руко-осушитель | 120 | 1-#6, 1-#6, 1-#6 | 146′ - 10 5/16″ | 2 |
| Р-3 | 18 | Руко-осушитель | 120 | 1-#6, 1-#6, 1-#6 | 132′ - 0 15/16″ | 2 |
| Р-3 | 19 | Розетки - комната совещаниц | 120 | 1-#10, 1-#10, 1-#10 | 82′ - 7 9/16″ | 2 |
| Р-3 | 21 | Розетки - Большой конференц-зал 3 | 120 | 1-#8, 1-#8, 1-#8 | 124′ - 8 13/16″ | 2 |
| Р-3 | 23 | Розетки - Большой конференц-зал 2 | 120 | 1-#4, 1-#4, 1-#4 | 268′ - 6″ | 2 |
| Р-3 | 24 | Розетки - Приемная | 120 | 1-#4, 1-#4, 1-#4 | 212′ - 1 5/16″ | 2 |

**РИС. 8.31**
Оценка падения напряжения в ответвленных цепях панели П-3.

| Падение напряжения в ответвленной цепи панели LP-1 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Панель | Номер контура | Наименование | Напряж. (В) | Размер провода | Длина | Паление напряжения (В) |
| LP-1 | 1 | Уровень 1 - Освещение туалетов / вестибюлей. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 225′ - 10 1/2″ | 4 |
| LP-1 | 2 | Уровень 1 - освещение 1-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 179′ - 9 26/32″ | 2 |
| LP-1 | 3 | Уровень 1 - освещение конференц-зала 3. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 213′ - 6 5/8″ | 2 |
| LP-1 | 4 | Уровень 1 - освещение переговорной комнаты 2. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 121′ - 4 5/8″ | 1 |
| LP-1 | 5 | Уровень 1 - Освещение приемной. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 174′ - 7 1/16″ | 2 |
| LP-1 | 6 | Уровень 1 - Освещение открытой местности. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 199′ - 8 15/16″ | 2 |
| LP-1 | 7 | Уровень 1 - Кухня, освещение конференц-зала 1. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 227′ - 10 1/8″ | 4 |
| LP-1 | 8 | Уровень 1 - освещение четвертого ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 127′ - 0 5/8″ | 1 |
| LP-1 | 9 | Уровень 1 - освещение 2-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 168′ - 3 25/32″ | 2 |
| LP-1 | 10 | Уровень 1 - освещение 5-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 134′ - 4 27/32″ | 1 |
| LP-1 | 11 | Уровень 1 - освещение третьего ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 138′ - 2 3/4″ | 2 |
| LP-1 | 12 | Уровень 1 - освещение 6-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 144′ - 4 27/32″ | 2 |
| LP-1 | 13 | Уровень 2 - освещение 1-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 194′ - 0 25/32″ | 3 |
| LP-1 | 14 | Уровень 2 - освещение 2-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 182′ - 3 25/32″ | 2 |
| LP-1 | 15 | Уровень 2 - освещение третьего ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 152′ - 2 3/4″ | 2 |
| LP-1 | 16 | Уровень 2 - освещение 6-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 158′ - 4 27/32″ | 2 |
| LP-1 | 17 | Уровень 2 - освещение четвертого ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 141′ - 0 5/8″ | 2 |
| LP-1 | 18 | Уровень 2 - освещение 5-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 148′ - 4 27/32″ | 2 |
| LP-1 | 20 | Уровень 2 - Освещение туалетов. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 244′ - 10 7/16″ | 4 |
| LP-1 | 21 | Уровень 2 - конференц-залы / освещение кухни. | 277 | 1-#10, 1-#10, 1-#10 | 295′ - 11 1/8″ | 4 |
| LP-1 | 22 | Уровень 2 - Освещение открытой местности. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 213′ - 8 15/16″ | 3 |
| LP-1 | 23 | Уровень 3 - освещение 1-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 208′ - 0 25/32″ | 3 |
| LP-1 | 24 | Уровень 3 - освещение 2-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 196′ - 3 25/32″ | 3 |
| LP-1 | 25 | Уровень 3 - освещение третьего ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 166′ - 2 3/4″ | 2 |
| LP-1 | 26 | Уровень 3 - освещение четвертого ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 155′ - 0 5/8″ | 2 |
| LP-1 | 27 | Уровень 3 - освещение 5-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 162′ - 4 27/32″ | 2 |
| LP-1 | 28 | Уровень 3 - освещение 6-го ряда. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 172′ - 4 27/32″ | 2 |
| LP-1 | 29 | Уровень 3 - конференц-залы / освещение кухни. | 277 | 1-#10, 1-#10, 1-#10 | 310′ - 11 1/8″ | 5 |
| LP-1 | 30 | Уровень 3 - Освещение туалетов. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 227′ - 8 15/16″ | 3 |
| LP-1 | 33 | Уровень 3 - Приемные, собрания, освещение фойе. | 277 | 1-#10, 1-#10, 1-#10 | 273′ - 10 1/8″ | 3 |
| LP-1 | 34 | Уровень 2 - приемы, собрания, освещение фойе. | 277 | 1-#12, 1-#12, 1-#12 | 240′ - 7 19/32″ | 5 |

**РИС. 8.32**
Оценка падения напряжения для распределительных цепей панели LP.

Чтобы оценить размер основных фидеров первичной обмотки блочной подстанции, первичный ток сначала оценивается на основании размера трансформатора:

$$I_{L,P} = \frac{P_T}{\sqrt{3} \cdot E_L} = \frac{500\,\text{kVA}}{(1.732)(13.8\,\text{kV})} = 20.9\,\text{A} \qquad (8.29)$$

Увеличение этого значения на 25% дает линейный ток 26,1 А. Первичная секция с номинальным током 600 А и номинальным напряжением 15 кВ выбирается со следующими физическими размерами: 0,91 м (36 дюймов) Ш × 2,28 м (90 дюймов). ) В × 1,37 м (54 дюйма) D. Секция трансформатора мощностью 500 кВА имеет следующие размеры: Ш × 2,28 м (90 дюймов) В × 1,37 (54 дюйма) Д. вторичная секция содержит автоматический выключатель. Для основной вторичной части оценивается общая нагрузка, выраженная в токе:

$$I_L = \frac{500\ \text{kVA}}{(1.732)(0.480\ \text{kV})} = 601\ \text{A}$$

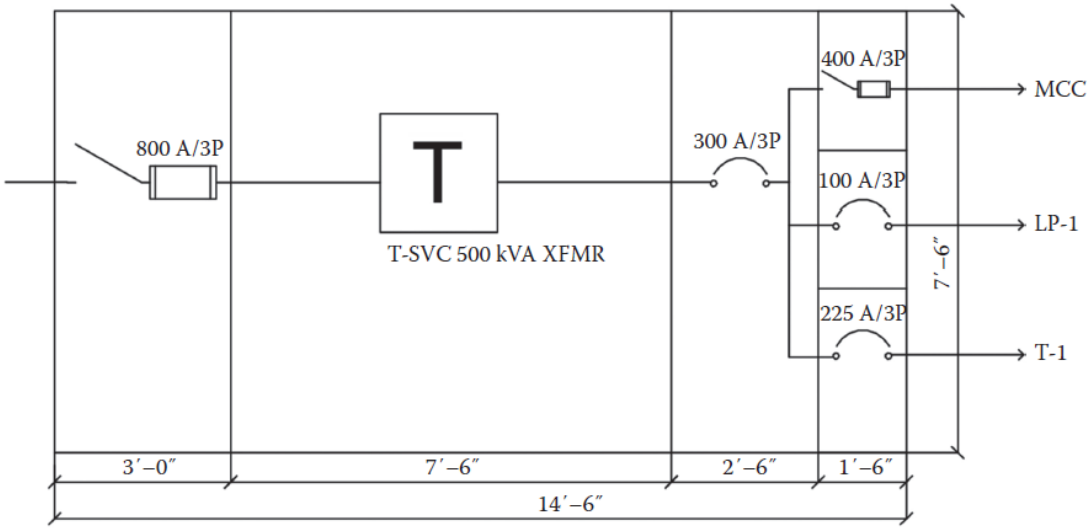
Тогда размер силового выключателя на основе следующей требуемой нагрузки будет

$$I_{CB} = 1.25(601\,\text{A}) = 752\,\text{A}$$

Используя следующий типоразмер, выбирается номинальный ток срабатывания 800 А (800AF / 800AT) для главного вторичного силового выключателя. В блоке 1 можно разместить этот силовой автоматический выключатель с максимальным номинальным током 3000 А и шириной 0,76 м (30 дюймов).

При выборе секций вспомогательного питателя учитываются характеристики устройств защиты для МСС, а также панелей освещения и питания (см. Таблицу 8.18). Поскольку номинальные параметры всех силовых автоматических выключателей меньше 600 А, выбрана секция вспомогательного питателя блока 2. Как указано в Таблице 8.8, ширина блока 2 составляет 0,46 м (18 дюймов).

На Рис. 8.33 показана схема блочной подстанции, включая ее различные секции, в соответствии с приведенной спецификацией.




④ Схема блочной подстанции
NTS

**РИС. 8.33**
План блочной подстанции.

### *8.7.5.8 Аварийные системы*

Как отмечено в Разделе 8.6, НЭК требует, чтобы аварийное освещение было подключено либо к генератору, либо к системе бесперебойного питания (ИБП), или чтобы светильники содержали встроенную резервную батарею (НЭК, 2014). В этом здании предусмотрены отдельные аварийные приспособления, которые в случае отказа работают от батарей. Кроме того, NFPA требует, чтобы лестницы имели уровень освещенности не менее 1 люкс (10 фк) на путях выхода. На рис. 8.26 показано расположение светильников аварийного освещения и указателей выхода. В частности, блоки аварийного освещения обозначены буквой Y1, а знаки выхода обозначены буквой X1.

## *8.8 Резюме*

В этой главе описываются общие устройства, а также основные компоненты систем распределения электроэнергии для коммерческих зданий. Более того, упрощенные подходы к проектированию для выбора адекватных рейтингов для всех компонентов систем распределения представлены с некоторыми наглядными примерами. В частности, описаны два метода расчета для оценки токов короткого замыкания в различных местах типичной распределительной системы. Для применения процедур расчета и проектирования, представленных в этой главе, представлен подробный пример выбора номинальных характеристик для различных компонентов системы

радиального распределения, разработанной для удовлетворения электрических потребностей 3-этажного офисного здания.

**Задачи**

8.1 Щит освещения 480Y / 277 В имеет следующие нагрузки:

- Освещение (4 цепи по 277 В) с общей нагрузкой 16,0 кВА при PF = 0,95 (продолжительная нагрузка)
- Приборы (2 цепи при 277 В) с общей нагрузкой 9,0 кВА при коэффициенте мощности = 0,90 (непостоянная нагрузка)
- Система кондиционирования (1 цепь при 480 В) с общей нагрузкой 15,00 кВА при PF = 0,85 (продолжительная нагрузка)

(a) Определите размер всех автоматических выключателей на щитке (укажите номинальную мощность срабатывания).

(b) Покажите график для панели с наименьшим дисбалансом нагрузки между тремя фазами. Определите процент дисбаланса нагрузки (на основе общей мощности в каждой фазе) для предложенного графика.

(c) Выберите правильный главный автоматический выключатель для щитка (укажите размер корпуса и номинальную мощность срабатывания).

8.2 Щит 208Y / 120 В для офисного здания имеет следующие нагрузки:

- Розетки с полной нагрузкой 50,00 кВА и коэффициентом мощности 0,90
- Освещение с полной нагрузкой 80,00 кВА и коэффициентом мощности 0,95.
- Один двигатель мощностью 20 л.с. с КПД 0,90 и коэффициентом мощности 0,92
- Нагреватели с общей нагрузкой 25,00 кВА и коэффициентом мощности 1,00

(a) Определите размер питателя THW для щитка. Определите размер кабелепровода.

(b) Выберите соответствующий автоматический выключатель для щитка. Двигатель защищен автоматическим выключателем с обратнозависимой выдержкой времени.

(c) Выберите размер заземляющего провода оборудования (Cu) для щитка.

8.3 Панель для коммерческого здания снабжается четырехпроводным трехфазным фидером 208Y / 120-В длиной 500 футов. Панель обслуживает три основные нагрузки:

- Система освещения общей мощностью 70 кВА с коэффициентом мощности 0,8.
- 500 розеток, подключенных к нагрузкам со средним коэффициентом мощности 0,90
- Нагреватели мощностью 17,5 кВА и коэффициентом мощности 1,00
- Несколько двигателей с общей мощностью 20 кВА и коэффициентом мощности 80%, самый большой двигатель мощностью 50 кВт и коэффициентом мощности 0,85.

Определите:

(a) Размер фидера и кабелепровода с медными проводниками THW.

(б) Падение напряжения в фидере. (Предположим, что это стальной трубопровод.)

(c) Размер фидера и кабелепровода, которые ограничивают падение напряжения до 1%.

8.4 Панель для офисного здания питается от четырехпроводного кабеля длиной 200 футов и фидера 480Y / 277 В. Нагрузки на панель включают

- Система освещения общей мощностью 10 кВА с коэффициентом мощности 0,8.
- 100 розеток со средним коэффициентом мощности 0,90
- Нагреватели мощностью 7,5 кВА и коэффициентом мощности 1,00
- Несколько двигателей общей номинальной мощностью 40 кВА и коэффициентом мощности 80%, самый большой из которых - 5 кВт и коэффициент мощности 0,85.

Определите:

(a) Размер фидера и кабелепровода с медными проводниками THW.

(b) Падение напряжения в фидере, выраженное в%. (Предположим, что это стальной трубопровод.)

(c) Размер фидера и кабелепровода, если падение напряжения ограничено 1%.

(d) Изменится ли размер фидера, указанного в (c), если симметричный ток короткого замыкания составляет 20 000 А и для защиты фидера используется автоматический выключатель? Покажи свои расчеты.

8.5 Щит 208Y / 120 В для офисного здания имеет следующие нагрузки:

- Розетки с общей нагрузкой 30,00 кВА при PF = 0,90
- Освещение с полной нагрузкой 20,00 кВА при PF = 0,95
- Один двигатель с нагрузкой 5 кВА при PF = 0,92
- Нагреватели с полной нагрузкой 12,00 кВА при PF = 1,00

Определите размер питателя THW для щита. Определите размер кабелепровода.

1. Выберите подходящий автоматический выключатель для щитка. Двигатель защищен автоматическим выключателем с обратнозависимой выдержкой времени.

2. Подберите размер заземляющего провода оборудования (Cu) для щитка.

8.6 Рассмотрим MCC с шестью идентичными двигателями, каждый из которых рассчитан на 60 л.с., трехфазный, 60 Гц, 460 В, 1760 об / мин, с коэффициентом обслуживания 1,00 и коэффициентом мощности 90%. Все двигатели защищены предохранителями с выдержкой времени и имеют нереверсивный пускатель полного напряжения.

(a) Оцените эффективность каждого двигателя, если его линейный ток составляет 70 А.

(b) Определите количество полюсов, скольжение (%) и крутящий момент (в фунт-футах) каждого двигателя.

(c) Разработайте параллельную цепь для одного двигателя. Предположим, что двигатель находится вне поля зрения источника питания и контроллера (контроллер находится в пределах видимости от источника). Номинальный ток полной нагрузки каждого двигателя, указанный на паспортной табличке, составляет 70 А.

(d) Определите размер проводника, кабелепровода, предохранителя с выдержкой времени и переключателя для фидера, питающего MCC.

8.7 Рассмотрим MCC с девятью идентичными двигателями, каждый из которых рассчитан на 50 л.с., трехфазный, 60 Гц, 460 В, 1175 об / мин, коэффициент обслуживания 1,00 и коэффициент мощности 90%. Все двигатели защищены плавкими предохранителями с выдержкой времени и имеют нереверсивный пускатель полного напряжения.

(a) Разработайте параллельную цепь для одного двигателя. Предположим, что двигатель находится вне поля зрения источника питания и контроллера (контроллер находится в пределах видимости от источника). Номинальный ток полной нагрузки каждого двигателя, указанный на паспортной табличке, составляет 70 А.

(b) Определите размер проводника, кабелепровода, предохранителя с выдержкой времени и выключателя для фидера, питающего MCC.

8.8 Центр управления двигателями имеет три асинхронных двигателя мощностью 40 л.с. и 480 В каждый и 4 асинхронных двигателя мощностью 30 л.с. и 480 В каждый. Каждый двигатель мощностью 40 л.с. имеет КПД 0,92, 1172 об / мин, коэффициент мощности 0,85, номинальный ток на паспортной табличке 45 А, коэффициент обслуживания 1,15 и контроллер FVNR. Каждый двигатель мощностью 30 л.с. имеет КПД 0,90, коэффициент мощности 0,90 и контроллер FVR.

(a) Определите размер проводника (THW, Cu), предохранителя и защиты от перегрузки каждого двигателя мощностью 40 л.с., если используется предохранитель с выдержкой времени. Предположим, что все двигатели находятся в пределах видимости предохранителя и контроллера.

(b) Разработайте и покажите схему центра управления двигателем.

(c) Определите асинхронные двигатели (указав их мощность и количество), которые необходимо заменить синхронными двигателями, чтобы общий коэффициент мощности MCC был как можно ближе к единице без изменения общей нагрузки MCC в кВт или номиналы двигателей в л.с. Предположим, что коэффициент мощности для любого синхронного двигателя опережает 0,90.

8.9 Для этой задачи рассмотрим однолинейную схему энергосистемы здания, показанную на Рисунке 8.34. В частности, мощность короткого замыкания инженерных сетей составляет 850 000 кВА при X/R = 6.0. В таблице 8.19 показаны импеданс и X/R трансформаторов. Целью этой задачи является анализ токов короткого замыкания в различных местах системы. Обратите внимание, что кондиционер на крыше в основном представляет собой панель MCC. Для всех фидеров указаны стальные трубы.

(a) Определите ток короткого замыкания в точке A. Обратите внимание, что основной вторичный фидер имеет длину 20 футов с четырьмя параллельными наборами по 3 дюйма C-4 # 350 MCM THW (Cu).

(b) Определите ток короткого замыкания в точке B непосредственно перед трансформатором 2 и в точке C на силовой панели.

(c) Определите ток короткого замыкания в точке D на панели освещения.

(d) Основываясь на этом расчете, выберите подходящий размер корпуса и номинальную мощность срабатывания автоматических выключателей главной вторичной цепи и силовой панели, а также панели освещения.

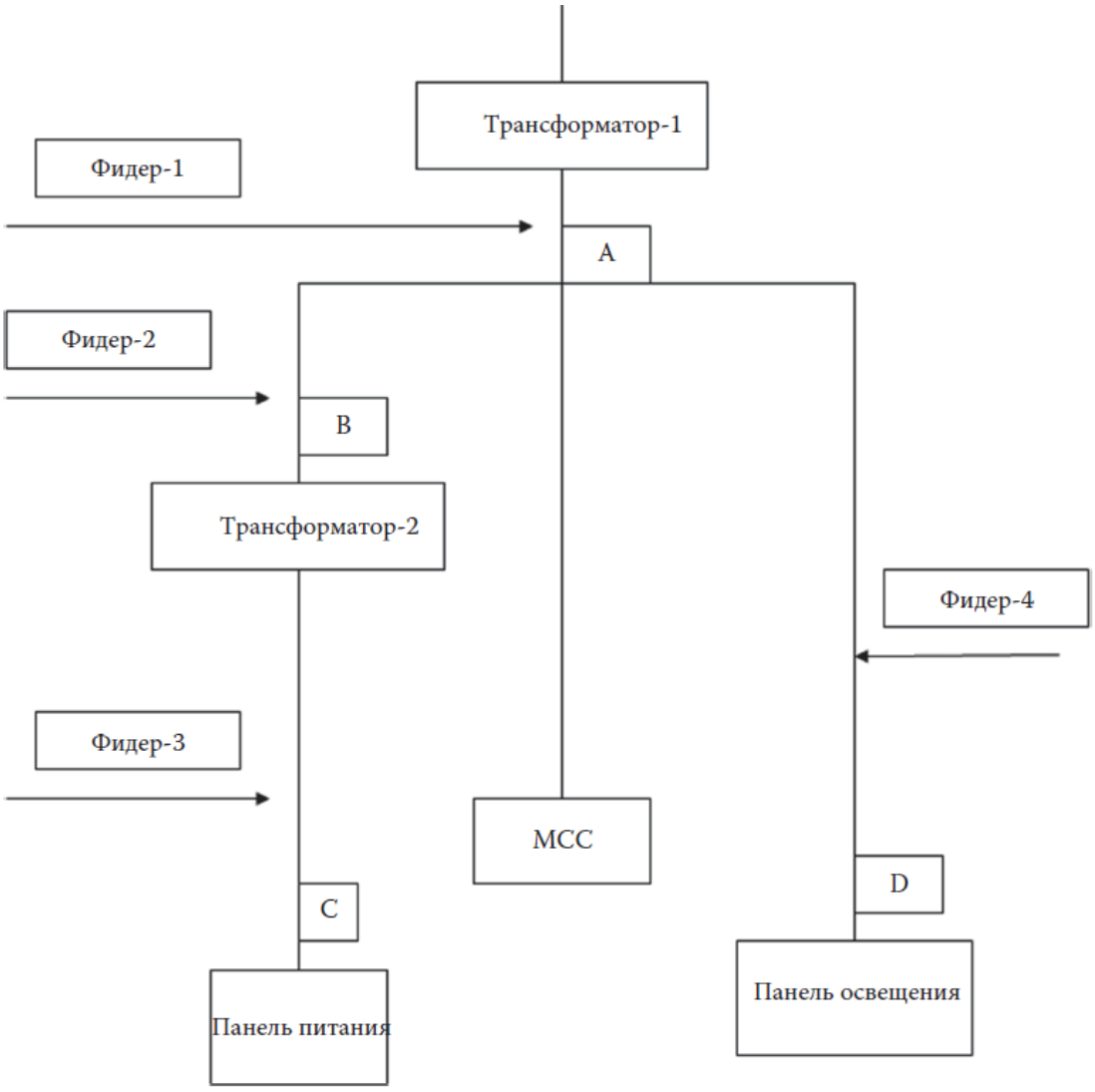



**РИС. 8.34**
Однолинейная схема системы распределения электроэнергии коммерческого здания.

**ТАБЛИЦА 8.19**

Технические характеристики трансформаторов и фидеров

| Трансформатор | Номинал (kVA) | Z (%) | X/R |
|---|---|---|---|
| Трансформатор-1: 13.8 kV–480Y/277 V | 2500 | 2.5% | 8.00 |
| Трансформатор-2: 480Y/277-V–208Y/120-V (TA) | 112.5 | 4.0% | 1.50 |

| Фидер | Проводники | Длина (фут) | Провод |
|---|---|---|---|
| Фидер-1 | 4 [3″C-4#350 MCM THW (Cu)] | 20 | Сталь |
| Фидер-2 | 2″, 3#2/0 THW (Cu) | 30 | Сталь |
| Фидер-3 | 3.5″, 4 #500 MCM THW (Cu) | 40 | ПВХ |
| Фидер-4 | 2.5″, 4#4/0 THW (C) | 125 | ПВХ |

8.10 Используя радиальную систему распределения электроэнергии, показанную на Рисунке 8.34, определите технические характеристики блочной подстанции и размер электрического помещения. Первичный фидер защищен переключателем с предохранителем.

(a) Определите размеры каждой секции блочной подстанции.

(b) Изобразите вертикальную проекцию блочной подстанции.

(c) Определите размер помещения, необходимого для размещения блочной подстанции.

# 9 Экономический анализ энергетических проектов

В этой главе представлен обзор общих методов экономического анализа, которые можно использовать для определения рентабельности широкого спектра мер по повышению энергоэффективности и технологий распределенной генерации, подходящих для зданий. Цель этой главы - описать простые, но строгие методы оценки, включая стоимость жизненного цикла (LCC), метод анализа и подход к анализу приведенной стоимости энергии (LCOE), которые используются для принятия решений о проектировании и модернизации энергосистем здания. Также представлен простой метод срока окупаемости, поскольку он по-прежнему широко используется на этапах предварительного проектирования или модернизации энергоэффективных зданий и систем распределенной энергетики.

## 9.1 Введение

В большинстве приложений для проектирования и модернизации зданий требуются начальные инвестиции для внедрения и реализации мер по повышению энергоэффективности или систем использования возобновляемых источников энергии. Эти первоначальные затраты должны быть обычно оправданы с точки зрения снижения эксплуатационных расходов (за счет экономии затрат на энергию). Таким образом, большинство улучшений в эффективности энергетических систем имеют отсроченное вознаграждение, то есть расходы возникают в начале строительства или проекта модернизации, а выгоды возникают позже. Для того чтобы проект в области энергоэффективности или возобновляемых источников энергии был экономически оправданным, начальные затраты должны быть ниже суммы экономии, полученной за счет снижения эксплуатационных расходов в течение срока действия проекта.

Срок службы проекта энергосистемы обычно составляет несколько лет. Поэтому важно правильно сравнить экономию и расход различных денежных сумм за время существования проекта. Действительно, сумма денег в начале года стоит меньше в конце года и имеет еще меньшую покупательную способность в конце второго года. Следовательно, суммы денег из-за расходов или сбережений, понесенных в разное время энергетического проекта, нельзя просто добавить.

В инженерной экономике экономия и расходование денежных сумм во время проекта обычно называют денежными потоками. Чтобы сравнить различные денежные потоки на протяжении жизненного цикла проекта, обычно используется анализ стоимости жизненного цикла (LCC). В этой главе описаны основные концепции инженерной экономики. Во-первых, представлены некоторые фундаментальные принципы и параметры экономического анализа. Кроме того, данные предоставляются, чтобы помочь читателю оценить соответствующие экономические параметры. Затем описывается общая процедура экономической оценки любого энергетического проекта. Наконец, обсуждаются некоторые преимущества и недостатки различных методов экономического анализа.

## 9.2 Основные концепции

Есть несколько экономических параметров, которые влияют на выбор между различными инвестиционными альтернативами. Для выполнения обоснованного экономического анализа энергетических проектов важно, чтобы проектировщик или аудитор (1) были знакомы с наиболее важными экономическими параметрами и (2) знали основные экономические концепции. Параметры и концепции, которые существенно влияют на принятие экономических решений, включают:

- Временная стоимость денег и процентные ставки, включая простые и сложные проценты
- Уровень инфляции и композитная процентная ставка
- Налоги, включая налоги с продаж, местные, государственные и федеральные налоги.
- Норма амортизации и ликвидационная стоимость

В следующих разделах эти перечисленные параметры кратко описаны, чтобы помочь читателю лучше понять процедуру анализа LCC, которая будет представлена и применена в этой главе. Более подробное описание этих параметров и общих подходов к инженерно-экономическому анализу предоставлено Крарти (2010).

### *9.2.1 Процентная ставка*

Когда деньги заимствуются для покрытия части или всей первоначальной стоимости проекта, взимается плата за использование этих заемных денег. Эта комиссия называется процентами (I), а сумма заемных денег называется *основной суммой* (P). Размер комиссии зависит от суммы основного долга и продолжительности заимствования денег. Процентные сборы обычно нормируются и выражаются в процентах от общей суммы заимствованных денег. Этот процент называется *процентной ставкой* (i):

$$i = \frac{I}{P} \tag{9.1}$$

Ясно, что экономика с низкими процентными ставками поощряет заимствование денег (для инвестирования в проекты или просто для покупки товаров), в то время как экономика с высокими процентными ставками поощряет экономию денег. Следовательно, если для проекта необходимо взять деньги в долг, процентная ставка является хорошим индикатором того, может ли проект быть рентабельным.

Для расчета общих процентных платежей в течение срока действия проекта обычно используется комбинированный метод. В этом методе срок службы $N$ делится на более мелкие периоды, обычно называемые периодами процентов (например, 1 месяц или часто 1 год). Процентный сбор взимается в конце каждого процентного периода и может накапливаться от одного процентного периода к другому. Сумма процентов $I_k$, для общего крепления, $F_k$, накопленная за $k$ периодов, оценивается следующим образом:

$$I_k = iF_k \tag{9.2}$$

Таким образом, общий платеж $F_{k+1}$ в конце периода $k$ (и, следовательно, в начале периода $k + 1$) оценивается как

$$F_{k+1} = F_k + I_k = (1+i)F_k \tag{9.3}$$

**ТАБЛИЦА 9.1**

Средние долгосрочные процентные ставки для отдельных стран

| Период/Год | Франция | Германия | Япония | США |
|---|---|---|---|---|
| Период | | | | |
| 1961–1973 | 6.9 | 7.2 | 7.0 | 5.3 |
| 1974–1980 | 11.2 | 8.1 | 8.0 | 8.6 |
| 1981–1990 | 12.0 | 7.8 | 6.5 | 10.3 |
| 1990–1995 | 8.5 | 7.5 | 5.1 | 7.2 |
| Год | | | | |
| 1995 | 7.5 | 6.9 | 3.4 | 6.6 |
| 2000 | 5.4 | 5.3 | 1.7 | 6.0 |
| 2005 | 3.4 | 3.4 | 1.4 | 4.8 |
| 2010 | 4.1 | 4.0 | 2.0 | 4.4 |

*Источник:* ОЭСР, Организация экономического сотрудничества и развития, Экономическая статистика, http: //www.ocde. opr, 2011.

Если основной суммой является $P$, который представляет собой общий платеж в начале первого периода (т.е. $F_1 = P$), общая сумма, подлежащая выплате в конце срока службы $N$, может быть выражена с помощью уравнения 9.4:

$$F = F_{N+1} = (1+i)^N P \tag{9.4}$$

Ясно, что общая сумма денег *F* увеличивается экспоненциально с ростом *N*. Процентные сборы подчиняются закону сложных процентов. При проведении экономического анализа для энергетических проектов обычно предполагается, что процентная ставка остается постоянной на протяжении всего срока их реализации. Поэтому обычно используется средняя процентная ставка, когда выполняется экономический анализ энергетических проектов, включая интеграцию технологий энергоэффективности и возобновляемых источников энергии в новые или существующие здания. В таблице 9.1 представлены исторические данные по долгосрочным процентным ставкам для выбранных стран. Пример 9.1 иллюстрирует разницу между простыми и сложными процентными ставками.

**Пример 9.1**

**Задача**

У домовладельца есть $ 2500, и он может вложить эти деньги в любой

(i) банк с годовой процентной ставкой 5% или (ii) покупка новой системы кондиционирования воздуха для своего дома. Если он решит вложить все деньги в банк, сколько будет у домовладельца через 15 лет? Сравните эту сумму, если выплачивались простые проценты, а не сложные.

**Решение**

Если проценты сложены с $P$ = 2500 долларов США, N = 15 и $i$ = 0,05, инвестиции будут накапливаться до общей суммы $F$:

$$F = \$2500 * (1 + 0.05)^{15} = \$5197$$

Таким образом, первоначальные вложения домовладельца увеличатся вдвое за 15-летний период.

Если бы были выплачены простые проценты, общая сумма накоплений была бы немного меньше:

$$F = \$2500 * (1 + 0.05 * 15) = \$4375$$

### *9.2.2 Уровень инфляции*

Инфляция возникает, когда стоимость товаров и услуг увеличивается от одного периода к другому. В то время как процентная ставка $i$ определяет стоимость денег, уровень инфляции $\lambda$ измеряет рост стоимости товаров и услуг. Следовательно, будущая стоимость товара $FC$ выше, чем настоящая стоимость $PC$ того же товара:

$$FC = PC(1 + \lambda) \qquad (9.5)$$

В таблице 9.2 представлены исторические данные по темпам инфляции для отдельных стран.

Если процентные ставки и темпы инфляции складываются в течение одного и того же периода, можно определить комбинированную процентную ставку θ, чтобы учесть тот факт, что инфляция снижает покупательную способность денег из-за увеличения стоимости товаров:

$$\theta = \frac{i - \lambda}{1 + \lambda} \qquad (9.6)$$

Следует отметить, что теоретически сводная процентная ставка может быть отрицательной. В этом случае стоимость денег со временем снижается. Пример 9.2 включает влияние уровня инфляции на оценку будущей стоимости инвестиций, рассматриваемых в примере 9.1.

**Пример 9.2**

**Задача**

Определите фактическую стоимость инвестиций в 2500 долларов для домовладельца из Примера 9.1, если в экономике годовой уровень инфляции составляет 3%.

**ТАБЛИЦА 9.2**

Средние темпы инфляции в отдельных странах

| Период/год | Франция | Германия | Япония | США |
|---|---|---|---|---|
| Период | | | | |
| 1971–1980 | 9.8 | 5.0 | 8.8 | 7.1 |
| 1981–1990 | 6.2 | 2.5 | 2.1 | 4.7 |
| 1990–1995 | 1.9 | 2.8 | 1.0 | 2.6 |
| Год | | | | |
| 1995 | 1.8 | 1.2 | –0.1 | 2.8 |
| 2000 | 1.8 | 1.4 | –0.5 | 3.4 |
| 2005 | 1.9 | 1.9 | –0.6 | 3.4 |
| 2010 | 0.7 | 0.4 | –1.4 | 1.0 |

*Источник:* ECD, Организация экономического сотрудничества и развития, Экономическая статистика, http: //www.ocde. opr, 2011.

**Решение**

Сводная процентная ставка может быть определена с помощью уравнения 9.6:

$$\theta = \frac{i-\lambda}{1+\lambda} = \frac{0.05-0.03}{1+0.03} = 0.01942$$

При P = 2500 долларов и N = 15 инвестиции будут накапливаться до общей суммы F:

$$F = \$2500 * (1+0.01942)^{15} = \$3336$$

Таким образом, будущая стоимость инвестиций с учетом уровня инфляции значительно ниже, чем значение, найденное в Примере 9.1.

### *9.2.3 Налоговая ставка*

В большинстве стран проценты, полученные от инвестиций, подлежат налогообложению. Если это налогообложение имеет ставку $t$ в течение периода, который совпадает с периодом выплаты процентов, то сумма налогов $T$, подлежащих взиманию с инвестиции $P$ с процентной ставкой $i$, определяется следующим образом:

$$T = tiP \qquad (9.7)$$

Следовательно, композитная процентная ставка, определяемая уравнением 9.6, может быть обобщена для учета как инфляции, так и налоговых ставок, связанных с настоящей и будущей стоимостью:

$$\theta = \frac{(1-t)i-\lambda}{1+\lambda} \qquad (9.8)$$

**Пример 9.3**

**Задача**

Если домовладелец находится в налоговой категории 28%, определите фактическую стоимость его инвестиций в размере 2500 долларов, рассматриваемых в примере 9.1, если в экономике годовой уровень инфляции составляет 3%.

**Решение**

Сводная процентная ставка может быть определена с помощью уравнения 9.8:

$$\theta = \frac{(1-t)i-\lambda}{1+\lambda} = \frac{(1-0.28)*0.05-0.03}{1+0.03} = 0.00583$$

При P = 2500 долларов и N = 15 инвестиции будут накапливаться до общей суммы F:

$$F = \$2500 * (1 + 0.00583)^{15} = \$2728$$

Включение налоговой ставки дополнительно снижает будущую стоимость инвестиций по сравнению со случаями, рассмотренными в примерах 9.1 и 9.2.

### *9.2.4 Денежные потоки*

При оценке энергетических проектов важно учитывать общие денежные поступления и выплаты в связи с реализацией мер по повышению энергоэффективности (например, установка двигателей с повышенным КПД) или интеграции системы возобновляемых источников энергии (например, установка фотоэлектрическая панель) в течение всего срока реализации проекта. Разница между общими денежными поступлениями (притоками) и общими выплатами (оттоками) денежных средств за определенный период называется денежным потоком.

В течение жизненного цикла проекта необходимо вести точный учет всех денежных потоков. Для энергетических проектов учет денежных потоков может быть представлен в табличной форме, как показано в Таблице 9.3 для поступлений и выплат, связанных с установкой энергоэффективного двигателя. В частности, в таблице 9.3 представлены затраты, связанные с первоначальной стоимостью установки двигателя (учитываемые как выплаты за год 0), и экономия средств за счет более высокой энергоэффективности нового двигателя (учитывается как поступления в год с 1 по год 10). Снижение годовой выручки связано со старением оборудования.

Обратите внимание на то, что денежные потоки положительны, когда они представляют собой приток (т.е. поступления), и отрицательны, когда они представляют собой оттоки (т.е. выплаты). Чтобы лучше визуализировать эволюцию денежных потоков во времени, можно использовать диаграмму денежных потоков, как показано на рисунке 9.1. Обратите внимание, что на рис. 9.1 начальный денежный поток $C_0$ = -\$4000 (выплаты) представлен стрелкой, направленной вниз. Между тем, денежные потоки, возникающие позже, с $C_1$ по $C_N$ с $N$ = 10, являются поступлениями и представлены стрелками, направленными вверх.

**ТАБЛИЦА 9.3**

Денежные потоки на установку нового двигателя в течение 10 лет

| Конец года | Всего поступлений денег ($) | Всего затрат ($) | Всего денежных потоков($) | Примечания |
|---|---|---|---|---|
| 0 | 0 | 4000 | –4000 | Стоимость установки новой печи |
| 1 | 400 | 0 | +400 | Чистая экономия затрат |
| 2 | 380 | 0 | +380 | Чистая экономия затрат |
| 3 | 360 | 0 | +360 | |
| 4 | 340 | 0 | +340 | |
| 5 | 330 | 0 | +330 | |
| 6 | 320 | 0 | +320 | |
| 7 | 310 | 0 | +310 | |
| 8 | 305 | 0 | +305 | |
| 9 | 300 | 0 | +300 | |
| 10 | 295 | 0 | +295 | |

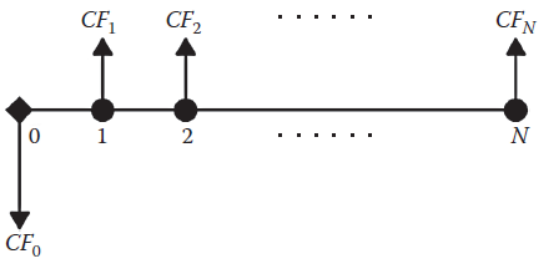



**РИС. 9.1**
Типовая схема движения денежных средств по проекту.

Следует еще раз отметить, что денежные потоки нельзя просто добавить, поскольку стоимость денег меняется от одного периода к другому. В следующем разделе определяются различные факторы для корреляции денежных потоков, происходящих в разные периоды.

## 9.3 Смешивающие факторы

В этом разделе рассматриваются два типа факторов оплаты. Эти коэффициенты оплаты полезны при экономической оценке различных энергетических проектов. Без потери общности предполагается, что процентный период составляет 1 год. Более того, номинальная ставка дисконтирования d используется для анализа, описанного в этой главе. Ставка дисконтирования - это эффективная процентная ставка, которая включает эффекты нескольких параметров, таких как инфляция и налогообложение, как показано в уравнении 9.8.

### *9.3.1 Разовый платеж*

В этом случае первоначальный платеж для реализации проекта производится путем заимствования суммы денег *P*. Если эта сумма денег приносит проценты по ставке дисконтирования *d*, то сумма платежа *P* через *N* лет равна будущая сумма *F*. Отношение *F/P* часто называют коэффициентом сложной суммы единого платежа (*SPCA*). Коэффициент *SPCA* является функцией *d* и *N* и определяется как:

$$SPCA(d,N) = \frac{F}{P} = (1+d)^N \qquad (9.9)$$

Используя диаграмму движения денежных средств на Рисунке 9.1, разовый платеж представляет случай, когда $C_0 = P$, $C_1 = \cdots = C_{N-1} = 0$ и $C_N = F$, как показано на рисунке 9.2.

Обратное соотношение *P/F* можно использовать для оценки величины денежного потока *P*, необходимого для достижения заданной суммы денежного потока *F* через *N* лет. Отношение *P/F* называется фактором текущей стоимости единовременного платежа (*SPPW*) и равно:

$$SPPW(d,N) = \frac{P}{F} = (1+d)^{-N} \qquad (9.10)$$

В таблице 9.4 представлены значения *SPPW* для различных ставок дисконтирования *d* и жизненных циклов *N*.

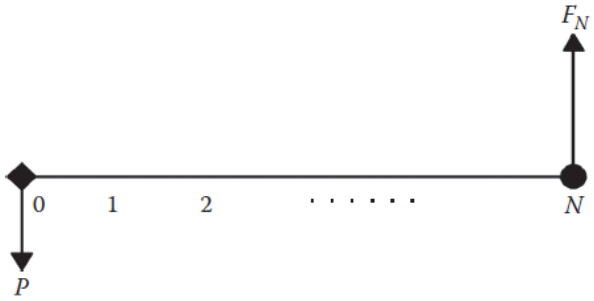



**РИС. 9.2**
Диаграмма движения денежных средств по единовременному платежу.

**РИС. 9.4**

Значения SPPW для выбранных значений ставки дисконтирования, *d*, и количества лет, *N*

| *SPPW* | Ставка дисконтирования, *d* (%) | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *N* (лет) | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | 1.000 | 0.990 | 0.980 | 0.971 | 0.962 | 0.952 | 0.943 | 0.935 | 0.926 | 0.917 | 0.909 |
| 2 | 1.000 | 0.980 | 0.961 | 0.943 | 0.925 | 0.907 | 0.890 | 0.873 | 0.857 | 0.842 | 0.826 |
| 3 | 1.000 | 0.971 | 0.942 | 0.915 | 0.889 | 0.864 | 0.840 | 0.816 | 0.794 | 0.772 | 0.751 |
| 4 | 1.000 | 0.961 | 0.924 | 0.888 | 0.855 | 0.823 | 0.792 | 0.763 | 0.735 | 0.708 | 0.683 |
| 5 | 1.000 | 0.951 | 0.906 | 0.863 | 0.822 | 0.784 | 0.747 | 0.713 | 0.681 | 0.650 | 0.621 |
| 6 | 1.000 | 0.942 | 0.888 | 0.837 | 0.790 | 0.746 | 0.705 | 0.666 | 0.630 | 0.596 | 0.564 |
| 7 | 1.000 | 0.933 | 0.871 | 0.813 | 0.760 | 0.711 | 0.665 | 0.623 | 0.583 | 0.547 | 0.513 |
| 8 | 1.000 | 0.923 | 0.853 | 0.789 | 0.731 | 0.677 | 0.627 | 0.582 | 0.540 | 0.502 | 0.467 |
| 9 | 1.000 | 0.914 | 0.837 | 0.766 | 0.703 | 0.645 | 0.592 | 0.544 | 0.500 | 0.460 | 0.424 |
| 10 | 1.000 | 0.905 | 0.820 | 0.744 | 0.676 | 0.614 | 0.558 | 0.508 | 0.463 | 0.422 | 0.386 |
| 11 | 1.000 | 0.896 | 0.804 | 0.722 | 0.650 | 0.585 | 0.527 | 0.475 | 0.429 | 0.388 | 0.350 |
| 12 | 1.000 | 0.887 | 0.788 | 0.701 | 0.625 | 0.557 | 0.497 | 0.444 | 0.397 | 0.356 | 0.319 |
| 13 | 1.000 | 0.879 | 0.773 | 0.681 | 0.601 | 0.530 | 0.469 | 0.415 | 0.368 | 0.326 | 0.290 |
| 14 | 1.000 | 0.870 | 0.758 | 0.661 | 0.577 | 0.505 | 0.442 | 0.388 | 0.340 | 0.299 | 0.263 |
| 15 | 1.000 | 0.861 | 0.743 | 0.642 | 0.555 | 0.481 | 0.417 | 0.362 | 0.315 | 0.275 | 0.239 |
| 16 | 1.000 | 0.853 | 0.728 | 0.623 | 0.534 | 0.458 | 0.394 | 0.339 | 0.292 | 0.252 | 0.218 |
| 17 | 1.000 | 0.844 | 0.714 | 0.605 | 0.513 | 0.436 | 0.371 | 0.317 | 0.270 | 0.231 | 0.198 |
| 18 | 1.000 | 0.836 | 0.700 | 0.587 | 0.494 | 0.416 | 0.350 | 0.296 | 0.250 | 0.212 | 0.180 |
| 19 | 1.000 | 0.828 | 0.686 | 0.570 | 0.475 | 0.396 | 0.331 | 0.277 | 0.232 | 0.194 | 0.164 |
| 20 | 1.000 | 0.820 | 0.673 | 0.554 | 0.456 | 0.377 | 0.312 | 0.258 | 0.215 | 0.178 | 0.149 |
| 21 | 1.000 | 0.811 | 0.660 | 0.538 | 0.439 | 0.359 | 0.294 | 0.242 | 0.199 | 0.164 | 0.135 |
| 22 | 1.000 | 0.803 | 0.647 | 0.522 | 0.422 | 0.342 | 0.278 | 0.226 | 0.184 | 0.150 | 0.123 |
| 23 | 1.000 | 0.795 | 0.634 | 0.507 | 0.406 | 0.326 | 0.262 | 0.211 | 0.170 | 0.138 | 0.112 |
| 24 | 1.000 | 0.788 | 0.622 | 0.492 | 0.390 | 0.310 | 0.247 | 0.197 | 0.158 | 0.126 | 0.102 |
| 25 | 1.000 | 0.780 | 0.610 | 0.478 | 0.375 | 0.295 | 0.233 | 0.184 | 0.146 | 0.116 | 0.092 |
| 26 | 1.000 | 0.772 | 0.598 | 0.464 | 0.361 | 0.281 | 0.220 | 0.172 | 0.135 | 0.106 | 0.084 |
| 27 | 1.000 | 0.764 | 0.586 | 0.450 | 0.347 | 0.268 | 0.207 | 0.161 | 0.125 | 0.098 | 0.076 |
| 28 | 1.000 | 0.757 | 0.574 | 0.437 | 0.333 | 0.255 | 0.196 | 0.150 | 0.116 | 0.090 | 0.069 |
| 29 | 1.000 | 0.749 | 0.563 | 0.424 | 0.321 | 0.243 | 0.185 | 0.141 | 0.107 | 0.082 | 0.063 |
| 30 | 1.000 | 0.742 | 0.552 | 0.412 | 0.308 | 0.231 | 0.174 | 0.131 | 0.099 | 0.075 | 0.057 |

### *9.3.2 Платеж единой серией*

В большинстве энергетических проектов экономия затрат на энергию оценивается ежегодно после первоначальных инвестиций для включения или реализации одного, или нескольких наборов мер по повышению энергоэффективности и / или систем возобновляемой энергии. Есть надежда, что в течение всего срока реализации проекта сумма всей годовой экономии затрат на электроэнергию может превысить первоначальные инвестиции. Рассмотрим затем сумму денег *P*, которая представляет собой начальные инвестиции, и получение суммы A, которая производится каждый год и представляет собой экономию затрат за счет энергетического проекта. Для упрощения анализа предполагается, что величина *A* постоянна для всех лет в течение срока реализации проекта. Следовательно, денежные потоки могут быть установлены на $C_0 = P$, $C_1 = \cdots = C_N = A$, как показано на рисунке 9.3.

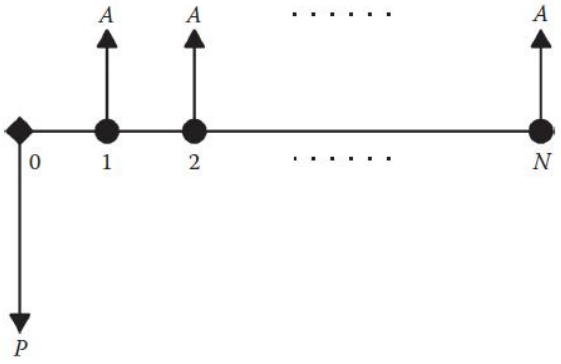



**РИС. 9.3**
Диаграмма движения денежных средств при равномерной оплате.

Можно показать, что соотношение *A/P*, называемое коэффициентом возврата капитала с равномерной последовательностью (*USCR*), может быть выражено как функция как *d*, так и *N*:

$$USCR(d,N) = \frac{A}{P} = \frac{d(1+d)^N}{(1+d)^N - 1} = \frac{d}{1-(1+d)^{-N}} \tag{9.11}$$

Коэффициент текущей стоимости однородного ряда (*USPW*), необходимый для вычисления значения *P*, зная количество *A*, представляет собой отношение *P/A* и может быть выражено следующим образом:

$$USPW(d,N) = \frac{P}{A} = \frac{(1+d)^N - 1}{d(1+d)^N} = \frac{1-(1+d)^{-N}}{d} \tag{9.12}$$

В таблице 9.5 представлены коэффициенты *USPW* для различных значений ставки дисконтирования *d* и жизненного цикла *N*.

В примере 9.4 показаны значения, рассчитанные для различных составных факторов с использованием выражений, представленных в этом разделе.

**Пример 9.4**

**Задача**

Найдите различные коэффициенты сложения для *N* = 10 лет и *d* = 5%.

**Решение**

Ниже приведены значения коэффициентов сложения для d = 0,05 и N = 10 лет:

| Фактор смешивания | Уравнение | Значение |
|---|---|---|
| *SPCA* | Уравнение 9.9 | 1.629 |
| *SPPW* | Уравнение 9.10 | 0.614 |
| *USCR* | Уравнение 9.11 | 0.129 |
| *USPW* | Уравнение 9.12 | 7.722 |

## *9.4 Методы экономической оценки*

Для оценки рентабельности энергетических проектов можно рассмотреть несколько инструментов оценки. Основная концепция всех этих инструментов состоит в том, чтобы сравнить между вариантами проектирования или модернизации чистый денежный поток, который может быть получен в течение всего срока реализации проекта. Как обсуждалось ранее, простое сложение всех денежных потоков, таких как представленные на рисунке 9.1, неуместно. Однако, используя сложные коэффициенты, представленные в Разделе 9.3, преобразование денежных потоков из одного периода в другой возможно. В этом разделе дается краткое описание общих методов экономической оценки, используемых в большинстве инженерных проектов.

**ТАБЛИЦА 9.5**

Значения USPW для выбранных значений ставки дисконтирования, $d$, и количества лет, $N$

| *USPW* | Ставка дисконтирования, $d$ (%) | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $N$ (лет) | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | 1.00 | 0.99 | 0.98 | 0.97 | 0.96 | 0.95 | 0.94 | 0.93 | 0.93 | 0.92 | 0.91 |
| 2 | 2.00 | 1.97 | 1.94 | 1.91 | 1.89 | 1.86 | 1.83 | 1.81 | 1.78 | 1.76 | 1.74 |
| 3 | 3.00 | 2.94 | 2.88 | 2.83 | 2.78 | 2.72 | 2.67 | 2.62 | 2.58 | 2.53 | 2.49 |
| 4 | 4.00 | 3.90 | 3.81 | 3.72 | 3.63 | 3.55 | 3.47 | 3.39 | 3.31 | 3.24 | 3.17 |
| 5 | 5.00 | 4.85 | 4.71 | 4.58 | 4.45 | 4.33 | 4.21 | 4.10 | 3.99 | 3.89 | 3.79 |
| 6 | 6.00 | 5.80 | 5.60 | 5.42 | 5.24 | 5.08 | 4.92 | 4.77 | 4.62 | 4.49 | 4.36 |
| 7 | 7.00 | 6.73 | 6.47 | 6.23 | 6.00 | 5.79 | 5.58 | 5.39 | 5.21 | 5.03 | 4.87 |
| 8 | 8.00 | 7.65 | 7.33 | 7.02 | 6.73 | 6.46 | 6.21 | 5.97 | 5.75 | 5.53 | 5.33 |
| 9 | 9.00 | 8.57 | 8.16 | 7.79 | 7.44 | 7.11 | 6.80 | 6.52 | 6.25 | 6.00 | 5.76 |
| 10 | 10.00 | 9.47 | 8.98 | 8.53 | 8.11 | 7.72 | 7.36 | 7.02 | 6.71 | 6.42 | 6.14 |
| 11 | 11.00 | 10.37 | 9.79 | 9.25 | 8.76 | 8.31 | 7.89 | 7.50 | 7.14 | 6.81 | 6.50 |
| 12 | 12.00 | 11.26 | 10.58 | 9.95 | 9.39 | 8.86 | 8.38 | 7.94 | 7.54 | 7.16 | 6.81 |
| 13 | 13.00 | 12.13 | 11.35 | 10.63 | 9.99 | 9.39 | 8.85 | 8.36 | 7.90 | 7.49 | 7.10 |
| 14 | 14.00 | 13.00 | 12.11 | 11.30 | 10.56 | 9.90 | 9.29 | 8.75 | 8.24 | 7.79 | 7.37 |
| 15 | 15.00 | 13.87 | 12.85 | 11.94 | 11.12 | 10.38 | 9.71 | 9.11 | 8.56 | 8.06 | 7.61 |
| 16 | 16.00 | 14.72 | 13.58 | 12.56 | 11.65 | 10.84 | 10.11 | 9.45 | 8.85 | 8.31 | 7.82 |
| 17 | 17.00 | 15.56 | 14.29 | 13.17 | 12.17 | 11.27 | 10.48 | 9.76 | 9.12 | 8.54 | 8.02 |
| 18 | 18.00 | 16.40 | 14.99 | 13.75 | 12.66 | 11.69 | 10.83 | 10.06 | 9.37 | 8.76 | 8.20 |
| 19 | 19.00 | 17.23 | 15.68 | 14.32 | 13.13 | 12.09 | 11.16 | 10.34 | 9.60 | 8.95 | 8.36 |
| 20 | 20.00 | 18.05 | 16.35 | 14.88 | 13.59 | 12.46 | 11.47 | 10.59 | 9.82 | 9.13 | 8.51 |
| 21 | 21.00 | 18.86 | 17.01 | 15.42 | 14.03 | 12.82 | 11.76 | 10.84 | 10.02 | 9.29 | 8.65 |
| 22 | 22.00 | 19.66 | 17.66 | 15.94 | 14.45 | 13.16 | 12.04 | 11.06 | 10.20 | 9.44 | 8.77 |
| 23 | 23.00 | 20.46 | 18.29 | 16.44 | 14.86 | 13.49 | 12.30 | 11.27 | 10.37 | 9.58 | 8.88 |
| 24 | 24.00 | 21.24 | 18.91 | 16.94 | 15.25 | 13.80 | 12.55 | 11.47 | 10.53 | 9.71 | 8.98 |
| 25 | 25.00 | 22.02 | 19.52 | 17.41 | 15.62 | 14.09 | 12.78 | 11.65 | 10.67 | 9.82 | 9.08 |
| 26 | 26.00 | 22.80 | 20.12 | 17.88 | 15.98 | 14.38 | 13.00 | 11.83 | 10.81 | 9.93 | 9.16 |
| 27 | 27.00 | 23.56 | 20.71 | 18.33 | 16.33 | 14.64 | 13.21 | 11.99 | 10.94 | 10.03 | 9.24 |
| 28 | 28.00 | 24.32 | 21.28 | 18.76 | 16.66 | 14.90 | 13.41 | 12.14 | 11.05 | 10.12 | 9.31 |
| 29 | 29.00 | 25.07 | 21.84 | 19.19 | 16.98 | 15.14 | 13.59 | 12.28 | 11.16 | 10.20 | 9.37 |
| 30 | 30.00 | 25.81 | 22.40 | 19.60 | 17.29 | 15.37 | 13.76 | 12.41 | 11.26 | 10.27 | 9.43 |

### *9.4.1 Чистая текущая стоимость*

Основной принцип этого метода - оценить текущую стоимость денежных потоков, понесенных в течение всего срока реализации проекта. Ссылаясь на диаграмму денежных потоков на рисунке 9.1, сумма всей приведенной стоимости денежных потоков может быть получена с использованием коэффициента текущей стоимости единовременного платежа, определенного в уравнении 9.10:

$$NPW = -CF_0 + \sum_{k=1}^{N} CF_k * SPPW\left(d,k\right) \tag{9.13}$$

Обратите внимание, что первоначальный денежный поток является отрицательным (капитальные затраты по проекту), в то время как денежные потоки за другие годы обычно положительны (выручка). В частном, но распространенном случае проекта с постоянным годовым доходом (из-за экономии эксплуатационных затрат на электроэнергию) $CF_k = A$, чистая приведенная стоимость уменьшается до

$$NPW = -CF_0 + A * USPW\left(d,N\right) \tag{9.14}$$

Чтобы проект был экономически жизнеспособным, чистая приведенная стоимость должна быть положительной или, в худшем случае, равна нулю (то есть $NPW \geq 0$). Очевидно, что чем выше значение NPW, тем экономичнее проект. Метод чистой приведенной стоимости часто называют методом чистой экономии, поскольку выручка часто связана с экономией затрат на энергию от реализации проекта.

### *9.4.2 Норма прибыли*

В этом методе первым шагом является определение конкретного значения ставки дисконтирования, d ', которая снижает чистую приведенную стоимость до нуля. Эта конкретная ставка дисконтирования называется нормой доходности (*ROR*) или, в некоторых случаях, внутренней нормой доходности (*IRR*). В зависимости от случая может использоваться выражение NPW, представленное в уравнениях 9.13 или 9.14. Например, в общем случае уравнения 9.13 норма прибыли *d′* является решением следующего уравнения:

$$-CF_0 + \sum_{k=1}^{N} CF_k * SPPW\left(d',k\right) = 0 \qquad (9.15)$$

Чтобы точно решить это уравнение, можно использовать любой численный метод. Однако приблизительное значение *d'* можно получить методом проб и ошибок. Это приблизительное значение может быть определено путем нахождения двух *d*-значений, для которых *NPW* является слегка отрицательным и слегка положительным, а затем линейной интерполяцией между этими двумя значениями. Важно помнить, что решение для *ROR* может не существовать в некоторых особых случаях. После получения нормы прибыли для данной альтернативы проекта фактическая рыночная ставка дисконтирования или минимально допустимая норма прибыли сравнивается со значением *ROR*. Если значение *ROR* больше (т.е. *d'*> *d*), проект можно считать рентабельным.

### *9.4.3 Соотношение выгод и затрат*

Метод соотношения выгод и затрат (*BCR*) также называется отношением сбережений к инвестициям (*SIR*) и позволяет измерить чистую прибыль (или экономию) проекта по отношению к его чистой стоимости. Чистая стоимость как выгод ($B_k$), так и затрат ($C_k$) рассчитывается относительно базового сценария. В этом методе обычно используется текущая стоимость всех денежных потоков. Следовательно, *BCR* можно рассчитать следующим образом:

$$BCR = \frac{\sum_{k=0}^{N} B_k * SPPW\left(d,k\right)}{\sum_{k=0}^{N} C_k * SPPW\left(d,k\right)} \qquad (9.16)$$

Альтернативный вариант проекта считается экономически жизнеспособным по сравнению с базовым случаем, когда BCR больше 1,0 (т. Е. *BCR*> 1,0).

### *9.4.4 Стоимость энергии*

Для проектов по выработке электроэнергии стоимость энергии часто используется для определения их рентабельности по сравнению с базовыми вариантами, такими как покупка энергии в системе коммунальных сетей. В частности, стоимость энергии - это стоимость выработки одного кВтч энергогенерирующим объектом или технологией с учетом его капитальных затрат, финансовых затрат, затрат на топливо, а также постоянных и переменных затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание в течение предполагаемого срока службы. Обычно термин «нормированная стоимость энергии» (LCOE) используется, когда рассматривается текущая стоимость всех затрат. Конкретные расчеты для LCOE зависят от генерирующей технологии, но общий метод обеспечивается уравнением 9.17:

$$LCOE = \frac{\sum_{k=0}^{N} C_k * SPPW\left(d,k\right)}{\sum_{k=0}^{N} E_k} \qquad (9.17)$$

где

$C_k$ - общие затраты, понесенные в году *k*, и включают в себя инвестиционные расходы, а также затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание и топливо. $E_k$ - общая электрическая энергия, произведенная в году *k*.

Для того чтобы генерирующий проект или технология были экономически конкурентоспособными, LCOE должна быть ниже, чем базовые (обычно от сети) цены. В Главе 14 представлен подробный экономический анализ различных технологий распределенной генерации на конкретных примерах.

### *9.4.5 Дисконтированный и простой периоды окупаемости*

В этом методе оценки определяется период $Y$ (обычно выражаемый в годах), необходимый для возврата первоначальных инвестиций. Используя диаграмму денежных потоков на рис. 9.1, значение $Y$ является решением следующего уравнения:

$$CF_0 = \sum_{k=1}^{Y} CF_k * SPPW(d,k) \qquad (9.18)$$

Если срок окупаемости $Y$ меньше срока жизни проекта $N$ (т.е. $Y<N$), то проект является экономически жизнеспособным. Значение $Y$, полученное с помощью уравнения 9.18, обычно называется дисконтированным периодом окупаемости (*DPP*), поскольку оно включает стоимость денег. В подавляющем большинстве приложений временная стоимость денег не учитывается при анализе срока окупаемости. В этом случае $Y$ называется простым периодом окупаемости (*SPP*) и является решением следующего уравнения:

$$CF_0 = \sum_{k=1}^{Y} CF_k \qquad (9.19)$$

В случае, когда годовая чистая экономия постоянна ($CF_k = A$), простой период окупаемости можно легко рассчитать как отношение первоначальных инвестиций к годовой чистой экономии:

$$Y = \frac{CF_0}{A} \qquad (9.20)$$

Значения для простого периода окупаемости короче, чем для дисконтированных периодов окупаемости, поскольку недисконтированная чистая экономия больше, чем их дисконтированные аналоги. Следовательно, приемлемые значения для простых периодов окупаемости обычно значительно короче, чем продолжительность жизни проекта.

### *9.4.6 Краткое изложение методов экономического анализа*

В таблице 9.6 обобщены основные характеристики методов экономического анализа, используемых для оценки отдельных альтернатив проекта энергоэффективности. В главе 10 представлено несколько примеров для оценки рентабельности мер по повышению энергоэффективности, подходящих для построения электрических систем.

Важно отметить, что методы экономической оценки, описанные в этом разделе, позволяют определить, является ли единственная альтернатива проекта или проекта модернизации рентабельной. Однако эти методы нельзя использовать или полагаться на сравнение и ранжирование различных альтернатив для данного проекта энергоэффективности. Метод анализа LCC является более подходящим и его следует учитывать для принятия обоснованного решения.

**ТАБЛИЦА 9.6**

Краткое изложение основных критериев для различных методов экономического анализа

| Метод оценки | Уравнение | Критерий |
|---|---|---|
| Чистая приведенная стоимость (*NPW*) | $NPW = -CF_0 + \sum_{k=1}^{N} CF_k * SPPW(d,k)$ | $NPW > 0$ |
| Норма прибыли (*ROR*) | $-CF_0 + \sum_{k=1}^{N} CF_k * SPPW(d',k) = 0$ | $d' > d$ |
| Соотношение затрат-прибыли (*BCR*) | $BCR = \frac{\sum_{k=0}^{N} B_k * SPPW(d,k)}{\sum_{k=0}^{N} C_k * SPPW(d,k)}$ | $BCR > 1$ |
| Дисконтированный срок окупаемости(*DPP*) | $_0 = \sum_{k=1}^{Y} CF_k * SPPW(d,k)$ | $Y < N$ |
| Простой срок окупаемости (*SPP*) | $Y = \frac{CF_0}{A}$ | $Y \ll N$ |

# *9.5 Метод анализа затрат жизненного цикла*

Метод анализа LCC является наиболее распространенным методом оценки экономических выгод от проектов энергоэффективности или распределенной генерации в течение их срока службы. Как правило, этот метод используется для оценки и обеспечения приоритета по крайней мере для двух альтернатив данного проекта (например, для оценки и выбора между двумя альтернативами для одного и того же проекта: установить энергоэффективный трансформатор или рассмотреть двигатели с повышенным КПД). Основная процедура метода *LCC* относительно проста, поскольку он направлен на определение общих затрат, понесенных различными альтернативами на протяжении всего срока реализации проекта. Для всех альтернативных вариантов проекта, включая базовый вариант, общие затраты оцениваются в течение срока службы проекта, включая затраты на установку, эксплуатацию, замену и техническое обслуживание. Стоимость обычно определяется с использованием одного из двух подходов: текущей стоимости или годовой оценки затрат. Затем обычно выбирается вариант проекта с наименьшей общей стоимостью (или *LCC*).

Используя диаграмму движения денежных средств на Рисунке 9.1, сумму *LCC* для каждой альтернативы можно рассчитать путем прогнозирования всех затрат (включая затраты на приобретение, установку, техническое обслуживание и эксплуатацию энергетических систем, связанных с реализацией проекта) на следующее:

1. Одна единственная сумма приведенной стоимости, которую можно рассчитать следующим образом:

$$LCC = \sum_{k=0}^{N} CF_k * SPPW(d,k) \tag{9.21}$$

Это наиболее часто используемый подход при расчете LCC в энергетических проектах.

Или

2. Множественные затраты в годовом исчислении на протяжении всего срока реализации проекта:

$$LCC_a = USCR(d,N) * \left[ \sum_{k=1}^{N} CF_k * SPPW(d,k) \right] \tag{9.22}$$

Обратите внимание, что два подхода к вычислению значений *LCC* эквивалентны.

В нескольких проектах в области энергоэффективности годовой денежный поток остается неизменным после первоначальных инвестиций. В этих случаях *LCC* можно оценить на основе начальной стоимости *IC* и годовой стоимости *AC* следующим образом:

$$LCC = IC + USPW(d,N) * AC \tag{9.23}$$

В примере 9.5 показано применение метода анализа LCC для выбора наилучшего варианта конструкции трансформатора для обслуживания электрической системы здания.

**Пример 9.5**

**Задача**

Владелец попросил команду разработчиков дать рекомендации по наиболее экономичному из трех вариантов конструкции электрического трансформатора. Здесь кратко описаны три варианта.

(A) Используйте трансформатор премиум-класса с КПД 99,7%. Дополнительная стоимость этого трансформатора составляет 10 000 долларов США по сравнению со стандартным трансформатором.

(B) Используйте трансформатор со средней энергоэффективностью и КПД 99,5%. Дополнительная стоимость этого трансформатора по сравнению со стандартным трансформатором составляет 4000 долларов.

(C) Используйте стандартный энергоэффективный трансформатор с КПД 99,3%.

Определите лучший экономичный вариант для владельца здания. Предположим, что срок эксплуатации проекта электросистемы здания составляет 30 лет, а ставка дисконтирования составляет 5%. Пиковая нагрузка здания составляет 750 кВА, при среднегодовом коэффициенте нагрузки 0,876 и коэффициенте мощности 0,90. Используйте весь метод анализа затрат жизненного цикла, чтобы определить лучший вариант, предполагая, что затраты на электроэнергию составляют 0,12 доллара США / кВтч.

**Решение**

Общая стоимость эксплуатации трансформатора учитывается для трех вариантов. В этом анализе предполагается, что аварийная стоимость трансформатора и плата за обслуживание одинаковы для всех трех вариантов конструкции и поэтому не рассматриваются. Чтобы представить расчеты для анализа LCC, рекомендуется представить результаты в табличном формате и действовать, как показано здесь:

| Статья затрат | Вариант A | Вариант B | Вариант C |
|---|---|---|---|
| *Первоначальная инвестиция* | | | |
| (a) Накладные затраты ($) | 10,000 | 4,000 | 0 |
| *Годовые операционные затраты*: | | | |
| (b) Исп. электричества (кВтч/год) | 2,965,396 | 2,971,357 | 2,977,341 |
| (c) Затраты на топливо ($) [$0.12 * (b)] | 355,848 | 356,363 | 357,281 |
| *USPW фактор* | | | |
| $d$ = 5%, $N$ = 30, Уравнение 9.12 | 15.37 | 15.37 | 15.37 |
| *Приведенная стоимость* ($) | | | |
| (a) + *USPW* * (c) | 54,802,449 | 5,485,244 | 5,492,284 |

Следовательно, стоимость жизненного цикла для варианта A самая низкая. Таким образом, владельцу здания рекомендуется использовать трансформатор с повышенным КПД.

Этот вывод отличается от вывода, полученного с помощью простого анализа окупаемости. (Действительно, период окупаемости для варианта A - относительно базового варианта C - составляет *SPP* (A) = (10 000 долларов США) / (1433 доллара США в год) = 7,0 лет, тогда как для варианта B *SPP* (B) = (4000 долларов США) / (718 долларов в год) = 5,6 года).

## 9.6 Общая процедура экономической оценки

Важно помнить, что рекомендации для проектов в области энергоэффективности и возобновляемых источников энергии должны основываться на экономически обоснованном анализе. В частности, дизайнер должен задать несколько вопросов, прежде чем давать окончательные рекомендации, такие как следующие:

• Будет ли экономия на проекте превышать дополнительные затраты?

• Какое дизайнерское решение будет наиболее экономичным?

• Какой вариант дизайна минимизирует общие эксплуатационные расходы здания?

• Какая комбинация взаимосвязанных вариантов проекта максимизирует чистую экономию?

• Какой приоритет следует отдавать различным вариантам проекта, если у собственника есть ограниченные возможности капитального финансирования?

Как обсуждалось ранее, наиболее подходящим методом экономической оценки является метод LCC, описанный в разделе 9.5. Перед применением метода LCC необходимы некоторые данные для проведения соответствующего и значимого экономического анализа. Чтобы помочь проектировщику собрать необходимую информацию и применить метод LCC, предлагается следующий системный подход:

*Шаг 1*. Определите проблему, которую пытается решить предлагаемый проект, и укажите основную цель проекта. Например, для создания системы отопления и охлаждения постоянного объема в проекте предполагается использование вентиляторов с регулируемым объемом воздуха, подключенных к двигателям с приводами с регулируемой скоростью (VSD), для кондиционирования всех помещений с целью снижения общего энергопотребления и затрат в здании. .

*Шаг 2*: Определите ограничения, связанные с реализацией проекта. Эти ограничения могут различаться по своему характеру и включать финансовые ограничения или требования к пространству. Например, новым двигателям требуется больше места для установки преобразователей частоты и связанных с ними контроллеров.

*Шаг 3*: Определите технически обоснованные стратегии и альтернативы для достижения цели проекта. Например, для двигателей и преобразователей частоты можно рассмотреть три варианта: (a) двигатели со стандартным КПД и частотно-регулируемые приводы, (b) двигатели с повышенным КПД и стандартные приводы, и (c) двигатели с повышенным КПД и частотные преобразователи.

*Шаг 4*: Выберите метод экономической оценки, подходящий для всех вариантов проекта. Когда рассматривается несколько альтернатив, включая базовый вариант, метод LCC предпочтительнее для принятия окончательных и обоснованных решений для энергетических проектов. Для предварительного экономического анализа, упомянутого ранее, можно использовать метод простого срока окупаемости. Как упоминалось ранее, метод срока окупаемости не является точным, и его следует использовать с осторожностью при принятии решений.

*Шаг 5*: Соберите данные и сделайте предположения. Данные включают ставки дисконтирования, затраты на электроэнергию, затраты на установку, эксплуатационные расходы и затраты на техническое обслуживание. Некоторые из этих данных сложно получить, и необходимы некоторые предположения или оценки. Например, средняя ставка дисконтирования в течение жизненного цикла проекта может быть принята на основе любых доступных исторических данных.

*Шаг 6*: Рассчитайте показатели экономической эффективности. Эти показатели зависят от выбранного метода экономической оценки. Показатели могут быть основаны на широком спектре методов анализа, таких как простой период окупаемости (SPP), чистая приведенная стоимость (NPW), внутренняя норма прибыли (IRR), приведенная стоимость энергии (LCOE) и стоимость жизненного цикла (LCC).

*Шаг 7*: Оцените экономические показатели, полученные для различных альтернатив. Эту оценку можно выполнить, просто сравнив значения LCC, полученные для различных альтернатив.

*Шаг 8*: Проведите подробный анализ чувствительности, чтобы оценить влияние изменений некоторых неизвестных параметров на результаты, полученные в результате экономического анализа. Действительно, поскольку экономическая оценка, выполняемая на этапе 6, обычно основана на некоторых предполагаемых значениях (например, годовой ставке дисконтирования), важно определить, зависят ли результаты оценки, выполненной на этапе 7, от этих предположений. С этой целью экономическая оценка повторяется для всех альтернатив с использованием различных, но правдоподобных предположений.

*Шаг 9*: Учитывайте неквалифицированные эффекты. Некоторые из альтернатив могут иметь некоторые эффекты, которые не могут быть должным образом учтены в экономическом анализе, но могут быть определяющим фактором при принятии решений. Например, воздействие на окружающую среду (выбросы загрязняющих веществ) может иметь важное значение для дисквалификации в остальном экономически обоснованных альтернатив.

*Шаг 10*: Сделайте конкретные рекомендации. Окончательный выбор будет основан на результатах трех предыдущих шагов (то есть, шагов 7–9). Обычно рекомендуется альтернатива с наименьшим значением LCC.

После того, как проект окажется рентабельным, важно определиться с вариантами финансирования для фактического осуществления проекта и реализации выбранных альтернатив.

## *9.7 Тарифы на электроэнергию*

Одним из наиболее важных факторов, влияющих на рентабельность любых проектов в области энергоэффективности или возобновляемых источников энергии, является стоимость электроэнергии, закупаемой из сети. В этом разделе представлены некоторые общие тарифы на электроэнергию. Ставки в основном зависят от систем генерации, передачи и распределения, используемых коммунальными предприятиями для обслуживания своих клиентов. Как правило, большинство электроэнергетических компаний сталкиваются со следующими статьями затрат:

• *Генерирующая установка*. Стоимость эксплуатации электростанции для выработки электроэнергии обычно представляет собой самую высокую категорию затрат. Действительно, электростанции должны соответствовать нескольким нормативным требованиям и требованиям безопасности. Например, несколько заводов должны соответствовать строгим стандартам загрязнения, особенно если они работают в густонаселенных районах. Соблюдение этих правил может значительно увеличить затраты на производство электроэнергии.

• *Системы передачи / распределения*: для доставки электроэнергии от электростанции, где она производится, в районы, где она используется, должны использоваться линии передачи, подстанции и распределительные сети. Стоимость систем передачи / распределения зависит от пройденных расстояний, а также от используемых трансформаторов, конденсаторов и счетчиков. Более того, потери энергии при доставке могут составлять значительную часть затрат на передачу / распределение.

• *Затраты на топливо*: электроэнергия вырабатывается с использованием основного источника топлива в зависимости от электростанции. Стоимость топлива может быть небольшой, как в случае гидроэлектростанций, или значительной, как в случае традиционных мазутных или угольных электростанций. Стоимость топлива может колебаться в зависимости от мировых рынков.

• *Административные расходы*. Заработная плата управленческого, технического и офисного персонала, а также расходы на страхование и техническое обслуживание оборудования электростанции являются частью административных расходов. Эти административные расходы могут быть большими, особенно для атомных электростанций.

Другие факторы, влияющие на стоимость электроэнергии, включают генерирующую мощность коммунального предприятия и условия спроса / предложения в данный момент времени (то есть периоды пиковой и непиковой нагрузки).

Коммунальные предприятия распределяют стоимость электроэнергии по-разному в зависимости от типа потребителей, предлагая различные тарифные планы. Коммунальные предприятия обычно рассматривают три типа потребителей: бытовые, коммерческие и промышленные. Каждая коммунальная компания может предложить несколько структур ставок для каждого типа потребителей. Поэтому важно, чтобы аудитор знал различные структуры ставок, которые могут быть предложены аудируемому предприятию.

Коммунальные предприятия могут адаптировать свои тарифы к потребностям потребителей в электроэнергии несколькими способами. Ниже приведены некоторые из общепринятых структур ставок, используемых коммунальными предприятиями США:

• Блокировка ставок
• Сезонные цены.
• Время использования ставок
• Цены в реальном времени

Помимо этих тарифов, коммунальные предприятия предоставляют своим клиентам некоторые райдеры и скидки. Гонщик может изменять структуру тарифа в зависимости от квалификации клиента. Например, коммунальные предприятия могут изменять летнюю плату за электроэнергию для своих

бытовых потребителей с помощью устройства кондиционирования воздуха. Более того, коммунальные предприятия могут снизить плату за электроэнергию и / или потребление, используя условия скидок. Например, несколько коммунальных предприятий предлагают скидку на напряжение, когда клиент желает получить напряжение выше стандартного уровня. Чтобы воспользоваться этой скидкой, заказчику, возможно, придется установить и обслуживать трансформатор подходящего размера. Более подробное обсуждение каждой из общедоступных ставок приведено в следующих разделах с некоторыми примерами, чтобы проиллюстрировать, как проектировщик или энергоаудитор могут применять положения о ставках коммунальных услуг для проверки расчета счетов за коммунальные услуги. Во-первых, подробно рассматриваются общие черты всех тарифов на электроэнергию.

### *9.7.1 Общие характеристики тарифов на коммунальные услуги*

Существует несколько функций и концепций тарифов на коммунальные услуги, с которыми проектировщик или энергоаудитор должен быть знаком, чтобы иметь возможность правильно интерпретировать и анализировать процедуру выставления счетов за коммунальные услуги. Некоторые из этих концепций описаны в следующих разделах.

#### *9.7.1.1 Спрос на выставление счетов*

Спрос, выставляемый коммунальным предприятием, называется запросом на выставление счетов. Спрос на выставление счетов часто определяется из пикового спроса, полученного за 1 месяц (или любой цикл выставления счетов). Пиковая потребность, также известная как фактическая потребность, определяется как максимальная потребность или максимальная средняя измеренная потребность в любой 15-минутный период в цикле выставления счетов. Чтобы лучше понять концепцию выставления счетов, рассмотрим два разных профиля ежемесячной нагрузки: прочный профиль A и плоский профиль B, как показано на рисунке 9.4. Далее предполагается, что средний спрос на профиль A совпадает со средним спросом на профиль B (и, таким образом, общее потребление энергии в кВтч для обоих профилей A и B одинаково). Для коммунального предприятия несправедливо выставлять одинаковые счета за два профиля. Действительно, профиль A требует, чтобы коммунальное предприятие удовлетворяло более высокий спрос и, таким образом, увеличивало свою генерирующую мощность только на короткий период времени.




**РИС. 9.4**
Пиковая потребность в двух разных профилях электрической нагрузки.

Между тем, профиль B идеально подходит для коммунального предприятия, поскольку он не меняется со временем. Поэтому некоторые коммунальные предприятия взимают со своих клиентов плату за пиковую нагрузку, возникшую в течение расчетного периода. Эта плата за спрос может служить стимулом для клиентов снизить или «сбрить» свой пиковый спрос. Для некоторых тарифов потребность в выставлении счетов определяется на основе технических характеристик коммунальных предприятий и может отличаться от максимальной потребности, фактически измеренной в течение периода выставления счетов. Например, пункты о храповике и коэффициенте мощности могут изменить определение спроса на выставление счетов. Более того, минимальная потребность в

выставлении счетов может быть указана в договорном соглашении между коммунальным предприятием и потребителем. Этот минимальный спрос часто называют контрактным спросом.

### *9.7.1.2 Коэффициент мощности*

Коэффициент мощности определяется как отношение фактической мощности, потребляемой потребителем (выраженной в кВт), к общей мощности, поставляемой коммунальным предприятием (выраженной в кВА). На рисунке 9.5 показан треугольник мощности, чтобы проиллюстрировать понятие коэффициента мощности. Читатель отсылается к Главе 2 для получения более подробной информации о концепции коэффициента мощности.

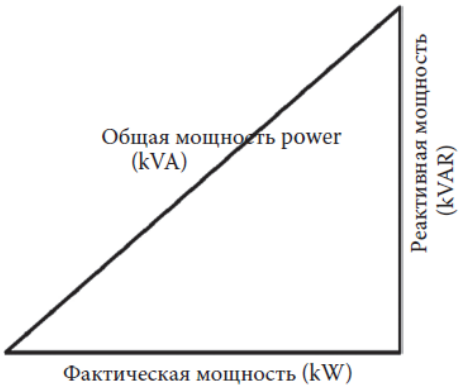



**РИС. 9.5**
Схема треугольника мощности.

При одинаковой фактической мощности, потребляемой двумя потребителями, но с разными значениями коэффициента мощности, коммунальное предприятие должно обеспечивать потребителю более высокую общую мощность с более низким коэффициентом мощности. Чтобы наказать потребителей за низкий коэффициент мощности (обычно ниже 0,85), некоторые коммунальные предприятия используют пункт о коэффициенте мощности для увеличения платы за выставление счетов или для введения новых сборов (на общую потребляемую мощность или потребность в реактивной мощности). Например, требование выставления счетов может быть увеличено всякий раз, когда измеренный коэффициент мощности потребителя ниже контрольного значения или базового коэффициента мощности:

$$\text{Спрос по счету} = \text{Фактический спрос} * \left( \frac{pf_{base}}{pf_{actual}} \right) \qquad (9.24)$$

В примере 9.6 показано, как положение о коэффициенте мощности может повлиять на счет за коммунальные услуги.

**Пример 9.6**
**Задача**

У коммунального предприятия есть следующая структура ежемесячного выставления счетов для своих коммерческих клиентов:

- *Комиссия клиента*: 450 долларов США в месяц.
- *Плата за потребление*: 20 долларов США / кВт.
- *Плата за электроэнергию*: 0,03 доллара США / кВтч.

В пункте о коэффициенте мощности указано, что фактическая потребность в выставлении счетов, на которой основывается плата за потребление, должна быть фактической потребностью за месяц с поправкой на коэффициент мощности путем умножения измеренной фактической потребности на 80 и деления произведения на фактический средний коэффициент мощности, выраженный в процентах. Пункт о коэффициенте мощности применяется, когда среднемесячный коэффициент мощности меньше 80%.

(i) Рассчитайте счет за коммунальные услуги для объекта со следующими характеристиками энергопотребления в течение определенного месяца:

(a) *Фактическая потребность*: 300 кВт

(б) *Потребление энергии*: 50 000 кВтч

(c) *Средний ежемесячный коэффициент мощности*: 60%

(ii) Определите экономию затрат, достигнутую за месяц, если коэффициент мощности объекта будет улучшен, чтобы он всегда был выше 80%.

**Решение**

(i) Во-первых, расчетный спрос за месяц определяется с использованием пункта о коэффициенте мощности, поскольку средний коэффициент мощности ниже 80%:

$$\boxed{\text{Спрос по счету}} = \boxed{\text{Фактический спрос}} * \left(\frac{pf_{base}}{pf_{actual}}\right) \qquad (9.24)$$

$$\frac{80}{pf} \quad 300 * \frac{80}{60} = 400 \text{ kW}$$

Затем можно рассчитать ежемесячный счет, используя структуру тарифов на коммунальные услуги:

(a) Комиссия клиента = 450$

(b) Плата за потребление = 450 кВт * 20 $ кВт $ = 8000$

(c) Счет за энергию = 50 000 кВч * 0,03 $/Вч = 1500 $

Общая ежемесячная плата = (a) + (b) + (c) = 9950,00 долларов.

Фактический счет может включать другие компоненты, такие как корректировочные расходы на топливо и налоги с продаж.

(ii) Экономия затрат за счет повышения коэффициента мощности обусловлена снижением требований к выставлению счетов. Действительно, спрос на выставление счетов за рассматриваемый месяц будет фактическим потреблением (т.е. 300 кВт). Таким образом, снижение спроса на выставление счетов на 100 кВт может быть достигнуто, что приведет к снижению затрат на:

Экономия затрат = 100 кВт * 20 долларов США / кВт = 2000 долларов США в месяц.

Читатель отсылается к Главе 2 для более подробного описания мер по повышению коэффициента мощности.

#### *9.7.1.3 Базовый тариф*

Обычно счета за коммунальные услуги выставляются ежемесячно. В частности, плата за спрос основывается на месячном пиковом спросе. Однако, когда пиковая потребность в одном месяце значительно выше, чем в другие месяцы (например, в случае зданий с высокими охлаждающими нагрузками в летние месяцы), коммунальное предприятие должно обеспечить требуемую пиковую потребность и, таким образом, использовать дополнительные генераторы только для 1 или 2 месяца. До конца года коммунальное предприятие должно будет обслуживать эти дополнительные генераторы. Чтобы возместить часть этих затрат на обслуживание и стимулировать сокращение спроса, некоторые коммунальные предприятия используют базовый тариф при определении выставляемого спроса. Например, выставленный счет за любой конкретный месяц является частью самого высокого максимального спроса за предыдущие 6 месяцев (или 12 месяцев) или фактического спроса, возникшего в этом месяце. Пример 9.7 иллюстрирует процедуру расчета счета за коммунальные услуги с оговоркой о базовом тарифе.

**Пример 9.7**

**Задача**

Коммунальное предприятие добавила базовый тариф в структуру тарифов, описанную в примере 9.6. В частности, оговорка о базовом тарифе гласит, что никакая потребность в выставлении счетов не должна считаться меньше, чем 70% максимальной нагрузки в пик сезона, скорректированной с учетом коэффициента мощности, ранее определенного в течение 12 месяцев, заканчивающихся текущим

месяцем. Рассчитайте счет за коммунальные услуги для объекта, рассматриваемого в примере 9.6, с учетом оговорки о базовом тарифе. Предположим, что предыдущий самый высокий спрос (за последние 12 месяцев) составлял 700 кВт.

**Решение**

Во-первых, рассчитывается минимальная потребность в выставлении счетов, определяемая условием базового тарифа:

Минимальная потребность в выставлении счетов (пункт о базовом тарифе) = 700 кВт * 0,70 = 490 кВт

Поскольку потребность в выставлении счетов на основе пункта о коэффициенте мощности оказалась равной 400 кВт (см. Пример 9.6), потребность в выставлении счетов за месяц составляет

Заявленная потребляемая мощность = макс. (490, 400 кВт) = 490 кВт

Затем можно рассчитать ежемесячный счет, используя структуру тарифов на коммунальные услуги:

(a) Комиссия клиента 450$

(b) Плата за потребление 490кВт * 20$ / кВт = 9800$

(c) Плата за энергию = 50 000 кВч * 0,03 $/Вч = 1500 $

Ежемесячная плата = (a) + (b) + (c) = 11750,00 долларов США

Таким образом, оговорка о базовом тарифе увеличивает счет за коммунальные услуги за месяц.

#### *9.7.1.4 Корректировка стоимости топлива*

Большинство коммунальных предприятий должны покупать первичные источники энергии (мазут, природный газ и уголь) для производства электроэнергии. Поскольку стоимость этих товаров со временем меняется, коммунальные предприятия вносят корректировку в свои расходы на электроэнергию, чтобы учесть любые изменения стоимости их первичных источников энергии. Как правило, коммунальные предприятия предоставляют в описании своей структуры тарифов формулу, которую они используют для расчета корректировки стоимости топлива. Помимо корректировки стоимости топлива, коммунальные предприятия могут взимать налоги и дополнительные сборы для взыскания налогов, взимаемых с них федеральным правительством или агентствами штата. В некоторых случаях корректировка стоимости топлива может составлять значительную часть счета за коммунальные услуги. Пример 9.8 иллюстрирует влияние корректировки стоимости топлива и налога с продаж на ежемесячный счет за коммунальные услуги.

**Пример 9.8**

**Задача**

Рассчитайте счет за коммунальные услуги для объекта, рассмотренного в примере 9.7, с учетом корректировки стоимости топлива 0,015 / кВтч и налога с продаж в размере 7%.

**Решение**

Корректировка стоимости топлива должна применяться к использованию энергии, тогда как налог с продаж должен применяться к общей стоимости. Таким образом, ежемесячный счет за промышленный объект, рассмотренный в примере 9.2, становится

(a) Комиссия клиента = 450 $

(b) Плата за потребление = 490 кВт * 20 $ кВт = 9800 $

(c) Плата за энергию = 50000 кВч * (0,03 $ кВт + 0,015 $ кВт) = 2250 $

Общая ежемесячная плата до налога с продаж (a) + (b) + (c) = 12500$

Итого ежемесячные платежи после налога с продаж = 12500$ * 1,07 = 13375 $

Совокупный эффект корректировки стоимости топлива и налога с продаж увеличил счет за коммунальные услуги за месяц на [13 375 долларов - 11 750 долларов = 1625 долларов].

#### *9.7.1.5 Уровень обслуживания*

Коммунальные предприятия обычно предлагают несколько структур ставок для конкретного клиента в зависимости от типа услуги. Например, коммунальные предприятия могут иметь разные ставки в зависимости от уровня напряжения, предоставляемого потребителям. Чем выше уровень

питающего напряжения, тем дешевле тариф на электроэнергию. В частности, коммунальные предприятия предлагают сниженную ставку на спрос и / или плату за электроэнергию для потребителей, которые владеют их служебными трансформаторами. Этот тип тарифа обычно описывается в различных пунктах счета за коммунальные услуги, включая трансформатор, принадлежащий потребителю, уровень напряжения или тип услуги. Владелец должен определить рентабельность владения трансформатором и, таким образом, получить более высокий уровень напряжения, сравнив экономию на счетах за коммунальные услуги со стоимостью покупки / аренды и обслуживания трансформатора. Как правило, потери энергии трансформатора несет владелец. Кроме того, владелец должен иметь резервный трансформатор или сделать альтернативное устройство (например, резервное коммунальное обслуживание) на случай выхода из строя рабочего трансформатора. В Примере 9.9 представлена оценка экономии на счетах за коммунальные услуги благодаря владению служебным трансформатором.

**Пример 9.9**

**Задача**

Предприятие в Примере 9.6 имеет возможность владеть и эксплуатировать собственный служебный трансформатор с преимуществом структуры пониженного тарифа, как описано здесь:

• Плата с клиента: 650 долларов в месяц.

• Плата за потребление: 15 долларов США / кВт.

• Плата за электроэнергию: 0,025 доллара США / кВтч.

Рассчитайте уменьшение счета за коммунальные услуги в течение месяца, для которого характеристики энергопотребления приведены в Примере 9.6. При расчете экономии не учитывайте положение о коэффициенте мощности, условие о храповике, налог с продаж и корректировку стоимости топлива.

**Решение**

Сначала определяется счет за коммунальные услуги в случае, если объекту принадлежит служебный трансформатор:

(a) Комиссия клиента 650$

(b) Плата за потребление = 400 кВт * 15$ кВт = 6000$

(c) Плата за энергию = 50000 * 0,025 = 1250$

Таким образом, экономия на счете за коммунальные услуги за месяц составляет

Экономия на счетах за коммунальные услуги = 9950 долларов - 7900 долларов = 2050 долларов

Для определения рентабельности замены трансформаторов или владения ими может потребоваться экономический анализ на основе LCC.

### *9.7.2 Ставки ценообразования за блок*

В этих тарифах цена на энергию зависит от скорости потребления электроэнергии с использованием либо перевернутых блоков, либо блоков по убыванию. Инвертированная блочная структура тарифных ставок увеличивает цену на энергию по мере увеличения потребления. С другой стороны, нисходящая (также называемая убывающей) структура скорости блока снижает цену по мере увеличения потребления энергии. Обычно ставка называется «фиксированной», когда цена на энергию не зависит от уровня потребления. В Таблице 9.7 представлена ставка тарифов на оплату энергии. Пример 9.10 иллюстрирует детали расчета счетов за коммунальные услуги для жилого дома с учетом блочного тарифа.

Основываясь на всестороннем обзоре существующих структур ставок, предлагаемых коммунальными предприятиями США (GRI, 1993), обычно используются блочные структуры ставок. Действительно, почти 60% опрошенных электроэнергетических компаний предлагают структуру ценообразования для тарифов на электроэнергию по нисходящей или инвертированной блочной системе. Для бытовых потребителей на всей территории США используется комбинация нисходящей, плоской и инвертированной структур ставок. Однако структуры нисходящих тарифов на электроэнергию используются почти исключительно для коммерческих и промышленных

потребителей. Некоторые электроэнергетические компании предлагают блочные цены на спрос, а также плату за электроэнергию.

**ТАБЛИЦА 9.7**

Тариф за коммунальные услуги без взимания платы за коммунальные услуги (тариф А)

| Элемент счета | Зима (ноя - апр) | Лето (май - окт) |
|---|---|---|
| Комиссия клиента ($) | 7.50 | 7.50 |
| Минимальная плата ($) | 7.50 | 7.50 |
| Корректировка стоимости топлива | 0.00 | 0.00 |
| Ставка налога (%) | 6.544 | 6.544 |
| Кол-во энергоблоков | 1 | 3 |
| Блок 1 (кВтч) | 0 | 400 |
| Блок 2 (кВтч) | 0 | 400 |
| Блок 3 (кВтч) | 0 | 800 |
| Блок 1 плата за энергию ($/kWh) | 0.088 | 0.0874 |
| Блок 2 плата за энергию ($/kWh) | 0.000 | 0.1209 |
| Блок 3 плата за энергию ($/kWh) | 0.000 | 0.1406 |

**Пример 9.10**

**Задача**

Используя структуру коммунальных услуг А в таблице 9.7, рассчитайте счет за коммунальные услуги для дома в летний месяц, когда потребление энергии составляет 800 кВтч.

**Решение**

Учитывая все сборы, взимаемые по тарифу А (см. Таблицу 9.7), ежемесячный счет можно рассчитать следующим образом:

(а) Комиссия клиента = 7,50$

(б) Плата за энергию = 400 * 0,0874 + 400 * 0,1209 = 83,32$

(с) Корректировка стоимости топлива = 0,0$

(d) Налоги = 6,544% + ((a) + (b) + (c)) = 5,94$

Общая ежемесячная плата (a) + (b) + (c) + (d) = 96,76$

Таким образом, средняя стоимость электроэнергии за месяц составляет 96,76 долларов США / 800 кВтч = 0,12095 долларов США / кВтч.

### *9.7.3 Сезонные цены*

Некоторые электроэнергетические компании предлагают структуру сезонных тарифов, чтобы отразить ежемесячные колебания их генерирующих мощностей и разницу в стоимости энергии. Как правило, коммунальные предприятия, обеспечивающие сезонную структуру тарифов, используют различную плату за электроэнергию и / или потребление в зимние и летние месяцы. Летние сборы обычно выше, чем зимние, для большинства электроэнергетических компаний из-за более высокого потребления энергии, связанного с охлаждением зданий. В таблице 9.8 показан пример сезонных ставок ценообразования, а в примере 9.11 показана процедура расчета ежемесячных счетов за коммунальные услуги.

Согласно опросу, проведенному GRI (1993), более 55% электроэнергетических компаний США предлагают сезонные тарифы для бытовых потребителей. Только у 5% предприятий электроэнергетики были тарифы для жилых домов, где зимний тариф фактически выше, чем летний. Эти коммунальные предприятия расположены на северо-востоке и западе США. Тот же опрос показывает, что более 42% коммунальных предприятий США используют сезонные расценки для коммерческих и промышленных клиентов. Только 7% опрошенных коммунальных предприятий предлагают своим коммерческим и промышленным клиентам тарифы с более высокими зимними ценами.

**ТАБЛИЦА 9.8**

Тариф за коммунальные услуги с платой за потребление для коммерческих общих услуг (ставка за коммунальные услуги B)

| Элемент счета | Зима (окт-май) | Лето (июн-сен) |
|---|---|---|
| Комиссия клиента | 0.00 | 0.00 |
| Минимальная плата ($) | 25.00 | 25.0 |
| Корректировка стоимости топлива | 0.01605 | 0.01377 |
| Ставка налога | 0.00 | 0.00 |
| Кол-во энергоблоков | 3 | 3 |
| Блок 1 (kWh) | 40,000 | 40,000 |
| Блок 2 (kWh) | 60,000 | 60,000 |
| Блок 3 (kWh) | >100,000 | >100,000 |
| Блок 1 ($/kWh) | 0.059 | 0.065 |
| Блок 2 ($/kWh) | 0.042 | 0.047 |
| Блок 3 ($/kWh) | 0.039 | 0.042 |
| Количество блоков спроса | 2 | 2 |
| Блок 1 (kW) | 50 | 50 |
| Блок 2 (kW) | >50 | >50 |
| Блок 1 ($/kW) | 12.39 | 13.71 |
| Блок 2 ($/kW) | 11.29 | 12.52 |
| Плата за реактивный спрос ($ / кВАр) | 0.20 | 0.20 |

**Пример 9.11**

**Задача**

Используя структуру коммунальных услуг B в Таблице 9.8, рассчитайте счет за коммунальные услуги для коммерческого объекта в течение зимнего месяца, когда потребление энергии составляет 70 000 кВтч, потребность в выставлении счетов составляет 400 кВт, а средняя реактивная потребность составляет 150 кВАр.

**Решение**

С учетом всех платежей, учитываемых тарифом B (см. Таблицу 9.8), счет за электроэнергию за зимний месяц можно рассчитать следующим образом:

(a) Комиссия клиента = 0,0$

(b) Плата за электроэнергию = $40{,}000\ \text{kWh} * \$0.059/\text{kWh} + 30{,}000\ \text{kWh} * \$0.042/\text{kWh} = \$3{,}620.00$

(c) Плата за потребление кВт $ = $50\ \text{kW} * \$12.39/\text{kW} + 350\ \text{kW} * \$11.29/\text{kW} = \$4571.00$

(d) Корректировка стоимости топлива = $70{,}000\ \text{kWh} * \$0.01605 = \$1{,}123.50$

(e) Плата за реактивный спрос = $150\ \text{kVAR} * \$0.20/\text{kVAR} = \$30.00$

(f) Налоги = 0,0$

Общая ежемесячная плата = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f) = $9344.50

Средняя стоимость электроэнергии в месяц составляет 9 344,50 долларов США / 70 000 кВтч или 0,1335 долларов США / кВтч.

### *9.7.4 Нормы времени использования*

Тарифы на время использования (TOU) - это тарифы, дифференцированные по времени, при этом стоимость электроэнергии меняется в определенное время дня и / или года. Ставки TOU, которые впервые появились в 1940-х годах, устанавливали периоды «пиковой нагрузки» и «непиковой нагрузки» с различными тарифами на электроэнергию и / или потребление. Как правило, периоды пиковой нагрузки происходят в дневное время и требуют более высоких затрат энергии и потребления, чем периоды непиковой нагрузки, которые происходят в ночное время. В таблице 9.9 представлена структура ставок по времени использования для бытовых потребителей. В таблице 9.10 сравниваются ставки TOU для коммерческих клиентов для различных коммунальных предприятий США. В примере

9.12 показан подход к расчету счета за коммунальные услуги для ставки TOU, представленной в таблице 9.9.

**ТАБЛИЦА 9.9**

Тариф за время использования электроэнергии для бытовых услуг (коэффициент полезности C)

| Элемент счета | Зима (окт-май) | Лето (июн-сен) |
|---|---|---|
| Комиссия клиента ($) | 9.85 | 9.85 |
| Минимальная плата ($) | 9.85 | 9.85 |
| Ставка налога (%) | 3.00 | 3.00 |
| Плата за электроэнергию ($ / кВтч) | | |
| Часы пик | 0.1412 | 0.1500 |
| Непиковые часы | 0.0335 | 0.0335 |

*Прим.:* Пиковые часы определяются как
6: 00–13: 00 и 16:00 - 21:00 (Понедельник – пятница) в октябре – марте.
10: 00–21: 00 (Понедельник – пятница) в течение апреля – сентября.
Непиковые часы - это оставшиеся часы, включая праздничные дни.

**Пример 9.12**

**Задача**

Используя структуру коммунальных услуг C в таблице 9.9, рассчитайте счет за коммунальные услуги для жилого дома в течение летнего месяца, когда потребление энергии составляет 2000 кВтч, при этом 55% потребления энергии приходится на период максимальной нагрузки.

**Решение**

С учетом всех платежей, учитываемых по тарифу C (см. Таблицу 9.9), счет за электроэнергию за зимний месяц можно рассчитать следующим образом:

(а) Комиссия клиента = 9,85$

(б) Энергозатраты = 2000кВт *(0,55*0,1500+0,45*0,0335) = 195,15 $

(с) Налоги = 3% (а+б) = 6,15

Общая ежемесячная плата = (а) + (б) + (с) = 211,15 долл.

Средняя стоимость электроэнергии в месяц составляет 211,15 долларов США / 2000 кВтч или 0,1056 доллара США / кВтч.

Коммунальные предприятия предлагают другие тарифы, чтобы побудить потребителей либо снизить потребление энергии, либо вырабатывать электроэнергию в определенные периоды дня или сезона. В дополнение к тарифам ценообразования в реальном времени (RTP), которые подробно обсуждаются в следующем разделе, коммунальные предприятия предложили следующие тарифы.

### *9.7.4.1 Нормы конечного использования*

Чтобы побудить клиентов устанавливать и эксплуатировать конкретное энергопотребляющее оборудование, некоторые коммунальные предприятия США предлагают ставки для конечного потребления. С помощью этих ставок коммунальные предприятия могут устанавливать периоды эксплуатации и / или стандарты эффективности для выбранного и предварительно определенного оборудования. Например, скорость кондиционирования воздуха позволяет электроэнергетическим компаниям прерывать обслуживание или отключать оборудование для кондиционирования воздуха в определенное время. Как правило, ставки конечного использования требуют отдельного учета оборудования.

**ТАБЛИЦА 9.10**

Сравнение ставок TOU, предлагаемых некоторыми коммунальными предприятиями США для коммерческих клиентов

| | Summer | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Пик | | Частичный пик | | Вне пиковый | |
| Комм.служба | Период | $/kWh | Период | $/kWh | Период | $/kWh |
| A | июн-сен | $0.04 | июн-сен | $0.04 | июн-сен | $0.04 |
| B | Май – октябрь, пн – пт, 12: 00–18: 00 | $0.14 | Май – октябрь, пн – пт, 8.00–12.00 и с 18:00 до 21:00. | $0.10 | Май – октябрь, пн – пт, С 21:00 до 8:00 и весь день, сб и вс | $0.07 |
| C | Июн – сентябрь | $0.08 | июн-сен | $0.08 | Июн – сентябрь | $0.08 |
| D | 17–21, пн – пт | $0.17 | 7.00-17.00, пн – пт и 19.00–21.00 Сб и вс | $0.17 | 9 вечера - 7 утра ежедневно | $0.16 |
| E | Июн – сентябрь, пн – пт, 14–19 часов. | $0.10 | Июн – сентябрь, пн – пт, 12–14 часов 19:00 - 21:00 | $0.05 | Июнь – сентябрь, пн – пт 21.00–12.00 и весь день, сб и вс | $0.02 |

| | Зима | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Пик | | Пик | | Пик | |
| Комм.служба | Период | Период | Период | Период | Период | Период |
| A | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май |
| B | NA | NA | NA | NA | NA | NA |
| C | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май |
| D | 17–21, пн – пт | 17: 00–21: 00, Пн – Пт | 17–21, пн – пт | 17–21, пн – пт | 17–21, пн – пт | 17–21, пн – пт |
| E | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май | Октябрь – май |

#### *9.7.4.2 Специальные ставки*

Специальные ставки предоставляются коммунальными предприятиями для конкретных целей, таких как энергосбережение и диспетчеризация потребителей. Нормы энергосбережения предлагаются ограниченным числом коммунальных предприятий США, чтобы способствовать использованию энергоэффективного оборудования и / или высоких стандартов строительных материалов. Диспетчерские тарифы на генерирование клиентов предоставляются клиентам, у которых есть резервные генераторы. В обмен на сниженную ставку или кредит клиентов просят эксплуатировать генераторы всякий раз, когда коммунальному предприятию требуется дополнительная генерирующая мощность.

#### *9.7.4.3 Ставки финансового стимулирования*

Ставки финансового стимулирования включают темпы экономического развития, темпы вытеснения и нормы избыточной электроэнергии. Темпы экономического развития обычно предлагаются для того, чтобы стимулировать новых клиентов к поиску или существующих клиентов для расширения в определенных областях, которые нуждаются в экономическом возрождении. Коэффициенты замещения предлагаются потребителям, которые способны производить электричество, чтобы побудить их использовать электроэнергию, предоставляемую коммунальными предприятиями. Наконец, тарифы на избыточную электроэнергию представляют собой сильно сниженные тарифы на электроэнергию, которые предлагаются крупным коммерческим и промышленным потребителям, когда коммунальное предприятие имеет избыточную электрическую мощность.

#### *9.7.4.4 Нетвердые ставки*

Нетвердые ставки включают ставки прерывания, резервные ставки и ставки управления нагрузкой. Клиентам предлагаются тарифы с прерыванием, которые могут снизить или даже исключить (прервать) их потребности в электроэнергии от коммунального предприятия. Тарифы на электроэнергию зависят от нескольких факторов, таких как мощность, которая может быть отключена, продолжительность отключения и уведомление перед отключением. Тарифы на резервное питание предназначены для потребителей, которым требуется электроэнергия, предоставляемая коммунальными предприятиями на периодической основе, поскольку они способны генерировать большую часть своих потребностей в электроэнергии (например, используя когенерационные системы, как описано в главе 13). Тарифы в режиме ожидания могут быть предложены с использованием трех вариантов:

1. Ставки технического обслуживания, когда потребителям требуется электроэнергия от коммунального предприятия во время заранее определенных периодов простоя генерирующего оборудования для выполнения планового технического обслуживания.
2. Дополнительные ставки для потребителей, которые регулярно потребляют больше электроэнергии, чем они способны произвести.
3. Скорость резервного копирования, предназначенная для клиентов, которые предпочитают иметь резервное питание от электросети в случае непредвиденных событий (например, перебоев в генераторах клиентов).

Ставки управления нагрузкой предлагаются коммунальными предприятиями для контроля использования определенного оборудования, такого как системы кондиционирования помещений, в периоды пиковой нагрузки. Как правило, ставки управления нагрузкой предлагаются в сочетании со ставками TOU.

#### *9.7.4.5 Ставки покупки энергии*

Тарифы на покупку энергии, также известные как ставки обратного выкупа, предлагаются коммунальными предприятиями, которые хотят покупать определенные уровни энергии или генерирующих мощностей у клиентов. Заказчиками являются производители электроэнергии, не

относящиеся к коммунальным предприятиям, которые соответствуют требованиям Закона о регулирующей политике в области коммунальных услуг (PURPA), например, когенерационные установки и независимые производители электроэнергии. Более подробное обсуждение систем генерации и когенерации представлено в Главе 13.

### *9.7.5 Цены в реальном времени*

Согласно исследованию, проведенному Монт и Тернер (1999), большинство существующих структур ставок RTP в Соединенных Штатах по-прежнему ограничены выбранным числом потребителей с большими потребностями в электроэнергии (варьирующимися от 250 кВт до 10 МВт в зависимости от коммунального предприятия). Доступные структуры ставок RTP в обзоре можно разделить на четыре категории, которые кратко описаны здесь.

#### *9.7.5.1 Категория 1: Базовый счет и ставки дополнительной платы за электроэнергию*

По этим тарифам клиенты получают твердые почасовые расценки на электроэнергию на следующий день до времени предупреждения. Некоторые коммунальные предприятия обновляют свои цены ежедневно (цены на сутки вперед), в то время как другие предприятия предоставляют почасовые цены только один раз в неделю (цены на неделю вперед). Как правило, ставки RTP категории 1 включают следующие сборы:

• Базовая плата за счет, чтобы коммунальное предприятие могло восстановить свои потребности в доходах. Эта плата зависит от базовой нагрузки потребителя (CBL), которая определяет типичное потребление энергии потребителем (кВтч) на каждый час в году и значения потребления (кВт) на каждый месяц.

• Дополнительная плата за энергию (или кредит) отражает стоимость энергии, потребляемой потребителем, выше (или ниже) его профиля CBL. В этой категории RTP адекватная оценка профиля CBL является важным фактором для определения окончательного счета за электроэнергию. Следовательно, заказчик должен вести переговоры о наиболее выгодных ценностях CBL. В общем, заказчик выиграет от меньших значений CBL, поскольку почасовые цены ставки RTP обычно ниже, чем у стандартной ставки. Более того, гибкие клиенты могут изменить свой профиль электрической нагрузки, чтобы избежать высоких затрат, и даже получить кредит за использование ниже их CBL.

#### *9.7.5.2 Категория 2: Общая ставка платы за электроэнергию*

Почасовые цены на электроэнергию для этой категории применяются к общему потреблению энергии. Кроме того, коммунальное предприятие взимает дополнительную плату для возмещения своих требований к доходам. Некоторые коммунальные предприятия устанавливают ежемесячную фиксированную плату на основе средней видимой потребности (кВА) и фактической потребности (кВт) потребителя, определенной с использованием профиля нагрузки за последние 12 месяцев. Другие коммунальные услуги взимают плату за фактический спрос, как правило, за последние 12 месяцев. Ставки RTP категории 2 не подходят для негибких потребителей, которые не могут изменить свой профиль нагрузки, поскольку они не могут защитить себя от более высоких цен на электроэнергию.

#### *9.7.5.3 Категория 3: дневные ставки*

Эти ставки аналогичны ставкам RTP категории 2, но с несколькими предопределенными типами дней (например, внепиковый день, обычный день и т.д.), Связанными с разными почасовыми твердыми ценами на электроэнергию. Эти почасовые цены основаны на общем потреблении энергии с возможной оплатой за фактический спрос. Коммунальное предприятие сообщает покупателю о применимом дневном тарифе за один день. Опять же, эти ставки подходят только для гибких потребителей, которые могут изменять свой профиль энергопотребления в соответствии с изменениями цен на электроэнергию.

#### *9.7.5.4 Категория 4: ставки индексного типа*

Цены на электроэнергию по этим тарифам определяются на основе индексов электроэнергии финансового рынка (в Dow Jones) или торговых цен по фьючерсным контрактам на электроэнергию (на Нью-Йоркской товарной бирже). Как правило, потребители должны прогнозировать цены на электроэнергию (с использованием различных инструментов и источников), поскольку коммунальное предприятие не предоставляет цены заранее.

#### *9.7.5.5 Анализ ситуации RTP*

В этом разделе представлено подробное описание расчета ежемесячного счета за коммунальные услуги с использованием структуры ставок RTP. Ставки RTP, используемые в этом разделе, основаны на ценах на сутки вперед (DAP), предложенных коммунальным предприятием США. Как правило, существует два типа тарифов DAP, предлагаемых либо в рамках сокращенных, либо нереализуемых услуг. Клиентам, пользующимся услугой сокращения, разрешается покупать электроэнергию (называемую «сквозной мощностью» или «аварийной мощностью») сверх установленной по контракту базовой нагрузки потребителя (CBL) в течение выбранных часов (или периода сокращения). Общая стоимость сквозной мощности в период сокращения известна как «период сквозной покупки». Обычно коммунальное предприятие заранее уведомляет о наличии и почасовых расценках на аварийное электроснабжение. В таблице 9.11 показаны почасовые цены на ставки DAP, предлагаемые коммунальным предприятием в США, как в дни без доставки, так и в дни сокращения (Krarti, 2011). Период свертывания установлен с 15:00. и 20:00 с контрактной потребностью 500 кВт. Чтобы проиллюстрировать процедуру расчета счетов за коммунальные услуги с использованием ставок RTP по сравнению со ставками, основанными на традиционных структурах ставок, пример 9.13 представлен с использованием ставок DAP. Экономия на счетах за коммунальные услуги на основе структуры ставок RTP может быть достигнута путем переноса нагрузки в часы сокращения на часы без обслуживания. Пример 9.14 иллюстрирует величину экономии, достигнутой покупателем по тарифам DAP.

**ТАБЛИЦА 9.11**

Ставки на сутки вперед для типичных дней сокращения и отсутствия доставки

| Часы | Ставка без доставки ($ / кВтч) | Цена сокращения ($ / кВтч) |
|---|---|---|
| 0:00–1:00 | 0.01673 | 0.01673 |
| 1:00–2:00 | 0.01683 | 0.01683 |
| 2:00–3:00 | 0.01730 | 0.01730 |
| 3:00–4:00 | 0.01780 | 0.01780 |
| 4:00–5:00 | 0.01900 | 0.01900 |
| 5:00–6:00 | 0.02130 | 0.02130 |
| 6:00–7:00 | 0.02730 | 0.02730 |
| 7:00–8:00 | 0.02890 | 0.02890 |
| 8:00–9:00 | 0.02932 | 0.02932 |
| 9:00–10:00 | 0.03213 | 0.03213 |
| 10:00–11:00 | 0.03575 | 0.03575 |
| 11:00–12:00 | 0.03423 | 0.03423 |
| 12:00–13:00 | 0.03456 | 0.03456 |
| 13:00–14:00 | 0.03677 | 0.03677 |
| 14:00–15:00 | 0.03977 | 0.03977 |
| 15:00–16:00 | 0.04254 | 1.06350 |
| 16:00–17:00 | 0.04354 | 1.08950 |
| 17:00–18:00 | 0.03595 | 0.89875 |
| 18:00–19:00 | 0.02587 | 0.64675 |
| 19:00–20:00 | 0.01950 | 0.48750 |
| 20:00–21:00 | 0.01523 | 0.01523 |
| 21:00–22:00 | 0.01532 | 0.01532 |
| 22:00–23:00 | 0.01723 | 0.01723 |
| 23:00–24:00 | 0.01722 | 0.01722 |

**Пример 9.13**

**Задача**

Рассчитайте коммунальные платежи для клиента, обслуживаемого по двум тарифам:

(i) Обычная ставка со следующими сборами:

(a) Комиссия клиента: 150 долларов США.

(b) Плата за электроэнергию: 0,0264 доллара США / кВтч

(c) Плата за потребление: 13,1 долл. США / кВт.

(ii) Структура ставки RTP с почасовой оплатой, приведенной в Таблице 9.11. Кроме того, клиентский сбор (называемый административным сбором) в размере 300 долларов США взимается ежемесячно с клиента по ставке RTP.

Почасовое потребление энергии и согласованные профили CBL (для ставки RTP) приведены в Таблице 9.12 для типичных будних и выходных дней.

Предположим, что в месяце 21 рабочий день (включая 2 дня сокращения) и 9 выходных. При расчетах счетов за коммунальные услуги не учитывайте никаких других расходов, таких как налоги и кредиты.

**Решение**

(i) Во-первых, счет за коммунальные услуги определяется с использованием стандартной структуры тарифов на основе фактического потребления энергии (см. Таблицу 9.12):

(а) Плата клиента = 150$

(б) Энергозатраты = 0.0264 кВч * (21 * 42,461 Квч + 9 * 10,510 Квч) = 26 037,55$

(с) Плата за энергию = 13,1 * 3,015 = 39 496,50 $

Общая ежемесячная плата = (а) + (б) + (с) = 65 684,05$

Тогда средняя стоимость электроэнергии за месяц, основанная на традиционной структуре тарифов, составляет $65,684.05/[21 * 42,461 кВч + 9 * 10,510 кВч] или $0.06660/кВч.

(ii) Счет за коммунальные услуги на основе RTP описан здесь:

(a) Сборы с клиентов = 300 долларов США.

(b) Плата за электроэнергию в будние дни (дни без сокращений) (см. таблицу 9.13) = 19 долларов * 55,99

(c) Плата за электроэнергию в будние дни (дни сокращения) (см. таблицу 9.14) = 2 $ * 8196,79

(d) Стандартная плата на основе профиля CBL (см. примечание ниже)

i. Комиссия клиента = 150 $

ii. Плата за электроэнергию = 0,0264 USD / кВт · ч * 958,96 (см. Примечание) = 26037,55 USD

iii. Плата за потребление = 13,1 $ / кВт * 2,765 кВт = 36 221,50 $

Общая ежемесячная плата = i + ii + iii = 62409,05 $

Общая ежемесячная плата = (a) + (b) + (c) = 80166,44 $

**ТАБЛИЦА 9.12**

Профили фактического и почасового использования энергии CBL для промышленного объекта, принятые в примере 9.13

| Часы | Типичное фактическое потребление энергии в будние дни (кВтч) | Типичный выходной день Фактическое потребление энергии (кВтч) | Обычное дневное потребление энергии CBL без родов (кВтч) | Сокращение обычного дневного потребления энергии CBL (кВтч) |
|---|---|---|---|---|
| 0:00–1:00 | 345 | 250 | 220 | 220 |
| 1:00–2:00 | 455 | 270 | 230 | 230 |
| 2:00–3:00 | 676 | 305 | 325 | 325 |
| 3:00–4:00 | 785 | 320 | 360 | 360 |
| 4:00–5:00 | 980 | 360 | 455 | 455 |
| 5:00–6:00 | 1,200 | 405 | 645 | 645 |
| 6:00–7:00 | 1,800 | 460 | 1,715 | 1,715 |
| 7:00–8:00 | 2,905 | 510 | 2,450 | 2,450 |
| 8:00–9:00 | 2,825 | 525 | 2,545 | 2,545 |
| 9:00–10:00 | 2,800 | 520 | 2,480 | 2,480 |
| 10:00–11:00 | 2,845 | 535 | 2,560 | 2,560 |
| 11:00–12:00 | 3,015 | 550 | 2,765 | 2,765 |
| 12:00–13:00 | 2,500 | 565 | 2,745 | 2,745 |
| 13:00–14:00 | 2,765 | 560 | 2,730 | 2,730 |
| 14:00–15:00 | 2,890 | 535 | 2,650 | 2,650 |
| 15:00–16:00 | 2,815 | 525 | 2,590 | 500 |
| 16:00–17:00 | 2,825 | 530 | 2,520 | 500 |
| 17:00–18:00 | 2,780 | 510 | 2,370 | 500 |
| 18:00–19:00 | 1,755 | 495 | 2,175 | 500 |
| 19:00–20:00 | 1,100 | 480 | 2,080 | 500 |
| 20:00–21:00 | 845 | 395 | 1,945 | 1,945 |
| 21:00–22:00 | 635 | 345 | 1,680 | 1,680 |
| 22:00–23:00 | 535 | 290 | 1,230 | 1,230 |
| 23:00–24:00 | 385 | 270 | 575 | 575 |
| Всего | 42,461 | 10,510 | 42,040 | 32,805 |

Средняя стоимость электроэнергии за месяц, основанная на структуре ставок RTP, тогда 80 166,44 доллара США / [21 * 42 461 кВтч + 9 * 10 510 кВтч] = 0,08128 доллара США / кВтч.

Следовательно, обычная структура тарифов более рентабельна для промышленного объекта, рассматриваемого в этом примере (по крайней мере, в течение месяца, за который рассчитывались счета за коммунальные услуги).

**ПРИМ.:** Общее ежемесячное потребление энергии на основе профилей CBL рассчитывается следующим образом:

кВтч (CBL) = 19 дней * 42,040 кВтч / день + 2 дня * 32,805 кВтч / день + 9 дней * 10,510 кВтч / день

или

кВтч (CBL) = 968, 960 кВтч

**Пример 9.14**

**Задача**

Рассчитайте экономию затрат в счетах за электроэнергию для промышленного потребителя, обслуживаемого по ставке RTP, использованной в Примере 9.13, если избыточная электрическая нагрузка, испытываемая в часы сокращения (между 15:00 и 20:00), равномерно смещается на следующие 4 часа (между 8 вечера и полночь). С помощью этой меры по переключению нагрузки потребность в часах отключения составит 500 кВт, а общее дневное потребление энергии в обычные дни останется таким же, как показано в Таблице 9.12.

**Решение**

(a) Избыточная нагрузка в часы закрытия сначала определяется следующим образом:
Избыточная нагрузка = 2815 кВч + 2825 кВч + 1755 кВч + 1100 кВч - 4*500 кВч = 6495 кВч

(b) За каждый час в течение следующих 4 часов (то есть между 20:00 и полуночью) дополнительная нагрузка составит 6495 кВтч / 4 = 1623,75 кВтч. Дополнительные затраты на электроэнергию в часы без обработки, связанные с этой сменой, тогда

Увеличение стоимости энергии = 1623,75 кВч * ((0,01523+0,01532+0,01723+0,01722)) = 105,54долл.

**ТАБЛИЦА 9.13**

Почасовая стоимость электроэнергии RTP в течение обычного дня без свертывания для промышленного объекта из Примера 9.13

| Часы | Типичное фактическое потребление энергии в будние дни (кВтч) | Обычное дневное потребление энергии CBL без сокращения (кВтч) | Обычная дневная почасовая цена за электроэнергию без сокращения ($ / кВтч) | Обычные дневные почасовые затраты на электроэнергию без сокращения ($) |
|---|---|---|---|---|
| 0:00 – 1:00 | 345 | 220 | 0.01673 | 2.09 |
| 1:00 – 2:00 | 455 | 230 | 0.01683 | 3.79 |
| 2:00 – 3:00 | 676 | 325 | 0.01730 | 6.07 |
| 3:00 – 4:00 | 785 | 360 | 0.01780 | 7.57 |
| 4:00 – 5:00 | 980 | 455 | 0.01900 | 9.98 |
| 5:00 – 6:00 | 1,200 | 645 | 0.02130 | 11.82 |
| 6:00 – 7:00 | 1,800 | 1,715 | 0.02730 | 2.32 |
| 7:00 – 8:00 | 2,905 | 2,450 | 0.02890 | 13.15 |
| 8:00 – 9:00 | 2,825 | 2,545 | 0.02932 | 8.21 |
| 9:00 – 10:00 | 2,800 | 2,480 | 0.03213 | 10.28 |
| 10:00 –11:00 | 2,845 | 2,560 | 0.03575 | 10.19 |
| 11:00 – 12:00 | 3,015 | 2,765 | 0.03423 | 8.56 |
| 12:00 – 13:00 | 2,500 | 2,745 | 0.03456 | –8.47 |
| 13:00 – 14:00 | 2,765 | 2,730 | 0.03677 | 1.29 |
| 14:00 – 15:00 | 2,890 | 2,650 | 0.03977 | 9.54 |
| 15:00 – 16:00 | 2,815 | 2,590 | 0.04254 | 9.57 |
| 16:00 – 17:00 | 2,825 | 2,520 | 0.04354 | 13.28 |
| 17:00 – 18:00 | 2,780 | 2,370 | 0.03595 | 14.74 |
| 18:00 – 19:00 | 1,755 | 2,175 | 0.02587 | –10.87 |
| 19:00 – 20:00 | 1,100 | 2,080 | 0.01950 | –19.11 |
| 20:00 – 21:00 | 845 | 1,945 | 0.01523 | –16.75 |
| 21:00 – 22:00 | 635 | 1,680 | 0.01532 | –16.01 |
| 22:00 – 23:00 | 535 | 1,230 | 0.01723 | –11.97 |
| 23:00 – 24:00 | 385 | 575 | 0.01722 | –3.27 |
| Всего | 42,461 | 42,040 | | 55.99 |

**ТАБЛИЦА 9.14**

Почасовая стоимость электроэнергии RTP в течение типичного дня закрытия для промышленного объекта из Примера 9.13

| Часы | Типичное фактическое потребление энергии в будние дни (кВтч) | Сокращение обычного дневного потребления энергии CBL (кВтч) | Сокращение Типичная дневная почасовая цена на электроэнергию ($ / кВтч) | Сокращение типичных дневных почасовых затрат на электроэнергию ($) |
|---|---|---|---|---|
| 0:00–1:00 | 345 | 220 | 0.01673 | 2.09 |
| 1:00–2:00 | 455 | 230 | 0.01683 | 3.79 |
| 2:00–3:00 | 676 | 325 | 0.01730 | 6.07 |
| 3:00–4:00 | 785 | 360 | 0.01780 | 7.57 |
| 4:00–5:00 | 980 | 455 | 0.01900 | 9.98 |
| 5:00–6:00 | 1,200 | 645 | 0.02130 | 11.82 |
| 6:00–7:00 | 1,800 | 1,715 | 0.02730 | 2.32 |
| 7:00–8:00 | 2,905 | 2,450 | 0.02890 | 13.15 |
| 8:00–9:00 | 2,825 | 2,545 | 0.02932 | 8.21 |
| 9:00–10:00 | 2,800 | 2,480 | 0.03213 | 10.28 |
| 10:00–11:00 | 2,845 | 2,560 | 0.03575 | 10.19 |
| 11:00–12:00 | 3,015 | 2,765 | 0.03423 | 8.56 |
| 12:00–13:00 | 2,500 | 2,745 | 0.03456 | –8.47 |
| 13:00–14:00 | 2,765 | 2,730 | 0.03677 | 1.29 |
| 14:00–15:00 | 2,890 | 2,650 | 0.03977 | 9.54 |
| 15:00–16:00 | 2,815 | 500 | 1.06350 | 2,462.00 |
| 16:00–17:00 | 2,825 | 500 | 1.08950 | 2,533.09 |
| 17:00–18:00 | 2,780 | 500 | 0.89875 | 2,049.15 |
| 18:00–19:00 | 1,755 | 500 | 0.64675 | 811.67 |
| 19:00–20:00 | 1,100 | 500 | 0.48750 | 292.50 |
| 20:00–21:00 | 845 | 1,945 | 0.01523 | –16.75 |
| 21:00–22:00 | 635 | 1,680 | 0.01532 | –16.01 |
| 22:00–23:00 | 535 | 1,230 | 0.01723 | –11.97 |
| 23:00–24:00 | 385 | 575 | 0.01722 | –3.27 |
| Total | 42,461 | 32,805 | | 8196.79 |

(c) Смена электрической нагрузки в часы закрытия приводит к устранению любых почасовых затрат на электроэнергию в часы закрытия с 15:00. до 19:00, как показано в Таблице 9.14.

То есть,

$$\$2533.09 + \$2049.15 + \$811.67 + \$292.50 = \$5686.41.$$

(d) Поскольку все остальные платежи остаются неизменными, сокращение экономии - это просто плата за электроэнергию, которой удалось избежать в часы сокращения, за вычетом любого увеличения затрат на энергию в часы, не связанные с ремонтом, или

Экономия коммунальных затрат = (5686,41 – 105,54) * 2 дня = 11 161,74 долл./мес.

## *9.8 Резюме*

В этой главе описывается общий, но систематический подход к выполнению экономической оценки различных альтернатив энергетических проектов, включая интеграцию технологий энергоэффективности и возобновляемых источников энергии при проектировании и модернизации зданий. В частности, несколько методов анализа, описанных в этой главе (таких как чистая приведенная стоимость, соотношение выгод и затрат, норма прибыли (ROR) и дисконтированный период окупаемости), подходят для оценки отдельных альтернатив, но не могут использоваться для места среди альтернатив. Метод анализа LCC больше подходит для оценки нескольких альтернатив и должен использоваться для выбора наиболее экономичного варианта среди нескольких возможных альтернатив для проекта энергоэффективности или распределенной генерации. В определенных рыночных условиях простой метод окупаемости может привести к ошибочным выводам и, следовательно, должен использоваться только для определения экономической эффективности энергетического проекта. Для обоснованного экономического анализа не следует использовать

простой метод анализа окупаемости. Кроме того, в этой главе описаны структуры тарифов на энергию, предлагаемые коммунальными предприятиями США, с особым упором на особенности ценообразования на электроэнергию. Представлено несколько примеров расчетов, чтобы проиллюстрировать влияние различных компонентов структуры тарифов на ежемесячные счета за коммунальные услуги.

**Задачи**

9.1 Домовладелец рассматривает возможность добавления солнечного пространства к своему дому. Проект завершается в течение 4 лет и требует 20 000 долларов на первый год, 15 000 долларов на второй год, 10 000 долларов на третий год и 5000 долларов на четвертый год. Определите, сколько денег домовладелец должен отложить на оплату проекта пристройки солнечного пространства:

(а) Если процентная ставка составляет 4% в год, начисляется ежегодно.

(б) Если процентная ставка составляет 8% годовых, начисляется ежегодно.

9.2 Вы хотите купить новый дом стоимостью 250 000 долларов. Определите, сколько денег вы должны платить каждый год в течение 20 лет, чтобы платить за дом, исходя из равных годовых выплат:

(a) Если процентная ставка составляет 5% в год, начисляется ежегодно.

(b) Если процентная ставка составляет 10% годовых, начисляется ежегодно.

9.3 Энергетический аудит показывает, что домашнее потребление составляет 20 000 кВтч / год. Используя приборы Energy Star и компактные люминесцентные лампы, можно сэкономить 20% на потреблении электроэнергии. Стоимость модернизации дома составляет около 15 000 долларов. Предполагая, что средняя плата за электроэнергию составляет 0,09 доллара / кВтч, являются ли затраты оправданными, исходя из минимальной нормы прибыли 18% до вычета налогов. Предположим, что жизненный цикл составляет 20 лет, и используйте методы текущей стоимости, годовых затрат и нормы прибыли.

9.4 Аудит электроэнергии показывает, что освещение потребляет 5000 кВтч / год. Используя более эффективные осветительные приборы, можно достичь 15% экономии электроэнергии. Дополнительная стоимость этих энергоэффективных осветительных приборов составляет около 900 долларов. Предположим, что средняя плата за электроэнергию составляет 0,08 доллара / кВт · ч, это затраты, оправданные на основе минимальной нормы прибыли (т.е. ставки дисконтирования) 7,0% и 10-летнего жизненного цикла. Используйте методы текущей стоимости, годовых затрат и нормы прибыли.

9.5 Кондиционер (АС) потребляет 7500 кВтч в год с общим КПД = 3,0. Если этот кондиционер будет заменен на более энергоэффективный (COP = 3,7) по цене 3500 долларов.

(a) Определите простой срок окупаемости замены чиллера.

(b) Если ожидаемый срок службы старого чиллера составляет 15 лет, рентабельно ли заменить чиллер в экономичном режиме со ставкой дисконтирования 7%?

9.6 Для охлаждения дома предлагается две системы кондиционирования воздуха. Каждый кондиционер имеет номинальную мощность 5 тонн и, как ожидается, будет работать 500 часов в эквиваленте полной нагрузки в год. Кондиционер А имеет стандартную эффективность с COP 2,8 и стоит 1600 долларов, в то время как кондиционер В более эффективен с COP 3,5 и стоит 2750 долларов. Стоимость электроэнергии оценивается в 0,09 доллара / кВтч. При сроке службы 20 лет и ставке дисконтирования 5%,

(a) Оцените срок окупаемости использования кондиционера В вместо А.

(b) Рассчитайте стоимость жизненного цикла обоих кондиционеров. Сделайте вывод.

(c) Оцените норму прибыли при использовании кондиционера В вместо А.

(d) Определите максимальную стоимость кондиционера В, при которой кондиционер А более конкурентоспособен.

(e) Определите предельную цену на электроэнергию, при которой оба кондиционера A и B имеют одинаковую стоимость жизненного цикла. Предположим, что средняя стоимость электроэнергии составляет 0,08 доллара / кВтч.

9.7 (i) Рассчитать счет за коммунальные услуги для объекта в течение одного месяца, характеризуемого следующими параметрами:

• *Фактическая потребность*: 450 кВт

• *Потребление энергии*: 85 000 кВтч

• *Средний коэффициент мощности*: 70%

Кредитная линия подлежит следующей структуре ставок:

• *Плата с клиента*: 150 долларов в месяц.

• *Плата за потребление*: 10 долларов за кВт.

• *Плата за электроэнергию*: 0,025 доллара / кВтч.

Структура тарифа включает пункт о коэффициенте мощности, в котором говорится, что потребность в выставлении счетов определяется как фактическая потребность, умноженная на коэффициент 85, и фактический средний коэффициент мощности, выраженный в процентах.

(ii) Определите экономию затрат, достигнутую за месяц, если коэффициент мощности объекта будет улучшен до не менее 85%.

9.8 Компания потребила около 355 000 кВтч электроэнергии в течение апреля. Заявленная мощность на апрель оценивается в 600 кВт. Если налог с продаж составляет 7%, рассчитайте счет за электроэнергию для компании. Оцените сокращение апрельских счетов за электроэнергию для компании после меры по снижению пикового потребления, которая снизила пиковое потребление в апреле до 450 кВт.

В компании действует следующая структура тарифов на электроэнергию:

*Оценка-1*:

(a) *Плата с клиента*: 145 долларов в месяц.

(б) *Плата за электроэнергию*: 0,0325 доллара / кВтч / месяц.

(c) Плата за спрос, применимая к запросу на выставление счетов:

(i) *В пик сезона*: 500 долларов за первые 100 кВт + 5,50 долларов / кВт за любые дополнительные кВт.

(ii) *Межсезонье*: 300 долларов за первые 100 кВт + 3,50 доллара за кВт за любой дополнительный кВт.

Высокий сезон длится с мая по октябрь, а низкий сезон - с ноября по апрель.

9.9 Производственная компания потребляет в среднем 250 000 кВт / ч в месяц и имеет заявленную потребность в 1200 кВт в течение каждого месяца. Компания может выбирать между двумя ставками: Ставка-1 (описана в Задаче 9.8) и Ставка-2 (описана здесь). Определите лучший тариф, подходящий для компании.

*Оценка-2:*

(a) *Комиссия клиента*: 250,00 долларов в месяц.

(b) *Плата за электроэнергию*: 0,0225 доллара / кВтч / месяц.

(c) *Плата за спрос*, применимая к запросу на выставление счетов:

(i) *В пик сезона*: 400 долларов за первые 100 кВт + 6 долларов за кВт за любой дополнительный кВт

(ii) *Межсезонье*: 250 долларов за первые 100 кВт + 4 доллара CA за кВт за любой дополнительный кВт

Высокий сезон длится с июня по сентябрь, а низкий сезон - с октября по май.

9.10 Ежемесячное потребление энергии и история пикового спроса коммерческого здания показаны здесь за 1 год.

| Мес. | Энергопотребление (кВтч) | Пиковая потребность (кВт) |
|---|---|---|
| янв | 125,000 | 455 |
| февb | 137,500 | 505 |
| мар | 155,500 | 610 |
| апр | 176,000 | 675 |
| май | 185,500 | 755 |
| июн | 201,000 | 920 |
| июл | 235,500 | 1150 |
| авг | 240,000 | 1200 |
| сен | 197,500 | 895 |
| окт | 184,500 | 650 |
| ноя | 164,000 | 605 |
| дек | 141,000 | 550 |

Коммерческое здание соответствует тарифной структуре, указанной в Таблице 9.13 (тариф B).

(a) Оцените годовой счет за электроэнергию для коммерческого здания, предполагая, что средний коэффициент мощности составляет 70% в течение каждого месяца.

(b) Определите уменьшение годового счета за электроэнергию, если коэффициент мощности увеличится до 90%.

9.11 Коммунальное предприятие предлагает своим коммерческим клиентам следующие тарифы:

*Уровень обслуживания 1:*

(a) *Комиссия клиента*: 500 долларов США за счет в месяц.

(b) *Плата за электроэнергию*: 0,025 доллара США за все кВт / ч в месяц.

(c) Плата за потребляемую мощность применима ко всем потребляемым кВт / месяцам:

(i) *Пиковый сезон*: 350 долларов США за первые 75 кВт или меньше и 3,75 доллара США за кВт за все дополнительные кВт.

(ii) *Межсезонье*: 210 долларов США за первые 75 кВт или меньше и 2,50 доллара США за кВт за все дополнительные кВт.

*Уровень обслуживания 2:*

(a) *Комиссия клиента*: 200 долларов США за счет в месяц.

(b) *Плата за электроэнергию*: 0,027 доллара США за все кВт-ч в месяц.

(c) Плата за потребляемую мощность применима ко всем потребляемым кВт / месяцам:

(i) *В пик сезона*: 400 долларов США за первые 75 кВт или менее и 4,50 доллара США за кВт за все дополнительные кВт.

(ii) *Межсезонье*: 250 долларов США за первые 75 кВт или меньше и 2,90 доллара США за кВт за все дополнительные кВт.

*Уровень обслуживания 3:*

(a) *Комиссия клиента*: 110 долларов США за счет в месяц.

(b) *Плата за электроэнергию*: 0,028 доллара США за все кВт-ч в месяц.

(c) Плата за потребляемую мощность применима ко всем потребляемым кВт / месяцам:

(i) *Пиковый сезон*: 450 долларов США за первые 75 кВт или меньше и 4,90 доллара США за кВт за все дополнительные кВт.

(ii) *Межсезонье*: 290 долларов США за первые 75 кВт или меньше и 3,30 доллара США за кВт за все дополнительные кВт.

Пик сезона включает в себя месяцы с июня по октябрь. Межсезонье включает остаток месяцев любого года.

Спрос на выставление счетов определяется как максимальный спрос за каждый месяц с поправкой на коэффициент мощности (см. Пункт о коэффициенте мощности, определенный в следующем параграфе), при условии, что спрос на выставление счетов не будет считаться меньшим, чем процент самого высокого сезона пиковой нагрузки. максимальное потребление с поправкой на

коэффициент мощности, ранее определенный в течение 12 месяцев, заканчивающихся текущим месяцем.

Следующий пункт о коэффициенте мощности применяется ко всем структурам тарифов на коммунальные услуги:

*Пункт о коэффициенте мощности*: Потребитель должен всегда использовать мощность, чтобы коэффициент мощности был как можно ближе к 100%, но когда средний коэффициент мощности, определенный путем непрерывного измерения запаздывающих реактивных киловольт-ампер-часов, составляет менее 80%. , расчетная потребность должна определяться умножением максимальной потребности, показанной счетчиком потребления за расчетный период, на 80 и делением полученного таким образом произведения на фактический средний коэффициент мощности, выраженный в процентах.

(a) Крупная производственная компания находится на тарифном плане уровня 3. Их пиковый спрос за последний год показан здесь. Они нашли способ снизить свой спрос в межсезонье на 100 кВт, но спрос в пиковый сезон будет таким же (то есть спрос в каждом месяце с ноября по май будет снижаться на 100 кВт). Предполагая, что они подпадают под оговорку о 65% -ном ограничении, указанную в тарифной таблице, какова их экономия в долларах? Предположим, самый высокий месяц был июль предыдущего года на уровне 1150 кВт. Если бы снижение потребления на 100 кВт произошло в пиковый сезон, какова была бы экономия в долларах (то есть спрос с июня по октябрь снизился бы на 100 кВт).

| Мес. | Нагрузка (кВ) | Мес. | Нагрузка (кВ) |
|---|---|---|---|
| янв | 495 | июл | 1100 |
| фев | 550 | авг | 1000 |
| мар | 580 | сен | 900 |
| апр | 600 | окт | 600 |
| май | 610 | ноя | 500 |
| июн | 900 | дек | 515 |

(b) Определите среди трех доступных структур тарифов уровень тарифов, который минимизирует годовые счета за коммунальные услуги для производственной компании до любого сокращения спроса.

9.12. Компания взимает плату на основе структуры тарифов на коммунальные услуги, определенной как уровень 1 в Задаче 9.11. При аудите компании вы обнаруживаете, что за последний год средний коэффициент мощности составил 65%. Они соответствуют тарифному плану, приведенному в раздаточном материале для класса, и имеют средний показатель 1000 кВт / месяц. Пренебрегая положениями о храповике и предполагая, что их потребление и коэффициент мощности постоянны каждый месяц, рассчитайте экономию для корректировки до 80% коэффициента мощности. Какая емкость потребуется для получения этой поправки? (Предположим, уровень 1.)

9.13 Компания связалась с вами по поводу своего тарифного плана. Компания работает по тарифному плану, определенному в Задаче 9.11 как уровень обслуживания 3 (вторичный сервис), но находится рядом с линиями электропередачи и поэтому может принимать услуги на более высоком уровне (уровень обслуживания 1), если они покупают собственные трансформаторы. Если предположить, что они потребляют 300 000 кВт / ч в месяц и им выставляется счет за 1 000 кВт каждый месяц, сколько бы они сэкономили, имея собственные трансформаторы. Игнорируйте любые расходы, кроме потребления и энергии.

# 10 Энергоэффективные электрические системы

В этой главе описаны меры по энергоэффективности, характерные для электрического оборудования и нагрузок, общих для жилых и коммерческих зданий, включая бытовые приборы, освещение и двигатели. Кроме того, на конкретных примерах представлены проверенные меры и стратегии по повышению энергоэффективности различных компонентов электрических распределительных систем. В этой главе представлены упрощенные методы расчета для оценки экономической эффективности предлагаемых мер по повышению энергоэффективности.

## 10.1 Введение

На освещение и отопление, вентиляцию и кондиционирование воздуха (ОВКВ) жилых и коммерческих зданий приходится до 50% от общего потребления электроэнергии в США. Кроме того, потребление энергии холодильниками является значительным в жилом секторе США, составляя около 16% от общего потребления электроэнергии в обычном доме. В некоторых странах, где системы кондиционирования воздуха используются нечасто, электрические системы, включая освещение, сетевую нагрузку и бытовые приборы, могут составлять более 80% всей энергии, используемой в типичном здании (Крарти, 2012). В этой главе сначала представлено краткое описание мер по повышению энергоэффективности, специфичных для электрических нагрузок в зданиях, таких как двигатели, осветительные приборы и приборы. Затем обсуждается ряд мер по снижению энергопотребления основных компонентов электрических распределительных систем, включая трансформаторы и провода.

## 10.2 Электродвигатели

### *10.2.1 Введение*

Как указано в главе 4, двигатели преобразуют электрическую энергию в механическую и обычно используются для привода машин. Приводные машины могут использоваться для множества целей в зданиях, включая перемещение воздуха (приточные и вытяжные вентиляторы), перемещение жидкостей (насосы) и сжатие газов (холодильники). Чтобы выбрать тип двигателя, который будет использоваться для конкретного применения, необходимо учитывать несколько факторов, в том числе следующие:

1. Форма электрической энергии, которая может подаваться на двигатель: постоянный ток (DC) или переменный ток (AC), однофазный или трехфазный.

2. Требования к ведомой машине, такие как скорость двигателя и циклы нагрузки.

3. Среда, в которой должен работать двигатель: нормальная (где может использоваться двигатель с вентилируемым кожухом открытого типа), агрессивная (когда необходимо использовать полностью закрытый двигатель для предотвращения проникновения наружного воздуха внутрь двигателя) или опасная (где должен использоваться двигатель с взрывозащищенным корпусом для предотвращения пожаров и взрывов)

В следующих разделах описаны две простые меры по сокращению энергопотребления и повышению энергоэффективности двигателей, используемых в зданиях.

### *10.2.2 Энергоэффективные двигатели*

В зависимости от показателей энергоэффективности двигатели можно разделить на две категории: (1) двигатели со стандартным КПД и (2) двигатели с высоким или повышенным КПД (т. Е. Энергоэффективные). Энергоэффективные двигатели на 2–10% более эффективны, чем двигатели со стандартным КПД, в зависимости от их размера. В таблице 10.1 приведены средние значения КПД двигателей стандартного КПД и энергоэффективных двигателей стандартных размеров, имеющихся в продаже. Повышенный КПД двигателей High или Premium в основном обусловлен лучшей конструкцией и использованием лучших материалов для снижения потерь. Однако такое повышение КПД обходится дороже, как правило, на 10–30% больше, чем двигатели со стандартным КПД. Эти

более высокие цены могут быть основной причиной того, что не все двигатели, продаваемые в Соединенных Штатах, относятся к категории повышенной эффективности.

**ТАБЛИЦА 10.1**

**Типичный КПД двигателя**

| Выходная механическая мощность двигателя, кВт (л.с.) | Средний номинальный КПД для двигателей со стандартным КПД | Номинальный КПД для двигателей с повышенным КПД |
|---|---|---|
| 0.75 (1.0) | 0.730 | 0.855 |
| 1.12 (1.5) | 0.750 | 0.865 |
| 1.50 (2.0) | 0.770 | 0.865 |
| 2.25 (3.0) | 0.800 | 0.895 |
| 3.73 (5.0) | 0.820 | 0.895 |
| 5.60 (7.5) | 0.840 | 0.917 |
| 7.46 (10) | 0.850 | 0.917 |
| 11.20 (15) | 0.860 | 0.924 |
| 14.92 (20) | 0.875 | 0.930 |
| 18.65 (25) | 0.880 | 0.936 |
| 22.38 (30) | 0.885 | 0.936 |
| 29.84 (40) | 0.895 | 0.941 |
| 37.30 (50) | 0.900 | 0.945 |
| 44.76 (60) | 0.905 | 0.950 |
| 55.95 (75) | 0.910 | 0.954 |
| 74.60 (100) | 0.915 | 0.954 |
| 93.25 (125) | 0.920 | 0.954 |
| 111.9 (150) | 0.925 | 0.958 |
| 149.2 (200) | 0.930 | 0.962 |

*Источник:* Адаптировано из NEMA, Руководство по управлению энергопотреблением для выбора и использования многофазных двигателей, Стандарт MG-10-1994, Национальная ассоциация производителей электрооборудования, Росслин, Вирджиния, 2006 для двигателей премиум-класса.

Однако установка двигателей с повышенным КПД становится обычным методом повышения общей энергоэффективности зданий. Потенциал экономии энергии за счет модернизации двигателей с повышенным КПД весьма значителен. В одних только Соединенных Штатах в 1991 г. насчитывалось около 125 миллионов работающих двигателей, которые потребляли примерно 55% электроэнергии, производимой в Соединенных Штатах (Андреас, 1992). Было подсчитано, что замена всех этих двигателей на модели с повышенным КПД позволит сэкономить примерно 60 ТВт энергии в год (Надель и др., 1991).

Для определения рентабельности модернизации двигателей существует несколько инструментов для выполнения расчетов потенциального использования энергии и экономии затрат, в том числе MotorMaster, разработанный Энергетическим управлением штата Вашингтон (WSEO, 1992) и в настоящее время доступный в Министерстве энергетики США. Веб-сайт Energy (DOE) (DOE, 2009). Эти инструменты имеют то преимущество, что предоставляют большие базы данных для информации о стоимости и производительности для различных типов и размеров двигателей.

Упрощенный метод расчета экономии энергии за счет использования энергоэффективных двигателей вместо стандартных обеспечивается уравнением 10.1. В рамках этого метода делаются два допущения: (1) двигатель полностью загружен и (2) не учитывается изменение скорости двигателя.

$$\Delta P_R = P_M \cdot \left( \frac{1}{\eta_S} - \frac{1}{\eta_E} \right) \qquad (10.1)$$

где

$P_M$ - механическая выходная мощность двигателя.

$\eta_S$ - расчетный КПД стандартного двигателя (т.е. при полной нагрузке).

$\eta_E$ - расчетный КПД (т.е. при полной нагрузке) энергоэффективного двигателя.

Таким образом, экономия электроэнергии от замены двигателя составляет

$$\Delta kWh = \Delta P_R \cdot N_h \cdot LF_M \qquad (10.2)$$

где

$\Delta P_R$ - это снижение реальной потребляемой мощности двигателя, оцененное с помощью уравнения 10.1.

$N_h$ - количество часов в году, в течение которых двигатель работает.

$LF_M$ - коэффициент загрузки двигателя в течение 1 года.

Пример 10.1 показывает потенциальное использование энергии, экономию затрат и период окупаемости при замене двигателя стандартной эффективности 10 л.с. (7,46 кВт) на двигатель повышенной эффективности.

**Пример 10.1**

**Задача**

Определите рентабельность замены двигателя мощностью 10 л.с. с КПД 85% на двигатель повышенного КПД с номинальным КПД при полной нагрузке 91,70%. Предположим, что

• Стоимость электроэнергии составляет 0,10 доллара США / кВтч.

• Дифференциальная стоимость двигателя премиум-класса по сравнению со стандартным двигателем составляет 300 долларов США.

• Средний коэффициент нагрузки двигателя 0,80.

• Среднее время работы двигателя при полной нагрузке составляет 5000 ч / год.

**Решение**

Чтобы определить рентабельность установки двигателя с повышенным КПД вместо двигателя со стандартным КПД, используется упрощенный экономический анализ для оценки простого срока окупаемости. Экономию энергии в *кВтч* для двигателя с повышенным КПД можно рассчитать с помощью уравнений 10.1 и 10.2:

$$kWh_{saved} = N_h \cdot HP * 0.746 \cdot LF_M \cdot \left( \frac{1}{\eta_S} - \frac{1}{\eta_E} \right)$$

где

$N_h$ - общее количество часов в год, в течение которых двигатель работает (5000 ч / год).

$HP$ - номинальная выходная мощность двигателя (10 л.с.)

$LF_M$ - это среднегодовой коэффициент нагрузки двигателя (LFM = 0,80).

$\eta_S$ и $\eta_E$ - КПД стандартных и эффективных двигателей соответственно (0,850 и 0,917).

Таким образом, экономия энергии в *кВтч* рассчитывается следующим образом:

$$\text{kWh}_{saved} = 5000 * 10 * 0.746 * 0.80 * \left( \frac{1}{0.850} - \frac{1}{0.917} \right) = 2565 \text{ кВтч/год}$$

Следовательно, простой период окупаемости *SPP* для использования двигателя с повышенным КПД вместо двигателя со стандартным КПД равен

$$SPP = \frac{\$300}{2565 \text{ kWh} * \$0.10/\text{kWh}} = 1.2 \text{ года}$$

### *10.2.3 Органы управления двигателем*

Частое включение и выключение систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (и, в частности, двигателей вентиляторов) может быть вредным и может быть нерентабельным в течение всего срока службы оборудования из-за дополнительных затрат на обслуживание и ремонт. Тем не менее, включение / выключение нагрузок двигателя может выполняться безопасно без долговременных повреждений при соблюдении минимального времени включения и выключения.

Национальная ассоциация производителей электрооборудования (НАПЭ) предоставляет набор рекомендаций по минимальному времени включения / выключения рабочего цикла нагрузки двигателя. Некоторые из этих рекомендаций кратко изложены в Таблице 10.2. Однако настоятельно рекомендуется напрямую проконсультироваться с производителями двигателей для определения предлагаемого минимального времени отключения и допустимого количества пусков в час.

Чтобы полностью извлечь выгоду из экономии затрат на электроэнергию за счет рабочего цикла (в основном за счет снижения платы за потребление), можно использовать два метода. В первом методе, известном как параллельный рабочий цикл, все двигатели включаются и выключаются одновременно. Этот метод может обеспечить экономию затрат на электроэнергию, когда рабочий период меньше периода потребления (обычно 15 минут для большинства тарифов на коммунальные услуги). Однако, когда рабочий период превышает период потребления, изменения спроса не происходит, если все двигатели включаются и выключаются одновременно. В этом случае рекомендуется использовать второй метод рабочего цикла, называемый ступенчатым рабочим циклом, который чередует время включения и выключения двигателей. Следует отметить, что большинство производителей двигателей для применения в строительстве рекомендуют увеличенные периоды рабочего цикла (выше, чем типичные периоды нагрузки, составляющие 15 минут), чтобы снизить износ. Таким образом, в большинстве приложений следует учитывать ступенчатый рабочий цикл, чтобы обеспечить безопасность оборудования ОВКВ при одновременном снижении эксплуатационных расходов. Пример 10.2 иллюстрирует процедуру расчета экономии затрат на электроэнергию, полученную за счет стратегий управления ступенчатым рабочим циклом.

**ТАБЛИЦА 10.2**

Допустимое количество пусков в час и минимальное время выключения при нагрузках на двигатель

| | Двухполюсные двигатели | | Четырехполюсные двигатели | | Шестиполюсные двигатели | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Размер двигателя (kW) | Макс. Пуск/ч | Мин. Время (с) | Макс. Пуск/ч | Мин. Время (с) | Макс. Пуск/ч | Мин. Время (с) |
| 2.0 (1.5) | 11.5 | 77 | 23.0 | 39 | 26.1 | 35 |
| 5.0 (3.75) | 8.1 | 83 | 16.3 | 42 | 18.4 | 37 |
| 7.5 | 7.0 | 88 | 13.9 | 44 | 15.8 | 39 |
| 15.0 | 5.4 | 100 | 10.7 | 50 | 12.1 | 44 |
| 20.0 (15.0) | 4.8 | 110 | 9.6 | 55 | 10.9 | 48 |
| 25.0 (18.75) | 4.4 | 115 | 8.8 | 58 | 10.0 | 51 |
| 30.0 (22.5) | 4.1 | 120 | 8.2 | 60 | 9.3 | 53 |
| 40.0 (30.0) | 3.7 | 130 | 7.4 | 65 | 8.4 | 57 |
| 50.0 | 3.4 | 145 | 6.8 | 72 | 7.7 | 64 |

**Пример 10.2**

**Задача**: Определите снижение годовых затрат на электроэнергию за счет ступенчатого рабочего цикла трех идентичных двигателей вентиляторов (каждый мощностью 30 кВт [40 л.с.]). Производитель двигателя указывает, что минимальный рабочий цикл включает 20 минут и 10 минут выключения. Ежемесячная плата за коммунальные услуги составляет 10 долларов США за кВт. Во-первых, определите рекомендованную продолжительность включения НАПЭ для 2-полюсных двигателей.

**Решение**

(а) Используя таблицу 10.2, допустимое количество пусков в час для двухполюсных двигателей мощностью 40 л.с. составляет 3,7 пусков в час. Таким образом, каждый запуск должен длиться следующим образом:

$$\text{Период начала} = \frac{60 \text{ мин/ч}}{3.7 \text{ старт/ч}} = 14.4 \text{ мин} \quad \text{/старт}$$

Таким образом, рабочий период составляет около 15 минут. Поскольку рабочий период представляет собой сумму времени выключения и времени включения и поскольку минимальное время выключения составляет около 2 минут (130 с на основе таблицы 10.2), максимальное время включения, разрешенное стандартом НАПЭ, составляет 13 минут. Таким образом, производитель остается в сроках дольше, чем рекомендовано НАПЭ.

(b) Снижение пикового потребления электроэнергии из-за подхода с шахматным рабочим циклом составляет 1/3 от общего потребления всех трех двигателей (или 1/3 * 90 кВт = 30 кВт). Действительно, в любой момент времени только два из трех двигателей работают. Таким образом, годовая экономия на расходах на электроэнергию определяется следующим образом:

$$\Delta \mathrm{kW} = 12 * 30 \ \mathrm{kW} = 360 \ \mathrm{kW/year}$$

Следовательно, управление пошаговым рабочим циклом обеспечивает ежегодную экономию затрат на электроэнергию в размере 3600 долларов США.

# *10.3 Системы освещения*

### *10.3.1 Введение*

На освещение может приходиться значительная часть энергии, потребляемой в жилых и коммерческих зданиях. Кроме того, тепло, выделяемое освещением, способствует возникновению дополнительных тепловых нагрузок, которые необходимо снимать охлаждающему оборудованию. Как правило, энергетическая модернизация осветительного оборудования очень рентабельна, поскольку в большинстве зданий срок окупаемости составляет менее 2 лет.

Чтобы лучше понять варианты, которые необходимо рассмотреть для повышения энергоэффективности систем освещения, сначала рассматривается простая оценка общего использования электроэнергии за счет освещения:

$$kWh_{Lit} = \sum_{j=1}^{J} N_{Lum,j} \cdot WR_{Lum,j} \cdot N_{h,j} \qquad (10.3)$$

где

$N_{Lum,j}$ - количество осветительных приборов типа $j$ в здании или его части. Следует отметить, что светильник может включать в себя несколько компонентов, таких как балласт, электропроводка, корпус и лампы.

$WR_{Lum,j}$ - номинальная мощность для каждого светильника $j$-типа. В этом рейтинге необходимо учитывать потребление энергии лампами и балластом.

$N_{h,j}$ - количество часов в году работы светильников $j$-типа.

$J$ - количество типов светильников в здании.

Из уравнения 10.3 ясно, что есть три варианта сокращения энергопотребления, относящегося к системам освещения, которые кратко обсуждаются ниже:

1. Уменьшите номинальную мощность светильников, включая как источники освещения (например, лампы), так и устройства преобразования мощности (например, балласты) (следовательно, уменьшите член $WR_{Lum,j}$ в уравнении 10.3). За последнее десятилетие технологические достижения, такие как светодиоды (LED), компактные люминесцентные лампы (CFL) и электронные балласты, повысили энергоэффективность систем освещения.

2. Уменьшите время использования систем освещения с помощью средств управления освещением (поэтому уменьшите член $N_{h,j}$ в уравнении 10.3). Автоматическое управление было разработано, чтобы уменьшить использование системы освещения, поэтому освещение предоставляется только тогда, когда оно действительно необходимо. Энергоэффективные средства управления освещением включают системы контроля присутствия людей и средства управления затемнением света за счет использования дневного света.

3. Уменьшите количество светильников (следовательно, уменьшите член $N_{Lum,j}$ в уравнении 10.3). Достичь этой цели можно только в тех случаях, когда возможно сведение к минимуму осветительных приборов.

В этом разделе обсуждаются только меры, относящиеся к общим действиям, описанным в пунктах (1) и (2). Для оценки экономии энергии за счет любых мер по повышению энергоэффективности системы освещения можно использовать уравнение 10.3. Энергопотребление, связанное с освещением, должно быть рассчитано для базового варианта проектирования и для

альтернативы энергоэффективности, и разница между двумя предполагаемыми видами использования энергии будет отражать экономию энергии.

### *10.3.2 Энергоэффективные системы освещения*

Повышение энергоэффективности систем освещения предоставило несколько возможностей для сокращения использования электроэнергии в зданиях. В этом разделе обсуждаются энергосберегающие расчеты для следующих технологий:

- Высокоэффективные люминесцентные лампы.
- Компактные люминесцентные лампы
- Компактные галогенные лампы
- Электронные балласты
- Светодиодное освещение

Во-первых, дается краткое описание факторов, которые проектировщик должен учитывать для достижения и поддержания приемлемого качества и уровня визуального комфорта от системы освещения.

Во-вторых, для каждой доступной осветительной техники резюмируются дизайн и рабочие концепции. Затем оценивается и обсуждается экономия энергии, которую можно ожидать от энергосберегающих систем освещения, использующих любую из новых технологий. Как правило, три фактора определяют подходящий уровень освещения для конкретного помещения. Эти факторы включают возраст людей, требования к скорости и точности, а также контраст фона (в зависимости от выполняемой задачи). Распространенное заблуждение - считать, что перекрытие пространства обеспечивает более высокое визуальное качество. Действительно, было показано, что чрезмерное освещение может фактически снизить качество освещенности и уровень визуального комфорта в пространстве, помимо потери энергии. Поэтому при выборе системы освещения важно определить адекватный уровень освещенности, который необходимо поддерживать в различных внутренних помещениях, как рекомендовано соответствующими органами. В таблице 10.3 приведены уровни освещения, рекомендованные для различных видов деятельности и применений в отдельных странах, включая США, на основе последних стандартов освещенности.

**ТАБЛИЦА 10.3**

Рекомендуемые уровни освещения для различных применений в отдельных странах (в поддерживаемых горизонтальных поверхностях)

| Приложение | Франция AEF | Германия DIN5035 | Япония JIS | США/Канада IESNA |
|---|---|---|---|---|
| Офисы | | | | |
| Общее | 425 | 500 | 300–750 | 200–500 |
| Задания | 425 | 500 | 300–750 | 200–500 |
| Проект (детально) | 850 | 750 | 750–1500 | 1000–2000 |
| Классные кабинеты | | | | |
| Общее | 325 | 300–500 | 200–750 | 200–500 |
| Доски | 425 | 300–500 | 300–1500 | 500–1000 |
| Универмаги | | | | |
| Общее | 100–1000 | 300 | 150–750 | 200–500 |
| Задачи/зоны | 425 | 500 | 750–1000 | 200–500 |
| Больницы | | | | |
| Общие зоны | 100 | 100–300 | — | — |
| Палаты для больных | 50–100 | 1000 | 150–300 | 100–200 |
| Промышл.предприятия | | | | |
| Тонкое вязание | 850 | 750 | 750–1500 | 1000–2000 |
| Электроника | 625–1750 | 100–1500 | 1500–3000 | 1000–2000 |

#### *10.3.2.1 Высокоэффективные люминесцентные лампы*

Люминесцентные лампы обладают высокой эффективностью (т.е. светоотдачей на потребляемый ватт), диффузным распределением света и длительным сроком службы. Люминесцентная лампа обычно состоит из стеклянной трубки с парой электродов на каждом конце. Трубка заполнена при очень низком давлении смесью инертных газов (в основном аргона) и жидкой ртути. При включении лампы между электродами возникает электрическая дуга. Ртуть испаряется и излучается в ультрафиолетовом спектре. Это ультрафиолетовое излучение вызывает фосфорное покрытие на внутренней поверхности трубки, которое излучает видимый свет. В высокоэффективных люминесцентных лампах используется смесь криптона и аргона, которая увеличивает выходную эффективность на 10–20%, с типичной эффективности 70 лм / Вт до примерно 80 лм / Вт. Улучшения в фосфорном покрытии могут дополнительно повысить эффективность до 100 л / Вт.

Следует отметить, что обращение с люминесцентными лампами и их утилизация вызывают большие споры из-за того, что ртуть внутри ламп может быть токсичной и опасной для окружающей среды. В настоящее время испытывается новая технология замены ртути серой с целью генерирования излучения, возбуждающего фосфорное покрытие люминесцентных ламп. Серные лампы не опасны и представляют собой экологические преимущества по сравнению с ртутьсодержащими люминесцентными лампами.

CFL (КЛЛ) - это миниатюрные люминесцентные лампы небольшого диаметра и меньшей длины. Компактные лампы менее эффективны, чем полноразмерные люминесцентные лампы - всего 35–55 лк / Вт. Однако они более энергоэффективны и имеют более длительный срок службы, чем лампы накаливания. Действительно, у КЛЛ средний срок службы от 6000 до 15000 часов, а у ламп накаливания - от 750 до 1000 часов. В настоящее время КЛЛ активно продвигаются как энергосберегающая альтернатива лампам накаливания, хотя у них могут быть некоторые недостатки. Помимо высокой стоимости, КЛЛ более холодные и, следовательно, менее приятный контраст, чем лампы накаливания. Наиболее распространенными мерами по модернизации систем освещения для жилых зданий за последнее десятилетие было обновление обычных ламп накаливания до более энергоэффективных КЛЛ. Теперь светодиодные лампы используются вместо КЛЛ в нескольких проектах по модернизации освещения. Следует отметить, что для модернизированных систем освещения рекомендуется сначала провести серию испытаний для определения характеристик существующей системы освещения. Например, важно определить уровень освещенности в различных частях пространства, особенно в рабочих областях, таких как скамейки и / или столы.

#### *10.3.2.2 Компактные галогенные лампы*

КЛЛ адаптированы для использования в качестве прямой замены стандартных ламп накаливания. Галогенные лампы более энергоэффективны, излучают более белый свет и служат дольше, чем лампы накаливания. Действительно, лампы накаливания обычно преобразуют только 15% потребляемой ими электрической энергии в видимый свет, поскольку 75% излучается в виде инфракрасного излучения, а 10% используется нитью накала при сгорании. В галогенных лампах нить накала заключена в кварцевую трубку, заключенную в стеклянную колбу. Селективное покрытие на внешней поверхности кварцевой трубки пропускает видимое излучение, но отражает инфракрасное излучение обратно на нить накала. Это повторно используемое инфракрасное излучение позволяет нити поддерживать свою рабочую температуру с уменьшением потребляемой электроэнергии на 30%.

Галогенные лампы могут регулироваться яркостью и не представляют проблем с качеством электроэнергии или совместимостью, как в случае с КЛЛ.

#### *10.3.2.3 Электронные балласты*

Балласты являются неотъемлемой частью люминесцентных светильников, поскольку они обеспечивают уровень напряжения, необходимый для зажигания электрической дуги, и регулируют ее интенсивность. До разработки электронных балластов в начале 1980-х годов для работы люминесцентных ламп использовались только магнитные балласты или балласты типа «сердечник и катушка». В то время как частота электрического тока поддерживается на уровне 60 Гц (в странах, отличных от США, частота устанавливается на уровне 50 Гц) с помощью магнитных балластов, в

электронных балластах используется твердотельная технология для получения высокой частоты (20–60 Гц). МГц) ток. Использование высокочастотного тока увеличивает энергоэффективность люминесцентных светильников, поскольку свет меняется быстрее и кажется ярче. При использовании с высокоэффективными лампами (например, T-8) электронные балласты могут достигать 95 люк / Вт по сравнению с 70 люк / Вт для обычных магнитных балластов. Однако следует отметить, что эффективные магнитные балласты могут достигать такого же отношения люмен / ватт, что и электронные балласты.

К другим преимуществам электронных балластов по сравнению с их магнитными аналогами относятся:

• *Более высокий коэффициент мощности*: коэффициент мощности электронных балластов обычно находится в диапазоне 0,90–0,98. Между тем, обычные магнитные балласты имеют низкий коэффициент мощности (менее 0,80), если не добавлен конденсатор, как описано в главе 2.

• *Меньше проблем с мерцанием*: поскольку магнитные балласты работают при токе 60 Гц, они циклируют электрическую дугу примерно 120 раз в секунду. В результате может быть заметно мерцание, особенно если лампа старая во время нормальной работы или, когда яркость лампы снижена до менее чем 50% мощности. Однако электронные балласты циклически повторяют электрическую дугу несколько тысяч раз в секунду, и проблем с мерцанием можно избежать, даже когда яркость ламп снижена до 5% мощности.

• *Меньше проблем с шумом*: в магнитных балластах используются электрические катушки, которые генерируют слышимый гул, который может усиливаться с возрастом. Такой шум устраняется твердотельными компонентами электронных балластов.

#### *10.3.2.4 Светоизлучающие диодные лампы*

Светодиоды, обычно называемые светодиодами, представляют собой новейшие технологии освещения, доступные на рынке. Хотя светодиоды впервые были представлены в качестве индикаторных ламп, благодаря достижениям в их оптике и их светоотдаче, в настоящее время светодиоды используются в качестве осветительных приборов для широкого спектра применений в строительстве. Некоторые из преимуществ светодиодов включают их небольшой размер, надежность, гибкость и особенно энергоэффективность. Однако светодиоды по-прежнему дороги и могут не обеспечивать желаемый цвет в качестве источников освещения для некоторых помещений, таких как выставочные залы в музеях. Светодиоды - это полупроводники, свет которых создается потоком электронов в *p*-*n*-переходах и выделяет энергию в виде фотонов.

Светодиоды обычно делятся на три категории размеров, включая миниатюрные светодиоды, светодиоды среднего класса и светодиоды высокой мощности. Миниатюрные светодиоды очень маленькие, обычно всего несколько миллиметров в диаметре, и состоят из одного полупроводника. Поскольку эти лампы такие маленькие, они не подходят для освещения помещений. Типичный номинальный ток миниатюрных светодиодов составляет от 1 до 20 мА. Светодиоды среднего диапазона обычно имеют номинальный ток 100 мА и чаще всего используются, когда в определенных помещениях требуются небольшие уровни яркости. Светодиоды высокой интенсивности в настоящее время подходят для освещения зданий и обычно требуют тока в диапазоне от 100 мА до 1,0 А. При таких относительно высоких токах перегрев может стать проблемой для светодиодов. Таким образом, им часто нужен радиатор.

Светодиодные лампы быстро становятся популярными благодаря своей энергоэффективности. Несмотря на то, что они по-прежнему дороги, светодиодные лампы могут стать экономичной альтернативой освещения для нескольких зданий. Более того, эти лампы обладают значительной гибкостью благодаря своему размеру и могут быть размещены в самых разных местах внутри зданий. Пример 10.3 иллюстрирует экономическую эффективность светодиодных ламп по сравнению с КЛЛ в жилых домах.

**Пример 10.3**

**Задача**

Рассмотрим дом с 10 лампами накаливания мощностью 60 Вт. Определите потенциал энергосбережения при замене этих ламп на (i) КЛЛ мощностью 13 Вт и (ii) светодиодные лампы

мощностью 7 Вт. Срок службы лампы накаливания, КЛЛ и светодиодной лампы составляет соответственно 1300, 8000 и 30 000 часов. Выполните анализ, используя срок службы светодиодных ламп. Определите, какие лампы лучше всего использовать - КЛЛ или светодиодные лампы, если стоимость лампы накаливания, КЛЛ и светодиодной лампы составляет 0,30, 1,50 и 10 долларов соответственно. Предположим, что стоимость электроэнергии составляет 0,10 доллара / кВтч, и проведем простой анализ окупаемости.

**Решение**

Лампы накаливания: на срок службы 30 000 ч необходимо 230 ламп накаливания. Затраты на электроэнергию при использовании ламп накаливания более 30 000 часов будут

$$\text{kWh} = 230 * 60 * 1300 * \frac{1}{1000} * 0.10 = \$1794$$

Таким образом, общая стоимость использования ламп накаливания составит 1794 доллара + 0,30 доллара * 230 = 1863 доллара.

*КЛЛ*: для срока службы 30 000 часов необходимо около 38 КЛЛ. Стоимость энергии для использования КЛЛ более 30 000 часов составит

$$\text{kWh} = 38 * 13 * 8000 * \frac{1}{1000} * 0.10 = \$395$$

Таким образом, общая стоимость использования КЛЛ составляет 395 долларов + 1,50 * 38 = 452 доллара.

*Светодиодные лампы*: на срок службы 30 000 часов необходимо около 10 светодиодов. Стоимость энергии при использовании светодиодов более 30 000 ч составит

$$\text{kWh} = 10 * 7 * 30{,}000 * \frac{1}{1{,}000} * 0.10 = \$210$$

Таким образом, общая стоимость использования светодиодных ламп составляет 210 $ + 10 $ * 10 = 310 $.

Поэтому светодиоды будут лучшим вариантом для замены ламп накаливания, даже если они значительно дороже КЛЛ.

### *10.3.3 Управление освещением*

Значительная экономия энергии может быть достигнута за счет отключения системы освещения в случаях, когда освещение становится ненужным. Управление работой системы освещения может быть достигнуто несколькими способами, включая переключатели яркости, системы контроля присутствия и дневное освещение.

Хотя экономия энергии может быть достигнута за счет ручного регулирования яркости, результаты обычно непредсказуемы, поскольку зависят от поведения жильцов. Плановое или сенсорное управление освещением обеспечивает более эффективный подход к экономии энергии, но на него также могут влиять частые корректировки со стороны жильцов. Некоторые из диммирующих переключателей и автоматических средств управления, доступных для систем освещения, кратко описаны ниже.

*Диммерные переключатели*: одним из самых простых и экономичных способов снизить потребление энергии, связанное с освещением жилых и коммерческих зданий, является использование диммирующих переключателей. Действительно, эти типы переключателей могут сэкономить до 50% энергии, потребляемой электрическим освещением для типичного здания, по сравнению с обычными переключателями. Кроме того, они могут продлить срок службы осветительных ламп.

*Датчики присутствия или незанятости*: эти датчики могут быть установлены в помещениях с периодической загрузкой в зданиях, таких как конференц-залы или ванные комнаты. Датчики присутствия позволяют экономить электроэнергию, автоматически выключая свет в незанятых помещениях. Для некоторых приложений в зданиях датчики присутствия, использующие пассивные инфракрасные или пассивные инфракрасные устройства, могут просто заменить традиционные настенные выключатели и могут обнаруживать движение на площадях площадью до 60 м$^2$ (600 футов$^2$). Датчики присутствия могут сэкономить до 60% энергии, потребляемой освещением. Следует отметить, что эти инфракрасные датчики работают нормально только в том случае, если они находятся в прямой

видимости от пассажиров. В качестве альтернативы инфракрасным датчикам можно использовать ультразвуковые датчики присутствия, особенно в коммерческих зданиях. Ультразвуковые датчики работают по принципу сонара, как радары подводных лодок и аэропортов. Устройство издает высокочастотный звук (25–40 кГц), поэтому он находится вне диапазона слышимости человека. Этот звук отражается от поверхностей внутри помещения (включая мебель и людей) и воспринимается приемником. Когда обитатель совершает какое-либо заметное движение в помещении, характер звуковых волн изменяется и определяется ультразвуковыми датчиками. Свет остается включенным до тех пор, пока не будет обнаружено движение в течение заданного периода времени (через 5 минут). В отличие от инфракрасного излучения, звуковые волны нелегко блокировать препятствиями, такими как стеновые перегородки. Однако ультразвуковые датчики могут не работать должным образом в больших помещениях, что, как правило, дает слабое эхо.

В таблице 10.4 приведены типичные ожидаемые показатели экономии энергии при использовании датчиков присутствия, установленных в различных помещениях. Как показано в Таблице 10.4, значительной экономии энергии можно достичь в помещениях с периодической загрузкой, таких как конференц-залы, комнаты отдыха, складские помещения и склады.

**ТАБЛИЦА 10.4**

Возможность энергосбережения с датчиками присутствия

| Приложение | Диапазон экономии энергии (%) |
|---|---|
| Офисы (частные) | 25–50 |
| Офисы (открытое пространство) | 20–25 |
| Комнаты отдыха | 30–75 |
| Конференц-залы | 45–65 |
| Коридоры | 30–40 |
| Складские помещения | 45–65 |
| Склады | 50–75 |

*Управление на основе фотосенсоров*: автоматическое управление наружным освещением может значительно сэкономить электроэнергию в жилых зданиях. Таймеры и обнаружение движения могут использоваться для управления наружным освещением. Тем не менее, фотодатчики предлагают энергоэффективные и практичные средства управления наружным освещением, обеспечивая при этом безопасность вокруг зданий. Как правило, управление на основе фотосенсоров позволяет сэкономить 20% энергии, связанной с наружным освещением.

### *10.3.4 Системы уборки при дневном свете*

В некоторых зданиях необходимо использовать специальные средства управления, чтобы использовать естественный свет для освещения внутренних помещений за счет дневного освещения. Уровни освещенности, доступные внутри помещений здания, обычно выражаются в процентах от освещенности снаружи. Эти процентные значения, называемые факторами спроса (или DF), рекомендуется составлять 1,5–2,5% для визуальных задач, 2,5–4,0% для умеренно сложных задач и 4,0–8,0% для сложных и длительных задач.

По периметру зданий с севера на юг следует размещать помещения, требующие хорошего качества освещения в течение всего года, такие как офисные помещения для коммерческих зданий, а также кухни и спальни для домов. Другие редко используемые пространства, такие как конференц-залы для коммерческих зданий и прачечные для домов, могут быть размещены внутри зданий. В дополнение к большим окнам, мансардным окнам и мониторам на крыше дневное освещение может быть лучше использовано для помещений с отражающими поверхностями, особенно потолка. Обычно рекомендуется, чтобы поверхность потолка имела коэффициент отражения не менее 0,90 за счет использования красок или плиток с высоким коэффициентом отражения.

Чтобы оценить потенциальную годовую экономию энергии, $f_d$, связанную со сбором урожая при дневном освещении для уменьшения потребности в электрическом освещении в любом пространстве по периметру, можно использовать следующее выражение (Крарти и др., 2005):

$$f_d = b\left[1 - \exp\left(\frac{-a\tau_w A_w}{A_f}\right)\right] \qquad (10.4)$$

где

$A_w/A_f$ - отношение площади окна к площади помещения (этот параметр дает хороший показатель размера окна относительно площади пола дневного света).

$a$ и $b$ - коэффициенты, которые зависят только от местоположения здания и приведены в Таблица 10.5 для различных площадок по всему миру

$\tau_w$ - коэффициент пропускания видимого света остекления.

Пример 10.4 описывает процедуры расчета для оценки годовой экономии энергии, связанной с установкой дневного сбора урожая.

**ТАБЛИЦА 10.5**

Коэффициенты $a$ и $b$ уравнения 10.4 для различных мест по всему миру

| Местоположение | $a$ | $b$ | Местоположение | $a$ | $b$ |
|---|---|---|---|---|---|
| Атланта | 19.6 | 74.3 | Каспер | 19.2 | 72.7 |
| Чикаго | 18.4 | 71.7 | Портлэнд | 17.8 | 70.9 |
| Денвер | 19.4 | 72.9 | Монреаль | 18.8 | 69.8 |
| Феникс | 22.3 | 74.8 | Квебек | 19.1 | 70.6 |
| Нью-Йорк | 18.7 | 67.0 | Ванкувер | 16.9 | 68.7 |
| Вашингтон | 18.7 | 70.8 | Реджайна | 20.0 | 70.5 |
| Бостон | 18.7 | 67.1 | Торонто | 19.3 | 70.5 |
| Майами | 25.1 | 74.8 | Виннипег | 19.6 | 70.9 |
| Сан-Франциско | 20.6 | 74.0 | Шанхай | 19.4 | 67.3 |
| Сиэттл | 16.6 | 69.2 | Куала-Лумпур | 20.2 | 72.4 |
| Лос-Анджелес | 22.0 | 74.2 | Сингапур | 23.3 | 73.7 |
| Мэдисон | 18.8 | 70.0 | Каир | 27.0 | 74.2 |
| Хьюстон | 21.6 | 74.7 | Александрия | 36.9 | 74.7 |
| Форт-Уорт | 19.7 | 72.9 | Тунис | 25.2 | 74.1 |
| Бангор | 17.9 | 70.7 | Сан-Паулу | 29.4 | 71.2 |
| Додж-Сити | 18.8 | 72.6 | Мехико | 28.6 | 73.6 |
| Нэшвилл | 20.0 | 70.4 | Мельбурн | 20.0 | 67.7 |
| Оклахома-Сити | 20.2 | 74.4 | Рим | 16.0 | 72.4 |
| Коламбус | 18.6 | 72.3 | Франкфурт | 15.2 | 69.7 |
| Бисмарк | 17.9 | 71.5 | Эль-Кувейт | 22.0 | 65.3 |
| Миннеаполис | 18.2 | 72.0 | Эр-Рияд | 21.2 | 72.7 |
| Омаха | 18.9 | 72.30 | | | |

**Пример 10.4**

**Задача**

Рассмотрим открытое офисное пространство площадью 150 м$^2$, расположенное в Денвере, штат Колорадо, с общей площадью окон 20 м$^2$, с двойным остеклением, которое имеет коэффициент пропускания видимого света 0,55. В офисном помещении установлено 10 люминесцентных светильников, каждая мощностью 52 Вт. Определите энергопотребление и экономию средств благодаря стратегиям сбора урожая при дневном свете. Предположим, что без дневного освещения каждое приспособление работает 8 часов в день, когда можно собирать урожай при дневном свете, 5 дней в неделю, 250 недель в год. Стоимость электроэнергии 0,10 / кВтч.

**Решение**

На основании уравнения 10.4 с использованием коэффициентов $a$ = 19,4 и $b$ = 72,9 процент снижения электрического освещения, связанного с уборкой урожая при дневном свете, составляет

$$f_d = 72.9 * \left[1 - \exp\left(-19.4 * 0.55 * \frac{20}{150}\right)\right] = 55.3\%$$

Таким образом, экономия годового потребления электроэнергии для офисных помещений рассчитывается следующим образом:

$$\Delta kWh = 55.3\% * 10 * 52 * \frac{1}{1000} * 8 * 5 * 250 = 2876 \text{ kWh/year}$$

Таким образом, ежегодная экономия затрат на энергопотребление составляет 287,6 долларов в год, что может оправдать установку одного или двух фотосенсоров для реализации контроля дневного света в открытом офисе, поскольку один датчик стоит около 250 долларов.

# *10.4 Электрические приборы*

### *10.4.1 Типичное потребление энергии*

На бытовые приборы приходится значительная часть энергопотребления в зданиях, в которых в 1990 г. использовалось около 41% электроэнергии, произведенной во всем мире (IPCC, 1996). Более того, эксплуатационные расходы на бытовые приборы в течение их срока службы (обычно 10–15 лет) намного превышают их первоначальную закупочную цену. Однако потребители, особенно в развивающихся странах, где не действуют программы маркировки бытовой техники, обычно не учитывают энергоэффективность и эксплуатационные расходы при совершении покупок, поскольку они недостаточно информированы. На рисунке 10.1 показаны бытовые приборы, которые за последнее десятилетие стали более распространенными в домашних хозяйствах США. В частности, в 1997 году микроволновая печь, сушилка для одежды и посудомоечная машина были доступны в 83%, 71% и 50% домашних хозяйств США соответственно. Почти все домашние хозяйства США имеют по крайней мере один холодильник. На рис. 10.2 показано, что распределение мощности холодильников, используемых в домашних хозяйствах США. Понятно, что размер холодильников, используемых в домах в США, с годами увеличился.

Профили среднесуточного потребления энергии, а также изменения продолжительности работы для выбранных электроприборов показаны на рисунках 10.3–10.6 для холодильника, духовки, посудомоечной машины и сушилки для одежды (Surles, 2011).

Как и ожидалось, холодильник потребляет больше всего электроэнергии в течение обычного дня среди четырех приборов, представленных на рисунках 10.3–10.6.

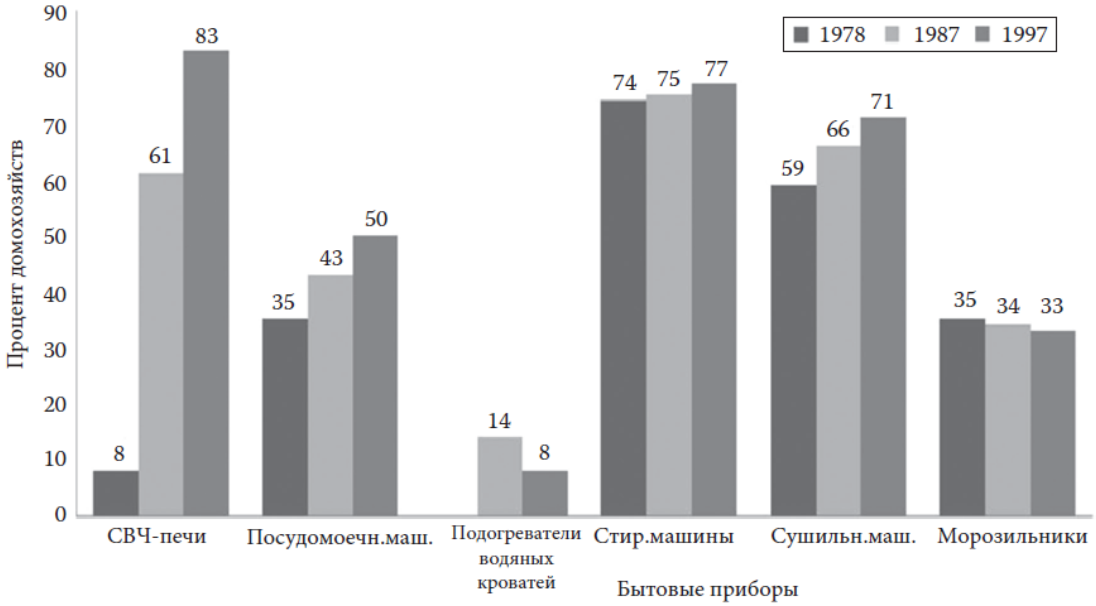



**РИС. 10.1**
Уровни проникновения выбранной техники в домохозяйствах США.

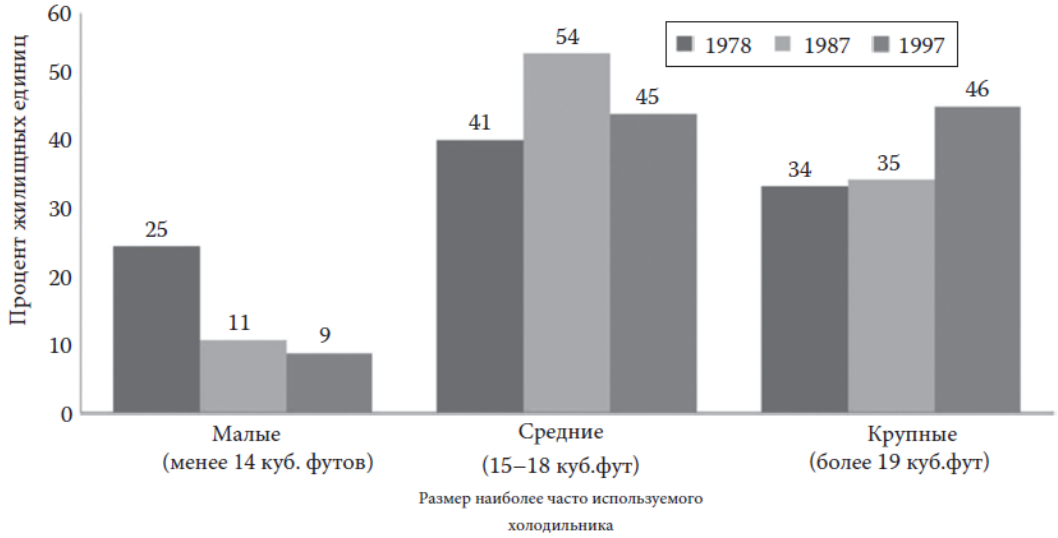



**РИС. 10.2**
Размер холодильников, используемых в домашних хозяйствах США.

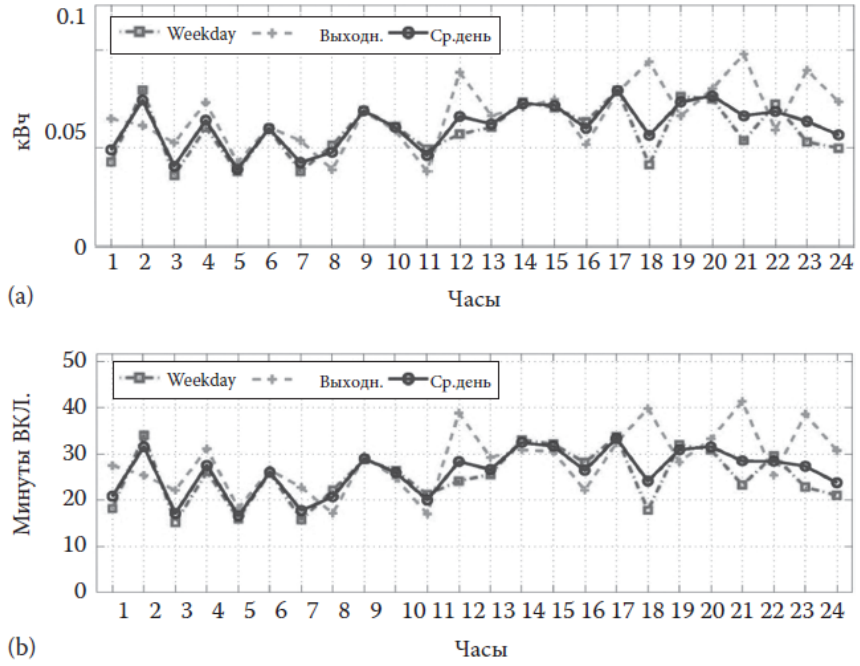



**РИС. 10.3**
Среднесуточные профили для (а) потребления энергии и (б) времени работы холодильника.

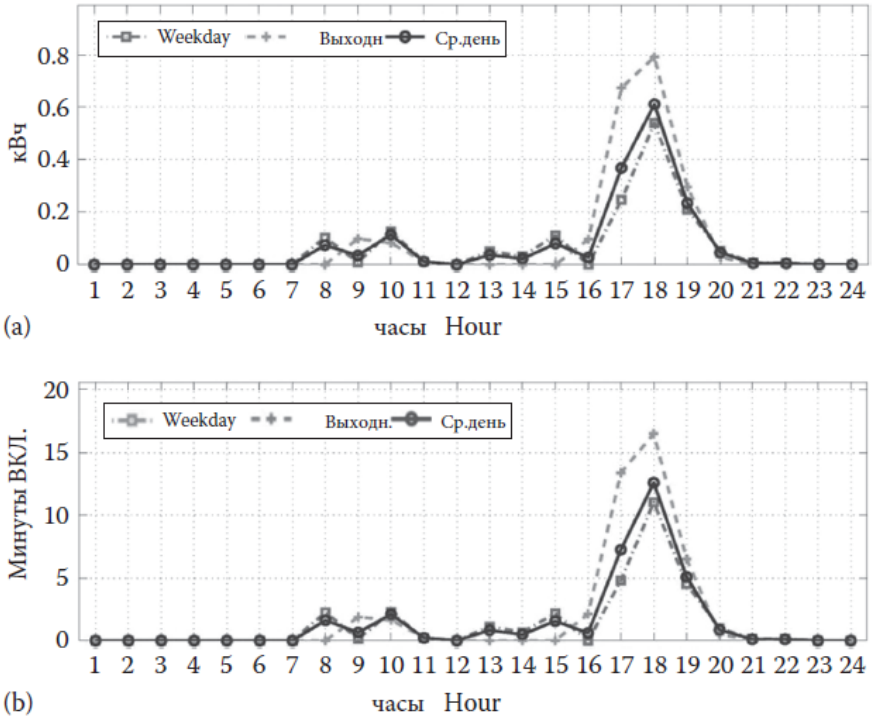



**РИС. 10.4**
Среднесуточные профили для (а) использования энергии и (б) времени работы печи.

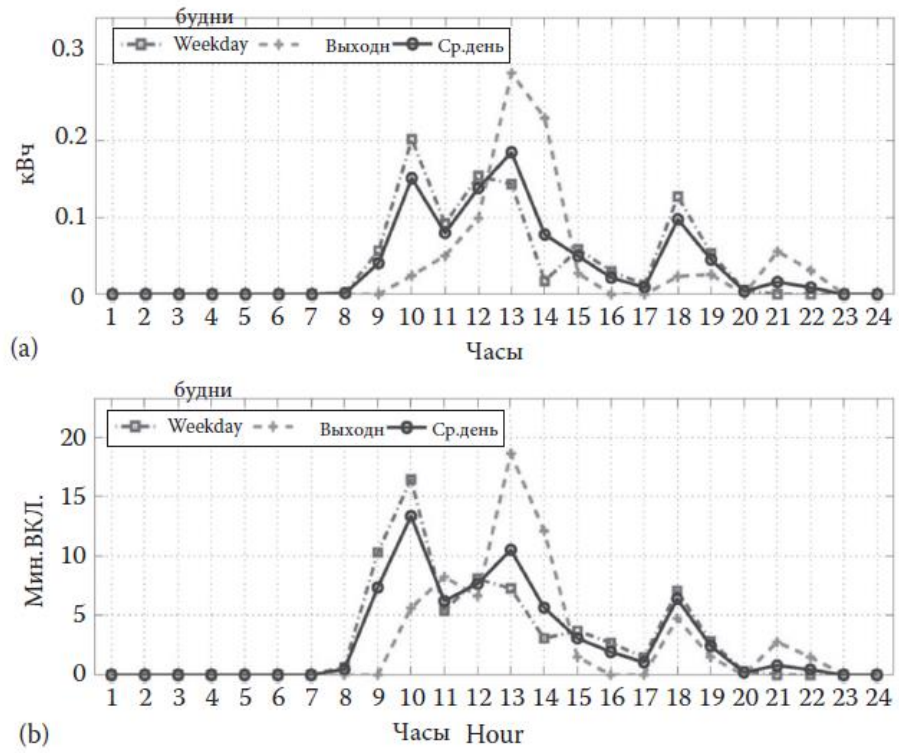



**РИС. 10.5**
Среднесуточные профили (а) потребления энергии и (б) времени работы сушилки для белья.

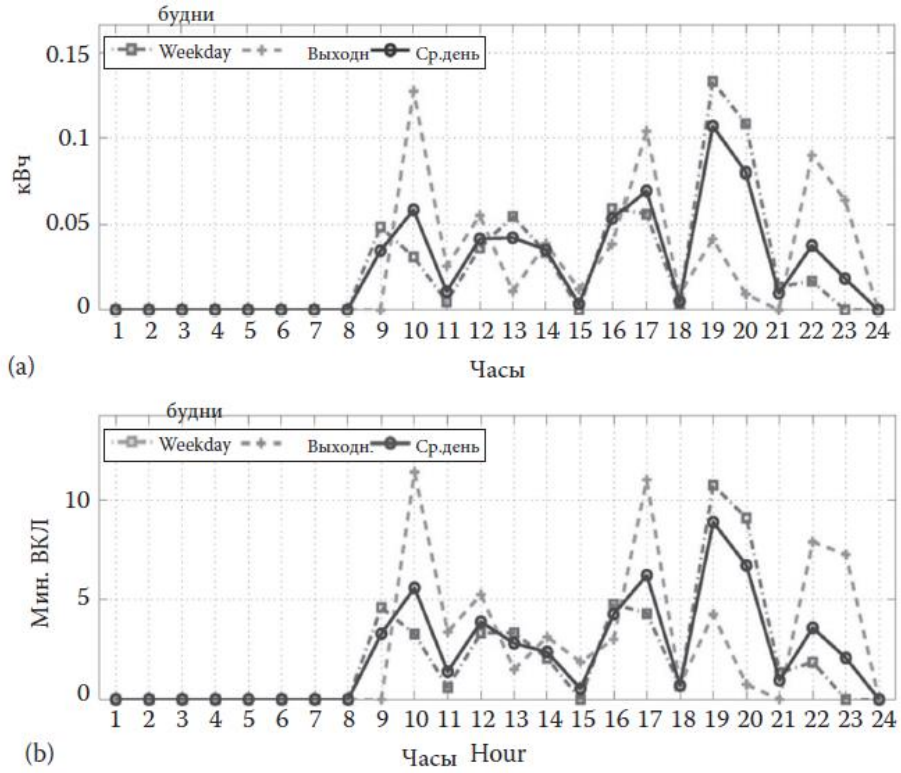



**РИС. 10.6**
Среднесуточные профили (а) потребления энергии и (б) времени работы посудомоечной машины.

## *10.5 Энергоэффективное электрическое оборудование*

### *10.5.1 Бытовая техника*

Признавая важность и влияние бытовых приборов на национальные потребности в энергии, ряд стран разработали программы повышения энергоэффективности. В частности, некоторые из этих программ направлены на повышение энергоэффективности бытовых приборов. Методы достижения этих улучшений включают стандарты энергоэффективности и программы маркировки.

Минимальные стандарты эффективности для бытовых приборов были внедрены в некоторых странах для ряда конечных потребителей. Экономия энергии, связанная с внедрением этих стандартов, оказывается значительной. Например, исследования показали, что в Соединенном Королевстве потребление энергии новыми холодильниками и морозильниками в среднем в 1993 г. составляло около 60% от потребления в 1970 г. Подобные улучшения были достигнуты в Германии (Вайде и др., 1997). В Соединенных Штатах экономия за счет применения стандартов оценивается примерно в 0,7 ЭДж в год в период с 1990 по 2010 г. (1 ЭДж = $10^{18}$ Дж = 1 квадриллион БТЕ = $10^{15}$ БТЕ).

Инвестиции в энергоэффективные приборы в жилом секторе, как правило, очень рентабельны. В Соединенных Штатах, по оценкам, среднее соотношение затрат и выгод при продвижении энергоэффективных приборов составляет около 3,5. Другими словами, ожидается, что каждый доллар США федеральных расходов на внедрение стандартов принесет экономике 165 долларов чистой приведенной стоимости экономии за период 1990–2010 годов. Помимо экономии энергии и затрат, минимальные стандарты эффективности имеют экологические преимущества благодаря значительному сокращению выбросов углерода. По оценкам, в период 2000–2010 годов стандарты энергоэффективности приведут к ежегодному сокращению выбросов углерода на 4% (что соответствует 9 миллионам метрических тонн углерода в год) по сравнению с уровнем 1990 года.

В настоящее время стандарты энергоэффективности используются с различной степенью полноты, соблюдения и принятия в ограниченном количестве стран, как показано в Таблице 10.6. Однако некоторые другие страны находятся в процессе разработки национальных стандартов или программ маркировки для продвижения энергоэффективных бытовых приборов.

Стандарты минимальных показателей эффективности используются в США и Канаде более трех десятилетий и охватывают широкий спектр продукции. За последние несколько лет программы стандартов распространились на несколько других стран, таких как Бразилия, Китай, Корея, Мексика и Филиппины. В большинстве этих стран в настоящее время имеется ограниченное количество продуктов, на которые распространяются стандарты. Другие страны находятся в процессе внедрения или рассмотрения стандартов энергоэффективности для бытовых приборов. Среди этих стран - Колумбия, Египет, Индонезия, Малайзия, Пакистан и Таиланд.

**ТАБЛИЦА 10.6**

Статус международных стандартов энергоэффективности бытовой техники

| Страна/Регион | Статус соответствия | Товары |
|---|---|---|
| Австралия | Обязательн. | R, FR, WH |
| Бразилия | Рекомендуем. | R, FR |
| Канада | Обязательн | All |
| Китай | Обязательн | R, CW, RAC |
| Европейский Союз | Обязательн | R, FR |
| Индия | Рекомендуем. | R, RAC, A/C |
| Япония | Рекомендуем. | A/C |
| Корея | Обязательн | R, A/C |
| Мексика | Обязательн | R, FR, RAC |
| Филиппины | Обязательн | A/C |
| США | Обязательн | All |

*Прим.:* Товары: холодильники (R), морозильники (FR), стиральные машины (CW), плиты, водонагреватели (WH), комнатные кондиционеры (RAC) и центральное кондиционирование (A / C). Все они включают в себя всю ранее использовавшуюся технику, включая посудомоечные машины и сушилки для одежды.

Многие из существующих в настоящее время стандартов являются обязательными и запрещают производителям продавать или доставлять несоответствующие продукты. Однако стандарты в некоторых странах являются добровольными и, следовательно, не являются обязательными, как, например, в случае стандартов качества продукции, установленных в Индии.

Как указано в Таблице 10.6, большинство стран установили минимальные стандарты эффективности для холодильников и морозильников, поскольку этот тип продукции имеет одни из самых высоких темпов роста как с точки зрения стоимости продаж, так и объема. Существующие международные стандарты энергоэффективности для холодильников и морозильников устанавливают ограничение на потребление энергии в течение определенного периода времени (обычно 1 месяц или 1 год). Этот предел использования энергии может варьироваться в зависимости от размера и конфигурации продукта. В таблице 10.7 показаны максимальные пределы допустимого годового потребления энергии для холодильников и морозильников в США. В таблице 10.7 показаны два стандарта: стандарты, действующие в настоящее время в 2001 г., и обновленные стандарты, вступившие в силу в апреле 2008 г. Следует отметить, что модели с более высокой энергоэффективностью, чем те, которые перечислены в таблице 10.7, действительно существуют и продаются на рынке США. Чтобы идти в ногу с технологическим прогрессом, в стандарты США периодически вносятся поправки или изменения. Однако любой новый или измененный стандарт США по энергоэффективности должен основываться на усовершенствованиях, которые являются технологически выполнимыми и экономически оправданными. Как правило, энергоэффективные конструкции со сроком окупаемости менее 3 лет периодически включаются в новые стандарты США.

Помимо стандартов, были разработаны программы маркировки для информирования потребителей о преимуществах энергоэффективных продуктов. В разных странах используется широкий спектр этикеток для повышения энергоэффективности бытовых приборов. Эти ярлыки можно разделить на три категории:

1. Этикетки с указанием эффективности используются, чтобы позволить потребителям сравнивать характеристики различных моделей для определенного типа продукта. Например, обычная этикетка, используемая для холодильников, указывает потребление энергии и эксплуатационные расходы за определенный период, например, 1 месяц или 1 год. Другие этикетки, такие как этикетки для стиральных машин, показывают эффективность, выраженную в киловатт-часах энергии, использованной на фунт или килограмм постиранной одежды. Еще одна особенность этикеток эффективности - это возможность предоставить потребителям сравнительную оценку моделей продукта, показывая энергопотребление или эффективность конкретной модели в масштабе самых низких (или самых высоких) моделей использования (или эффективности) энергии.

**ТАБЛИЦА 10.7**

Максимально допустимое годовое потребление энергии (кВтч / год) для холодильников и морозильников, продаваемых и производимых в США

| Категория товаров | Стандард 2001 | Стандард 2008 |
|---|---|---|
| Ручное размораживание R / FR | 248.4 + 8.82 AV | 198.4 + 7.056 AV |
| Частичн.автоматическое размораживание R / FR | 248.4 + 8.82 AV | 198.4 + 7.056 AV |
| Верхнее автоматическое размораживание R / FR | 276 + 9.8 AV | 220.8 + 7.84 AV |
| Автоматическая разморозка с верхним креплением и дверными функциями R / FR | 356 + 10.20 AV | 284.8 + 8.16 AV |
| Боковое автоматическое размораживание R / FR | 507.5 + 4.91 AV | 406 + 3.928 AV |
| Боковое автоматическое размораживание со сквозными функциями R / FR | 406 + 10.10 AV | 324.8 + 8.08 AV |
| Нижнее автоматическое размораживание R / FR | 459 + 4.6 AV | 367.2 + 3.68 AV |
| Ручное ручное размораживание FR | 258.3 + 7.55 AV | 232.47 + 8.08 AV |
| Вертикальн.автоматическое размораживание FR | 326.1 + 12.43 AV | 293.49 + 11.87 AV |
| Створчатый FR | 143.7 + 9.88 AV | 129.33 + 8.892 AV |

*Источник:* Energy Star, Агентство по охране окружающей среды США, Агентство по охране окружающей среды США, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.energystar.gov, 2009.

*Прим:* R, холодильники; FR, морозильные камеры; AV, отрегулированный объем = объем R + 1,63 × объем FR (для R / FR) = 1,73 × объем FR (только для FR).

2. Эко-маркировка предоставляет информацию по более чем одному аспекту (например, энергоэффективности) продуктов. Другие аспекты включают уровень шума, удаление отходов и выбросы. Green Seal в Соединенных Штатах является примером программы экомаркировки, удостоверяющей, что продукты разработаны и изготовлены с соблюдением требований охраны окружающей среды (Green Seal, 1993). Стандарты сертификации установлены для холодильников, морозильных камер, стиральных машин, сушилок для одежды, посудомоечных машин и варочных панелей / духовок.

3. Знаки одобрения эффективности, такие как программа Energy Star в Соединенных Штатах, представляют собой этикетки, которые указывают, что продукт соответствует набору критериев энергоэффективности, но не дают количественной оценки степени соответствия этим критериям. Маркировка Energy Star, учрежденная Агентством по охране окружающей среды США (EPA), указывает, например, что компьютерный монитор может снижать уровень мощности в режиме ожидания, когда он не используется в течение некоторого периода времени. В последние годы маркировка бытовой техники становится популярным подходом во всем мире, чтобы информировать потребителей об энергопотреблении и стоимости энергии при покупке различных моделей одного и того же продукта. В настоящее время в Австралии, США и Канаде действуют наиболее полные и обширные программы маркировки. Другие страны, такие как Европейский Союз, Япония, Корея, Бразилия, Филиппины и Таиланд, разработали этикетки для избранных продуктов.

В дополнение к энергоэффективности были разработаны стандарты для повышения эффективности использования некоторых приборов в экономии воды. Например, в Соединенных Штатах были разработаны водосберегающие сантехнические устройства и оборудование для обеспечения экономии воды. Следует отметить, что сокращение использования воды некоторыми бытовыми приборами также может повысить их энергоэффективность. Действительно, большая часть электроэнергии, используемой как стиральными, так и посудомоечными машинами, приходится на нагрев воды (85% для стиральных машин и 80% для посудомоечных машин).

### *10.5.2 Офисное оборудование*

За два десятилетия потребление энергии офисным оборудованием значительно увеличилось и в настоящее время составляет более 10% от общего потребления электроэнергии в коммерческом секторе. Осознавая эту проблему, Агентство по охране окружающей среды США в сотрудничестве с Министерством энергетики США более десяти лет назад запустило программу Energy Star Office для повышения энергоэффективности широко используемого офисного оборудования, такого как компьютеры, факсы, принтеры и сканеры. Чтобы помочь потребителям определить энергоэффективное офисное оборудование, предоставляются этикетки Energy Star, указывающие на энергосберегающие свойства продуктов. По оценкам, продукты с маркировкой Energy Star могут сэкономить до 75% от общего потребления электроэнергии в зависимости от типа и характера использования офисного оборудования. Практически все производители офисного оборудования в настоящее время интегрируют в свои продукты функции управления питанием. Например, компьютеры могут переходить в «спящий» режим с низким энергопотреблением при простое в течение определенного периода времени. Точно так же копировальные аппараты могут перейти в режим пониженного энергопотребления всего 15–45 Вт после 30–90 минут работы. В таблице 10.8 приведены характеристики обычного офисного оборудования Energy Star. Исследование показало, что продукты с маркировкой Energy Star значительно сократили выбросы углерода благодаря усилиям по добровольной маркировке (Sanchez et al., 2008). В частности, с момента своего создания в 1992–2006 годах программа сэкономила 4,8 ЭДж первичной энергии (1 ЭДж = $10^{18}$ Дж = 1 квадриллион БТЕ = $10^{15}$ БТЕ). То же исследование показывает, что программа сэкономит 12,8 ЭДж за период 2007–2010 гг. (Санчес и др., 2008).

**ТАБЛИЦА 10.8**

Краткое изложение технических характеристик Energy Star для копиров, сканеров и факсов

| Товар | Типичное потребление электроэнергии в кВтч / неделю | Предустановленное время управления питанием по умолчанию (мин) |
|---|---|---|
| Цветные копировальные аппараты, сканеры и факсы (характеристики зависят от количества изображений в минуту [изобр. / Мин]) | 0.1 ipm + 2.8 (ipm < 32) | 5–30 |
| | 0.35 ipm – 5.2 (32 < ipm < 58) | 5–60 |
| | 0.70 ipm – 26.0 (ipm > 58) | 5–60 |
| Монохромные принтеры, сканеры и факсы (характеристики зависят от количества страниц в минуту) | 1.0 (ipm < 15) | 5–15 |
| | 0.1 ipm – 0.5 (15 < ipm < 40) | 5–60 |
| | 0.35 ipm – 10.3 (40 < ipm < 82) | 5–60 |
| | 0.70 ipm – 39.0 (ipm > 82) | 5–60 |

### *10.5.3 Потери мощности в режиме ожидания*

Некоторые электрические устройства имеют встроенные часы, а также батарейные блоки, которые потребляют энергию, даже когда устройства выключены. Нагрузки резервного питания, обычно называемые фантомными нагрузками, могут быть значительными в жилых домах. Типичные значения резервной мощности, измеренные для выбранных электрических устройств, приведены в Таблице 10.9 (LBNL, 2004). Требования Energy Star к резервному питанию также представлены в Таблице 10.9.

Чтобы оценить энергию, используемую фантомными нагрузками для любого электрического устройства с резервным питанием, $W_{stby}$, следует использовать количество часов, в течение которых устройство выключено, $N_{h,off}$:

$$\text{kWh}_{stby} = W_{stby,j} \cdot N_{h,off} \qquad (10.5)$$

В примере 10.5 показано применение уравнения 10.5 для оценки использования электроэнергии из-за фантомных нагрузок для телевизоров.

**Пример 10.5**

**Задача**

Оцените ежегодную фантомную нагрузку для телевизора с приставкой, если телевизор работает 2 часа в день. Определите годовую стоимость энергии фантомной нагрузки, если стоимость электроэнергии составляет 0,10 / кВтч.

**Решение**

Согласно Таблице 10.6, мощность в режиме ожидания для телевизора составляет 3 Вт, а для телевизионной приставки - 17,8 Вт; Таким образом, $W_{stby}$ = 20,8 Вт. Поскольку телевизор и его приставка работают 2 часа в день, он выключается 22 часа в день. Следовательно, $N_{h,off}$ = 22 ч / день ∗ 365 дней / год = 8030 ч / год. Используя уравнение 10.5, годовая энергия, используемая фантомной нагрузкой, связанной с телевизором и телеприставкой, равна

$$\text{kWh}_{Stby} = (20.8\,\text{W})(8{,}030\,\text{h/year}) = 167{,}024\,\text{W/year} = 167\,\text{kWh/year}$$

Таким образом, годовая стоимость фантомной нагрузки составляет 16,7 долларов США в год из расчета 0,10 доллара США / кВтч. Использование удлинителя позволит сэкономить эти годовые затраты.

**ТАБЛИЦА 10.9**

Стандартные требования к измеренной средней резервной мощности и энергии для выбранных электрических устройств

| Электроприбор | Средняя мощность в режиме ожидания (Вт) | Энергопотребление Energy Star в режиме ожидания (Вт) |
|---|---|---|
| Телевизор (ЭЛТ) | 3 | 1 |
| Приставка, цифровой кабель | 17.8 | 1 |
| Аудио мини-система | 8.3 | 1 |
| Видеомагнитофон | 4.7 | 1 |
| ДВД плеер | 1.6 | 1 |
| Настольный компьютер | 2.8 | 2 |
| Ноутбук | 8.9 | 1 |
| Принтер | 1.4 | 1 |
| Факс | 5.3 | 2 |
| Копировальный аппарат | 1.5 | 1 |
| Микроволновая печь | 2.9 | 2 |

# *10.6 Системы распределения электроэнергии*

### *10.6.1 Введение*

Все электрические распределительные системы, такие как трансформаторы, провода и защитные устройства, должны быть правильно спроектированы и установлены, чтобы обеспечивать электроэнергией утилизационное оборудование как можно безопаснее, надежнее и экономичнее. Однако эти системы предлагают некоторые возможности для повышения энергоэффективности электрических систем зданий. В этом разделе описаны некоторые из потенциальных улучшений энергоэффективности при выборе трансформаторов и проводников в типовых электрических установках для новых и существующих зданий.

### *10.6.2 Трансформаторы*

Как отмечалось в главе 3, трансформаторы не идеальны (т.е. с КПД 100%), поскольку они тратят энергию на медь и потери от утечки. В таблице 10.10 сравниваются значения энергоэффективности при полной нагрузке в зависимости от номинальных характеристик трансформаторов НАПЭ премиум-класса в сравнении с действующими правилами Министерства энергетики США и базовыми уровнями эффективности для трехфазных трансформаторов (НАПЭ, 2010). Следует отметить, что энергоэффективность зависит от нагрузки, обслуживаемой трансформатором. Как правило, большинство нормативных документов предоставляют минимально допустимые характеристики энергоэффективности при полной нагрузке, как показано в Таблице 10.10.

Потенциальную экономию энергии, связанную с установкой энергоэффективных трансформаторов, а не трансформаторов стандартной эффективности, можно оценить следующим образом:

$$\mathrm{kWh}_{saved} = N_h \cdot \mathrm{kVA} \cdot LF \cdot pf \cdot \left( \frac{1}{\eta_{std}} - \frac{1}{\eta_{eff}} \right) \qquad (10.6)$$

где

$N_h$ - количество часов работы трансформатора в год.

*кВА* - это номинал трансформатора

$\eta_{std}$ и $\eta_{eff}$ - значения энергоэффективности для стандартных и эффективных трансформаторов.

*LF* - среднегодовой коэффициент нагрузки трансформатора.

*pf* - среднегодовой коэффициент мощности электрической нагрузки, обслуживаемой трансформатором.

Хотя более дорогие, чем стандартные трансформаторы, высокоэффективные или высокопроизводительные системы, как правило, рентабельны для установки, особенно если они старые и используются постоянно. В таблице 10.11 сравниваются типичные значения КПД и потери энергии при полной нагрузке для трансформаторов, произведенных в 1973 и 2013 годах (Феррис и Джонсон, 2014). Пример 10.6 иллюстрирует анализ затрат на замену стандартного трансформатора на новый с более высокой энергоэффективностью.

**Пример 10.6**

**Задача**

Определите рентабельность использования блока с КПД 98,50% вместо 98,95% (НАПЭ Premium) для трансформатора номиналом 225 кВА. Предположим, что

• Стоимость электроэнергии составляет 0,12 доллара США / кВтч.

• Стоимость установки трансформаторов с КПД 98,5% и 98,95% составляет 5950 долларов США и 7100 долларов США соответственно.

• Средний коэффициент мощности нагрузки 0,90

Для анализа примите во внимание, что трансформатор используется в среднем на 75% своей мощности в течение 8760 ч / год.

**ТАБЛИЦА 10.10**

Сравнение значений энергоэффективности для базовых уровней, нормативов Министерства энергетики и премиальных классификаций Национальной ассоциации производителей электрооборудования

| Номинал (kVA) | Базовая эффективность (%)[a] | Эффективность Положения Министерства энергетики США (%)[b] | NEMA Премиум КПД (%)[c] |
|---|---|---|---|
| 15 | 97.00 | 97.89 | 97.90 |
| 30 | 97.50 | 98.23 | 98.25 |
| 45 | 97.70 | 98.40 | 98.39 |
| 75 | 98.80 | 98.60 | 98.60 |
| 112.5 | 98.20 | 98.74 | 98.74 |
| 150 | 98.30 | 98.83 | 98.81 |
| 225 | 98.50 | 98.94 | 98.95 |
| 300 | 98.60 | 99.02 | 99.02 |
| 500 | 98.70 | 99.14 | 99.09 |
| 750 | 98.80 | 99.23 | 99.16 |
| 1000 | 98.90 | 99.28 | 99.23 |

[a] Эти значения основаны на NEMA TP-1 2002.

[b] Эти значения основаны на положениях DOE окончательного правила 10 CRR 431, вступающих в силу с января 2016 года.

[c] Эти значения основаны на NEMA EL-3, CSL-3.

**РИС. 10.11**

Сравнение типичных значений энергоэффективности и потерь для трансформаторов 1973 и 2013 годов

| | 1973 Трансформаторы (полная нагрузка) | | Трансформаторы 2013 (полная нагрузка) | |
|---|---|---|---|---|
| Номинал (kVA) | Энергоэффективность (%) | Всего потерь (W) | Энергоэффективность (%) | Всего потерь (W) |
| 15 | 95.3 | 740 | 96.8 | 551 |
| 30 | 96.0 | 1250 | 97.2 | 904 |
| 45 | 96.6 | 1620 | 97.9 | 1027 |
| 75 | 96.8 | 2570 | 97.7 | 1782 |
| 112.5 | 97.6 | 1400 | 97.9 | 2521 |
| 150 | 97.6 | 1830 | 98.3 | 2760 |
| 225 | 98.0 | 4775 | 98.3 | 4047 |
| 300 | 98.3 | 5400 | 98.9 | 5338 |
| 500 | 98.4 | 8300 | 98.9 | 5858 |

**Решение**

Для определения экономической эффективности установки энергоэффективного трансформатора используется упрощенный экономический анализ, основанный на сроке окупаемости. Экономию потерь энергии в кВтч для высокоэффективного трансформатора можно рассчитать с помощью уравнения 10.6:

$$\text{kWh}_{saved} = 8760 * 225 * 0.90 * 0.75 * \left( \frac{1}{0.9850} - \frac{1}{0.9895} \right) = 6143 \text{ kWh/year}$$

Таким образом, срок окупаемости *SPP* при использовании эффективного трансформатора составляет

$$SPP = \frac{\$7100 - \$5950}{6143 \text{ kWh} * \$0.12/\text{kWh}} = 1.56 \text{ years}$$

Обратите внимание, что для модифицированного приложения, и если существующее работает нормально (и, следовательно, не требует замены), окупаемость будет оцениваться следующим образом:

$$SPP = \frac{\$7100}{6143 \text{ kWh} * \$0.12/\text{kWh}} = 9.63 \text{ years}$$

Ясно, что было бы рентабельно рассмотреть возможность инвестирования в более энергоэффективный трансформатор для новых построек. Однако замена существующего и работающего трансформатора для модернизированных приложений может оказаться нерентабельной.

### *10.6.3 Электрические провода*

Как обсуждалось в Главе 6, количество электрических проводников, которые могут быть проложены в одном кабелепроводе, ограничено, чтобы избежать повреждения кабелей (особенно, когда кабели протягиваются через канал). НЭК ограничивает процентное заполнение до 40% для трех и более проводов. Процент заполнения определяется как доля общей площади поперечного сечения проводников, включая изоляцию, по отношению к площади поперечного сечения внутренней части кабелепровода. При выборе размера проводов следует учитывать эксплуатационные расходы, помимо первоначальных. Как показано в Примере 10.7, стоимость энергии способствует установке проводов большего размера, чем те, которые обычно требуются НЭК, особенно когда задействованы проводники меньшего размера (т.е. с номерами 14, 12, 10 и 8). К сожалению, большинство проектировщиков не учитывают эксплуатационные расходы при проектировании по нескольким причинам, включая интерес к более низким первоначальным затратам и неопределенность цен на электроэнергию.

**Пример 10.7**

**Задача**

Определите, экономически целесообразно установить медный провод номер 10 (AWG) вместо провода номер 12 (AWG) на 100-футовой ответвленной цепи, которая питает нагрузку 16 А. Предположим, что

• Нагрузка используется 10 часов в день и 300 дней в году.

• Стоимость электроэнергии составляет 0,10 доллара США / кВтч.

• Стоимость установки проводов №12 и №10 составляет, соответственно, 60 долларов США и 90 долларов США за кабель длиной 1000 футов.

**Решение**

В дополнение к электрической энергии, используемой для удовлетворения нагрузки, существует потеря энергии в виде тепла, генерируемого протеканием тока *I* через сопротивление проводника *R*.

Потери тепла в ваттах можно рассчитать следующим образом:

$$\text{Watts} = R \cdot I^2$$

Используя Таблицу 2.2 или Таблицы НЭК, сопротивление обоих проводов, № 12 и 10, может быть определено как соответственно 0,193 и 0,121 Ом / 100 футов. Таким образом, тепловые потери для ответвленной цепи 400 футов, если провод № 12 можно оценить следующим образом:

$$\text{Watts}_{12} = 0.193 * 100/100 \cdot (16)^2 = 49.4 \text{ W}$$

Аналогичным образом, тепловые потери для ответвления цепи длиной 400 футов при использовании проводника №10 составляют

$$\text{Watts}_{10} = 0.121 * 100/100 \cdot (16)^2 = 31.0 \text{ W}$$

Годовые затраты на потери меди для обоих случаев легко рассчитать:

$$\text{Cost}_{12} = 49.4 \text{ W} * 300 \text{ days/year} * 10 \text{ h/day} * 1 \text{ kW}/1000 \text{ W} * \$0.10/\text{kWh} = \$14.8/\text{year}$$

$$\text{Cost}_{10} = 31.0 \text{ W} * 300 \text{ days/year} * 10 \text{ h/day} * 1 \text{ kW}/1000 \text{ W} * \$0.10/\text{kWh} = \$9.3/\text{year}$$

Следовательно, если использовать №10 вместо №12, простые периоды окупаемости *SPP* для более высокой начальной стоимости проводника ответвленной цепи равны

$$SPP = \frac{(\$90/1000 \text{ ft} - \$60/1000 \text{ ft}) * 100 \text{ ft}}{(\$14.8 - \$9.3)} = 0.54 \text{ year} = 6.5 \text{ months}$$

Таким образом, экономия энергии за счет использования проводов большего диаметра может быть рентабельной. Кроме того, следует отметить, что проводники большего размера уменьшают падение напряжения в ответвленной цепи, что позволяет подключенному электрическому оборудованию использовать более эффективно. Однако необходимо внимательно ознакомиться с применимыми правилами, чтобы определить, требуется ли кабелепровод большего размера при использовании проводов большего размера.

## *10.7 Резюме*

В этой главе дается обзор основных характеристик электрических систем в жилых и коммерческих зданиях. В частности, дается обзор различного электрического оборудования конечного использования, включая двигатели, осветительные приборы и приборы. Кроме того, описаны несколько вариантов повышения энергоэффективности, характерных для электрических нагрузок, которые позволяют снизить не только стоимость использования энергии, но и пиковое потребление, связанное с электрическими системами здания. Снижение пикового спроса позволяет проектировщику определять меньшую мощность для систем распределения электроэнергии. Особые рекомендации по выбору энергоэффективных компонентов для построения систем распределения электроэнергии

приведены специально для трансформаторов и проводов. Кроме того, представлены наглядные примеры для оценки рентабельности отдельных мер по повышению энергоэффективности, характерных для электрических систем жилых и коммерческих зданий.

**Задачи**

10.1 Два двигателя работают 5000 ч / год при полной нагрузке. Один мощностью 10 л.с. с электрическим КПД 0,75 и коэффициентом мощности 0,65, а другой - 7,5 л.с. с электрическим КПД 0,935 и коэффициентом мощности 0,85. Определить

(а) Общий коэффициент мощности

(б) Простой срок окупаемости замены каждого двигателя на энергоэффективный двигатель.

Предположим, что стоимость электроэнергии составляет 0,12 доллара/кВтч. Дополнительные затраты на энергоэффективные двигатели составляют 150 долларов за двигатель мощностью 10 л.с. и 100 долларов за двигатель 7,5.

10.2 Определите номинальные характеристики конденсатора (в кВАр), которые необходимо добавить к двигателю мощностью 10 л.с. с КПД 0,85, чтобы увеличить его коэффициент мощности с 0,80 до 0,85, 0,90 и 0,95 соответственно.

10.3 Для многоквартирного дома с 20 лампами накаливания мощностью 60 Вт. Определите потенциал энергосбережения при замене этих ламп на КЛЛ мощностью 13 Вт. Срок службы лампы накаливания и КЛЛ составляет соответственно 1300 и 8000 часов. Выполните анализ, используя срок службы КЛЛ. Определите рентабельность замены ламп накаливания на КЛЛ, если стоимость лампы накаливания и КЛЛ составляет 0,20 доллара и 1,40 доллара соответственно. Предположим, что стоимость электроэнергии составляет 0,10 долл./кВтч. Проведите простой анализ срока окупаемости.

10.4 Для дома с 20 лампами накаливания мощностью 60 Вт определите потенциал энергосбережения при замене этих ламп на (а) КЛЛ мощностью 13 Вт и (б) светодиодные лампы мощностью 7 Вт. Срок службы лампы накаливания, КЛЛ и светодиодной лампы составляет 1300, 8000 и 30 000 часов соответственно. Выполните анализ, используя срок службы светодиодных ламп. Определите, какие лампы лучше всего использовать, КЛЛ или светодиодные лампы, если стоимость лампы накаливания, КЛЛ и светодиодной лампы составляет 0,25, 1,45 и 45 долларов соответственно. Предположим, что стоимость электроэнергии составляет 0,12 долл./кВтч, и проведите анализ стоимости жизненного цикла, используя соответствующий период жизненного цикла и ставку дисконтирования 5%.

10.5 Оцените ежегодную фантомную нагрузку для телевизора с приставкой, если телевизор работает 5 часов в день. Определите годовую стоимость энергии фантомной нагрузки, если стоимость электроэнергии составляет 0,12 / кВтч.

10.6 Оцените ежегодную фантомную нагрузку для аудиосистемы, работающей 3 часа в день. Определите годовую стоимость энергии фантомной нагрузки, если стоимость электроэнергии составляет 0,10 / кВтч.

10.7 Рассмотрим ранчо площадью 100 м$^2$, расположенное в Фениксе, штат Колорадо, с общей площадью окон 15 м2 с двойным остеклением, которое имеет пропускание видимого света 0,35. В доме 20 ламп накаливания, каждая мощностью 60 Вт.

(а) Оценить энергопотребление и экономию затрат при замене ламп накаливания на КЛЛ мощностью 13 Вт.

(b) Определить энергопотребление и экономию средств благодаря стратегиям сбора урожая при дневном свете для обоих вариантов с существующими лампами накаливания и с КЛЛ. Предположим, что без дневного освещения каждая лампа работает 4 часа в день, когда можно собирать дневной свет, 6 дней в неделю, 50 недель в год. Стоимость электроэнергии 0,12 / кВтч.

10.8 Определите экономию энергии и затрат при уборке урожая при дневном свете в тонком двухэтажном жилом доме (каждый этаж 24 футов × 50 футов) с соотношением площади окна к площади пола 30%. В здании есть прозрачные окна (т.е. коэффициент пропускания видимого света = 0,78), оно расположено в Денвере, штат Колорадо. Система освещения имеет плотность 0,5 Вт / фут2 и работает 3000 часов в год. Предположим, что стоимость электроэнергии составляет 0,10 долл./кВтч.

10.9 Определите, экономически целесообразно установить медный провод номер 8 (AWG) вместо провода номер 12 (AWG) на 200-футовой ответвленной цепи, которая питает нагрузку 12 А. Предположим, что

(а) Нагрузка используется 14 часов в день и 320 дней в году.

(б) Стоимость электроэнергии составляет 0,12 долл./кВтч.

(с) Стоимость установки проводов № 12 и № 8 составляет, соответственно, 60 долл. и 105 долл. за кабель длиной 1000 футов.

# 11 *Качество электроэнергии в зданиях*

Нарушения электроснабжения зданий могут значительно повлиять на надежность, безопасность и целостность не только компонентов системы распределения электроэнергии, но и подключенных нагрузок. В этой главе описываются общие нарушения качества электроэнергии и способы их устранения, чтобы минимизировать значительные повреждения электрических систем здания и поддерживать надежную работу электрического оборудования. Падения напряжения, скачки напряжения, прерывания, переходные процессы, несимметрия напряжения, гармонические искажения и электрические шумы - вот некоторые из нарушений качества электроэнергии, часто встречающихся в зданиях, и они представлены в этой главе. В частности, предоставляется подробное описание гармонических искажений с конкретными показателями для оценки их величин и методами смягчения для уменьшения их воздействия.

### *11.1 Введение*

Как обсуждалось в Главе 2, как напряжение, так и ток переменного тока имеют синусоидальную форму волны, когда все электрические нагрузки являются линейными и работают в нормальных условиях. Однако в электрических распределительных системах могут возникать помехи, которые могут повлиять на изменения во времени формы сигналов напряжения и / или тока. В энергосистемах зданий распространены два типа помех, которые включают (1) небольшие колебания напряжения и / или тока и (2) внезапные и значительные отклонения напряжения и / или тока, которые часто называют событиями (Боллен, 2000). Несбалансированность напряжения, гармонические искажения, колебания напряжения и электрические шумы считаются отклонениями и могут повлиять на нормальную работу некоторого электрического оборудования, если эти нарушения не будут устранены в течение коротких периодов времени. Падения напряжения, скачки напряжения, прерывания и переходные процессы считаются событиями, которые сильно влияют на формы сигналов тока и напряжения и могут привести к значительным повреждениям, особенно электронных устройств, подключенных к системам распределения электроэнергии.

Для защиты от нарушений качества электроэнергии можно использовать следующие профилактические и корректирующие устройства и стратегии:

• Импульсные выпрямители - используются для улучшения формы синусоидальных сигналов напряжения и тока, особенно при работе двигателей.

• Фильтры гармоник мощности - обычно используются для уменьшения эффекта гармонических искажений.

• Динамические компенсаторы напряжения - устанавливаются между источниками питания и нагрузками для защиты электрических систем от провалов напряжения.

• Конденсаторные батареи - предназначены для обеспечения ряда преимуществ для систем распределения электроэнергии, включая увеличение коэффициента мощности, улучшение регулирования напряжения, снижение потерь энергии и предотвращение гармонических резонансов • Специальные трансформаторы - используются для управления гармоническими токами и уменьшения провалов напряжения

• Системы бесперебойного питания (ИБП) - обычно указываются как резервные источники питания для критических нагрузок, требующих стабильных уровней напряжения.

Следует отметить, что за счет повышения качества электроэнергии можно заметно повысить надежность и эффективность электрических систем зданий. Таким образом, при проектировании электрических систем зданий важно учитывать потенциальные проблемы с качеством электроэнергии. В этой главе сначала описываются общие нарушения качества электроэнергии. Затем предоставляется подробное описание гармонических искажений, включая общие индикаторы и показатели, используемые для оценки уровня помех и их потенциального воздействия на электрические распределительные системы здания и их компоненты, включая общие нагрузки.

# *11.2 Электрические помехи*

В этом разделе приводится сводка типов и последствий обычных нарушений питания.

### *11.2.1 Провалы напряжения*

Падение напряжения происходит, когда среднеквадратичное (среднеквадратичное) значение напряжения уменьшается в течение ограниченного периода времени, прежде чем оно стабилизируется и вернется к своему среднему значению. Существует несколько типов провисаний, включая (Карамия и др., 2009)

- Мгновенные провалы продолжительностью от 0,5 до 30 циклов
- Кратковременные провалы, которые могут длиться от 30 циклов до 3 с
- Временные провалы продолжительностью от 3 с до 1 мин.

Если провисание продолжается более минуты, оно классифицируется как пониженное напряжение. Падение напряжения обычно вызывается коротким замыканием или внезапным изменением характеристик нагрузки, например, при запуске двигателя. Если напряжение действительно проседает, некоторое оборудование может не получать требуемого напряжения, и это может повлиять на его работу (Куско и Томпсон, 2007). На рисунке 11.1 показано типичное изменение напряжения во времени во время провала.

### *11.2.2 Скачки напряжения*

Повышение напряжения относится к случаю, когда среднеквадратичное значение напряжения увеличивается в течение периода времени, прежде чем оно вернется к своему среднему значению. Подобно событиям провисания, было идентифицировано несколько типов скачков:

- Мгновенные скачки продолжительностью от 0,5 до 30 циклов
- Мгновенные скачки, которые могут длиться от 30 циклов до 3 с
- Временные скачки продолжительностью от 3 с до 1 мин.

Опять же, если выброс продолжается более минуты, он классифицируется как событие перенапряжения. Скачки напряжения происходят в основном из-за неисправностей в системах распределения электроэнергии. Они случаются не так часто, как просадки напряжения, но могут нанести больший ущерб избранным устройствам, чувствительным к более высоким напряжениям, чем их номинальные уровни (Куско и Томпсон, 2007). На рисунке 11.2 показан пример изменения напряжения во времени в случае выброса.

#### *11.2.2.1 Прерывания*

Прерывание - это событие, когда напряжение питания снижается до менее 0,1 о.е. (т.е. 0,1% от его нормального значения) в течение ограниченного периода времени. Возможны несколько типов прерываний:

- Мгновенные прерывания продолжительностью от 0,5 до 30 циклов
- Кратковременные прерывания, которые обычно длятся от 30 циклов до 3 с
- Временные перерывы продолжительностью от 3 с до 1 мин.

Как и выбросы, прерывания - это события, которые происходят из-за неисправностей, которые могут срабатывать защитные устройства. На рисунке 11.3 показан пример изменения напряжения во времени в случае прерывания.

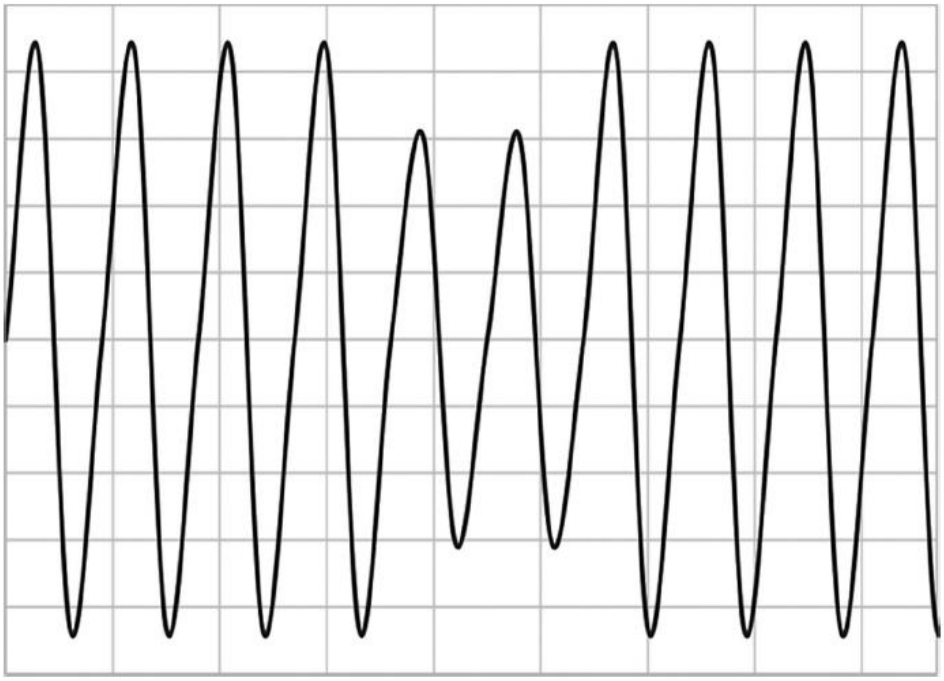


**РИС. 11.1**
Изменение напряжения во время прогиба.

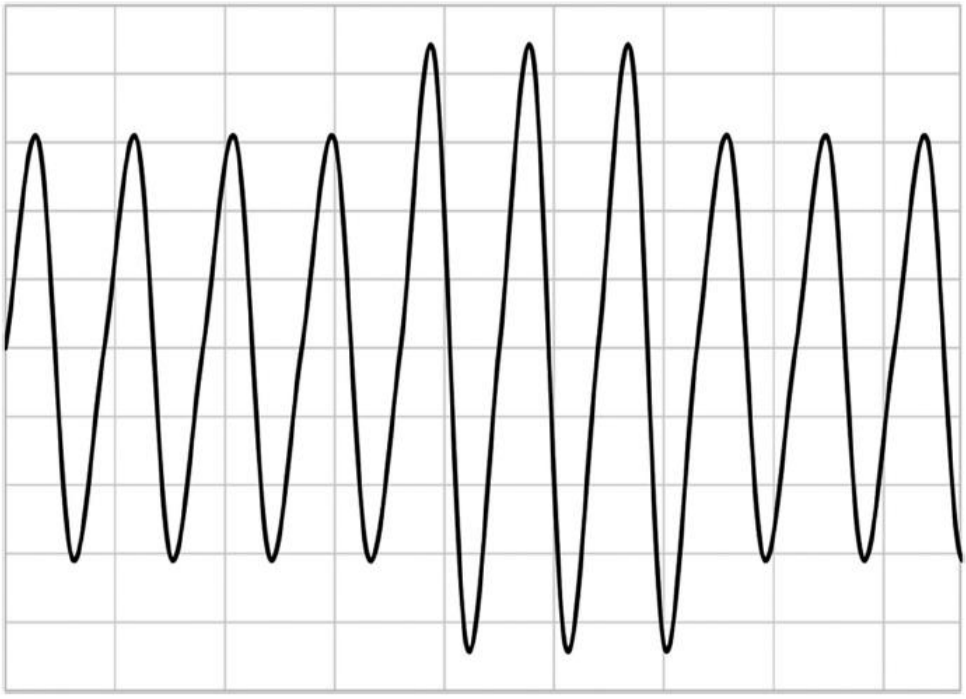


**РИС. 11.2**
Изменение напряжения во время выброса.

***11.2.3 Переходные процессы***

Переходные процессы в электроэнергетических системах могут принимать две формы: импульсные переходные процессы и колебательные переходные процессы. Импульсные переходные процессы относятся к случаям, когда есть почти мгновенные изменения в установившихся условиях напряжений или токов. В частности, напряжения или токи внезапно скачут и отклоняются на 30–90% от своих типичных значений. Наиболее частой причиной импульсных переходных процессов является удар молнии. Пример импульсного переходного процесса показан на рисунке 11.4.



**РИС. 11.3**
Изменение напряжения во время прерывания.

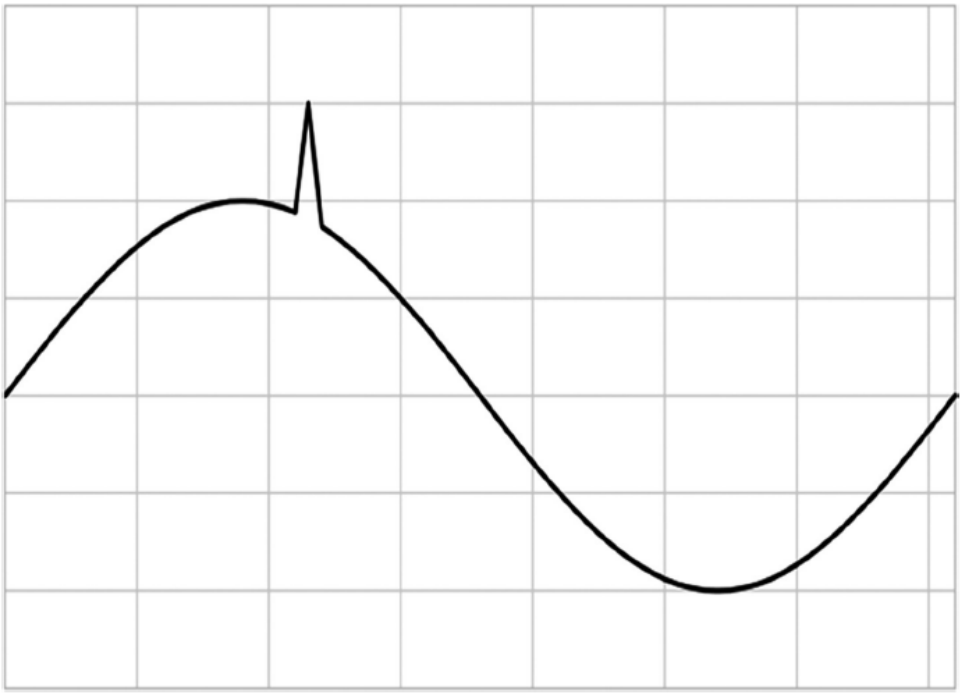


**РИС. 11.4**
Изменение напряжения во время импульсного переходного процесса.

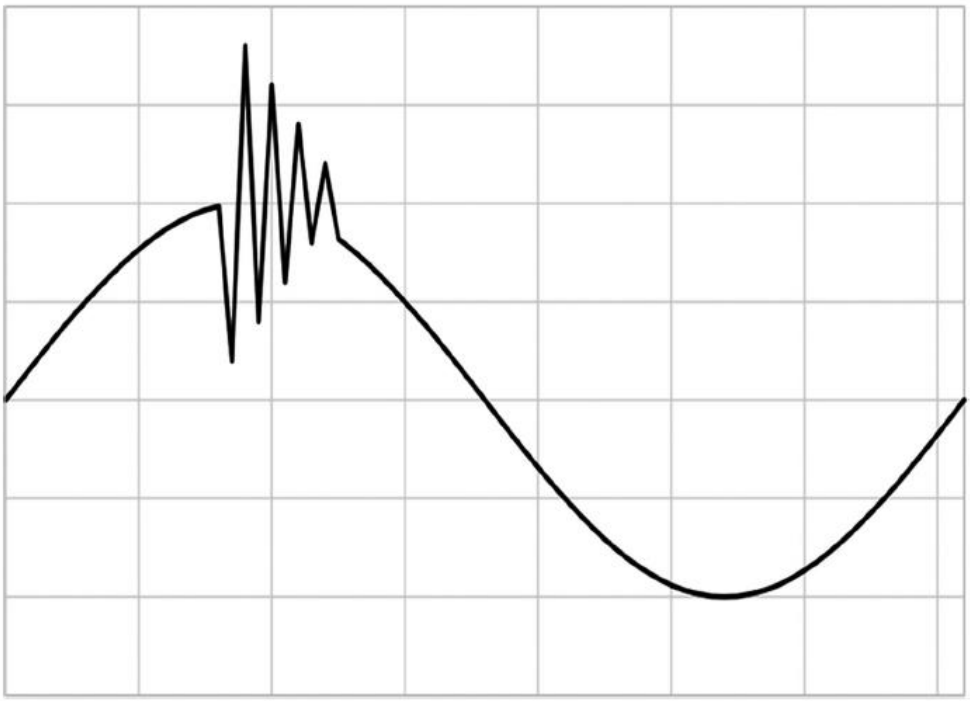


**РИС. 11.5**
Изменение напряжения во время колебательного переходного процесса.

Когда возникают колебательные переходные процессы, напряжения и / или токи колеблются в положительном и отрицательном направлении относительно своих типичных значений. Эти колебания делятся на низкие, средние или высокие частоты. Низкочастотные переходные процессы обычно связаны с переключением с сетевого источника питания на конденсаторные батареи, что приводит к частотам в диапазоне от 300 до 900 Гц. Среднечастотные переходные процессы могут быть вызваны встречным переключением конденсаторов и могут привести к частотам 5–500 кГц. Высокочастотные переходные процессы обычно вызваны импульсными переходными процессами и приводят к частотам более 500 кГц. Повреждения из-за переходных процессов могут быть значительными и могут привести к немедленному отказу некоторого электрического оборудования. Пример колебательного переходного процесса показан на рисунке 11.5.

### *11.2.4 Неуравновешенность напряжений*

Неуравновешенность напряжений связана с изменениями напряжений и токов в трехфазных системах, когда среднеквадратичные значения напряжения или фазовые углы становятся неравными между тремя фазами (Боллен, 2000). Неуравновешенность напряжений может возникать при разбалансировке нагрузки из-за неравномерного распределения однофазных нагрузок по трехфазным энергосистемам. Они также могут возникать из-за большой однофазной нагрузки, например, когда один из предохранителей выходит из строя для трехфазных двигателей. Неуравновешенность напряжений может вызвать перегрев обмоток асинхронных и синхронных машин.

### *11.2.5 Гармонические искажения*

Гармонические искажения - это обычные изменения напряжения и тока из-за изменений частот в электрических распределительных системах. В частности, есть отклонения от типичных синусоидальных колебаний напряжения или тока. Гармоники в основном вызываются нелинейными нагрузками, такими как нагрузки, связанные с силовыми электронными преобразователями, включая частотно-регулируемые приводы (ЧРП), установленные для вентиляторов и насосов, обслуживающих системы кондиционирования воздуха в зданиях (Ведам и Сарма, 2009). В частности, эти преобразователи потребляют несинусоидальный ток / напряжение и создают нелинейные нагрузки во всех электрических распределительных системах. Проблемы, связанные с гармоническими искажениями, в настоящее время распространены в зданиях, так как компьютеры и другая силовая

электроника широко используются. В частности, гармонические искажения могут вызвать несколько помех и повреждений, включая перегрев провода и потерю мощности. Более подробное описание гармонических искажений, включая причины, оценки и корректирующие меры, представлено в Разделе 11.3. На рисунке 11.6 показано типичное изменение напряжения из-за гармонических искажений.

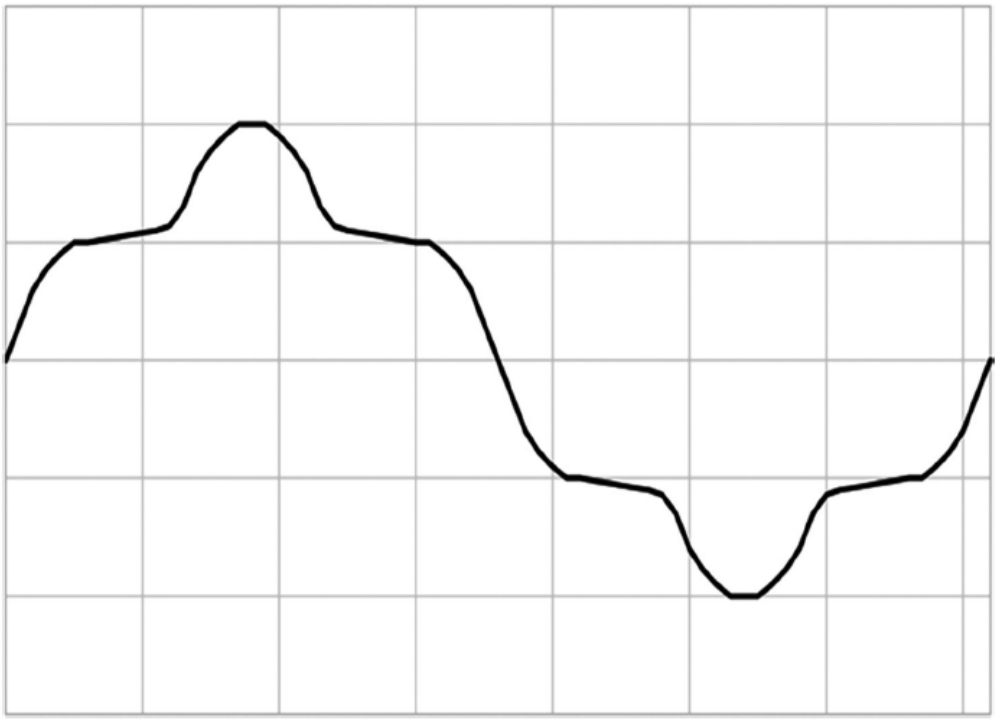


**РИС. 11.6**
Изменение напряжения при гармоническом искажении.

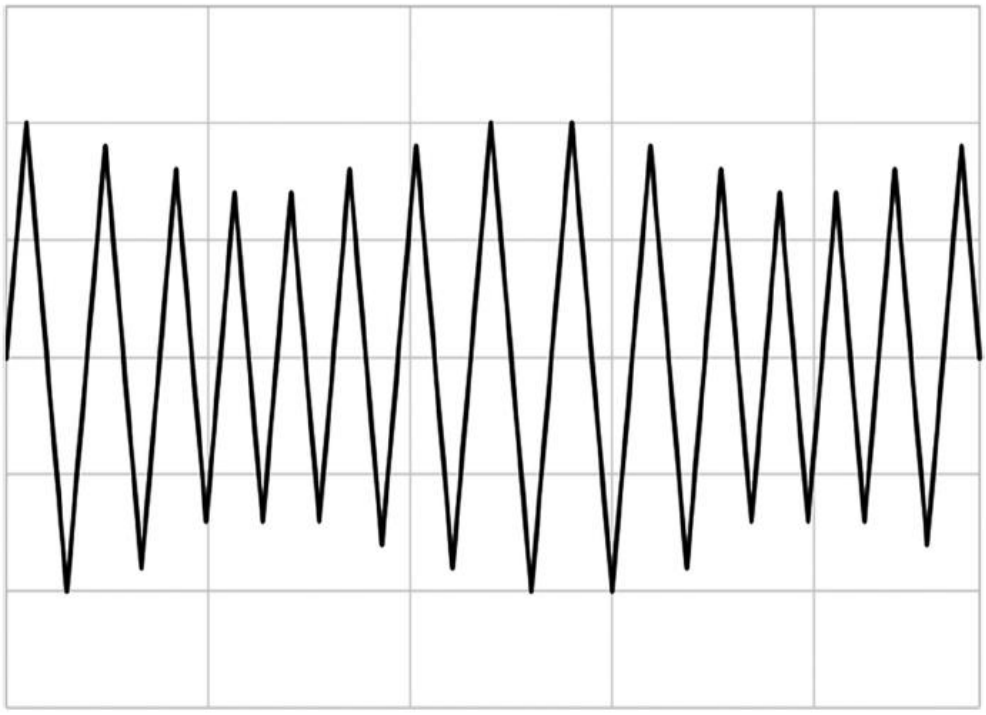


**РИС. 11.7**
Изменение напряжения во время колебания напряжения.

### *11.2.6 Колебания напряжения*

Колебания напряжения представляют собой различные типы колебаний напряжения и тока, которые могут вызвать повреждение электрических распределительных систем. Эти колебания, часто называемые мерцанием, являются результатом приложения больших нагрузок, которые могут искажать напряжения. Обычными нагрузками, вызывающими колебания напряжения, являются дуговые печи, используемые на металлургических предприятиях. В некоторых осветительных приборах можно легко наблюдать мерцание из-за колебаний напряжения. На рисунке 11.7 показан пример колебаний напряжения.

### *11.2.7 Электрические шумы*

Электрический шум связан с нежелательным электрическим сигналом с частотой обычно ниже 200 кГц (Карамия и др., 2009). Следует отметить, что шумовые помехи отличаются от гармонических искажений и переходных процессов, поскольку они не действуют как формы волны. Источники шума включают силовые электронные устройства, схемы управления, дуговое оборудование и импульсные источники питания (Ведам и Сарма, 2009). Было отмечено, что эффекты, связанные с шумами, могут быть хуже, если в электрическую распределительную систему вводится заземление. Пример электрического шума показан на рисунке 11.8.

## *11.3 Варианты смягчения последствий*

Нарушения качества электроэнергии становятся обычным явлением в зданиях, особенно со сложными системами распределения электроэнергии. Действительно, широкий спектр электрических систем и устройств, имеющихся в современных зданиях, увеличил нежелательные и неконтролируемые колебания электрических напряжений и токов. Чтобы устранить или уменьшить эти помехи, в настоящее время доступно несколько стратегий и методов, которые можно использовать для обеспечения приемлемого и надежного качества электроэнергии для жизненно важных электрических систем в зданиях. Во-первых, важно правильно спроектировать и выбрать высококачественные устройства и оборудование для электрических систем здания, чтобы обеспечить хорошее качество электроэнергии. При возникновении сбоев можно рассмотреть способы корректировки качества электроэнергии в зависимости от основных причин. В частности, для контроля напряжений подходы к снижению качества электроэнергии включают добавление фильтров гармоник мощности и использование компенсаторов напряжения. Кроме того, могут быть установлены конденсаторные батареи для снижения реактивной мощности, генерируемой некоторыми нагрузками. Специальные трансформаторы с фазосдвигающими соединениями также могут уменьшить гармонические токи. Наконец, интеграция систем ИБП может минимизировать проблемы с качеством электроэнергии в частях электрических распределительных систем здания.



**РИС. 11.8**
Изменение напряжения во время шумового события.

Таким образом, при проектировании и выборе оборудования для электрических систем необходимо учитывать два основных критерия. Во-первых, важно установить высококачественное электрическое оборудование с низкой вероятностью возникновения проблем с качеством электроэнергии. Во-вторых, крайне важно использовать электрические системы с низкой чувствительностью к колебаниям напряжения и тока. Когда возникают гармонические искажения, можно рассмотреть несколько систем смягчения, как это кратко обсуждается в следующих разделах.

### *11.3.1 Многоимпульсные выпрямители*

Использование частотно-регулируемых приводов, также известных как приводы с регулируемой скоростью (VSD), становится обычным явлением для управления двигателями, используемыми в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха (ОВКВ). Для трехфазных двигателей частотно-регулируемые приводы обычно состоят из шестиимпульсных выпрямителей (т.е. наборов диодов), которые позволяют использовать переменный ток в импульсах и преобразовывать в постоянный ток. Эти импульсы генерируют гармонические искажения тока с частотами $h$, кратными основной частоте, где

$$h = np \pm 1 \qquad (11.1)$$

$n$ - любое целое число (например, 1, 2, 3)
$p$ - номер импульса

Таким образом, для обычных шестипульсных выпрямителей ($p$ = 6) значимыми гармониками являются 5, 7, 11, 13, 17, 19 и т. Д. Как правило, величина каждой гармоники обратно пропорциональна номеру гармоники, так что 5-я является более значимым, чем 7-е, что более важно, чем 11-е.

Для уменьшения генерируемых гармоник используются выпрямители с более высокими импульсами, в том числе 12-импульсные, 18-пульсные или 24-пульсные выпрямители. Для 12-импульсных выпрямителей ($p$ = 12) существенные гармоники могут быть определены с помощью уравнения 11.1 и состоят из 11-й, 13-й, 23-й, 25-й и т.д. Таким образом, и относительно 6-пульсных выпрямителей, 5-я, 7-я, 17-я, 19-я и т.д. Отменяются за счет использования 12-импульсных выпрямителей. Хотя они стоят больше, чем шестипульсные выпрямители, выпрямители с высокими импульсами при подключении к частотно-регулируемым приводам представляют собой эффективное решение для снижения гармонических искажений. Обычно многоимпульсные выпрямители соединяются с трансформаторами, которые называются многоимпульсными трансформаторами, чтобы уменьшить величину гармонических искажений (Куско и Томпсон, 2007).

### *11.3.2 Фильтры гармоник*

Фильтры гармоник мощности в основном используются либо для того, чтобы блокировать токи гармоник, протекающих через электрические распределительные системы, либо для локальной изоляции и подавления их (Фухс и Мазум, 2008). В частности, фильтры гармоник разработаны с низким импедансом, чтобы гарантировать, что токи гармоник протекают между нагрузками и фильтрами, а не достигают источника питания и других компонентов систем распределения электроэнергии. Существует три основных классификации фильтров: пассивные, активные и гибридные фильтры, которые кратко обсуждаются ниже:

1. Пассивные фильтры состоят из реактивных компонентов, таких как конденсаторы, катушки индуктивности и резисторы. Они настроены так, чтобы обеспечивать путь с низким сопротивлением для определенных токов с нежелательными гармоническими частотами. Некоторые потенциальные проблемы могут возникнуть с пассивными системами, если они не выбраны должным образом, в результате чего резонансные цепи параллельны источнику питания, что приведет к ухудшению качества электроэнергии.

2. Активные фильтры полагаются на электронные устройства активного согласования мощности для компенсации неблагоприятных гармонических токов. В частности, активные фильтры корректируют искаженные синусоидальные волны тока для эффективного устранения гармоник. Активные фильтры имеют преимущество реагировать на динамические изменения в системах распределения электроэнергии (Фухс и Мазум, 2008). Следовательно, их можно рассматривать для более сложных и критических систем, поскольку они обладают большей способностью реагировать на серьезные нарушения. Однако их установка дороже, чем пассивные фильтры.

3. Гибридные фильтры - это комбинации активных и пассивных фильтров. Они используются в определенных приложениях, чтобы воспользоваться преимуществами обоих фильтров.

### *11.3.3 Компенсаторы напряжения*

Компенсаторы напряжения могут использоваться для улучшения качества электроэнергии путем размещения источников напряжения между источниками питания и нагрузками. Например, провалы напряжения можно устранить, вставив компоненты напряжения в формы волны напряжения для корректировки их профилей. Компенсаторы напряжения обычно могут хранить ограниченное количество энергии, поэтому они могут обеспечивать только определенный диапазон компенсации напряжения. Этот диапазон обычно ограничивается 2 с. для 50%-ных падений напряжения и 12 циклами для 10%-ных падений (Куско и Томпсон, 2007). Компенсаторы напряжения относительно недороги и просты в установке, поскольку они не громоздки.

### *11.3.4 Конденсаторные батареи*

Установка конденсаторных батарей является распространенной стратегией устранения проблем с качеством электроэнергии. Действительно, конденсаторы, при оптимальном размере и размещении для компенсации сильно индуктивных нагрузок в здании, могут значительно снизить реактивную мощность, потребляемую электрической системой. У этого снижения реактивной мощности есть несколько преимуществ, включая увеличение общего коэффициента мощности, улучшение регулирования напряжения, снижение гармонических искажений и уменьшение потерь энергии (Фухс и Мазум, 2008). Одной из проблем использования конденсаторных батарей для повышения качества электроэнергии является определение оптимального расположения, размера и количества конденсаторов для конкретной системы распределения электроэнергии. Действительно, необходимо принять во внимание несколько факторов, чтобы спроектировать и контролировать общее качество электроэнергии во всей системе.

### *11.3.5 Трансформаторы подавления гармоник*

Трансформаторы являются важнейшими элементами систем распределения электроэнергии для передачи энергии от источника к нагрузкам. В Соединенных Штатах напряжение на электростанциях колеблется от 13,8 кВ до 480 В, в то время как для зданий обычно требуется трехфазная система на 480 В и / или на 277 или 120 В однофазная система. Для достижения необходимого падения напряжения используются несколько понижающих трансформаторов. Специально разработанные трансформаторы

также могут уменьшить некоторые гармонические искажения тока, в том числе тройные (т.е. третье, шестое, девятое). Эти трансформаторы настроены так, чтобы соответствовать соединениям треугольник-треугольник и соединению звезда-треугольник, так что вторичные напряжения имеют фазовый сдвиг 30 ° (Куско и Томпсон, 2007). Другие типы трансформаторов также могут помочь в уменьшении провалов напряжения. Например, трансформаторы постоянного напряжения используют вторичные трансформаторы и конденсаторы для достижения постоянного выходного напряжения.

### *11.3.6 Источник бесперебойного питания*

Для критических нагрузок здания наиболее распространенным эффективным вариантом защиты является система ИБП. В некоторых зданиях системы ИБП обычно состоят из устройств с батарейным питанием, которые заряжаются от электросети с помощью инверторов и выпрямителей. Когда уровень напряжения источника снижается из-за каких-либо помех, срабатывает переключатель байпаса, и питание подается от батареи. Батарея продолжает обеспечивать стабильное питание критических нагрузок до тех пор, пока основной источник питания не вернется в нормальное рабочее состояние, если только батарея полностью не разряжена. Системы ИБП с батарейным питанием бывают разных размеров от 100 Вт до 500 кВт. Следует отметить, что эти стандартные размеры батарей могут поддерживать необходимый уровень напряжения только в течение коротких периодов времени от 3 до 10 минут. Для больших критических нагрузок в зданиях, таких как центры обработки данных или операционные в больницах, системы ИБП включают вместо батарей резервные двигатели-генераторы. Генераторы подключаются к критической нагрузке через автоматические переключатели и могут обеспечивать питание в течение длительных периодов времени. В Главе 13 представлен обзор различных типов двигателей, используемых для генераторов и когенерационных систем.

### *11.3.7 Нормы и стандарты*

В США существует несколько стандартов, касающихся качества электроэнергии в электрических системах. Эти стандарты в основном разрабатываются Институтом электротехники и электроники (IEEE), Американским национальным институтом стандартов (ANSI) и Национальной ассоциацией производителей электрооборудования (НАПЭ). Следует отметить, что Национальный электротехнический кодекс (НЭК), разработанный Национальным агентством противопожарной защиты (NFPA), как правило, не содержит каких-либо конкретных рекомендаций по методам и стратегиям для уменьшения или устранения проблем с качеством электроэнергии. Действительно, НЭК делает упор на определение минимальных требований безопасности, а не на обеспечение надежной работы электрических систем. Хотя некоторые проблемы с качеством электроэнергии нарушают нормальную работу систем распределения электроэнергии, они не обязательно приводят к проблемам безопасности. Например, одной из распространенных проблем с качеством электроэнергии в зданиях является чрезмерное падение напряжения, которое может существенно повлиять на работу электрического оборудования, такого как системы освещения и двигатели, но не считается проблемой безопасности. НЭК предоставляет некоторые спецификации для систем, которые могут помочь в устранении программ контроля качества электроэнергии, таких как ограничители перенапряжения и системы заземления. В остальном у НЭК нет специальных правил в отношении стабилизаторов питания, фильтров, специальных трансформаторов или других устройств для снижения уровня шума.

Стандарт IEEE 519, являющийся одним из основных указаний по повышению качества электроэнергии, содержит спецификации для управления гармоническими токами. В частности, стандарт устанавливает требования к качеству электроэнергии от коммунальных предприятий и ограничивает гармонические токи, вызываемые конечными пользователями. В таблице 11.1 приведены пределы искажений напряжения и общих гармонических искажений (THD), указанные в стандарте IEEE 519. В таблице 11.2 приведены допустимые пределы гармонического тока для конечных пользователей. Эти ограничения основаны на соотношении максимального доступного тока короткого замыкания к максимальному потребляемому току нагрузки в точке общего соединения (PCC) между зданием и электросетью. По мере увеличения этого отношения допустимые общие гармонические искажения для тока увеличиваются.

Доступны некоторые другие стандарты, которые могут быть учтены в качестве спецификаций качества электроэнергии при проектировании силовых электрических систем для зданий:

• *Стандарт IEEE 1159*: Мониторинг и определение качества электроэнергии

• *Стандарт IEEE 1250*: Руководство по оборудованию, чувствительному к кратковременным сбоям напряжения.

• *Стандарт IEEE 1346*: Руководство по совместимости приводов с регулируемой скоростью (ASD) и контроллеров процесса

• *Стандарт ANSI C62*: Руководства и стандарты по защите от перенапряжения

• *Стандарт ANSI C84.1*: номинальное напряжение для энергосистем и оборудования.

• *Стандарт ANSI C 57.100*: снижение номинальных характеристик трансформатора при подаче нелинейных нагрузок.

• *НАПЭ-UPS*: характеристики источника бесперебойного питания

**ТАБЛИЦА 11.1**

Пределы искажения напряжения, установленные стандартом IEEE 519

| Напряжение шины на PCC | Индивидуальное искажение напряжения (%) | THD напряжения (%) |
|---|---|---|
| 69 kV и ниже | 3.0 | 5.0 |
| 69.001–161 kV | 1.5 | 2.5 |
| 161.001 kV или выше | 1.0 | 1.5 |

**ТАБЛИЦА 11.2**

Пределы гармонических токов для распределительных систем 120–69 кВ, установленные стандартом IEEE 519

| $I_{sc}/I_L$ | $h<11$ | $11\le h<17$ | $17\le h<23$ | $23\le h<35$ | $35\le h$ | *THD* |
|---|---|---|---|---|---|---|
| <20 | 4.0 | 2.0 | 1.5 | 0.6 | 0.3 | 5.0 |
| 20–50 | 7.0 | 3.5 | 2.5 | 1.0 | 0.5 | 8.0 |
| 50–100 | 10.0 | 4.5 | 4.0 | 1.5 | 0.7 | 12.0 |
| 100–1000 | 12.0 | 5.5 | 5.0 | 2.0 | 1.0 | 15.0 |
| >1000 | 15.0 | 7.0 | 6.0 | 2.5 | 1.4 | 20.0 |

*Прим:* Isc, максимальный ток короткого замыкания; IL, максимальная требуемая нагрузка основной частоты в точке общего соединения или PCC; h - индивидуальный номер гармоники; THD, полное гармоническое искажение для токов.

## 11.4 Гармонические искажения

### *11.4.1 Обзор*

Гармонические искажения - это возмущения, связанные с отклонениями напряжения или тока от их синусоидальных сигналов из-за работы некоторых электрических систем. Напряжение и ток для электрической системы с идеальным качеством электроэнергии изменяются как простая синусоидальная функция времени, часто называемая основной гармоникой, и выражаются, как описано в главе 2, уравнениями 11.2 и 11.3 соответственно:

$$e(t) = \sqrt{2}E\cos(\omega t + \theta) \qquad (11.2)$$

$$i(t) = \sqrt{2}I\cos(\omega t + \phi) \qquad (11.3)$$

где

$E$ и $I$ - среднеквадратичные значения напряжения и тока соответственно.

$\omega = 2\pi f$ - угловая скорость периодических изменений напряжения и тока, где $f$ - частота ($f$ = 60 Гц для США и $f$ = 50 Гц для большинства других стран)

$\theta$ и $\phi$ - фазовые углы для сигналов напряжения и тока соответственно.

Когда мощность искажается из-за, например, электронных балластов (которые изменяют частоту электричества, подаваемого в системы освещения) или частотно-регулируемых приводов, необходимо учитывать несколько гармоник в дополнение к основной гармонике, чтобы представить изменение напряжения или тока во времени. как показано в уравнениях 11.4 и 11.5:

$$e(t) = \sum_{k=1}^{N_V} \sqrt{2} E_k \sin(k\omega t + \theta_k) \qquad (11.4)$$

$$i(t) = \sum_{k=1}^{N_I} \sqrt{2} I_k \sin(k\omega t + \phi_k) \qquad (11.5)$$

Сильно искаженные сигналы содержат множество гармоник, связанных с частотами, кратными основной частоте $f = 2\pi / \omega$. Как отмечалось ранее, в США $f$ = 60 Гц, а в остальном мире $f$ = 50 Гц. Таким образом, третья гармоника соответствует частоте 180 Гц в США и 150 Гц в других странах. Следует отметить, что четные гармоники (то есть вторая, четвертая) имеют тенденцию нейтрализовать эффекты друг друга, в то время как пики нечетных гармоник (то есть третья, пятая) совпадают и значительно усиливают эффекты искажения. Чтобы лучше понять влияние различных частот гармоник, для трехфазных систем рассматриваются изменения тока во времени.

Как указано в Главе 2, изменения во времени основной гармоники тока в трех фазах A, B и C в сбалансированных условиях сдвинуты по фазе на 120°C (то есть 2π / 3) друг относительно друга:

$$\begin{cases} i_{A,1}(t) = I_1 \cdot \sin \omega t \\ i_{B,1}(t) = I_1 \cdot \sin(\omega t - 120°) \\ i_{C,1}(t) = I_1 \cdot \sin(\omega t + 120°) \end{cases} \qquad (11.6)$$

где $I_1$ - пиковый ток, общий для всех трех фаз. Сумма трех токов $i_{A,1}(t)$, $i_{B,1}(t)$ и $i_{C,1}(t)$ равна нулю для сбалансированной системы (т.е. импедансы, подключенные ко всем трем фазам, одинаковы):

$$i_{A,1}(t) + i_{B,1}(t) + i_{C,1}(t) = 0 \qquad (11.7)$$

Таким образом, нейтральный провод не пропускает ток. Более того, последовательность фаз между A и C положительна, поскольку угол фазы C больше, чем угол фазы A, а фаза C тока отстает от фазы A.

Для третьей гармоники изменения тока для трех фаз в сбалансированных условиях могут быть выражены следующим образом:

$$\begin{cases} i_{A,3}(t) = I_3 \cdot \sin 3\omega t \\ i_{B,3}(t) = I_3 \cdot \sin(3\omega t - 360°) \\ i_{C,3}(t) = I_3 \cdot \sin(3\omega t + 360°) \end{cases} \qquad (11.8)$$

Сумма трех токов $i_{A,3}(t)$, $i_{B,3}(t)$ и $i_{C,3}(t)$ становится

$$i_{A,3}(t) + i_{B,3}(t) + i_{C,3}(t) = 3 \cdot I_3 \sin 3\omega t \qquad (11.9)$$

Таким образом, нейтральный провод пропускает трехкратный фазный ток. Кроме того, последовательность фаз равна нулю, поскольку все углы фаз одинаковы.

Теперь, учитывая пятую гармонику, изменения тока для трех фаз в сбалансированных условиях можно выразить следующим образом:

$$\begin{cases} i_{A,5}(t) = I_5 \cdot \sin 5\omega t \\ i_{B,5}(t) = I_5 \cdot \sin(5\omega t - 600°) = I_5 \cdot \sin(5\omega + 120°) \\ i_{C,5}(t) = I_5 \cdot \sin(5\omega t + 600°) = I_5 \cdot \sin(5\omega - 120°) \end{cases} \quad (11.10)$$

Сумма трех токов $i_{A,5}(t)$, $i_{B,5}(t)$ и $i_{C,5}(t)$ равна нулю:

$$i_{A,5}(t) + i_{B,5}(t) + i_{C,5}(t) = 0 \quad (11.11)$$

Таким образом, нейтральный провод не пропускает ток. Более того, последовательность фаз является отрицательной, поскольку ток фазы С опережает ток фазы А.

Наконец, для седьмой гармоники изменения тока для трех фаз в сбалансированных условиях могут быть выражены следующим образом:

$$\begin{cases} i_{A,7}(t) = I_7 \cdot \sin 7\omega t \\ i_{B,7}(t) = I_7 \cdot \sin(7\omega t - 840°) = I_7 \cdot \sin(7\omega - 120°) \\ i_{C,7}(t) = I_7 \cdot \sin(5\omega t + 840°) = I_7 \cdot \sin(7\omega + 120°) \end{cases} \quad (11.12)$$

Как и в случае основной и пятой гармоник, сумма трех токов $i_{A,7}(t)$, $i_{B,7}(t)$ и $i_{C,7}(t)$ равна нулю:

$$i_{A,7}(t) + i_{B,7}(t) + i_{C,7}(t) = 0 \quad (11.13)$$

Таким образом, нейтральный провод не пропускает ток, связанный с седьмой гармоникой. Более того, последовательность фаз положительна, как и в случае основной гармоники.

В таблице 11.3 приведены сводные данные для различных гармоник тока нейтрального провода и последовательности фаз.

### *11.4.2 Общие гармонические искажения*

Для количественной оценки уровня искажений как для напряжения, так и для тока, безразмерное число, называемое полным гармоническим искажением (THD), определяется посредством анализа ряда Фурье форм сигналов напряжения и тока, как показано уравнениями 11.4 и 11.5 соответственно. THD для напряжения и тока определяются соответственно следующим образом:

$$THD_V = \sqrt{\frac{\sum_{k=2}^{N_V} E_k^2}{E_1^2}} \quad (11.14)$$

$$THD_I = \sqrt{\frac{\sum_{k=2}^{N_I} I_k^2}{I_1^2}} \quad (11.15)$$

**ТАБЛИЦА 11.3**

Фазовые последовательности и нейтральные токи для различных гармоник

| Гармонический номер | Последовательность фаз | Отношение нейтрали к фазным токам |
|---|---|---|
| $3n + 1$ (i.e., 1, 4, 7, 10, 13) | Положительн. | 0 |
| $3n + 2$ (i.e., 2, 5, 8, 11, 14) | Отрицательн. | 0 |
| $3n + 3$ (i.e., 3, 6, 9, 12, 15) | Ноль | 3 |

Обратите внимание, что в США эталоном для THD являются среднеквадратичные значения основной гармоники, определенные в стандарте IEEE 519. Однако могут использоваться и другие эталонные значения. Например, Европейская международная электротехническая комиссия (МЭК)

рассматривает общие среднеквадратичные значения как эталонные значения, определенные для напряжения и тока соответственно:

$$E_{tot} = \sqrt{\sum_{k=1}^{N_V} E_k^2} \qquad (11.16)$$

$$I_{tot} = \sqrt{\sum_{k=1}^{N_I} I_k^2} \qquad (11.17)$$

Отдельные значения гармонических искажений (IHD) также могут быть определены и оценены как для напряжения, так и для тока. В частности, каждое значение IHD представляет вклад каждой частоты гармоники, связанной с порядком n, в искаженные вариации напряжения и тока соответственно:

$$IHD_{V,n} = \frac{E_n}{E_1} \qquad (11.18)$$

$$IHD_{I,n} = \frac{I_n}{I_1} \qquad (11.19)$$

В примере 11.1 показаны расчеты для значений THD и IHD с использованием определений стандартов IEEE США и Европы IEC для колебаний напряжения, связанных с силовой панелью здания.

**Пример 11.1**

**Задача**

На основе анализа напряжения, измеренного для силовой панели, было обнаружено, что среднеквадратичные значения основной, третьей, пятой, седьмой и девятой гармоник, составляющих форму волны напряжения, следующие:

$V_1 = 115$ В, $V_3 = 5$ В, $V_5 = 2$ В, $V_7 = 1$ В, $V_9 = 0{,}5$ В

Определите значения IHD и THD, используя определения IEEC и IEC.

**Решение**

Используя определение IEEE для IHD и THD, можно оценить следующие значения:

$$IHD_3 = 5/115 = 4.35\%$$

$$IHD_5 = 2/115 = 1.74\%$$

$$IHD_7 = 1/115 = 0.87\%$$

$$IHD_9 = 0.5/115 = 0.43\%$$

$$THD_V = 4.78\%$$

Используя определение Европейской МЭК, во-первых, эталонный $E_{tot}$ оценивается с помощью уравнения 11.16:

$$E_{tot} = 115.13\,\text{V}$$

Затем значения IHD и THD можно оценить с помощью уравнения 11.18:

$$IHD_3 = 5/115.13 = 4.34\%$$

$$IHD_5 = 2/115.13 = 1.74\%$$

$$IHD_7 = 1/115.13 = 0.87\%$$

$$IHD_9 = 0.5/115.13 = 0.43\%$$

Затем значение THD можно оценить с помощью уравнения 11.14, используя $E_{tot}$ вместо $E_1$ в качестве эталона:

$$THD_V = 4.77\%$$

В этом примере очень мало различий между расчетами с использованием определений IEEE и IEC для IHD и THD.

В таблице 11.4 представлены текущие THD для выбранных, но определенных нагрузок на освещение и офисное оборудование (Крарти, 2011). Обычно установлено, что устройства с высокими значениями THD по току вносят вклад в THD напряжения пропорционально их доле в общей электрической нагрузке здания. Следовательно, инженер-электрик должен рассмотреть устройства с низкой мощностью, а не с устройствами с большей мощностью, чтобы снизить THD напряжения для всего здания или объекта. В примере 11.2 показана простая процедура расчета, которую можно использовать для оценки влияния конкретного электрического оборудования на ток THD. Таким образом, можно определить, какие устройства необходимо исправить в первую очередь, чтобы улучшить качество электроэнергии всей электрической системы. Обычно к электрическим устройствам добавляются фильтры гармоник для уменьшения текущих значений THD.

**Пример 11.2**

**Задача**

Оцените влияние на текущий THD здания двух устройств: компактной люминесцентной лампы (КЛЛ) мощностью 13 Вт с электронным балластом и лазерного принтера во время печати. Используйте данные, приведенные в таблице 11.4.

**Решение**

Оба устройства имеют среднеквадратичное напряжение 120 В (т.е. $E_{rms}$ = 120 В); их среднеквадратичный ток можно определить, используя используемую активную мощность и коэффициент мощности, указанные в таблице 11.4:

$$I_{rms} = \frac{P_R}{E_{rms} \cdot pf}$$

Это уравнение дает среднеквадратичный ток 0,22 А для КЛЛ и 6,79 А для принтера. Эти значения фактически соответствуют среднеквадратичным значениям основной формы волны тока каждого устройства и могут использоваться в уравнении THD, уравнение 11.15, для оценки общего гармонического тока каждого устройства:

$$I_{tot} = I_{rms} \cdot THD_I$$

Результирующие значения 0,33 А для CFL и 1,02 А для принтера показывают, что, хотя принтер имеет относительно низкий ток THD (15%), фактический ток искажения, создаваемый принтером, более чем в три раза превышает ток CFL, поскольку принтер использует больше энергии.

**ТАБЛИЦА 11.4**

Типовые характеристики качества электроэнергии (коэффициент мощности и текущие общие гармонические искажения) для выбранных электрических нагрузок

| Электрическая нагрузка | Реальная потребляемая мощность (Вт) | Фактор силы | Текущий THD (%) |
|---|---|---|---|
| Системы освещения лампами накаливания | | | |
| Лампа накаливания 100 Вт | 101 | 1.0 | 1 |
| Компактные люминесцентные системы освещения | | | |
| Лампа 13 Вт с магнитным балластом | 16 | 0.54 | 13 |
| Лампа 13 Вт с электронным балластом | 13 | 0.50 | 153 |
| Полноразмерные люминесцентные системы освещения (две лампы на балласт) | | | |
| Лампа T12 40 Вт с магнитным балластом | 87 | 0.98 | 17 |
| Лампа T12 40 Вт с электронным балластом | 72 | 0.99 | 5 |
| Лампа T10 40 Вт с магнитным балластом | 93 | 0.98 | 22 |
| Лампа T10 40 Вт с электронным балластом | 75 | 0.99 | 5 |
| Лампа T8 32 Вт с электронным балластом | 63 | 0.98 | 6 |
| Лампа T5 28 Вт с электронным балластом | 62 | 0.95 | 15 |
| Системы разрядного освещения высокой интенсивности | | | |
| Натриевая лампа высокого давления 400 Вт с магнитным балластом | 425 | 0.99 | 14 |
| Металлогалогенная лампа 400 Вт с магнитным балластом | 450 | 0.94 | 19 |
| Оргтехника | | | |
| Настольный компьютер без монитора | 33 | 0.56 | 139 |
| Цветной монитор для настольного компьютера | 49 | 0.56 | 138 |
| Лазерный принтер (в режиме ожидания) | 29 | 0.40 | 224 |
| Лазерный принтер (печать) | 799 | 0.98 | 15 |
| Внешний факс / модем | 5 | 0.73 | 47 |

Источники: NLPIP, Newsletter, 2 (2), 5, 1995; NLPIP, Информационный бюллетень, 7 (5), 17, 2005.

Стандарт IEEE 519 рекомендует максимально допустимое значение THD напряжения 5% на служебном входе в здание (т.е. в точке, где система распределения электроэнергии подключена к электрической системе здания). На основании исследования Вердербера и др. (1993), THD напряжения достигает 5% предела, когда около 50% электрической нагрузки здания имеют THD тока 55% или когда 25% электрической нагрузки здания имеют THD тока 115%. Следует отметить, что когда электрическое устройство имеет коэффициент мощности, равный единице (т.е. $pf = 1$), THD по току небольшой или отсутствует (т.е. $THD_I = 0\%$), поскольку устройство имеет только резистивную нагрузку и эффективно преобразует входной сигнал. ток и напряжение в полезную электрическую мощность. Как показано в Таблице 11.4, коэффициент мощности и текущий THD взаимосвязаны и оба определяют характеристики качества электроэнергии. В частности, таблица 11.4 показывает, что системы освещения с электронными балластами обычно имеют высокий коэффициент мощности и малые токи THD. Это хорошее качество электроэнергии достигается за счет использования конденсаторов для уменьшения фазового отставания между током и напряжением и фильтров для уменьшения гармоник.

Возможные проблемы, о которых сообщалось из-за низкого качества электроэнергии, включают следующее:

1. Перегрузка нейтральных проводов в трехфазной системе с четырьмя проводами. В системе без THD нейтральный провод не пропускает ток, если система хорошо сбалансирована. Однако, когда THD тока становится значительным, токи из-за нечетных гармоник не компенсируют друг друга, а накапливаются в нейтральном проводе, что может перегреться и вызвать опасность пожара.

2. Уменьшение срока службы трансформаторов и конденсаторов. Этот эффект в основном вызван искажением напряжения.

3. Вмешательство в системы связи. Электрические устройства, работающие с высокими частотами, такие как электронные балласты (которые работают на частотах от 20 до 40 кГц), могут

создавать помехи и нарушать нормальную работу систем связи, таких как радио, телефоны и системы управления энергопотреблением (EMS).

Более подробное обсуждение влияния гармонических искажений на электрические системы здания приведено в следующем разделе.

## 11.5 Гармонические искажения при ударе

В некоторых случаях гармонические искажения обнаруживаются только тогда, когда возникают их эффекты. Поэтому важно иметь представление о потенциальном влиянии гармоник на различные электрические системы зданий. В этом разделе представлено влияние гармоник на конкретные компоненты электрических распределительных систем, включая трансформаторы, провода и защитные устройства. Кроме того, также дается краткое описание гармонических искажений в двигателях и конденсаторах.

### *11.5.1 Воздействие на трансформаторы*

Гармоники напряжения могут увеличивать потери в сердечнике электрических трансформаторов за счет образования дополнительных петель гистерезиса от более высоких частот. Кроме того, гармоники тока увеличивают потери в проводе обмотки (которые пропорциональны $RI^2$) и в конечном итоге могут вызвать перегрев и снизить номинальные параметры трансформаторов. Таким образом, трансформаторы, питающие нелинейные нагрузки, должны быть снижены, чтобы безопасно справляться с эффектами гармонических искажений. Чтобы определить пригодность электрических трансформаторов для обработки гармоник, в стандарте ANSI / IEEE C57.100 была введена концепция коэффициента *k*. Коэффициент *k* определяется следующим образом:

$$k = \frac{1}{I_{tot}^2} \sum_{h=1}^{N_I} h^2 I_h^2 \qquad (11.20)$$

где $I_{tot}$ - общее действующее значение для всех измеренных гармоник, определяемых уравнением 11.17. Из уравнения 11.20 ясно, что при отсутствии гармоник $k = 1$. Чем больше гармоник присутствует, *k* увеличивается. Типичные коэффициенты *k* для трансформаторов составляют 4, 9, 13, 20, 30, 40 и 50. В таблице 11.5 перечислены типичные нагрузки, рекомендуемые коэффициенты *k* для трансформаторов, питающих эти нагрузки. В примере 11.3 приведена оценка коэффициента *k* трансформатора, питающего нагрузку со значительными третьей, пятой и седьмой гармониками.

**ТАБЛИЦА 11.5**

Рекомендуемые коэффициенты k трансформатора для выбранных нагрузок

| Тип нагрузки | Коэффициент k трансформатора |
|---|---|
| Освещение с помощью электрического разряда | *k*-4 |
| ИБП с входной фильтрацией | *k*-4 |
| Установки индукционного нагрева | *k*-4 |
| Телекоммуникационное оборудование | *k*-13 |
| ИБП без фильтрации | *k*-13 |
| Емкости для медицинских учреждений | *k*-13 |
| Компьютерные серверы | *k*-20 |
| ЧРП | *k*-20 |

**Пример 11.3**

**Задача**

Определите коэффициент *k*, необходимый для трансформатора, питающего нагрузку, составляющую 400 А для основной гармоники, 195 А для третьей гармоники, 125 А для пятой гармоники и 95 А для седьмой гармоники.

**Решение**

Во-первых, общее среднеквадратичное значение для всех доступных гармоник, $I_{tot}$, оценивается с помощью уравнения 11.17:

$$I_{tot} = \sqrt{400^2 + 195^2 + 125^2 + 95^2} = 471.9\,\text{A}$$

Затем коэффициент $k$ можно оценить с помощью уравнения 11.20:

$$k = \frac{1}{471.9^2}\left[(1)^2 \cdot (400)^2 + (3)^2 (195)^2 + (5)^2 (125)^2 + (7)^2 (95)^2\right]$$

Таким образом,

$$k = 6.0$$

Трансформатор с коэффициентом $k$ 9 должен быть выбран для обработки эффектов гармоник для этой нагрузки.

### *11.5.2 Воздействие на электрические провода*

Гармоники тока увеличивают потери $RI^2$ в параллельных цепях и фидерах. Действительно, гармоники увеличивают общее действующее значение тока. Кроме того, наличие высокочастотных гармоник увеличивает эффективное сопротивление проводов из-за скин-эффекта (Шанкаран, 2002). В частности, АС протекают в основном по внешней поверхности (т.е. по коже) проводов. Глубина проникновения переменного тока, $d$, обратно пропорциональна квадратному корню из частоты тока $f$:

$$d = \frac{S}{\sqrt{f}} \qquad (11.21)$$

где $S$ - постоянная величина, которая зависит от характеристик провода, включая его тип проводника и его магнитную проницаемость. Таким образом, чем выше частота, тем меньше глубина проникновения d и тем ближе к обшивке провода, где протекает переменный ток. В результате сопротивление переменного тока провода увеличивается с увеличением частоты гармоники. Сопротивление переменному току можно оценить по сопротивлению постоянному току для большинства проводников, используемых в зданиях, следующим образом (Шанкаран, 2002):

$$R_{AC} = K \cdot R_{DC} \qquad (11.22)$$

Константа $K$ - это скин-фактор, который обычно предоставляется производителями кабеля. В таблице 11.6 показаны коэффициенты скин-эффекта кабеля с использованием параметра $X$, который является функцией частоты $f$, сопротивления постоянному току $R_{DC}$ и магнитной проницаемости проводника μ. Когда единицей измерения $R_{DC}$ является Ом на милю, $X$ можно получить следующим образом:

$$X = 0.0636\sqrt{\frac{\mu \cdot f}{R_{DC}}} \qquad (11.23)$$

Когда $R_{DC}$ выражается в Ом/км, $X$ определяется с помощью следующего уравнения:

$$X = 0.05013\sqrt{\frac{\mu \cdot f}{R_{DC}}} \qquad (11.24)$$

Обратите внимание, что для медных проводников в немагнитных кабелепроводах μ = 1,0. Пример 11.4 показывает влияние частоты гармоник на сопротивление переменного тока медного проводника фидера.

**ТАБЛИЦА 11.6**

Типичные факторы скин-эффекта кабеля

| $X$ | $K$ |
|---|---|
| 0 | 1.00000 |
| 0.5 | 1.00032 |
| 1.0 | 1.00519 |
| 1.5 | 1.02558 |
| 2.0 | 1.07816 |
| 2.5 | 1.17538 |
| 3.0 | 1.31809 |
| 3.5 | 1.49202 |
| 4.0 | 1.67804 |

**Пример 11.4**

**Задача**

Определите значения сопротивления переменному току для медного проводника 250 MCM, обслуживающего панель. Рассмотрим основную, третью, пятую и седьмую гармоники.

**Решение**

Сначала получается сопротивление постоянному току для медного проводника 250 MCM (см. Таблицу 2.2), $R_{DC}$ = 0,0431 Ом/1000 футов = 0,2276 Ом / милю = 0,1414 Ом / км. Используя уравнение 11.23, значения $X$ оцениваются для различных гармоник для медного проводника:

$$X_1 = 0.0636 \cdot \sqrt{(1)\cdot(60)/0.2276} = 0.05013 \cdot \sqrt{(1)\cdot(60)/0.1414} = 1.03$$

$$X_3 = 0.0636 \cdot \sqrt{(1)\cdot(180)/0.2276} = 0.05013 \cdot \sqrt{(1)\cdot(180)/0.1414} = 1.79$$

$$X_5 = 0.0636 \cdot \sqrt{(1)\cdot(300)/0.2276} = 0.05013 \cdot \sqrt{(1)\cdot(300)/0.1414} = 2.31$$

$$X_7 = 0.0636 \cdot \sqrt{(1)\cdot(420)/0.2276} = 0.05013 \cdot \sqrt{(1)\cdot(420)/0.1414} = 2.73$$

Из таблицы 11.6 коэффициенты скин-эффекта кабеля можно получить путем интерполяции:

$$K_1 = 1.006$$

$$K_3 = 1.052$$

$$K_5 = 1.131$$

$$K_7 = 1.232$$

Сопротивление переменному току для различных гармоник определяется с помощью уравнения 11.22:

$$R_{AC,1} = K_1 \cdot R_{DC} = 1.006 * 0.2276\Omega/\text{mile} = 0.2290\Omega/\text{mile} = 0.1423\Omega/\text{km}$$

$$R_{AC,3} = K_3 \cdot R_{DC} = 1.052 * 0.2276\Omega/\text{mile} = 0.2394\Omega/\text{mile} = 0.1488\Omega/\text{km}$$

$$R_{AC,5} = K_5 \cdot R_{DC} = 1.131 * 0.2276\Omega/\text{mile} = 0.2574\Omega/\text{mile} = 0.1599\Omega/\text{km}$$

$$R_{AC,7} = K_7 \cdot R_{DC} = 1.232 * 0.2276\Omega/\text{mile} = 0.2804\Omega/\text{mile} = 0.1742\Omega/\text{km}$$

Таким образом, сопротивление переменного тока медного проводника 250 MCM увеличивается на 23% для седьмой гармоники по сравнению с основной гармоникой.

Чтобы учесть влияние гармоник на провода, вводится коэффициент номинального тока q для оценки эквивалентного тока нагрузки основной частоты. В частности, коэффициент рейтинга q определяется следующим образом (Шанкаран, 2002):

$$q = \frac{1}{R_{AC,1} \cdot I_1^2} \sum_{k=1}^{N_I} R_{AC,k} I_k^2 \qquad (11.25)$$

Обратите внимание, что значение q также можно получить с помощью уравнения 11.25 путем замены значений RAC на коэффициенты скин-эффекта K кабеля, оцененные для всех гармоник. В примере 11.5 показано, как рассчитывается значение коэффициента номинального тока q для того же проводника, что и в примере 11.4.

**Пример 11.5**

**Задача**

Для медного проводника 250 MCM, рассмотренного в примере 11.4, оцените коэффициент номинального тока *q*, если окажется, что действующие значения тока для различных гармоник равны: $I_1$ = 225 A (основная гармоника), $I_3$ = 50 A (третья гармоника), $I_5$ = 75 A (пятая гармоника) и $I_7$ = 40 A (седьмая гармоника).

**Решение**

Используя значения сопротивлений переменному току, приведенные в примере 11.4, коэффициент номинального тока q можно оценить с помощью уравнения 11.25 и коэффициентов скин-эффекта *K* кабеля:

$$q = (1)\left(\frac{225}{225}\right)^2 + \left(\frac{1.052}{1.006}\right)\left(\frac{50}{225}\right)^2 + \left(\frac{1.131}{1.006}\right)\left(\frac{75}{225}\right)^2 + \left(\frac{1.232}{1.006}\right)\left(\frac{40}{225}\right)^2$$

Таким образом,

$$q = 1.215$$

Эквивалентная нагрузка основной гармоники, которую должен выдержать фидер, составляет 1,215 * 225 A = 273 A.

### *11.5.3 Воздействие на устройства защиты*

Гармоники тока могут влиять на защитные устройства, включая автоматические выключатели, предохранители и реле перегрузки для двигателей. Действительно, колебания тока, протекающего через распределительную систему здания из-за гармоник, могут нарушить нормальную работу защитных устройств. Реакция защитных устройств может быть быстрее или медленнее из-за высокочастотных гармоник по сравнению с их работой при номинальных настройках для основной гармоники. Следовательно, защитные устройства должны быть правильно спроектированы и выбраны, когда ожидается наличие гармонических искажений в любом участке системы распределения электроэнергии.

### *11.5.4 Воздействие на двигатели*

Колебания напряжения из-за гармоник приводят к дополнительным потерям в магнитном сердечнике асинхронных двигателей. Кроме того, гармоники тока увеличивают потери в меди (т. Е. $RI^2$) в обмотках двигателя. Однако наиболее значительным воздействием гармонических искажений на двигатели является увеличение колебаний и вибраций. Если не предпринять никаких действий, из-за чрезмерной вибрации и шума могут произойти отказы и повреждения. Как отмечалось ранее, частотно-регулируемые приводы, обычно соединенные с двигателями для систем кондиционирования воздуха, являются значительными источниками гармоник. Как обсуждалось ранее, фильтры должны быть установлены, когда указаны частотно-регулируемые приводы, чтобы предотвратить любые повреждения двигателей из-за гармонических искажений.

### *11.5.5 Воздействие на конденсаторные батареи*

Конденсаторные батареи обычно используются для исправления низкого коэффициента мощности, который представляет собой еще одну распространенную проблему качества электроэнергии, особенно в коммерческих зданиях. В Главе 2 обсуждается применение конденсаторов или конденсаторных батарей для улучшения коэффициента мощности в зданиях. В частности, в Главе 2 было показано, что реактивное сопротивление конденсатора обратно пропорционально частоте:

$$X_C = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C} \qquad (11.26)$$

Таким образом, реактивное сопротивление конденсаторной батареи изменяется и уменьшается с ростом гармоник более высокой частоты. Поскольку в электрических нагрузках зданий преобладают индуктивные нагрузки (связанные с асинхронными двигателями и осветительными приборами разрядного типа), более высокие частоты могут привести к условиям гармонического резонанса, когда реактивное сопротивление батареи конденсаторов $X_C$ становится равным сопротивлению здания. индуктивное реактивное сопротивление $X_L$, выраженное следующим уравнением, приведенным в Главе 2:

$$X_C = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C} = 2\pi \cdot f \cdot L = X_L \qquad (11.27)$$

Если одна из частот гармоники совпадает с резонансной частотой $f_R$, как выражено уравнением 11.28, возникают условия резонанса, и значительные повреждения могут привести не только к конденсаторной батарее, но и ко всей системе распределения электроэнергии, если не будут приняты меры для предотвращения этого:

$$f_R = \frac{1}{2\pi}\sqrt{LC} \qquad (11.28)$$

Чтобы избежать условий гармонического резонанса, необходимо правильно подобрать батарею конденсаторов (обычно выраженную в кВАр). В примере 11.6 показан расчет резонансной частоты для двух номиналов конденсаторных батарей.

**Пример 11.6**

**Задача**

Трансформатор на 1500 кВА с номинальной мощностью 13,8–480 Y / 277 В для коммерческого здания имеет реактивное сопротивление на единицу, равное 5%. Определите резонансную частоту для двух конденсаторных батарей: (i) 450 кВАр и (ii) 600 кВАр. Определите лучший вариант подключения конденсаторной батареи к распределительной системе здания.

**Решение**

Во-первых, индуктивность $X_L$ для здания оценивается на основе реактивного сопротивления на единицу трансформатора с использованием эталонного сопротивления вторичных обмоток при линейном напряжении 480 В (см. Главы 3 и 8):

$$R_{ref} = \frac{E_{L\text{-}N,S}}{I_{L,S}}$$

При линейном напряжении на вторичной обмотке трансформатора: $E_{L\text{-}N,S}$ = 277 В и линейном токе,

$$I_{L,S} = \frac{P_T}{\sqrt{3}E_{L\text{-}L,S}} = \frac{1500}{1.732 \cdot (0.48)} = 1804 \text{ A}$$

Таким образом,

$$R_{ref} = \frac{277}{1804} = 0.154 \ \Omega$$

Следовательно, реактивное сопротивление трансформатора равно

$$X_L = Z_L(\%) * R_{ref} = (0.05) * (0.154) = 0.0077\ \Omega$$

Затем оценивается эквивалентная индуктивность L трансформатора:

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} = \frac{0.0077}{2\pi(60)} = 20.36 \cdot 10^{-6}\ \text{H}$$

Для конденсаторной батареи реактивное сопротивление можно определить следующим образом:

$$X_C = \frac{E_{L-N,S}}{I_C}$$

Учитывая, что ток, протекающий через банк, оценивается с использованием его рейтинга в кВАр,

$$I_C = \frac{kVAR}{\sqrt{3}E_{L\text{-}L,S}}$$

Емкость батареи рассчитывается по реактивному сопротивлению (см. Главу 2):

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot X_C}$$

Наконец, резонансная частота fR может быть получена с помощью уравнения 11.28.
Результаты оценки $X_C$, $I_C$, $C$ и $f_R$ представлены для двух размеров конденсаторной батареи:
Для кВАр = 450,

$$I_C = 581\ \text{A}, \quad X_C = 0.511\ \Omega, \quad C = 0.00518\ \text{F}, \quad \text{и} \quad f_R = 490\ \text{Hz}$$

Для kVAR = 600,

$$I_C = 722\ \text{A}, \quad X_C = 0.384\ \Omega, \quad C = 0.00691\ \text{F}, \quad \text{и} \quad f_R = 424\ \text{Hz}$$

В первом варианте резонансная частота близка к частоте восьмой гармоники (8 * 60 = 480 Гц), а во втором варианте она совпадает с частотой седьмой гармоники (7 * 60 = 420 Гц).

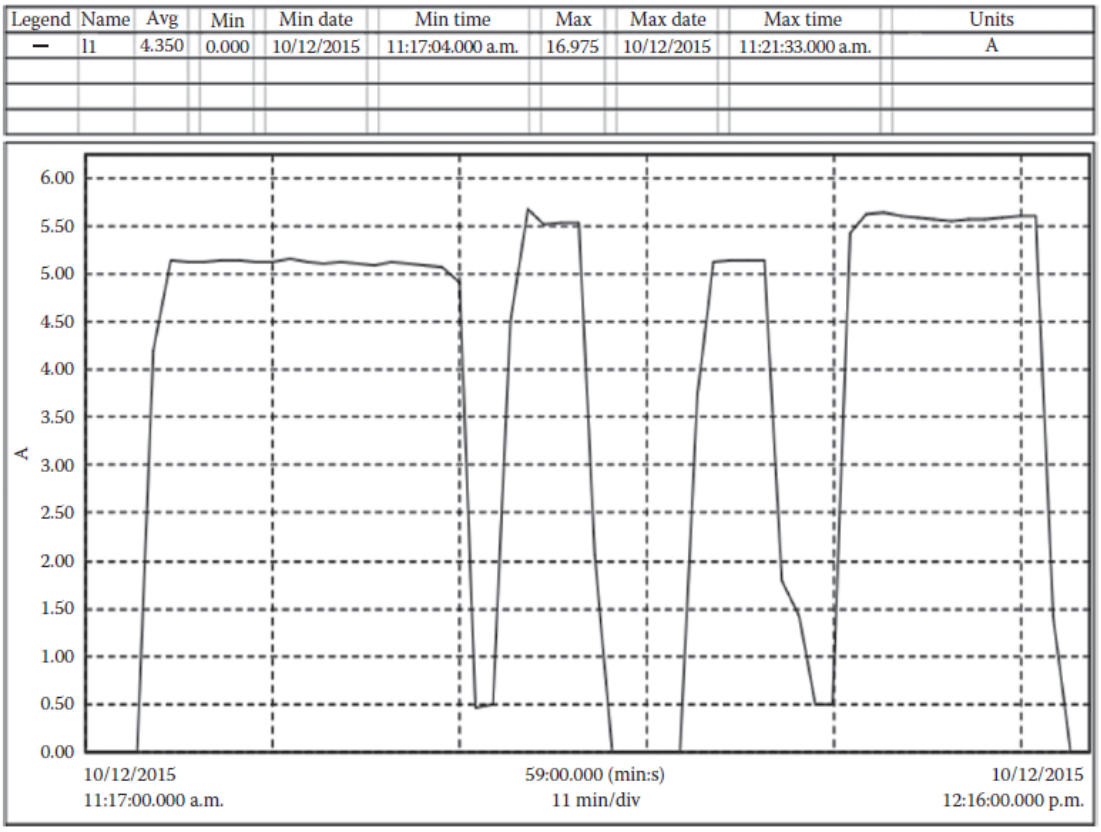
Поскольку седьмая гармоника чаще встречается в электрических системах зданий, чем восьмая, выбор конденсаторной батареи 450 кВА будет более безопасным, чтобы предотвратить любые значительные воздействия, связанные с гармоническими искажениями.

## *11.6 Измерение гармонических искажений*

С помощью анализатора мощности в зданиях можно измерить характеристики и потребление электроэнергии в широком диапазоне электрических систем. Например, на рис. 11.9 показан ток, потребляемый бытовой техникой, включая стиральную машину, сушилку, посудомоечную машину, холодильник, мусоропровод и микроволновую печь. Измерения с использованием анализаторов мощности также позволяют определить THD, активную и полную мощность для приборов. В таблице 11.7 приведены некоторые электрические измерения, выполненные для обычных приборов, используемых в жилом доме. Как отмечено в Таблице 11.7, некоторые из приборов имеют высокие значения THD по току, включая мусоропровод, микроволновую печь и стиральную машину. На рисунках с 11.10 по 11.14 показано изменение во времени значений THD как для напряжения, так и для токов для некоторых бытовых приборов, рассмотренных на рисунке 11.9.

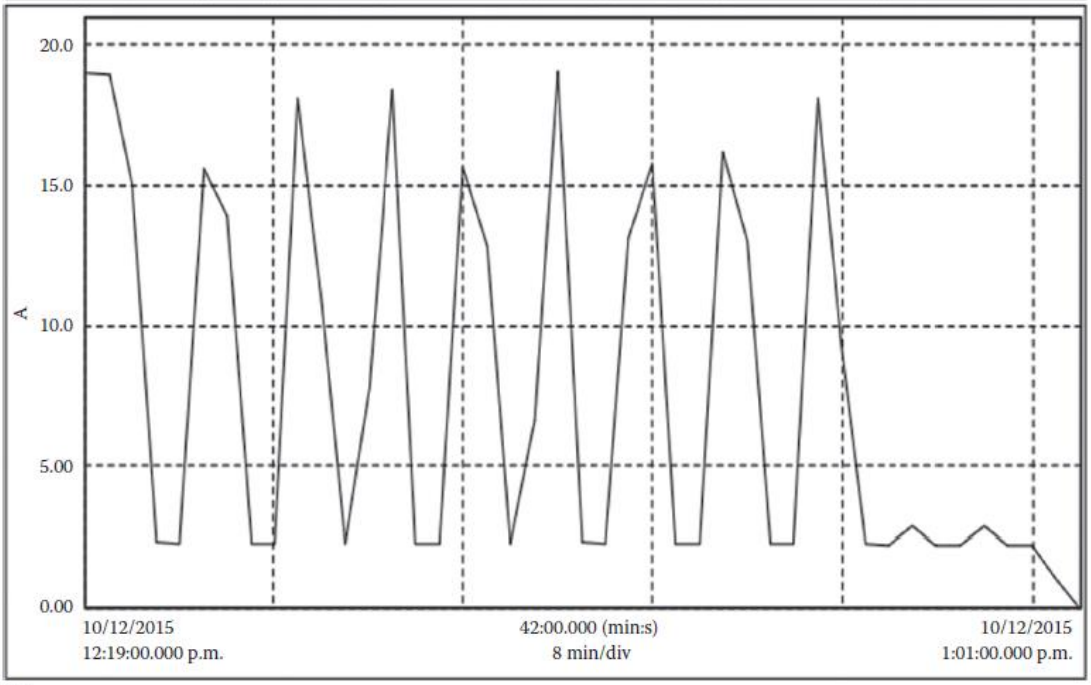
Двигатели в зданиях часто оснащены частотно-регулируемыми приводами для изменения их скорости. Действительно, вентиляторы и насосы, используемые в системах отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха, настроены на изменение потоков жидкости для удовлетворения переменных тепловых нагрузок. Как отмечалось ранее, частотно-регулируемые преобразователи являются одним из основных источников гармоник в зданиях. На рисунке 11.15 показаны реальная мощность, общая мощность и текущий THD, измеренные для системы кондиционирования воздуха, используемой в жилом здании в течение 3 дней. Как показано на рисунке 11.15, система кондиционирования воздуха имеет низкий коэффициент мощности и низкое качество электроэнергии. Действительно, реальная мощность составляет в среднем 3,9 кВт при коэффициенте мощности 58% и нейтральном токе THD 41% в течение периода тестирования.

Устройства мониторинга теперь являются неотъемлемой частью системы управления энергопотреблением здания (EMS) для измерения потребляемой мощности, реактивной мощности и показателей качества электроэнергии для основных электрических служб зданий. Отслеживаемые данные используются для повышения энергоэффективности и теплового комфорта здания, а также для обнаружения любых неисправностей, связанных с электрическими и механическими системами, распределенными по всему зданию. На рисунке 11.16 показаны напряжения, токи, активная мощность, реактивная мощность, THD напряжения и THD тока, измеренные для жилого дома. Как показано на рисунке 11.16, в то время как средние значения THD для напряжения менее 1%, среднее значение THD для тока нейтрали является высоким и оценивается в 50,8% в течение периода тестирования.



(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1 | 10.142 | 0.000 | 10/12/2015 | 1:00:15.000 p.m. | 21.495 | 10/12/2015 | 12:28:08.000 p.m. | A |

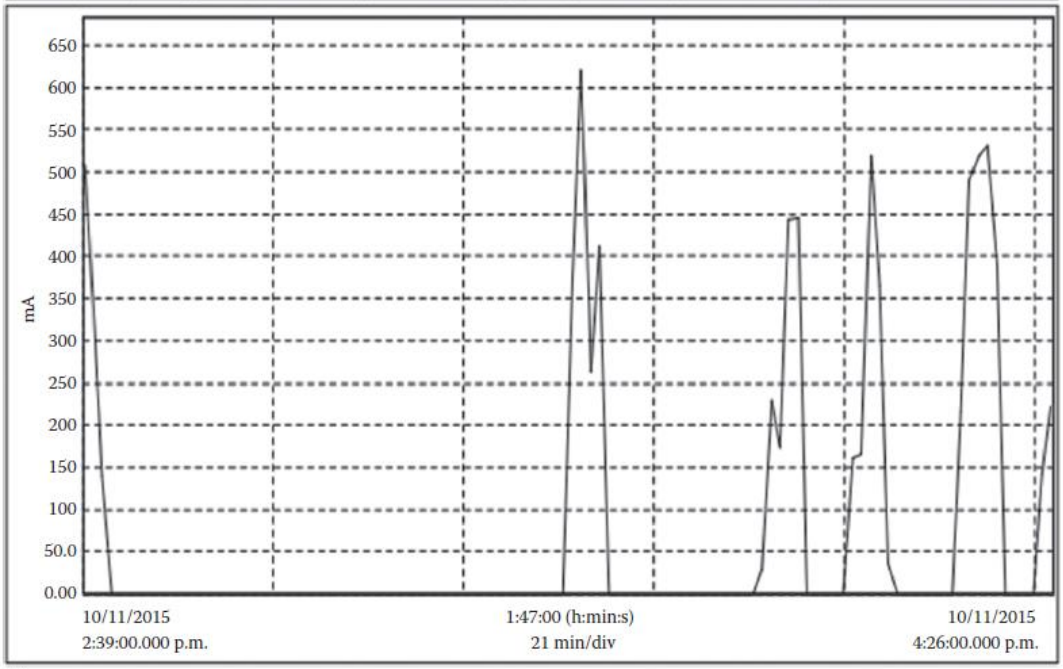



(b)

**РИС. 11.9**

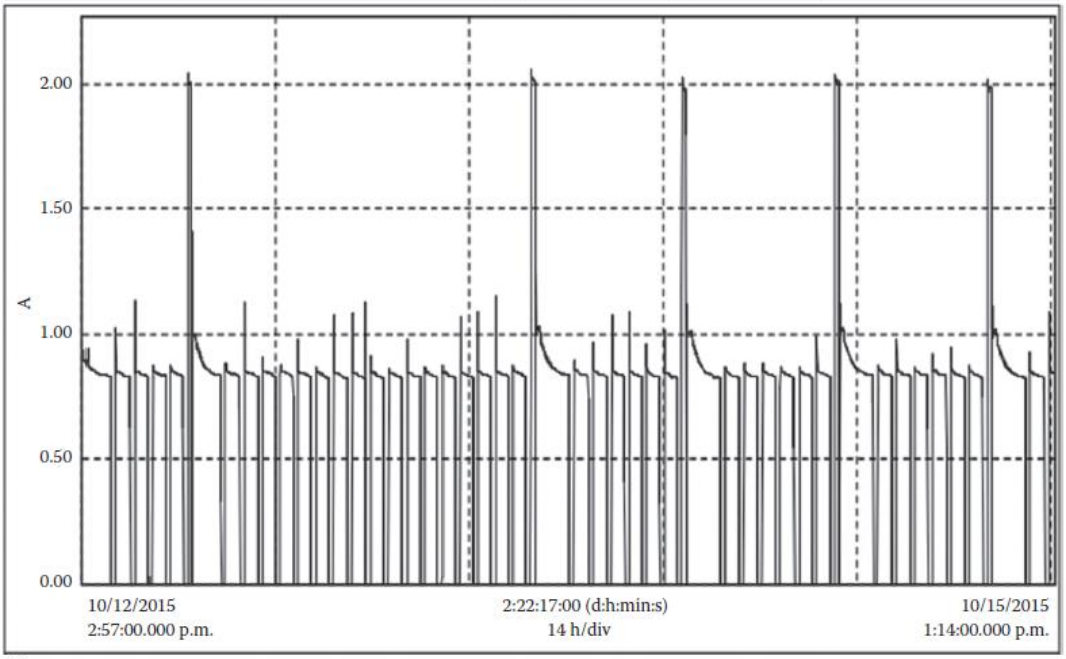
Изменение тока потребляемого тока при нормальной работе бытовой техники. (а) Стиральная машина, (б) сушилка.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| – | I1 | 0.171 | 0.000 | 10/12/2015 | 2:40:27.000 p.m. | 0.708 | 10/11/2015 | 4:05:58.000 p.m. | A |




(c)

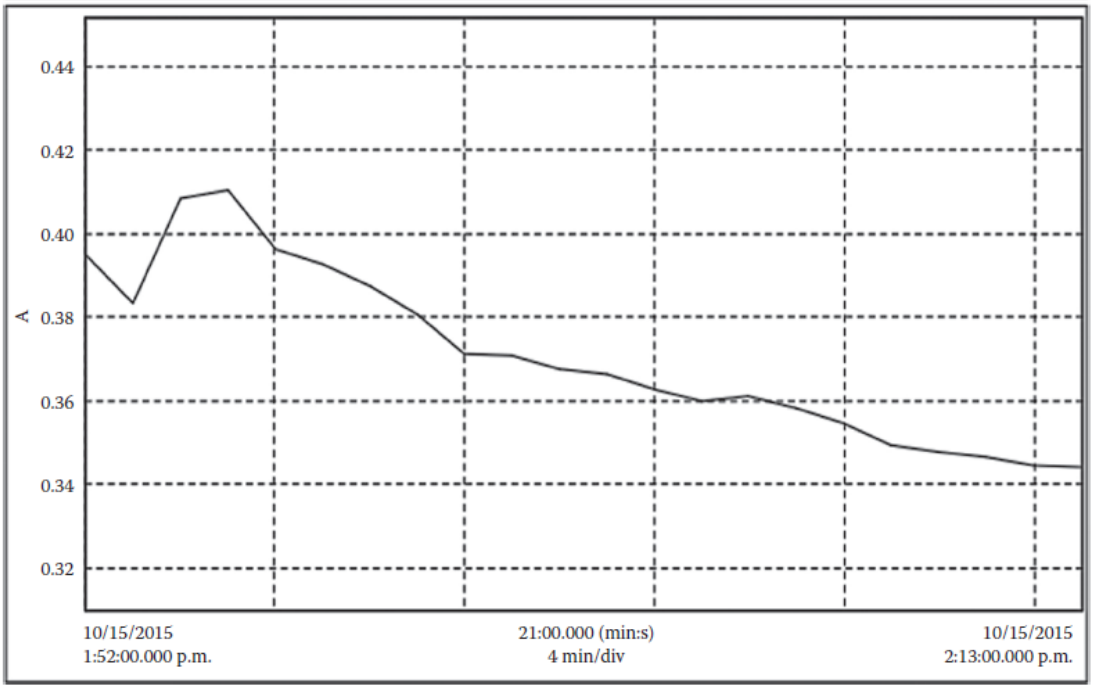
| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| – | I1 | 0.795 | 0.000 | 10/12/2015 | 4:57:52.000 p.m. | 6.344 | 10/14/2015 | 9:46:52.000 p.m. | A |




(d)

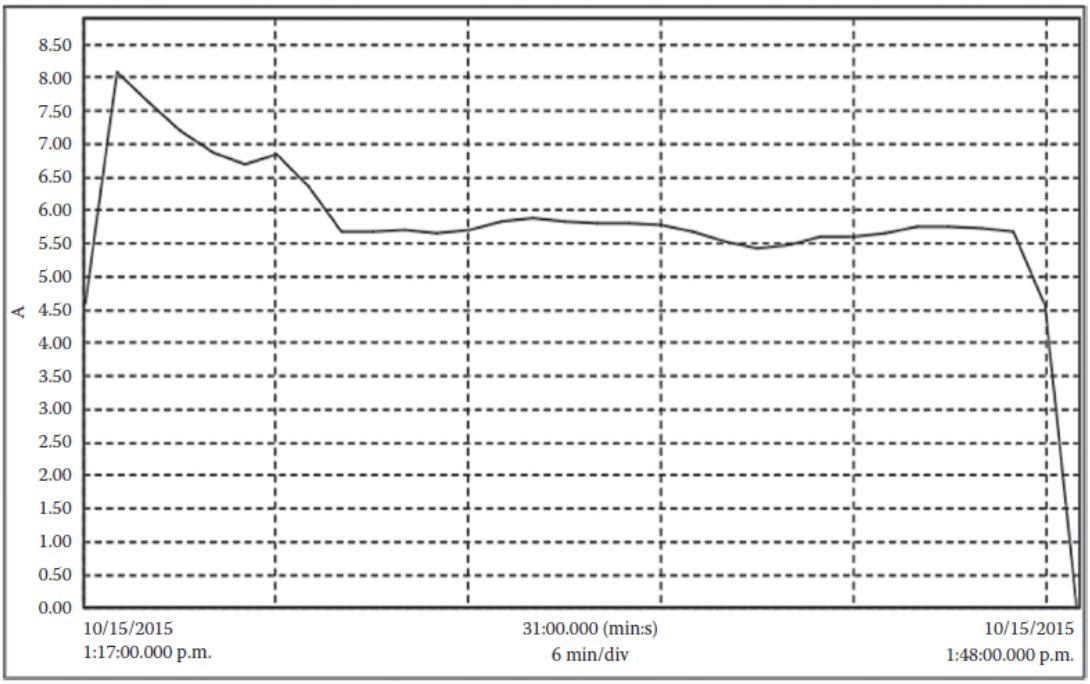
**РИС. 11.9** (*продолж.*)
Изменение тока потребляемого тока при нормальной работе бытовой техники. (в) посудомоечная машина, (г) холодильник.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1 | 0.371 | 0.321 | 10/15/2015 | 2:13:54.000 p.m. | 0.452 | 10/15/2015 | 1:54:42.000 p.m. | A |




(e)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1 | 5.890 | 0.000 | 10/15/2015 | 1:17:04.000 p.m. | 9.105 | 10/15/2015 | 1:24:16.000 p.m. | A |




(f)

**РИС. 11.9 (*продолж.*)**

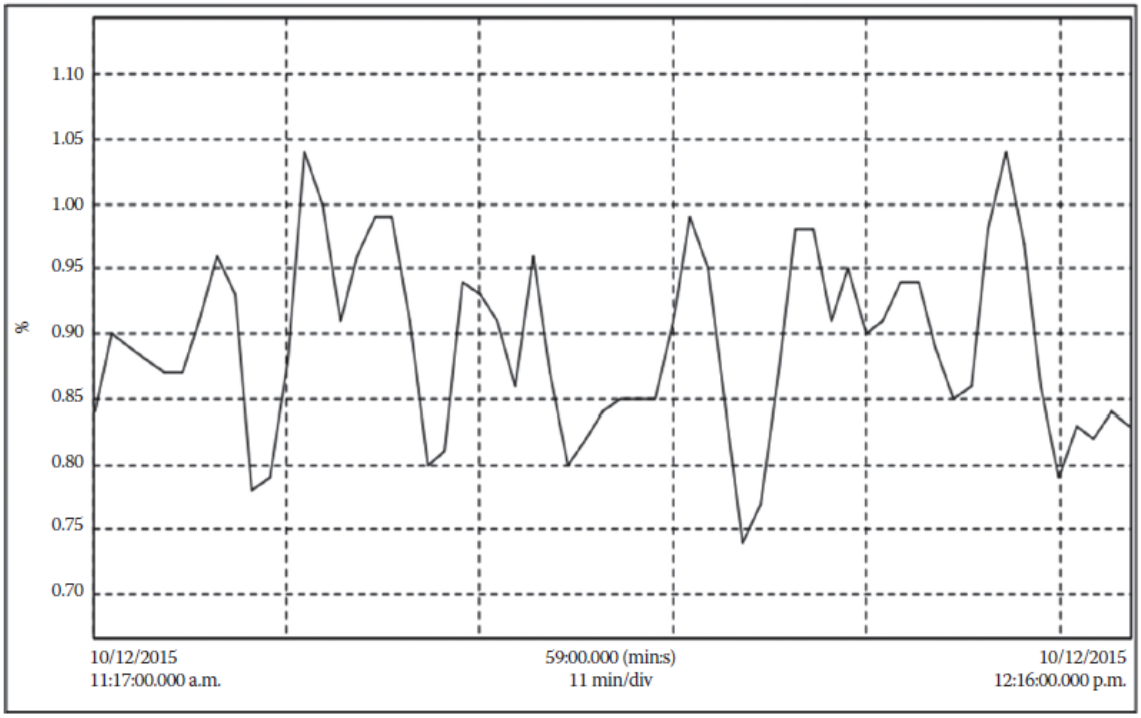
Изменение тока потребляемого тока при нормальной работе бытовой техники. (e) утилизация и (f) микроволновая печь.

**РИС. 11.7**

Сводка результатов тестирования бытовой техники, используемой в домах

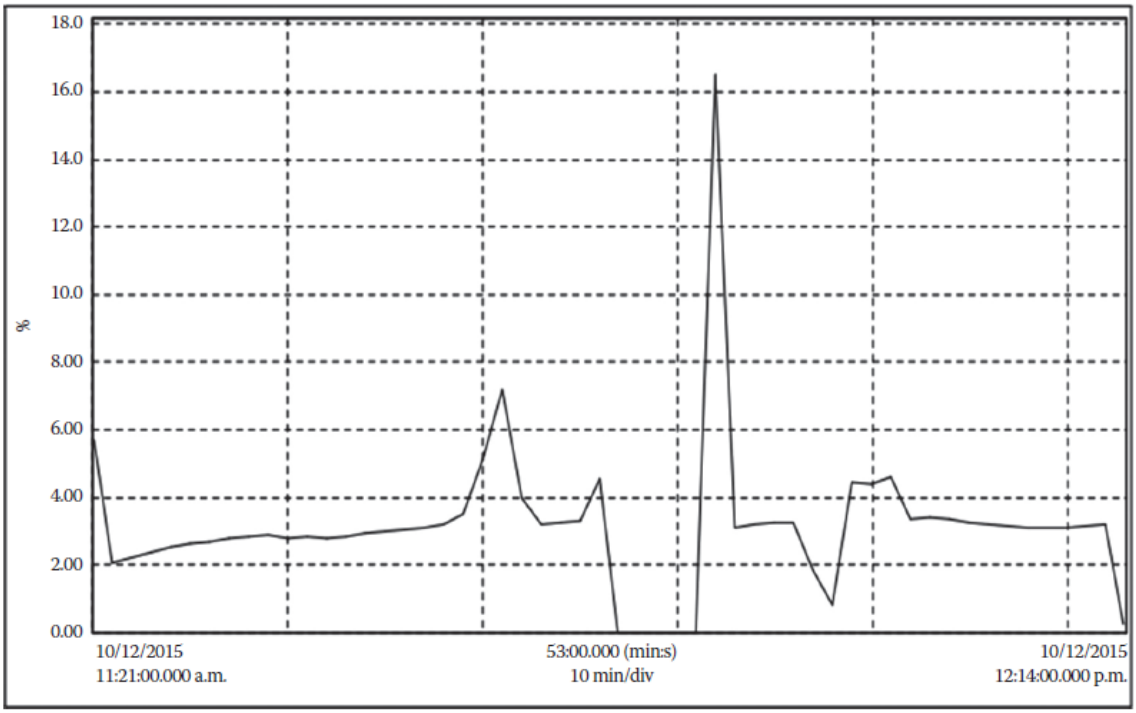
| Оборудование | Продолжительность теста | Реальная мощность (kW) | | | Общая мощность (kVA) | | | Напряжение *THD* (%) | | | Ток *THD* (%) Avg. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | мин. | средн. | макс. | мин. | средн. | макс. | мин. | средн. | макс. | мин. | | Max. |
| Плита | 41 min | 0.057 | 6.836 | 9.202 | 0.058 | 6.845 | 9.203 | 0.840 | 0.862 | 0.980 | 1.440 | 2.072 | 5.800 |
| Посудомойка | 107 min | 0.000 | 0.012 | 0.123 | 0.000 | 0.014 | 0.149 | 0.650 | 0.783 | 0.920 | 0.000 | 1.093 | 8.790 |
| Утилизация | 21 min | 0.062 | 0.068 | 0.075 | 0.083 | 0.089 | 0.099 | 0.600 | 0.781 | 0.870 | 74.00 | 77.52 | 80.18 |
| Стиральная машина | 59 min | 0.000 | 0.241 | 0.378 | 0.000 | 0.868 | 1.374 | 0.740 | 0.892 | 1.040 | 0.000 | 3.163 | 16.52 |
| Сушилка | 42 min | 0.000 | 1.385 | 4.603 | 0.000 | 1.643 | 4.626 | 0.730 | 0.876 | 0.980 | 0.540 | 2.516 | 6.330 |
| СВЧ | 31 min | 0.000 | 0.453 | 1.632 | 0.000 | 1.354 | 1.931 | 0.560 | 0.696 | 0.820 | 0.000 | 47.17 | 55.82 |
| Холодильник | 71 h | 0.000 | 0.107 | 0.501 | 0.000 | 0.164 | 0.501 | 0.540 | 0.771 | 1.170 | 0.000 | 7.130 | 10.22 |

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V1-THD | 0.892 | 0.740 | 10/12/2015 | 11:54:00.000 a.m. | 1.040 | 10/12/2015 | 11:29:00.000 a.m. | % |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 3.163 | 0.000 | 10/12/2015 | 11:48:00.000 a.m. | 16.520 | 10/12/2015 | 11:53:00.000 a.m. | % |

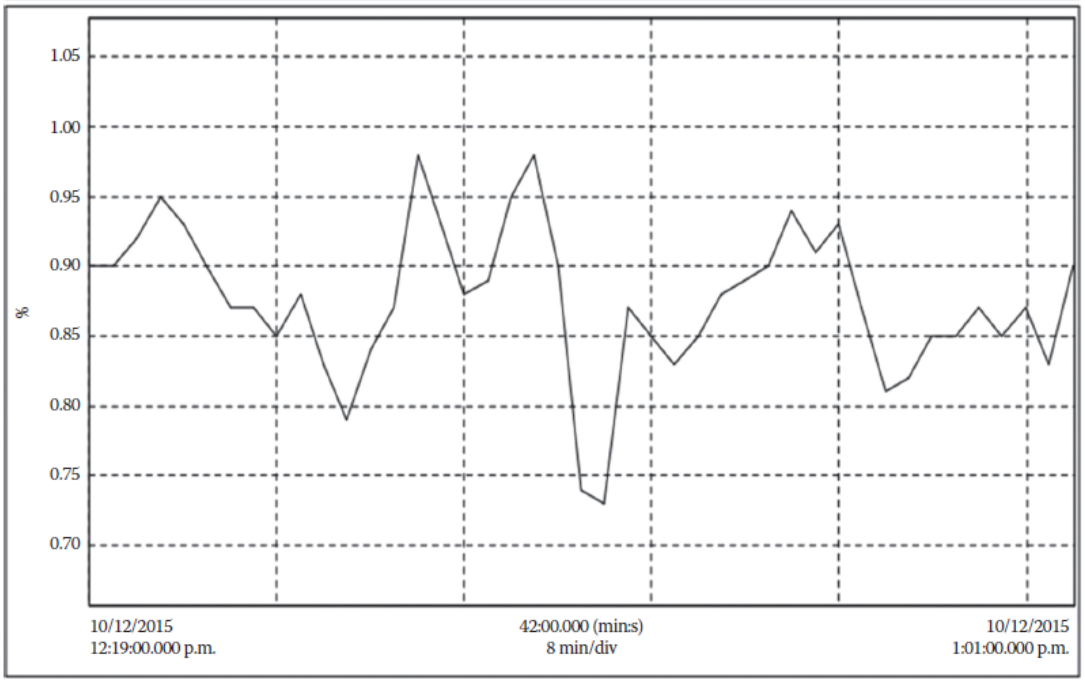



(b)

**РИС. 11.10**

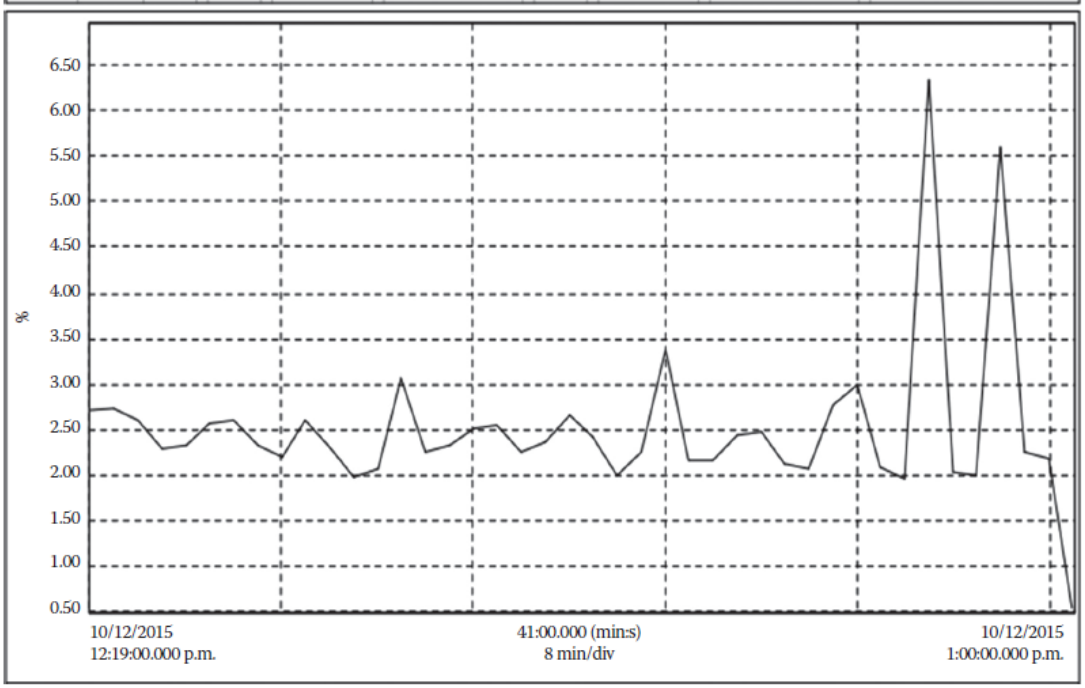
Изменение во времени THD (а) напряжения и (б) тока THD для стиральной машины в доме.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V1-THD | 0.876 | 0.730 | 10/12/2015 | 12:41:00.000 p.m. | 0.980 | 10/12/2015 | 12:33:00.000 p.m. | % |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 2.516 | 0.540 | 10/12/2015 | 1:00:00.000 p.m. | 6.330 | 10/12/2015 | 12:54:00.000 p.m. | % |

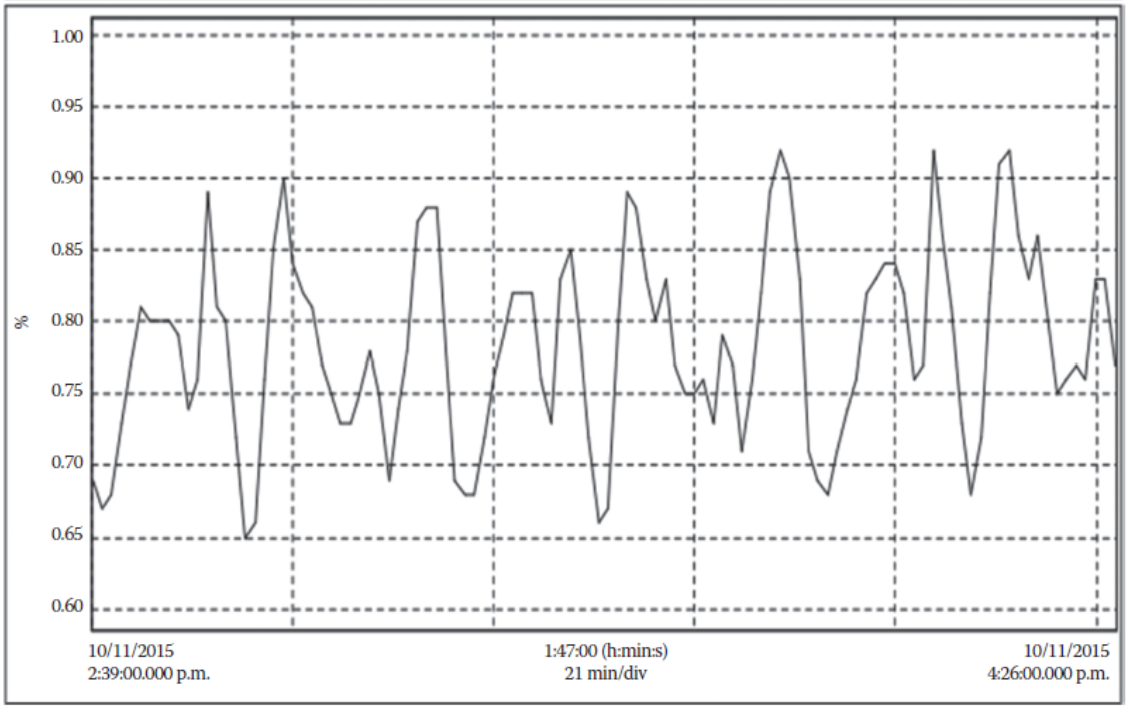



(b)

**РИС. 11.11**

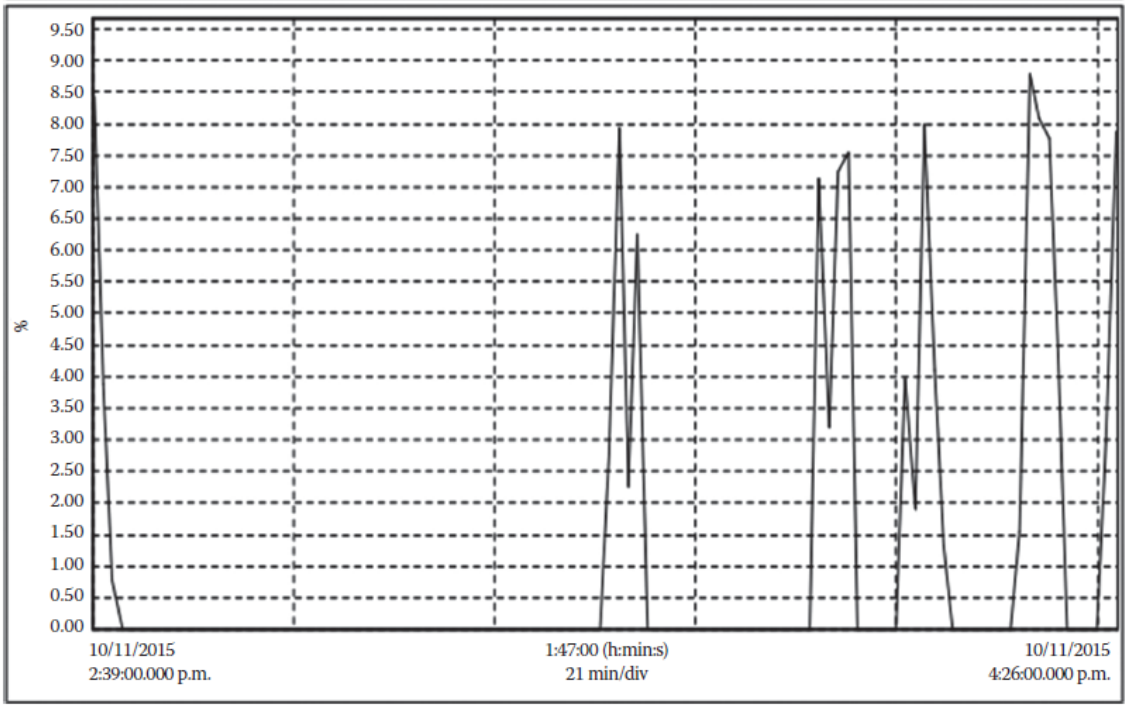
Изменение во времени THD (а) напряжения и (б) тока THD для сушилки для белья в доме.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V1-THD | 0.783 | 0.650 | 10/11/2015 | 2:55:00.000 p.m. | 0.920 | 10/11/2015 | 3:51:00.000 p.m. | % |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 1.093 | 0.000 | 10/11/2015 | 2:42:00.000 p.m. | 8.790 | 10/11/2015 | 4:17:00.000 p.m. | % |

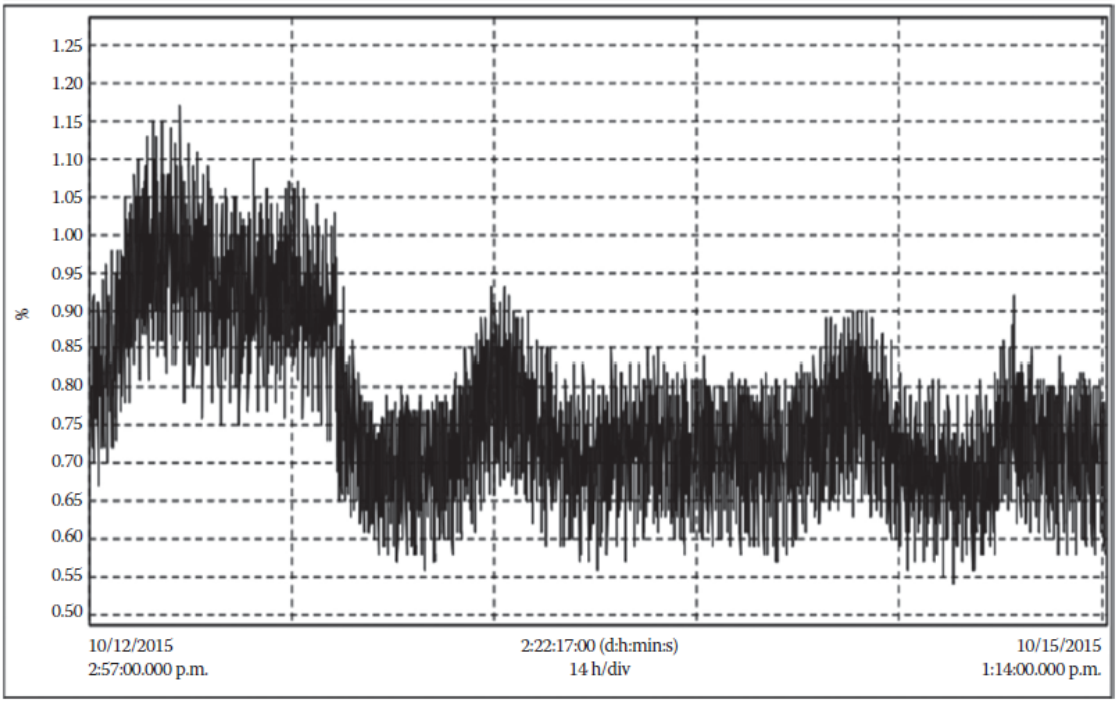



(b)

**РИС. 11.12**

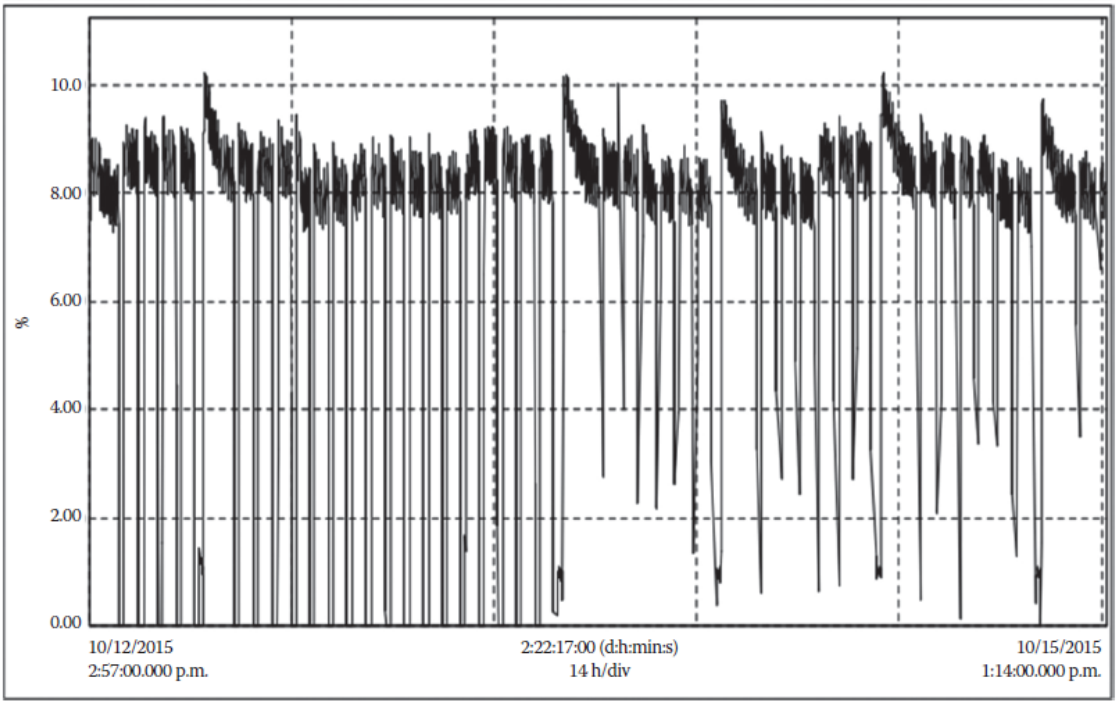
Изменение THD (а) напряжения и (б) тока THD для посудомоечной машины в доме.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V1-THD | 0.771 | 0.540 | 10/15/2015 | 2:43:00.000 a.m. | 1.170 | 10/12/2015 | 9:11:00.000 p.m. | % |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 7.130 | 0.000 | 10/12/2015 | 4:58:00.000 p.m. | 10.220 | 10/12/2015 | 10:55:00.000 p.m. | % |

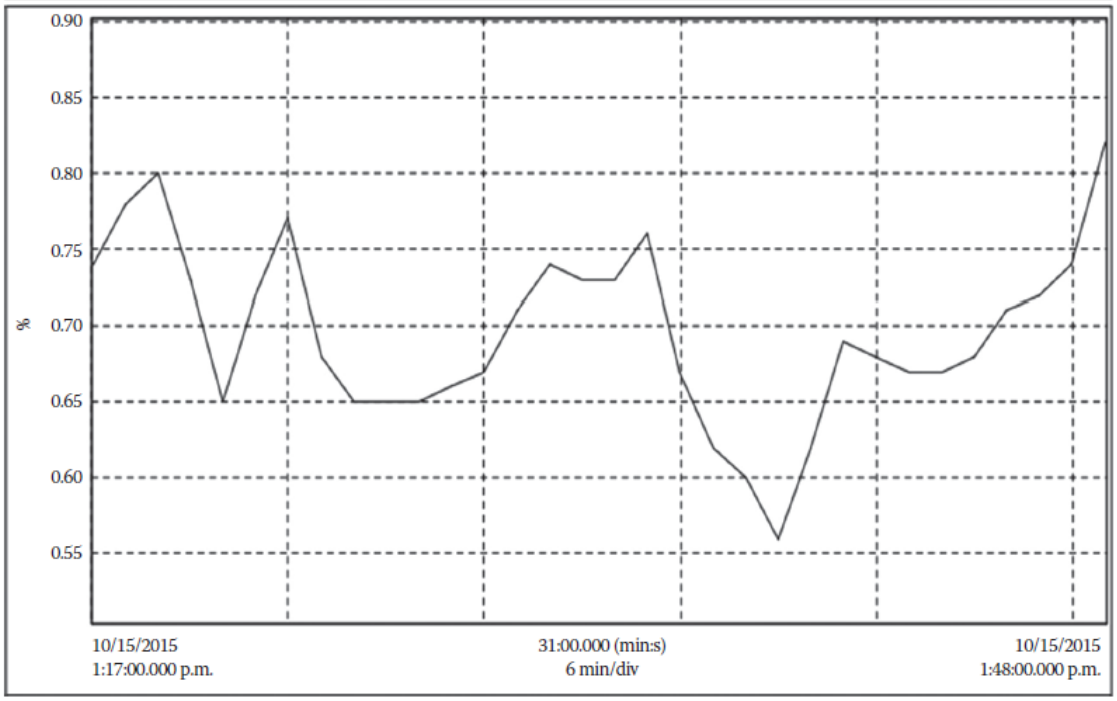



(b)

**РИС. 11.13**

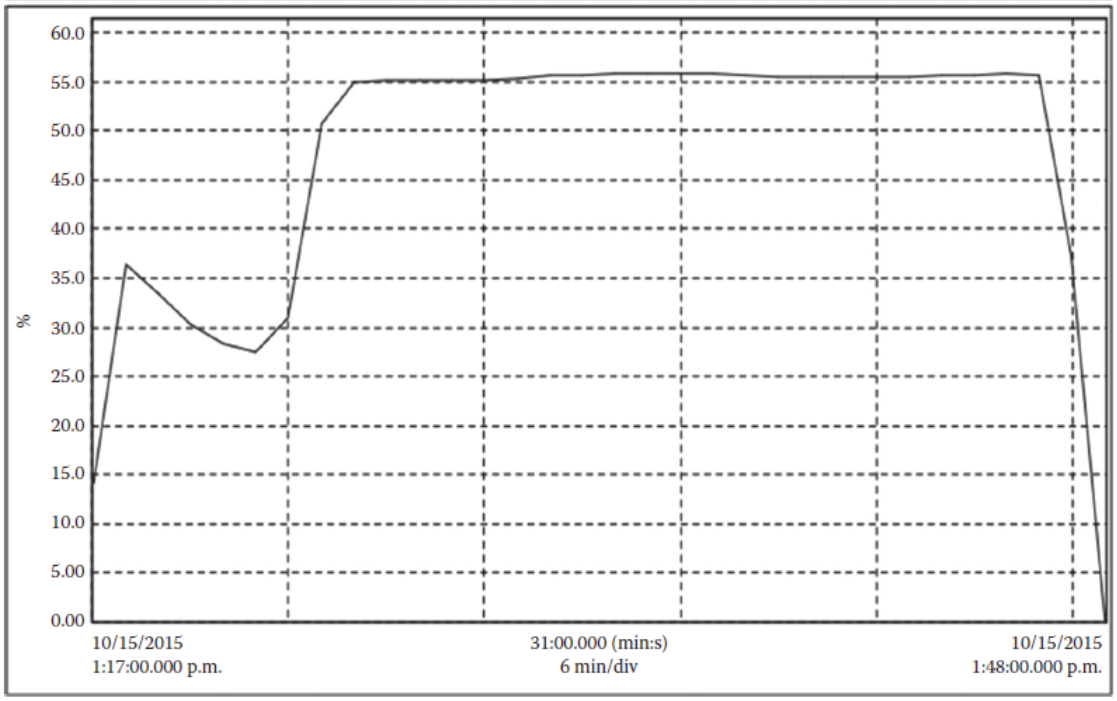
Изменение THD (а) напряжения и (б) тока THD для холодильника в доме.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V1-THD | 0.696 | 0.560 | 10/15/2015 | 1:38:00.000 p.m. | 0.820 | 10/15/2015 | 1:48:00.000 p.m. | % |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 47.176 | 0.000 | 10/15/2015 | 1:48:00.000 p.m. | 55.820 | 10/15/2015 | 1:34:00.000 p.m. | % |

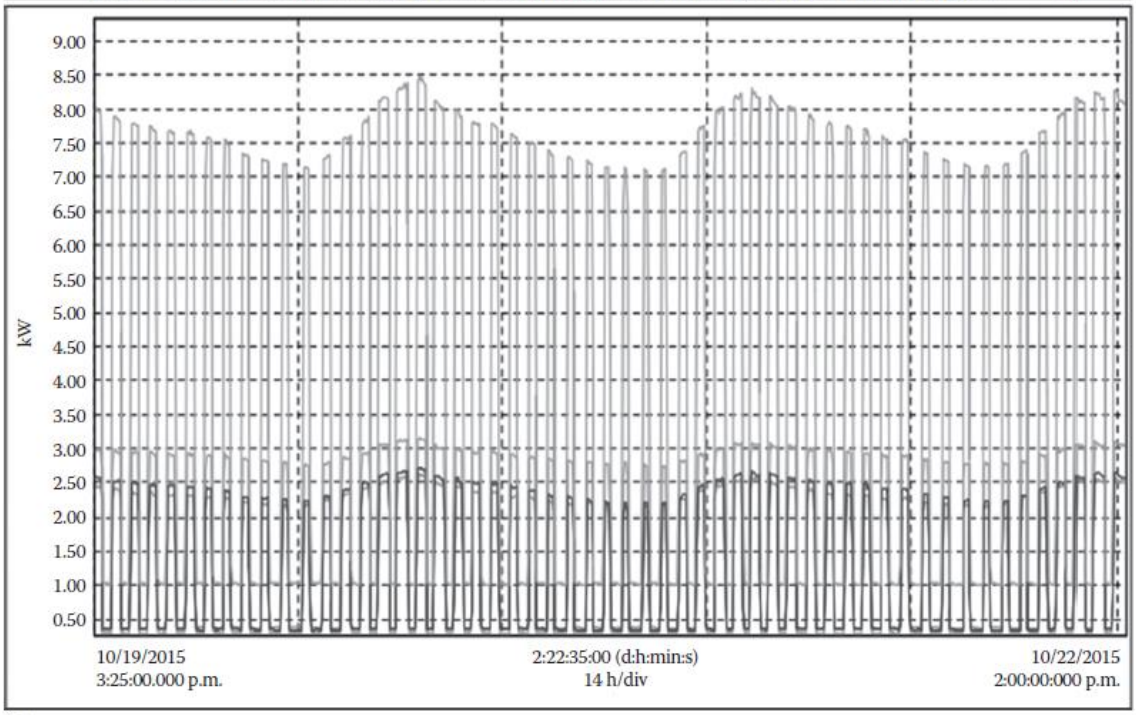



(b)

**РИС. 11.14**

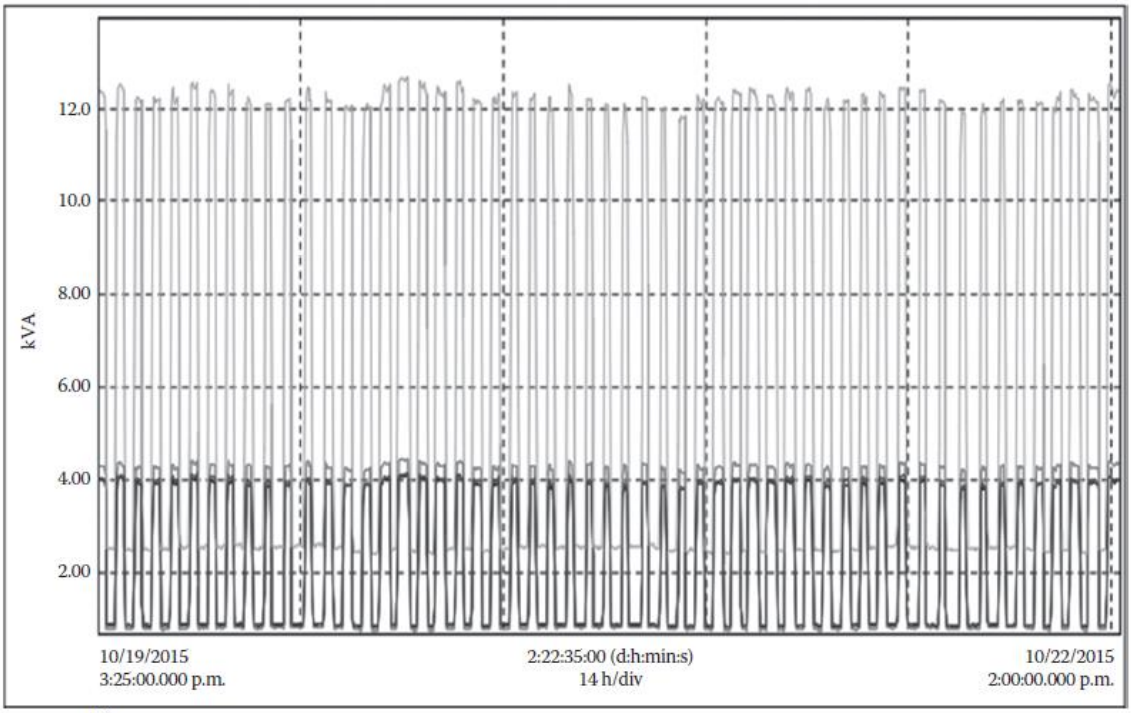
Изменение во времени THD (а) напряжения и (б) тока THD для микроволновой печи в доме.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| -- | P (W) | 3886.507 | 1005.000 | 10/21/2015 | 1:35:00.000 p.m. | 8489.000 | 10/20/2015 | 1:40:00.000 p.m. | kW |
| -- | P1 (W) | 1177.676 | 287.000 | 10/21/2015 | 5:20:00.000 p.m. | 2621.000 | 10/20/2015 | 1:40:00.000 p.m. | kW |
| -- | P2 (W) | 1463.578 | 353.000 | 10/20/2015 | 9:35:00.000 a.m. | 3152.000 | 10/20/2015 | 1:40:00.000 p.m. | kW |
| -- | P3 (W) | 1245.281 | 332.000 | 10/21/2015 | 4:45:00.000 a.m. | 2716.000 | 10/20/2015 | 1:40:00.000 p.m. | kW |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | S (VA) | 6683.678 | 2393.000 | 10/21/2015 | 11:00:00.000 a.m. | 12686.000 | 10/20/2015 | 12:50:00.000 p.m. | kVA |
| — | S1 (VA) | 2175.121 | 808.000 | 10/21/2015 | 11:00:00.000 a.m. | 4096.000 | 10/20/2015 | 12:40:00.000 p.m. | kVA |
| — | S2 (VA) | 2297.619 | 744.000 | 10/20/2015 | 2:35:00.000 p.m. | 4469.000 | 10/20/2015 | 12:20:00.000 p.m. | kVA |
| — | S3 (VA) | 2210.933 | 831.000 | 10/21/2015 | 11:00:00.000 a.m. | 4136.000 | 10/20/2015 | 12:50:00.000 p.m. | kVA |

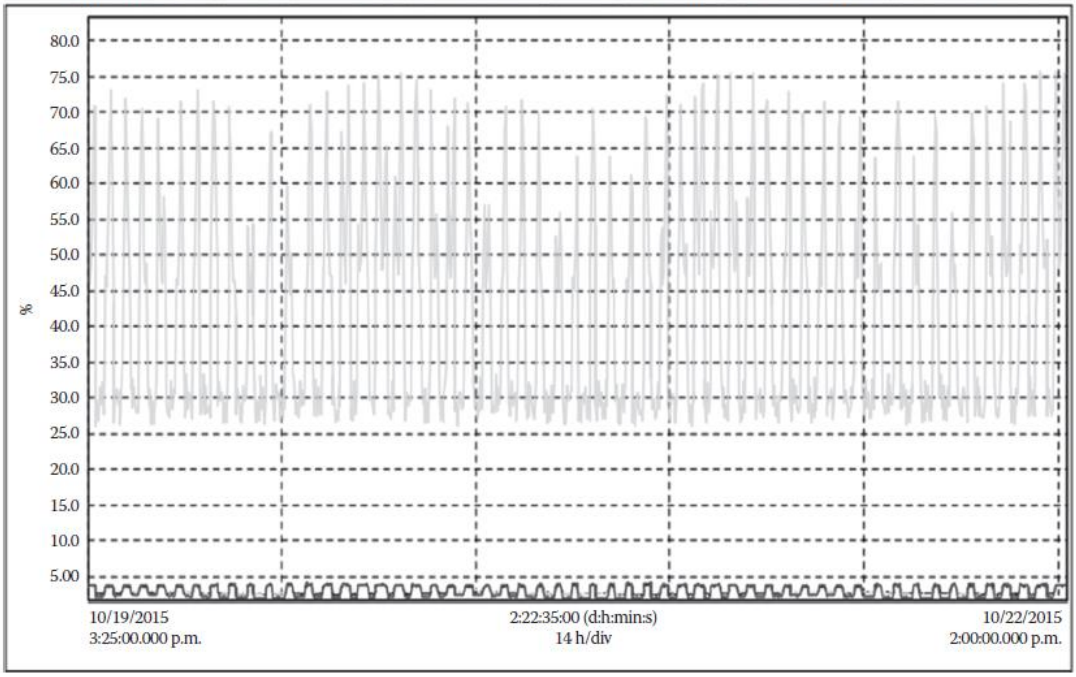



(b)

**РИС. 11.15**

Изменение во времени (а) активной мощности, (б) полной мощности. *(Contin*

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 3.087 | 2.390 | 10/20/2015 | 9:35:00.000 a.m. | 3.920 | 10/22/2015 | 8:50:00.000 a.m. | % |
| — | I2-THD | 3.052 | 2.330 | 10/22/2015 | 5:15:00.000 a.m. | 4.130 | 10/22/2015 | 12:40:00.000 p.m. | % |
| — | I3-THD | 2.855 | 1.870 | 10/21/2015 | 3:15:00.000 a.m. | 4.200 | 10/21/2015 | 8:00:00.000 a.m. | % |
| — | IN-THD | 41.332 | 26.020 | 10/21/2015 | 6:55:00.000 a.m. | 75.740 | 10/22/2015 | 1:20:00.000 p.m. | % |




(c)

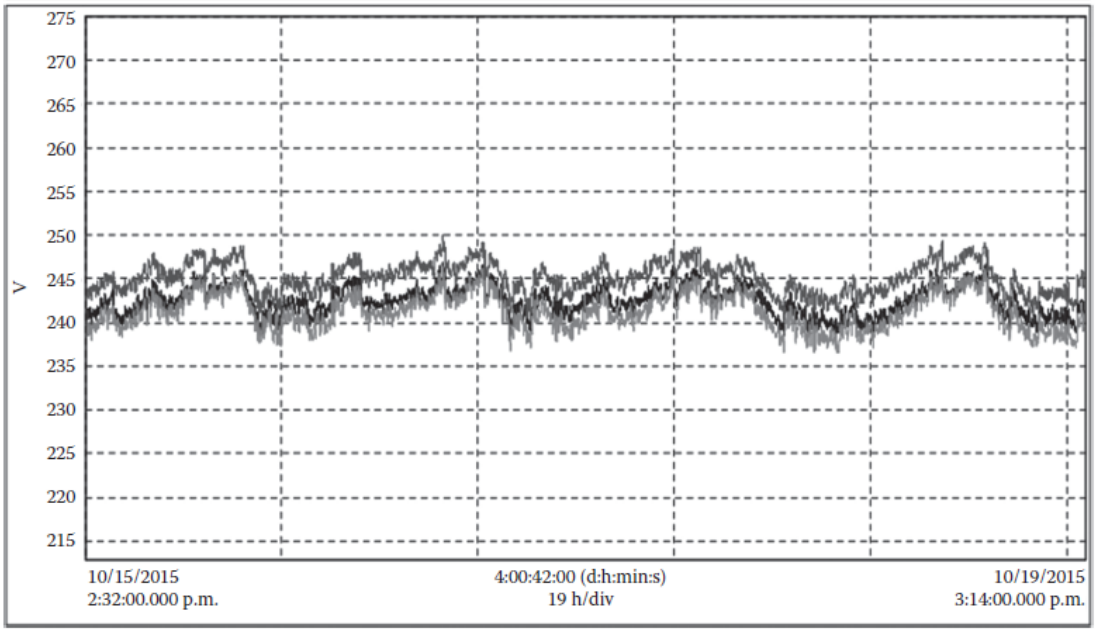
**РИС. 11.15 (продолж.)**

Изменение во времени (c) текущего THD для системы кондиционирования воздуха в доме.

## *11.7 Резюме*

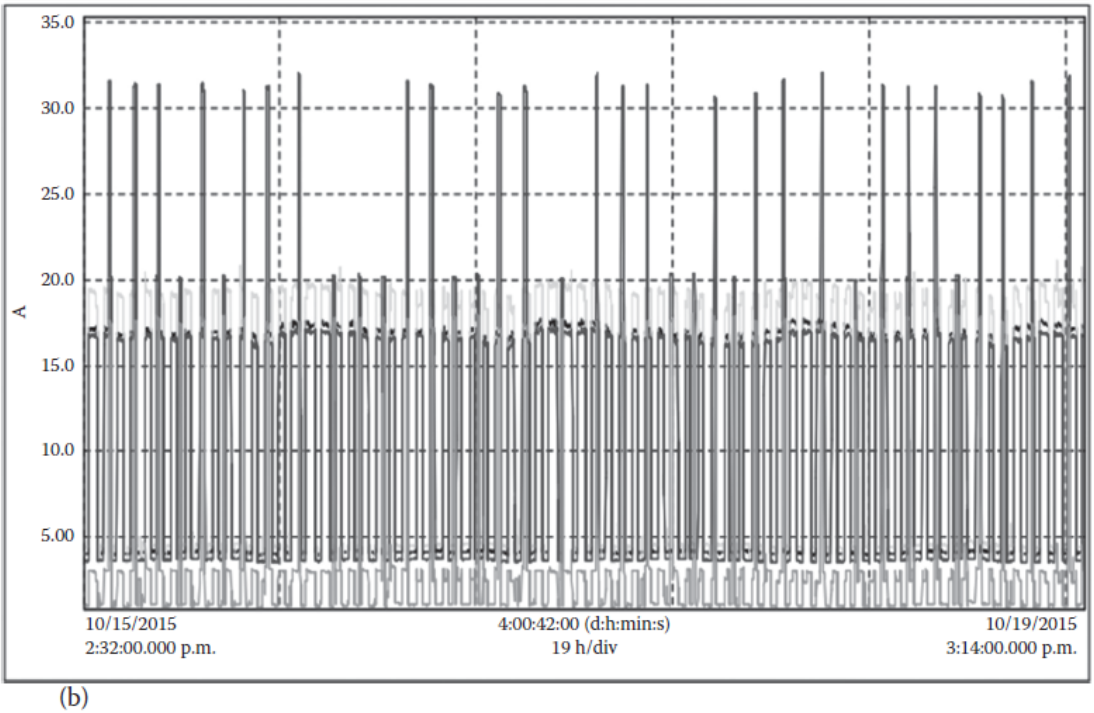
В этой главе обсуждаются и описываются некоторые причины проблем с качеством электроэнергии в электрических распределительных системах зданий. Хотя проблемы качества электроэнергии влияют на надежность подачи энергии, они обычно не рассматриваются как проблемы безопасности и в большинстве случаев игнорируются НЭК. Однако при проектировании электрических систем зданий важно учитывать влияние качества электроэнергии на различные нагрузки. В этой главе представлены некоторые варианты смягчения, позволяющие устранить или, по крайней мере, уменьшить проблемы с качеством электроэнергии. В этой главе особое внимание уделяется причинам и решениям по снижению гармонических искажений тока и напряжения. В самом деле, несколько нагрузок, обычно используемых в современных зданиях, могут вызывать заметные гармонические искажения и могут вызывать, если их не смягчить надлежащим образом, значительные повреждения различных компонентов распределительных систем.

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V1 | 242.520 | 238.090 | 10/17/2015 | 9:38:36.000 a.m. | 247.260 | 10/17/2015 | 11:26:59.000 p.m. | V |
| — | V2 | 241.293 | 236.010 | 10/17/2015 | 9:38:35.000 a.m. | 246.320 | 10/19/2015 | 5:36:09.000 a.m. | V |
| — | V3 | 245.171 | 239.870 | 10/18/2015 | 10:10:57.000 a.m. | 250.040 | 10/17/2015 | 1:07:17.000 a.m. | V |




(a)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1 | 12.014 | 3.943 | 10/16/2015 | 7:27:15.000 a.m. | 20.896 | 10/19/2015 | 12:56:35.000 a.m. | A |
| — | I2 | 13.453 | 3.521 | 10/19/2015 | 10:42:14.000 a.m. | 23.467 | 10/16/2015 | 10:42:08.000 a.m. | A |
| — | I3 | 13.574 | 3.520 | 10/18/2015 | 1:08:34.000 p.m. | 32.343 | 10/18/2015 | 2:06:11.000 p.m. | A |
| — | IN | 5.550 | 0.904 | 10/16/2015 | 7:27:15.000 a.m. | 18.883 | 10/15/2015 | 9:35:44.000 p.m. | A |

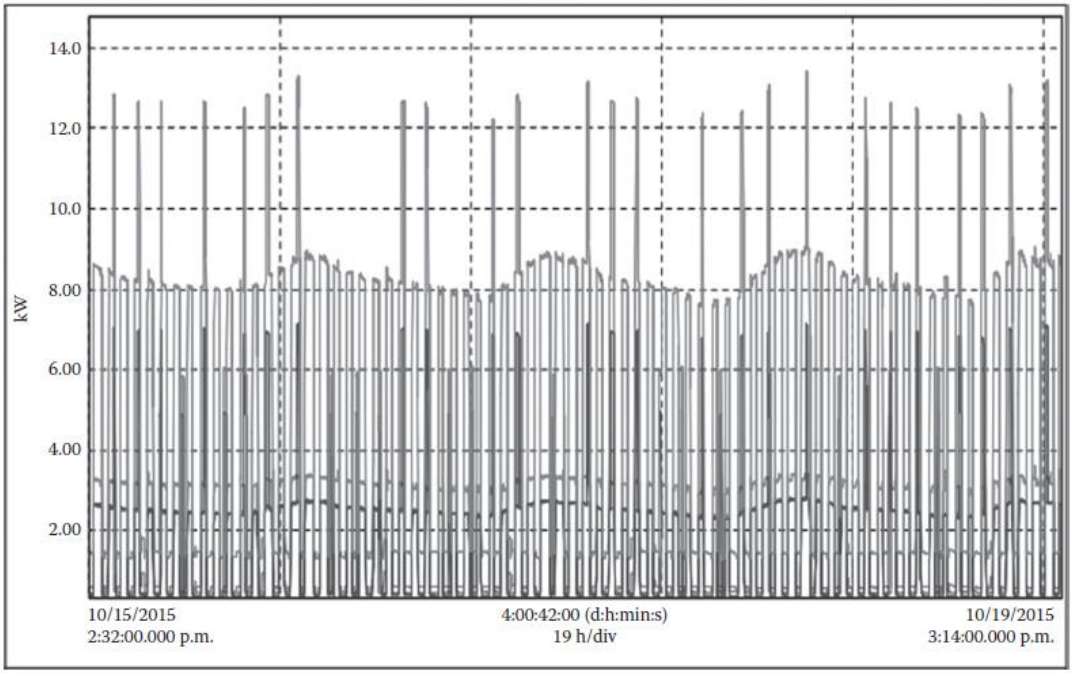



(b)

**РИС. 11.16**

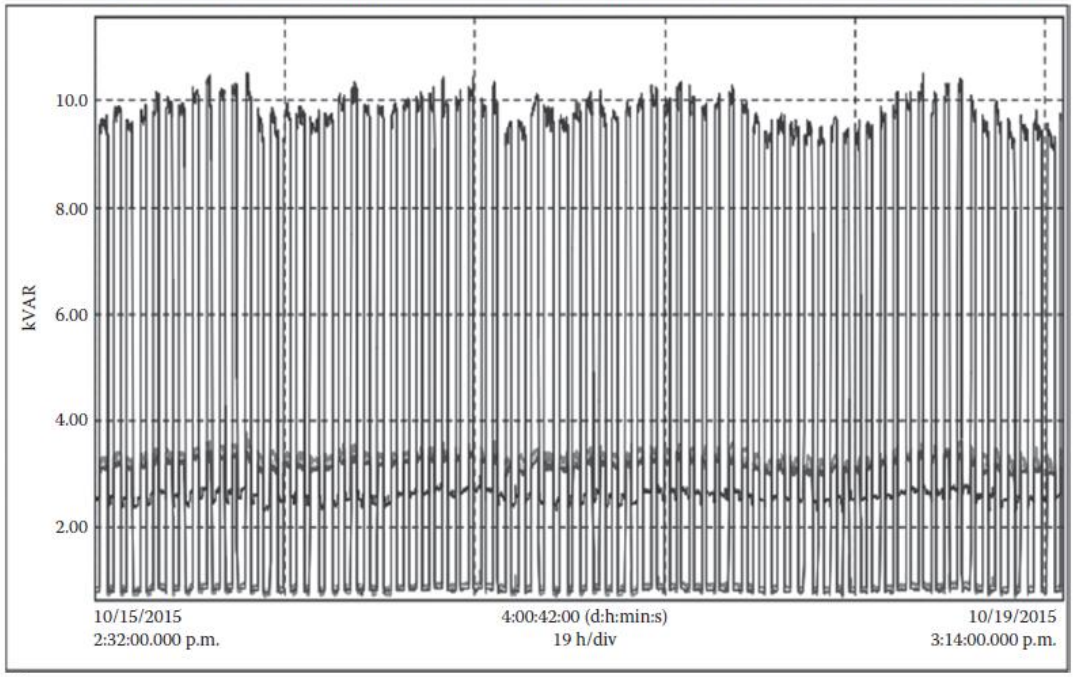
Изменение во времени (а) напряжения, (б) токов. *(Conti*

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | P (W) | 5009.166 | 1309.000 | 10/18/2015 | 2:50:00.000 p.m. | 13428.000 | 10/18/2015 | 2:02:00.000 p.m. | kW |
| — | P1 (W) | 1439.217 | 453.000 | 10/16/2015 | 10:25:00.000 p.m. | 2871.000 | 10/18/2015 | 2:02:00.000 p.m. | kW |
| — | P2 (W) | 1795.169 | 456.000 | 10/18/2015 | 4:01:00.000 p.m. | 3621.000 | 10/19/2015 | 12:46:00.000 p.m. | kW |
| — | P3 (W) | 1774.780 | 370.000 | 10/19/2015 | 5:55:00.000 a.m. | 7181.000 | 10/17/2015 | 4:16:00.000 p.m. | kW |




(c)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | Q (var) | 5900.086 | 2269.000 | 10/18/2015 | 5:19:00.000 p.m. | 10519.000 | 10/16/2015 | 5:35:00.000 a.m. | kVAR |
| — | Q1 (var) | 1978.238 | 824.000 | 10/16/2015 | 7:27:00.000 a.m. | 3465.000 | 10/17/2015 | 1:21:00.000 a.m. | kVAR |
| — | Q2 (var) | 2014.369 | 703.000 | 10/18/2015 | 5:19:00.000 p.m. | 3784.000 | 10/16/2015 | 5:35:00.000 a.m. | kVAR |
| — | Q3 (var) | 1907.441 | 737.000 | 10/18/2015 | 5:19:00.000 p.m. | 3432.000 | 10/19/2015 | 3:43:00.000 a.m. | kVAR |

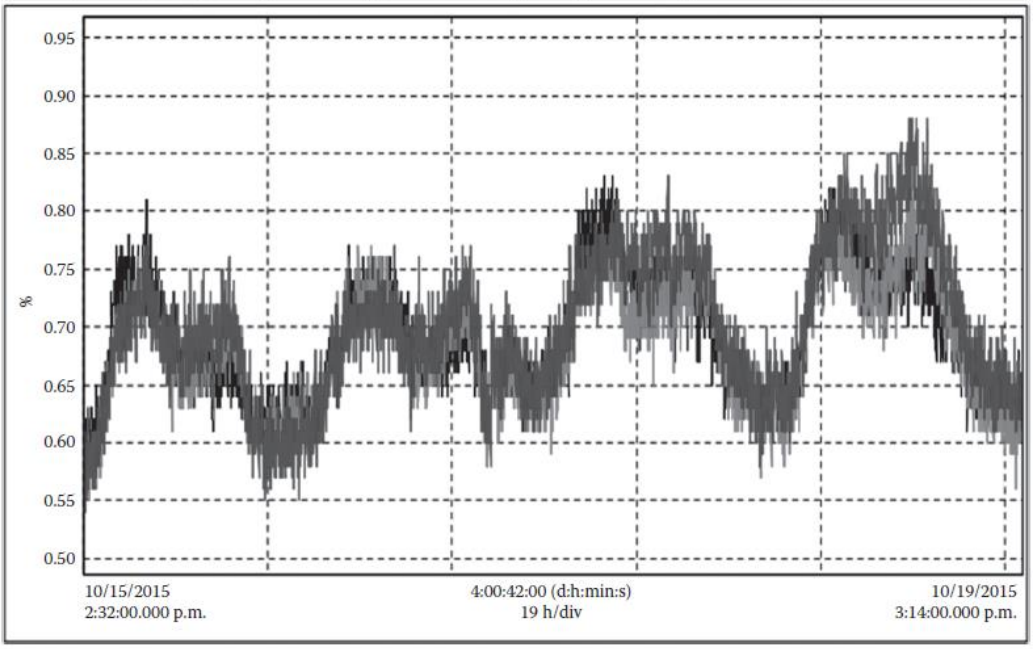



(d)

**РИС. 11.16 (продолж.)**

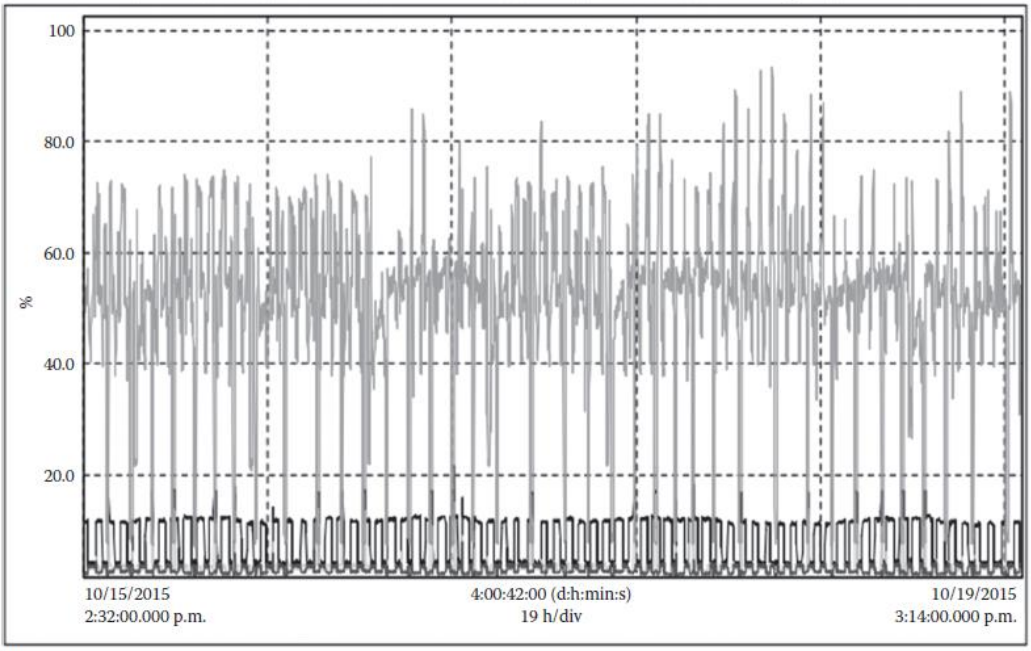
Изменение во времени (c) активной мощности, (d) реактивной мощности. (*Conti*

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | V12-THD | 0.692 | 0.570 | 10/15/2015 | 2:38:00.000 p.m. | 0.840 | 10/18/2015 | 9:20:00.000 p.m. | % |
| — | V23-THD | 0.685 | 0.550 | 10/15/2015 | 2:43:00.000 p.m. | 0.820 | 10/18/2015 | 9:21:00.000 p.m. | % |
| — | V31-THD | 0.702 | 0.540 | 10/15/2015 | 2:32:00.000 p.m. | 0.880 | 10/19/2015 | 3:42:00.000 a.m. | % |




(e)

| Legend | Name | Avg | Min | Min date | Min time | Max | Max date | Max time | Units |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| — | I1-THD | 8.455 | 3.290 | 10/15/2015 | 7:22:00.000 p.m. | 21.710 | 10/17/2015 | 4:43:00.000 a.m. | % |
| — | I2-THD | 3.307 | 1.870 | 10/15/2015 | 8:10:00.000 p.m. | 15.100 | 10/18/2015 | 1:41:00.000 a.m. | % |
| — | I3-THD | 2.921 | 1.740 | 10/16/2015 | 1:55:00.000 a.m. | 7.890 | 10/17/2015 | 5:34:00.000 a.m. | % |
| — | IN-THD | 50.797 | 7.050 | 10/19/2015 | 5:13:00.000 a.m. | 93.240 | 10/18/2015 | 1:36:00.000 p.m. | % |




(f)

**РИС. 11.16** (*продолж.*)

Изменение во времени (e) THD напряжения и (f) THD тока для служебного входа в многоквартирный дом.

**Задачи**

11.1 На основе анализа напряжения, измеренного для панели освещения, было обнаружено, что среднеквадратичные значения для основной, третьей, пятой, седьмой и девятой гармоник, составляющих форму волны напряжения, следующие:

$$V_1 = 475 \text{ В}, V_3 = 15 \text{ В}, V_5 = 7 \text{ В}, V_7 = 3 \text{ В}, V_9 = 1 \text{ V}$$

Определите значения IHD и THD, используя определения IEEC и IEC.

11.2 На основе анализа тока, измеренного для силовой панели, среднеквадратичные значения основной, третьей, пятой и седьмой гармоник, составляющих форму волны напряжения, оцениваются следующим образом:

$$I_1 = 175\text{A}, I_3 = 85\text{A}, I_5 = 50\text{A}, I_7 = 25\text{A}$$

Определите значения IHD и THD, используя определения IEEC и IEC.

11.3 Оцените текущий THD настольного компьютера с его монитором. Используйте данные, приведенные в таблице 11.2.

11.4 Определите коэффициент k, необходимый для трансформатора, питающего нагрузку 245 А для основной гармоники, 115 А для третьей гармоники, 75 А для пятой гармоники, 50 А для седьмой гармоники и 30 А для девятой гармоники. .

11.5 Определите значения сопротивления переменному току для медного проводника 400 MCM, обслуживающего панель освещения. Рассмотрим основную, а также третью, пятую, седьмую и девятую гармоники.

11.6 Для медного проводника 400 MCM оцените коэффициент номинального тока q, если среднеквадратичные значения тока для различных гармоник равны $I_1 = 310$ А (основная гармоника), $I_3 = 120$ А (третья гармоника), $I_5 = 165$ А (пятая гармоника), $I_7 = 70$ А (седьмая гармоника) и $I_9 = 40$ А (девятая гармоника).

11.7 Трансформатор на 2500 кВА номиналом 13,8 кВА – 480 Y / 277 В с импедансом 5%. Определите резонансную частоту как функцию размера конденсаторных батарей кВАр в диапазоне от 100 до 1000 кВАр. Определите лучший вариант для конденсаторной батареи.

# 12 Фотоэлектрические системы

В этой главе представлен обзор различных компонентов фотоэлектрических (PV) систем. В частности, описаны основные типы и операции фотоэлектрических модулей, батарей, инверторов и контроллеров. Кроме того, обсуждаются типичные конфигурации автономных и подключенных к сети фотоэлектрических систем, подходящие для зданий. Наконец, описывается подход к проектированию различных компонентов фотоэлектрических систем. Представлены несколько примеров расчетов для иллюстрации руководящих принципов проектирования фотоэлектрических систем, интегрированных в систему распределения электроэнергии для зданий.

## 12.1 Введение

Индустрия фотоэлектрической энергетики возникла в результате усилий нескольких целеустремленных людей, приверженных чистым и возобновляемым источникам энергии. К сожалению, у большинства из этих первопроходцев не было опыта в области электрических систем. Даже до недавнего времени у нескольких дилеров и установщиков фотоэлектрических систем не было достаточных знаний и подготовки в области построения электрических систем. Вопреки распространенному мнению, фотоэлектрические системы по крайней мере так же сложны для правильного проектирования и монтажа, как и системы распределения электроэнергии в зданиях. Необходимо соблюдать не только требования Национального электротехнического кодекса (НЭК) для электрических систем зданий, но и дополнительные требования к фотоэлектрическим системам и наружным, подверженным воздействию солнечного света местам. Еще одна сложность - неотъемлемое присутствие электричества постоянного тока (DC) в фотоэлектрических системах. Системы постоянного тока гораздо менее знакомы большинству электриков, чем цепи переменного тока. Более того, несмотря на более низкое напряжение, системы постоянного тока могут быть столь же опасными, как и цепи переменного тока, как отмечалось в Главе 5. Следует отметить, что НЭК не так всесторонне относится к постоянному току, как к системам переменного тока. Компоненты, рассчитанные на постоянный ток, не так широко доступны, как компоненты, рассчитанные на переменный ток, и часто являются дорогостоящими из-за низкого уровня производства и присущей сложности обработки постоянного тока. Наконец, у некоторых производителей фотоэлектрического оборудования отсутствует надлежащий перечень оборудования, в котором указаны его электрические характеристики и требования.

Как отмечалось в предыдущих главах, для построения электрических распределительных систем абсолютно необходимо соблюдение всех требований НЭК для обеспечения безопасных и надежных фотоэлектрических установок. Эти требования не всегда очевидны, и долговечность фотоэлектрических систем делает их особой заботой. В этой главе сначала рассматриваются типичные компоненты фотоэлектрической системы и их функции. Затем проводится подробное обсуждение требований НЭК и лучших практик для фотоэлектрических модулей, проводников, устройств максимального тока, разъединителей, заземления, защиты от молний и перенапряжения, клемм и соединений, проводки и центров нагрузки, а также маркировки систем. Наконец, представлены некоторые рекомендации по проектированию для обеспечения безопасных, долговечных и соответствующих нормам фотоэлектрических систем.

## 12.2 Компоненты фотоэлектрической системы

Фотоэлектрические системы состоят из нескольких компонентов, которые не используются в большинстве жилых и коммерческих электрических установок. В этом разделе представлен краткий обзор основных компонентов для построения интегрированных фотоэлектрических систем.

### *12.2.1 Фотоэлектрические модули*

Фотоэлектрические модули состоят из набора фотоэлементов, которые соединены последовательно и / или параллельно и заключены в экологически безопасные ламинаты и по сути являются строительными блоками всех типов фотоэлектрических систем. Фотоэлектрические панели представляют собой набор модулей, собранных в предварительно смонтированные блоки, которые могут быть легко установлены на месте. Наконец, фотоэлектрические батареи представляют собой полный набор фотоэлектрических панелей, которые устанавливаются для выработки энергии как часть интегрированных в здание электрических систем или электрических распределенных систем.

Типичные фотоэлементы изготовлены из кристаллического кремния или аморфного (тонкопленочного) кремния. Кристаллический кремний обычно выращивают в монокристаллической (монокристаллической) или поликристаллической (поликристаллической) форме. Аморфный кремний наносится на поверхности слоями, часто с помощью процессов осаждения из паровой фазы. Кремний легирован небольшими примесями бора или фосфора с образованием p − n-переходов. Эти p – n-переходы создают поток электронов, когда они возбуждаются фотонами. Полученные солнечные элементы производят электричество постоянного тока, когда солнечный свет попадает на их поверхность. Силиконовые элементы обычно защищены закаленным стеклом на поверхности и полимерной подложкой. Алюминиевый каркас добавляет прочности и обеспечивает простой и надежный монтаж.

Фотоэлектрические модули обычно монтируются с использованием дополнительных алюминиевых или стальных элементов. Существует пять распространенных способов крепления: крыша, столб, земля, кронштейн и встроенный в здание. Большинство жилых и несколько коммерческих фотоэлектрических систем монтируются на крыше. Панели крепятся непосредственно к поверхности крыши с помощью скоб. При наземном монтаже используется тот же метод, но на опоре, а не на настиле крыши. Крепления для столбов закрепляются на вершине столба на высоте не менее 3 м (10 футов) над землей и часто используются для получения доступа к солнечным батареям в местах с препятствиями. Установленные на столб фотоэлектрические модули иногда оснащаются одно- или двухосными трекерами для увеличения общей выработки электроэнергии. Интегрированные в здание фотоэлектрические элементы (BIPV) устанавливаются как неотъемлемая часть зданий. Прозрачные модули, кровельные изделия, затеняющие устройства и многие другие конструкции используются как для выработки электричества, так и в качестве элемента оболочки здания. Кристаллический кремний используется в некоторых BIPV, но аморфный кремний более гибкий и больше подходит для приложений BIPV. Кроме того, аморфный кремний дешевле в производстве, чем кристаллические формы. Однако он также менее эффективен и не обязательно дешевле в расчете на ватт. Монокристаллические ячейки несколько более эффективны, чем поликристаллические, но также более дороги в производстве. Учитывая их популярность, именно свойства кристаллических кремниевых элементов определяют требования НЭК к электрическим фотоэлектрическим системам (НЭК, 2014).

Фотоэлектрические модули обычно оцениваются в стандартных условиях испытаний (STC). Эти испытания проводятся в лабораторных условиях при интенсивности излучения 1000 Вт/м$^2$ и температуре ячейки 25°C. Спектральные свойства излучения стандартизированы и рассчитаны примерно на солнечный свет. Следует отметить, что эти параметры не отражают экстремальных условий окружающей среды, которые могут возникнуть при работе фотоэлектрических модулей. Следовательно, при проектировании компонентов фотоэлектрической системы номинальные характеристики модулей должны быть адаптированы к экстремальным климатическим условиям, чтобы гарантировать безопасную и надежную работу фотоэлектрических модулей, как правило, в стандартных условиях испытаний (STC). Эти испытания проводятся в лабораторных условиях при интенсивности излучения 1000 Вт / м2 и температуре ячейки 25 ° C. Спектральные свойства излучения стандартизированы и рассчитаны примерно на солнечный свет. Следует отметить, что эти параметры не отражают экстремальных условий окружающей среды, которые могут возникнуть при работе фотоэлектрических модулей. Следовательно, при проектировании компонентов фотоэлектрической системы номинальные характеристики модулей должны быть адаптированы к экстремальным климатическим условиям, чтобы обеспечить безопасную и надежную работу всех компонентов системы. На рисунке 12.1 показаны типичные характеристики фотоэлементов, выраженные вольт-амперными кривыми. Выходной ток почти напрямую зависит от солнечного излучения, а напряжение увеличивается с понижением температуры элемента. При наличии батарей рабочее напряжение

обычно регулируется напряжением батареи, за исключением случаев, когда используется система отслеживания точки максимальной мощности (MPPT).

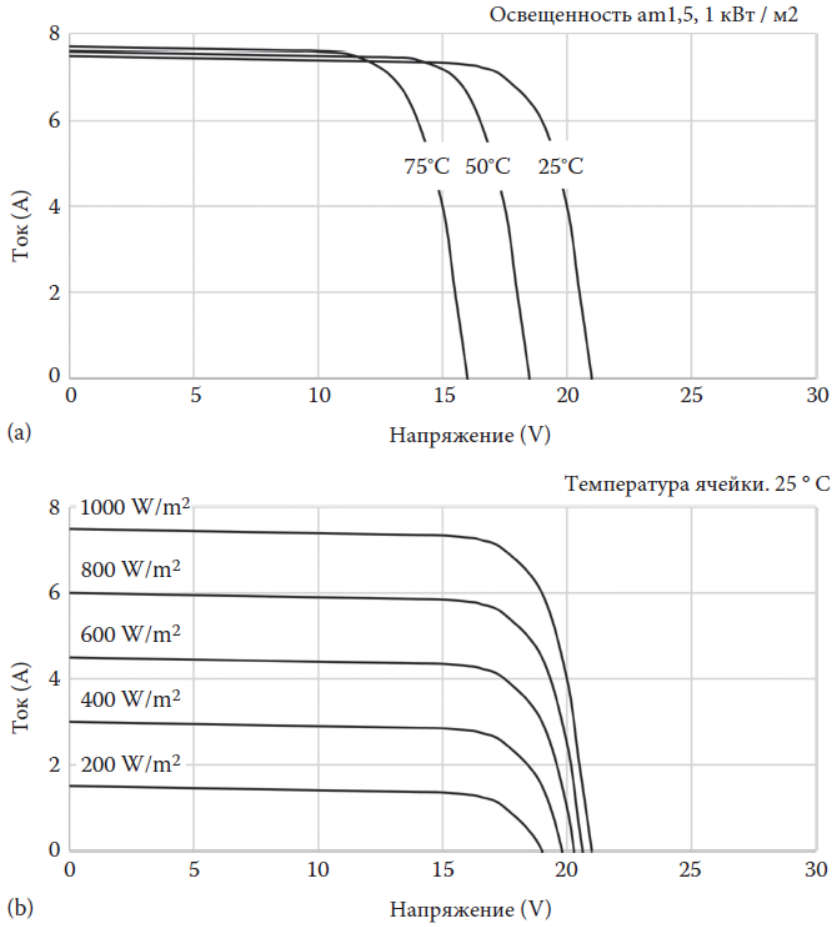



**РИС. 12.1**
Изменение напряжения и тока для различных (а) температуры фотоэлементов и (б) солнечного излучения.

На рисунке 12.2 показаны пять ключевых значений, которые должны быть указаны для фотоэлектрических модулей Underwriters Laboratories (UL) как часть процесса листинга. К ним относятся напряжение холостого хода ($V_{OC}$), ток короткого замыкания ($I_{SC}$), максимальное напряжение питания ($V_{MP}$), максимальный ток мощности ($I_{MP}$) и максимальная мощность ($P_{MAX}$). Напряжение холостого хода и ток короткого замыкания представляют собой максимальные значения, достигаемые в рамках STC. В нормальных условиях эксплуатации массив может испытывать более высокие значения как напряжения, так и тока.

В таблице 12.1 представлены типичные характеристики фотоэлектрических модулей для распространенных типов элементов, включая номинальную мощность, ток короткого замыкания, напряжение холостого хода и КПД.

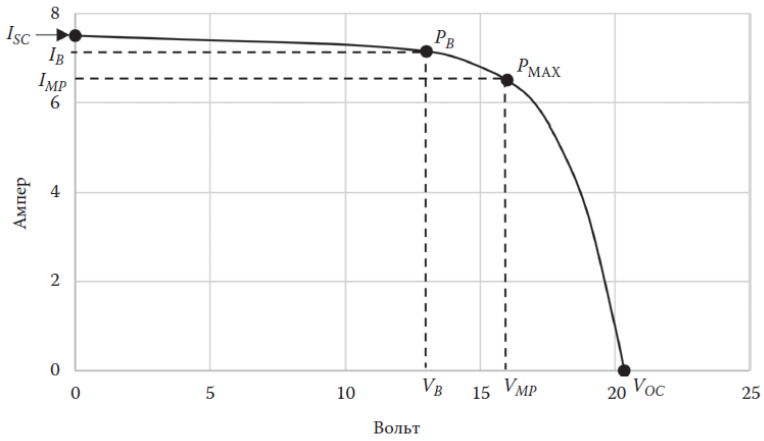



**РИС. 12.2**
Типовая вольт-амперная кривая для фотоэлектрического модуля.

**ТАБЛИЦА 12.1**

Типичные характеристики фотоэлектрического модуля

| Тип фотоэлемента | Номинальная мощность (Вт) | Ток короткого замыкания, ISC (A) | Напряжение холостого хода, VOC (В) | КПД (%) |
|---|---|---|---|---|
| Монокристалл | 175 | 5.55 | 44.4 | 13.5 |
| Мультикристалл | 75 | 4.75 | 21.8 | 11.6 |
| Тонкая пленка | 40 | 2.68 | 23.3 | 9.4 |

Как указано в таблице 12.1, эффективность преобразования имеющихся в продаже фотоэлектрических модулей находится в диапазоне 10–13% при номинальных условиях. Следует отметить, что тонкопленочные фотоэлектрические модули обычно используются для фотоэлектрических систем, интегрированных в здания (например, фотоэлектрических систем с галькой), и их эффективность повышается. Простой анализ для оценки производительности фотоэлектрических систем при производстве электроэнергии состоит в объединении эффективности всех ее компонентов. В частности, для типичной фотоэлектрической системы с фотоэлектрической панелью, инвертором и трекером MPP общая эффективность системы может быть оценена следующим образом:

$$\eta_{PV,system} = \eta_{PV,Module} * \eta_{INV} * \eta_{MPPT} * \eta_{VR} \qquad (12.1)$$

где

$\eta_{PV,Module}$ - КПД фотоэлектрической панели (типичные значения КПД см. в Таблице 12.1)

$\eta_{INV}$ - КПД инвертора (обычно более 95%)

$\eta_{MPPT}$ - максимальная эффективность трекера точки мощности (обычно более 95%)

$\eta_{VR}$ - КПД регулятора напряжения (обычно более 95%)

Тогда электрическая энергия, вырабатываемая фотоэлектрической системой, $E_{gen}$, может быть оценена на почасовой основе, используя следующее выражение:

$$E_{gen} = \eta_{PV,system} * A_{PV} * G_{net} \qquad (12.2)$$

где

$A_{PV}$ - это площадь фотоэлектрической панели.

$G_{net}$ - это чистое падающее излучение, попадающее на фотоэлектрическую панель, и зависит от угла наклона и системы слежения, используемой для фотоэлектрической системы.

Доступно несколько инструментов для оценки электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими системами, например, PVWatts, TRNSYS и PV-Chart.

Вместо только фотоэлектрических модулей были разработаны и установлены в нескольких зданиях гибридные фотоэлектрические / тепловые (PV / T) модули. Модули PVT преобразуют солнечную энергию в электричество и тепло. Типичный PV / T-коллектор аналогичен плоскому солнечному тепловому коллектору, за исключением того, что фотоэлектрическая (PV) панель

прикреплена к верхней части металлической пластины-поглотителя. Фотоэлементы состоят из полупроводниковых материалов, которые преобразуют высокоэнергетические фотоны падающего солнечного излучения в электричество. Фотоны с более низкой энергией поглощаются фотоэлектрической панелью и генерируют тепло внутри ячеек. Это тепло отводится в условия окружающей среды, а также удаляется из-за фотоэлементов посредством конвективной теплопередачи. Отвод тепла от фотоэлектрических панелей может дать множество преимуществ. Тепло можно использовать для удовлетворения различных тепловых нагрузок при одновременном повышении электрического КПД фотоэлектрической системы за счет более низкой рабочей температуры. И воздух, и жидкости используются для рекуперации тепла фотоэлектрических систем. Количество тепловой энергии и ее качество являются важными факторами при рассмотрении количества тепла на выходе. Рабочие характеристики фотоэлектрической системы характеризуются количеством произведенной электроэнергии и полезного тепла. В настоящее время имеется очень ограниченное количество коммерчески доступных систем PV / T.

### *12.2.2 Контроллеры*

В фотоэлектрических системах используются несколько типов контроллеров для регулирования потока энергии в аккумуляторной системе. Существует три основных типа контроллеров:

1. *Контроллеры заряда* определяются как устройства оборудования, которые контролируют постоянное напряжение или постоянный ток, или и то, и другое, используемые для зарядки аккумулятора (НЭК, 2014). Существует четыре распространенных типа контроллеров заряда: шунтирующие, одноступенчатые, многоступенчатые и импульсные. Контроллеры шунта отводят избыточный ток через резистор и выделяют его в виде тепла. Обычно они предназначены для небольших систем. Одноступенчатые контроллеры просто отключают ток к батареям при определенной уставке напряжения. Как шунтирующие, так и одноступенчатые контроллеры просты и недороги, но они могут снизить гибкость, снизить уровень заряда и сократить срок службы батарей. Многоступенчатые контроллеры имеют несколько диапазонов напряжения с различными настройками тока, что приводит к более высокому уровню заряда аккумулятора и увеличению срока его службы. Наконец, импульсные контроллеры обеспечивают импульсные заряды, которые уменьшаются при достижении заданного значения напряжения.

По мере того, как батареи заряжаются и разряжаются, контроллеры заряда обычно регулируют ток для достижения оптимального состояния батареи. Контроллеры заряда также обеспечивают защиту от перезарядки и выполняют выравнивание, важные функции для защиты срока службы батареи. Выравнивание восстанавливает все отдельные элементы в аккумуляторном блоке примерно до одинакового состояния, обеспечивая заряд высокого напряжения. В контроллер часто встроен ряд дополнительных функций, в том числе функции мониторинга для индикации производительности системы, температурная компенсация для обеспечения надлежащей зарядки аккумулятора, светодиодные индикаторы заряда (например, для сигнала тревоги о низком заряде аккумулятора) и автоматическое выравнивание. Другая ключевая особенность контроллеров заряда - иногда регулировка напряжения фотоэлектрической матрицы для достижения точки максимальной мощности (MPP). В этом случае контроллеры называются контроллерами слежения за точкой максимальной мощности или контроллерами MPPT. В частности, на рисунке 12.2 показано обычное напряжение батареи 13 В ($V_B$) и соответствующий ток массива ($I_B$) и мощность от массива ($P_B$). Максимальная мощность модуля $P_{MAX}$ составляет 110 Вт в режиме STC. Контроллер MPPT может заставить массив работать в этой точке или около нее, максимизируя выход полезной энергии. Если бы массиву было разрешено работать при напряжении батареи, показанном на рис. 12.2, общая мощность была бы приблизительно равна 13В × 7,1А, или 92Вт. Это примерно на 16% ниже, чем мощность, производимая контроллером MPPT. Контроллеры MPPT могут быть значительно дороже, чем другие контроллеры, но могут окупиться за счет оптимизации выработки электроэнергии, генерируемой PV.

2. *Контроллеры нагрузки* обычно представляют собой контроллеры заряда, работающие в режиме управления нагрузкой. Они защищают аккумуляторы от чрезмерного разряда, отключая нагрузки, когда напряжение аккумулятора становится слишком низким. Их также можно использовать

для мониторинга производительности системы. Следует отметить, что некоторые контроллеры заряда могут одновременно работать как контроллеры нагрузки. В зависимости от уровня мониторинга системы часто желателен отдельный контроллер нагрузки.

3. *Контроллеры отвода* на самом деле являются конкретными типами контроллеров заряда и определяются как устройства оборудования, которые регулируют процесс зарядки аккумуляторной батареи, перенаправляя мощность от накопителя энергии к нагрузкам постоянного или переменного тока или к взаимосвязанным коммунальным службам (НЭК, 2014). Контроллер переключения может быть подключен к нагрузкам постоянного тока или, если он включен в инвертор, к цепям переменного тока. Компания НЭК требует, чтобы контроллер резервного заряда имел резервный контроллер заряда, чтобы гарантировать, что аккумуляторы не перезарядятся. Действительно, когда защитные устройства в схемах переключения отключаются вручную или автоматически, контроллеры переключения становятся неработоспособными.

### *12.2.3 Батареи*

Батареи используются для выработки электроэнергии, когда солнечное излучение недоступно в ночное время и в пасмурные дни, когда фотоэлектрическая батарея не вырабатывает достаточно энергии для обслуживания подключенных нагрузок. В интерактивной системе они используются для подачи питания во время отключений и отключений. Батареи, используемые в солнечных системах, обычно имеют глубокий цикл. В отличие от батарей запуска, освещения и зажигания (SLI), батареи глубокого цикла могут многократно разряжаться до уровня ниже 50%, сохраняя при этом разумный срок службы. Батареи SLI содержат большое количество тонких пластин в каждой ячейке, которые могут обеспечивать большие токи в течение коротких периодов времени. Эти типы батарей редко используются в фотоэлектрических системах. Их полезный срок службы может составлять около 2 лет, если глубина разряда остается небольшой (Данлоп, 1997). Три наиболее распространенных типа аккумуляторов включают свинцово-кислотные аккумуляторы с жидким электролитом, свинцово-кислотные и никель-кадмиевые (Ni-Cad) с регулируемым клапаном.

1. *Залитые свинцово-кислотные батареи*: Есть два типа свинцово-кислотных аккумуляторов, обычно используемых в фотоэлектрических системах. К ним относятся гибрид свинец-сурьма и свинец-сурьма / свинец-кальций. Свинцово-сурьмяные батареи хорошо работают при глубоком разряде и высокой скорости разряда. Они также обладают хорошей механической прочностью и сохраняют свой срок службы в условиях высоких температур. Основным недостатком свинцово-сурьмяных аккумуляторов является их высокая скорость саморазряда, что приводит к значительным потерям воды. Потери воды могут быть уменьшены за счет использования колпачков для каталитической рекомбинации, которые преобразуют часть выходящих газов обратно в воду. Гибридные свинцово-сурьмяные / свинцово-кальциевые батареи имеют такую же долговечность и характеристики при глубоком разряде, что и свинцово-сурьмяные батареи, но с меньшими потерями воды. В них часто используются свинцово-кальциевые положительные пластины и свинцово-сурьмяные отрицательные пластины и используются в основном в больших фотоэлектрических системах. Гибриды свинец-сурьма / свинец-кальций, однако, склонны к сульфатированию и расслоению, с чем можно бороться путем частого выравнивания заряда.

2. *Свинцово-кислотные батареи с клапанным регулированием (VRLA)*: батареи VRLA содержат иммобилизованный электролит и герметичны (т.е. электролит не может быть добавлен). Клапаны регулирования давления обеспечивают безопасный сброс газов в ненормальных условиях. Эти батареи подходят для удаленных приложений, где требуется обслуживание, поскольку они водонепроницаемы и не требуют регулярного добавления воды. Однако, поскольку электролит пополнить нельзя, уставки контроллера заряда должны выбираться с осторожностью и должны компенсироваться по температуре. Перезарядка может привести к потерям электролита и сократить срок службы батареи. Более того, батареи VRLA имеют дополнительное преимущество - они менее подвержены замерзанию. Существует два распространенных типа батарей VRLA: гелевые элементы и абсорбированный стекломат (AGM). Оба предназначены для внутренней рекомбинации газов в воду для сохранения электролита. Желированные клетки обычно используют пластинки свинец-кальций, хотя некоторые используют гибрид свинца-сурьмы / свинца-кальция. Если используется только свинец-кальций, аккумуляторы могут быть подвержены перезарядке и менее подвержены очень глубоким циклам. В

батареях AGM используются стеклянные маты для суспендирования жидкого электролита. Стеклянные маты помещаются между металлическими пластинами, внутри которых рекомбинируют водород и кислород. Подобно гелевым элементам, AGM подвержены перезарядке и высоким рабочим температурам.

3. *Никель-кадмиевые (Ni-Cad) батареи*. Никель-кадмиевые батареи имеют некоторые преимущества перед свинцово-кислотными. В частности, они имеют более длительный срок службы и не имеют проблем с выделением газа электролита. Их также можно глубоко разрядить без серьезного вреда. Кроме того, никель-кадмиевые кадры хорошо сохраняют свою номинальную емкость при низких температурах, имеют низкую температуру замерзания и не требуют тщательного регулирования напряжения. К их основным недостаткам можно отнести высокую стоимость и ограниченную доступность.

### *12.2.4 Инверторы*

Инверторы преобразуют выход постоянного тока фотоэлектрической батареи, батарей и других источников питания постоянного тока в переменный ток для обслуживания нагрузки здания, энергосистемы или того и другого. Два основных типа инверторов - автономные и интерактивные. Общие функции инвертора включают автоматическое отключение при низком напряжении, переключение нагрузки, защиту от обратного тока и возможность объединения в стек (т. Е. Возможность работы нескольких устройств последовательно или параллельно). Некоторые инверторы также способны заряжать аккумулятор, получать энергию переменного тока от сети или генератора переменного тока и преобразовывать ее в электричество постоянного тока при напряжении аккумуляторной батареи.

1. *Автономные инверторы*: эти инверторы предназначены для подачи питания переменного тока на нагрузку в здании без подключения к электросети. Двумя общедоступными типами являются синусоидальная волна и модифицированная синусоида. Синусоидальные инверторы вырабатывают электроэнергию переменного тока того же или более высокого качества, что и электричество. Несмотря на такое высокое качество электроэнергии, автономные инверторы не предназначены для подключения к сети. Действительно, этим инверторам не хватает возможности синхронизации с сетью. Обычно требуется автоматическое отключение, чтобы предотвратить подачу энергии в обесточенную сеть. Модифицированные инверторы синусоидальной волны создают ступенчатое приближение к истинной синусоиде. На рисунке 12.3 показано сравнение измененных синусоидальных и синусоидальных сигналов. Хотя они менее дорогие, модифицированные синусоидальные инверторы часто не могут использоваться для работы с чувствительными электрическими нагрузками, такими как электроника, зарядные устройства для аккумуляторных инструментов или определенные двигатели, из-за возможности повреждения оборудования конечного использования. Они также могут создавать шум при питании электронных устройств, таких как стереосистемы и цифровые таймеры.

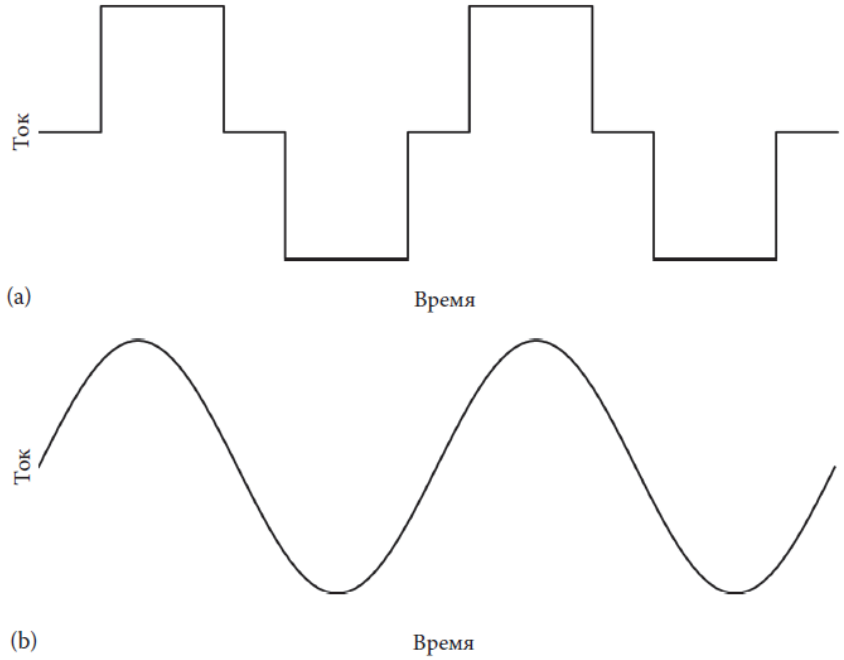



**РИС. 12.3**
Сравнение выходов модифицированного синусоидального сигнала (а) и синусоидального сигнала (б) инвертора.

2. *Интерактивные инверторы (U-I):* эти инверторы обычно подключаются к электросети. Мощность фотоэлектрической батареи преобразуется в электричество переменного тока и синхронизируется с напряжением, частотой и периодом мощности, уже присутствующей в сети. В случае пониженного напряжения в сети инвертор отключается, предотвращая случайное включение сети, но делая остальную фотоэлектрическую систему неработоспособной. Некоторые интерактивные инверторы могут быть подключены к нескольким последовательным цепочкам фотоэлектрических модулей без использования блока сумматора. Они известны как струнные инверторы и обычно содержат требуемый последовательный предохранитель для защиты фотоэлектрических модулей. Возможности интерактивных и автономных инверторов иногда объединяются в одном устройстве. Эти комбинированные блоки могут обеспечивать питание нагрузок в здании и энергосистему, а также заряжать и разряжать аккумуляторную батарею. В нормальных условиях эти инверторы ведут себя как инверторы U-I, принимая выходной сигнал фотоэлектрической батареи и отправляя его в нагрузку здания и энергосистему в форме переменного тока. Кроме того, они поддерживают желаемый уровень заряда аккумулятора. Когда сеть испытывает пониженное напряжение, инвертор автоматически отключает сеть и питает нагрузку здания от фотоэлектрической батареи.

## *12.3 Конфигурации фотоэлектрической системы*

Фотоэлектрические системы могут быть указаны для широкого спектра применений, каждое из которых требует уникального дизайна. Наиболее распространенными категориями проектирования являются автономные фотоэлектрические системы с привязкой к сети. Однако существует несколько вариаций двух основных категорий дизайна. Например, несколько фотоэлектрических систем предназначены для питания определенных нагрузок, таких как водяные насосы. В этом разделе приводится краткое описание двух основных категорий проектирования фотоэлектрических систем, предназначенных для питания значительных нагрузок в зданиях.

### *12.3.1 Автономные фотоэлектрические системы*

В автономных системах солнечная батарея обычно используется для зарядки аккумуляторной батареи. Эта система иногда дополняется резервным генератором, чтобы обеспечить постоянное наличие электроэнергии.

*Только фотоэлектрические системы*: Самая простая форма автономных фотоэлектрических систем питается исключительно от фотоэлектрических модулей. В то время как нагрузки могут получать питание непосредственно от массива без накопителя, батареи включены почти повсеместно, чтобы обеспечить непрерывное питание. Поскольку для большинства нагрузок и автономных инверторов требуется постоянное напряжение, батареи также необходимы для стабилизации напряжения питания, подаваемого на подключенные устройства. Типичная компоновка фотоэлектрической системы показана на рисунке 12.4.

*Гибридные автономные системы*: непостоянный характер солнечных ресурсов делает выполнение всех нагрузок здания с помощью фотоэлектрической системы сложным и дорогостоящим. Одно из экономически эффективных решений - удовлетворить часть нагрузок с помощью вспомогательного генератора. На рисунке 12.5 показана схема гибридной автономной фотоэлектрической системы. Генератор обычно обеспечивает питание переменного тока, используя ископаемое топливо, такое как бензин, дизельное топливо или пропан. Когда состояние заряда аккумуляторной батареи становится низким, генератор может работать для подзарядки банка до высокого уровня. Когда нагрузки слишком высоки, генератор может работать в соответствии с этими нагрузками и поддерживать желаемый уровень заряда батареи. Для обеспечения такого уровня функциональности используемый инвертор должен иметь возможность зарядки аккумулятора. Автоматическое переключение передач может использоваться для обеспечения работы системы в автоматическом режиме.

### *12.3.2 Фотоэлектрические системы, подключенные к сети*

Подключенные к сети фотоэлектрические системы содержат фотоэлектрическую матрицу, которая подключается непосредственно к инвертору. Инвертор должен быть интерактивного типа и иметь автоматическое отключение для предотвращения случайного включения сети. Некоторые подключенные к сети системы включают аккумуляторную батарею для обеспечения резервного питания в случае сбоя в электросети. Здесь обсуждаются две основные категории фотоэлектрических систем, подключенных к сети.

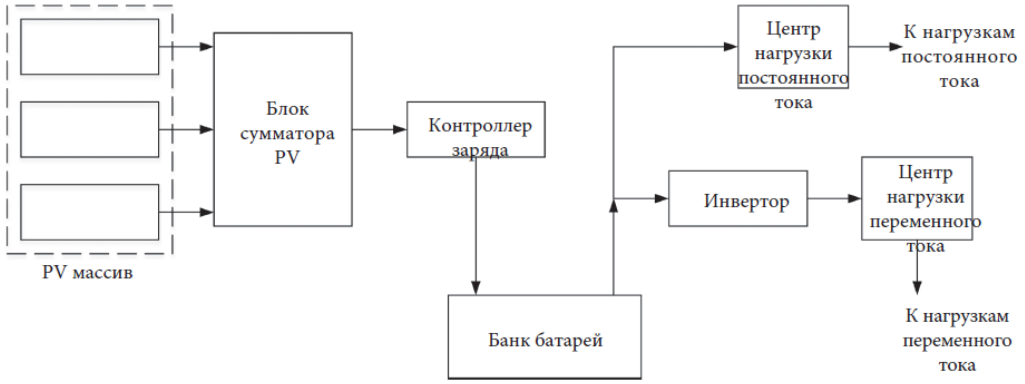



**РИС. 12.4**
Типовая схема автономной фотоэлектрической системы.

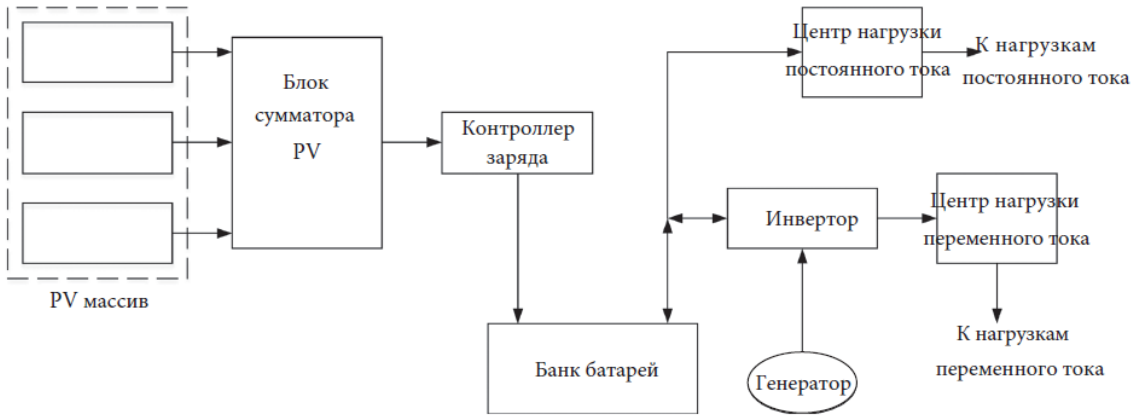



**РИС. 12.5**
Типовая схема гибридной автономной фотоэлектрической системы.

1. *Фотовольтаические системы*: эти системы являются простейшими фотоэлектрическими системами, подключенными к сети, и состоят из фотоэлектрической матрицы, подключенной непосредственно к интерактивному инвертору, а затем к сети через центр нагрузки переменного тока. В этот тип фотоэлектрической системы, подключенной к сети, не предусмотрена резервная батарея. Когда питание от сети пропадает, инвертор отключается, и система перестает получать питание. На рисунке 12.6 показана типичная схема системы, подключенной только к сети. Эти напрямую подключенные к сети системы требуют только фотоэлектрических модулей и инвертора, что делает их очень рентабельными, особенно там, где доступны чистые измерения. Если используется цепной инвертор, не будет фотоэлектрической сумматора, и каждая цепочка модулей будет подключена напрямую к инвертору.

2. *Фотоэлектрические системы с резервным питанием*. Когда в него включена резервная батарея, как показано на Рисунке 12.7, фотоэлектрическая система, подключенная к сети, становится более сложной в проектировании и дорогостоящей в установке.

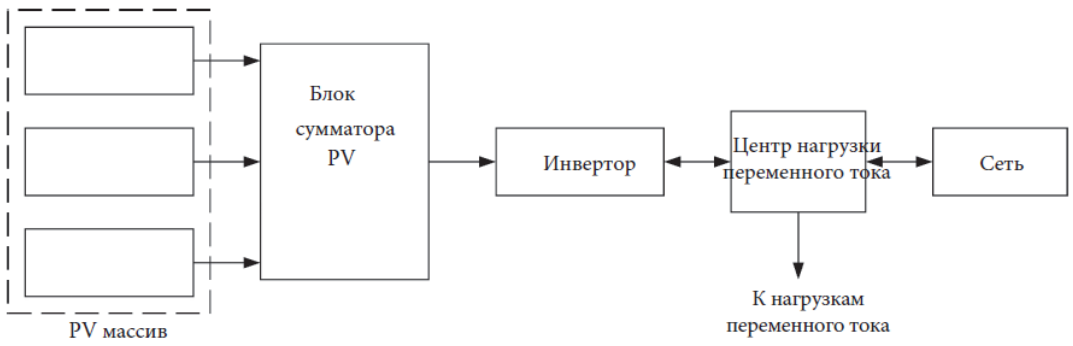



**РИС. 12.6**

Типовая схема подключенной к сети PV-системы.

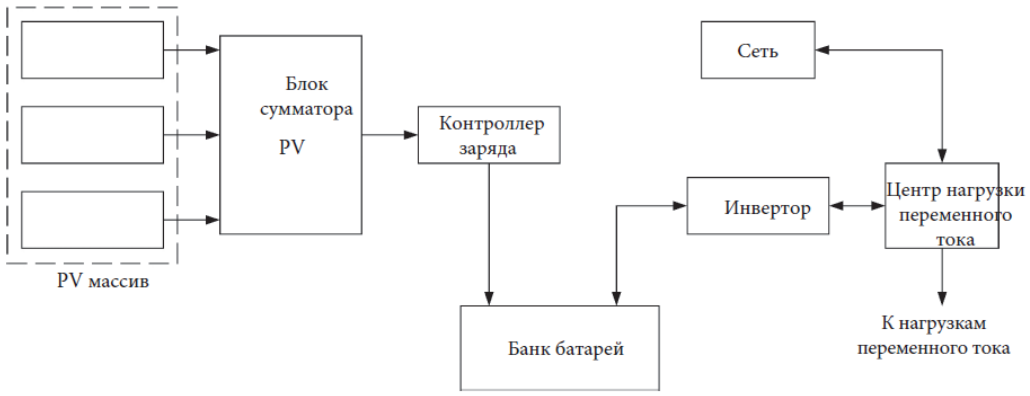



**РИС. 12.7**
Типовая схема подключенной к сети фотоэлектрической системы с резервным аккумулятором.

Действительно, необходим контроллер заряда, чтобы получать питание постоянного тока непосредственно от фотоэлектрической батареи и заряжать батареи. Обычно размер аккумуляторной батареи меньше, чем в автономной системе. Инвертор должен быть интерактивного типа с зарядным устройством. Такое расположение более дорогое, но обеспечивает бесперебойное питание центра нагрузки переменного тока. При таком расположении критические нагрузки продолжают обслуживаться даже при отсутствии электросети. Альтернативой батареям является подключение системы к вспомогательному генератору. Батареи представляют собой более компактное решение из-за требований к хранению топлива, но генератор может обеспечить некоторую первоначальную экономию затрат.

# *12.4 Проектирование фотоэлектрических систем*

### *12.4.1 Введение*

После выбора компонентов необходимо рассмотреть проект безопасной, прочной и соответствующей нормам фотоэлектрической системы до ее установки и эксплуатации. В Соединенных Штатах, как обсуждалось в главах с 5 по 8, НЭК предоставляет основные рекомендации по безопасным электрическим установкам, включая фотоэлектрические системы (НЭК, 2014). В частности, статья 690, касающаяся солнечных фотоэлектрических систем, была добавлена в НЭК в 1984 году. С тех пор она обновлялась каждые 3 года и представляет собой текущий консенсус по безопасности фотоэлектрических систем. Хотя статья 690 - единственный раздел НЭК, в котором конкретно обсуждаются фотоэлектрические установки, также применяется большинство требований кодекса. Статья 300 о материалах и методах электромонтажа и разделы с 210 по 250 о электрических системах и заземлении особенно важны. Следует отметить, что когда статья 690 противоречит другим разделам НЭК, статья 690 имеет преимущественную силу.

### *12.4.2 Список электрических компонентов*

Обычно на фотоэлектрические модули дается гарантия до 25 лет, и они могут вырабатывать электроэнергию в течение 50 и более лет. Однако основная цель НЭК - обеспечить не долговечность, а безопасность фотоэлектрических установок. Некоторые части фотоэлектрических систем испытывают огромные колебания температуры и влажности, воздействие ультрафиолетового света и колебания местной погоды, включая ветер, дождь, снег и лед. Долговечность каждого компонента в установке фотоэлектрической системы имеет решающее значение. Чтобы надежно проверить работоспособность оборудования, важно убедиться, что оно внесено в список аккредитованной испытательной лаборатории. В Соединенных Штатах разрешенной организацией листинга является Underwriter’s Laboratories (UL). Компоненты, перечисленные UL, в целом соответствуют строгому набору стандартов безопасности и надежности, применяемых ко всей продукции, указанной в этом стандарте. UL также проверяет компоненты, соответствующие стандартам, указанным производителем. Все устройства, используемые в фотоэлектрических системах в Соединенных Штатах, должны быть внесены в список UL и идентифицированы специально для того приложения, в котором они используются. Не менее важно внимательно следовать инструкциям производителя. Эти инструкции часто требуются листинговой организацией и необходимы для обеспечения того, чтобы компонент работал так, как ожидается, в полевых условиях.

### *12.4.3 Общие проблемы проектирования*

Фотоэлектрические системы часто работают при напряжении до 600 В и могут быть такими же опасными и могут вызывать повреждения, как и любые электрические системы здания. Системы, содержащие батареи или подключенные к электросети, могут подвергаться воздействию высоких токов короткого замыкания в десятки тысяч ампер. Вызванные молнией скачки напряжения также могут представлять значительную опасность для безопасности и оборудования. В следующем списке приведены общие проблемы фотоэлектрических установок, обнаруженные Сандийской национальной лабораторией (Wiles, 2005):

• Неправильная токовая нагрузка проводов.

• Неправильные типы проводников.
• Неправильные или небезопасные методы подключения.
• Отсутствие или неправильная спецификация устройств защиты от сверхтоков на проводниках.
• Неадекватное количество и размещение разъединителей.
• Неправильное применение перечисленного оборудования
• Отсутствуют или недооценены устройства защиты от короткого замыкания или перегрузки по току для батарей.
• Использование компонентов, не включенных в список, при наличии компонентов в списке.
• Неправильное заземление системы
• Отсутствие или ненадлежащее заземление оборудования.
• Использование недооцененного оборудования или компонентов.
• Использование компонентов переменного тока (предохранителей или переключателей) в приложениях постоянного тока.

В оставшейся части этого раздела рассматривается соответствующий подход к проектированию фотоэлектрических систем, включая определение проводников, размещение и определение устройств защиты от перегрузки по току, выбор защиты от короткого замыкания, оценку падения напряжения и определение мест заземления. Следует отметить, что основные рекомендации по проектированию фотоэлектрических систем такие же, как и для типовых электрических систем, описанных для жилых зданий (например, Глава 7) и коммерческих зданий (например, Глава 8). Более того, большинство проектных расчетов, отмеченных для систем переменного тока, применимо к системам постоянного тока, в том числе для устройств защиты и заземления (т. Е. Глава 5), а также для проводов (т. Е. Глава 6). В этом разделе выделены рекомендации по проектированию фотоэлектрических систем.

### *12.4.4 Конструкция проводников*

Как отмечалось в Главе 6, общими материалами для проводов, используемых в зданиях электрических распределительных сетей, являются медь, алюминий и алюминий с медным покрытием. Медные проводники широко используются для строительства электропроводки, включая фотоэлектрические системы, в основном из-за их более низкого электрического сопротивления и более высокой устойчивости к коррозии, хотя они могут быть более дорогими, чем другие типы. Некоторые компоненты фотоэлектрических систем указаны для использования только с медью. Действительно, алюминиевые проводники более чувствительны к неправильной установке из-за своих тепловых свойств и, как известно, вызывают пожары в жилищах.

Для фотоэлектрических систем встречается множество различных условий установки. Действительно, фотоэлектрические модули обычно располагаются на открытом воздухе и могут подвергаться воздействию экстремальных погодных условий, включая замерзание, дождь, высокие температуры и солнечную радиацию. Каждый выбранный проводник должен иметь соответствующие характеристики, чтобы выдерживать эти условия эксплуатации. В таблице 12.2 приведены некоторые ключевые свойства различных типов проводников. Номинальная температура относится к максимальной рабочей температуре проводника. Если указаны две температуры, первая предназначена для сухого нанесения, а вторая - для влажного. Следующие три столбца указывают на пригодность каждого кабеля для использования в сухих, влажных и влажных условиях соответственно. Кабелепровод, как правило, требуется для всех кабелей, не предназначенных для служебных вводов. Для одиночных проводов почти всегда требуются трубы. Огнезащитные составы необходимы для всех кабелей, используемых в зданиях, независимо от того, включены они в кабелепровод или нет. Для открытых кабелей и проводов, используемых на открытом воздухе, требуется устойчивость к солнечному свету.

**ТАБЛИЦА 12.2**

Свойства различных типов проводников и их применение.

| Тип провода[a] | Рейтинг температуры (°C) | Сухие места? | Влажные места? | Мокрые места? | Требуется ли провод? | Является ли огнестойким? | Устойчив ли к солнечн.свету? |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| THHN | 90 | Да | Да | Нет | Да | Да | Нет |
| THWN | 75 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| THWN-2 | 90 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| THW | 75 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| THW-2 | 90 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| RHH | 90 | Да | Да | Нет | Да | Да | Нет |
| RHW | 75 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| RHW-2 | 90 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| SE | 75 | Да | Да | Да | Нет | Нет | Да |
| USE | 75 | Да | Да | Да | Нет | Нет | Да |
| USE-2 | 90 | Да | Да | Да | Нет | Нет | Да |
| UF | 60 | Да | Да | Да | Нет | Нет | Отмечен. |
| XHHW | 90/75 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| XHHW-2 | 90 | Да | Да | Да | Да | Да | Нет |
| NM | 60 | Да | Нет | Нет | Нет | Да | Нет |

[a] См. Главу 6 для обозначения проводов и кабелей. Обозначение «-2» особенно важно для монтажников фотоэлектрических систем, поскольку оно обозначает возможность работы при 90 ° C даже на открытом воздухе.

Таблицу 6.1 можно использовать для определения допустимой нагрузки для обычных типов и размеров проводов. Для фотоэлектрических установок необходимо выполнить три общих настройки допустимой нагрузки: (1) температура окружающей среды, (2) количество проводов и (3) номинальная температура клемм. Первые две регулировки обсуждаются в главе 6 и требуют использования коэффициентов снижения номинальных характеристик, приведенных в таблице 6.1 для температуры окружающей среды и в таблице 6.2 для количества проводов, установленных в одном кабелепроводе. Краткое описание регулировки, связанной с номинальной температурой терминала, приведено здесь. Большинство клемм оборудования и устройств защиты от перегрузки по току рассчитаны на провода 60 ° C или 75 ° C. Если используется провод с более высокой температурой, необходимо учитывать допустимую нагрузку при более низкой номинальной температуре клеммы, чтобы гарантировать, что клемма не перегреется. Пример 12.1 иллюстрирует регулировку допустимой нагрузки для проводов, обслуживающих фотоэлектрические модули.

**Пример 12.1**

**Задача**

Для подключения фотоэлектрического модуля были выбраны медные кабели USE-2 №12 AWG. Клемма для защитного устройства рассчитана на 75°C. Фотоэлектрическая система монтируется на крыше и может работать при температуре 45°C в жаркие летние дни. Определите, может ли терминал безопасно работать в этих условиях, если ток короткого замыкания фотоэлектрического модуля $I_{SC}$ = 18,9 А.

**Решение**

Полный ток короткого замыкания модулей 1,25 × $I_{SC}$ составляет 23,6 А.

Кабели USE-2 рассчитаны на температуру 90 ° C даже во влажных условиях. Однако терминал рассчитан на 75 ° C; таким образом, рабочая температура проводника должна быть ограничена 75 ° C. При этой температуре допустимая нагрузка на кабель USE-2 составит 35 А (см. Таблицу 6.1).

Если терминал находится в корпусе, установленном на крыше, следует рассмотреть возможность снижения номинальных значений температуры с учетом высоких температур окружающего воздуха в жаркие летние дни.

Снова обращаясь к Таблице 6.1, коэффициент снижения номинальных характеристик для проводов 75°C при температуре окружающей среды 45°C составляет 0,82. Таким образом, допустимая токовая нагрузка клеммы для поддержания работы при 75°C или ниже будет 35 × 0,82 или 28,7 А. Это

значение больше ожидаемого тока 23,6 А, поэтому клеммы должны работать при безопасной температуре.

### *12.4.5 Расчет падения напряжения*

Из-за низкого напряжения, присутствующего в некоторых фотоэлектрических системах, падение напряжения является важным фактором при проектировании и эксплуатации. Падение напряжения также может привести к потерям фотоэлектрической энергии. Для систем постоянного тока падение напряжения $\Delta E_{DC}$ для любого провода можно рассчитать, используя основной закон Ома:

$$\Delta E_{DC} = R \cdot I \qquad (12.3)$$

где

$I$ ток течет по проводу

$R$ - сопротивление провода, взятое из таблицы 8.1.

Значения, перечисленные в Таблице 8.1, выражены в Ом (Ом) на 1000 м или 1000 футов и, следовательно, должны быть скорректированы с учетом фактической длины цепи, которая обычно в два раза превышает длину проводки. Кроме того, следует отметить, что указанные в таблице 8.1 значения сопротивления относятся к проводникам, рассчитанным на температуру 75°C. Тонкопроволочные проводники имеют меньшее сопротивление, так как они могут работать при температурах выше 75 ° C. В этом случае сопротивление можно регулировать в зависимости от температуры, используя следующее уравнение для медных проводников:

$$R = R_{ref}\left[1 - 0.00323\left(T - 75\right)\right] \qquad (12.4)$$

Типичное хорошее практическое правило - ограничить общее падение напряжения до 2% для систем 12 и 24 В и 3% для систем на 48 В (Вайлс, 2001). Важно помнить, что каждая клемма, батарея и часть оборудования в системе добавляют сопротивление и, таким образом, увеличивают падение напряжения в цепи.

В примере 12.2 показаны расчеты падения напряжения в зависимости от размера проводки для фотоэлектрических систем.

**Пример 12.2**

**Задача**

Фотоэлектрическая матрица устанавливается на расстоянии 100 футов (30,5 м) от жилого помещения. Он работает при номинальном напряжении 48 В и имеет аккумуляторную батарею для автономной системы. Ток короткого замыкания $I_{SC}$, доступный для массива, составляет 7,3 А от каждой из четырех последовательных цепочек, что дает общий $I_{SC}$ 29,2 А. Какой размер провода нужен, чтобы поддерживать падение напряжения на уровне 2% или ниже?

**Решение**

Во-первых, система работает при 48 В, поэтому допустимое падение напряжения составляет 48 × 0,02 или 0,96 В. Поскольку система работает от напряжения батареи, мы используем полный ток короткого замыкания 29,2 А.

Используя простой метод расчета падения напряжения с использованием уравнения 12.3, допустимое сопротивление будет

$$R = \Delta E_{DC} \div I = 0.96 \div 29.2 = 0.0329\,\Omega$$

Общая длина провода составляет 100 футов, поэтому длина цепи составляет 200 футов. Сопротивления указаны на 1000 футов, поэтому мы умножаем допустимое сопротивление на 1000/200, что дает 0,1644 Ом / 1000 футов.

Из Таблицы 8.1, # 1 AWG медь требуется провод.

### *12.4.6 Устройства защиты от сверхтока*

Как отмечалось в Главе 5, устройства защиты от перегрузки по току (OCPD) используются для защиты проводников от перегрузок и коротких замыканий, которые могут вызвать преждевременный выход из строя и опасность пожара. OCPD требуются на всех незаземленных проводниках фотоэлектрических систем. В заземленных проводниках OCPD допускаются только при определенных условиях (НЭК, 2014). Стандартные размеры как автоматических выключателей, так и предохранителей указаны в главе 5. Для использования в фотоэлектрических системах, OCPD должны быть указаны для переменного или постоянного тока по мере необходимости и рассчитаны на соответствующее напряжение, ток и прерывание короткого замыкания (НЭК, 2014).

Для систем с батареями токи короткого замыкания могут быть значительными. Действительно, в аккумуляторных батареях обычно доступны от тысяч до десятков тысяч ампер тока короткого замыкания. Одним из подходов к уменьшению величины этих токов является установка токоограничивающего предохранителя RK-1, RK-5 или класса T для ограничения уровней тока короткого замыкания до уровня менее 3000–5000 A. Это позволяет использовать OCPD. в других частях системы с низкими возможностями прерывания. Автоматические выключатели не могут работать достаточно быстро, чтобы их можно было использовать в качестве токоограничивающих устройств. Возможный альтернативный вариант - использовать OCPD с номиналами прерывания 20 000–25 000 A во всей системе. Если используется предохранитель, потребуется отключение, но возможно, что в другом месте системы можно будет использовать менее дорогие OCPD. Имеющиеся в продаже автоматические выключатели могут иметь низкую отключающую способность и недороги для систем 12–48 В постоянного тока.

### *12.4.7 Отключение*

Разъединители в фотоэлектрических системах выполняют две основные функции. Во-первых, они отключают источники питания в случае аварии. Во-вторых, они позволяют отключить питание от части или всей системы для поиска и устранения неисправностей и обслуживания.

Требования к отключениям аналогичны требованиям для OCPD. Все устройства должны быть рассчитаны на соответствующий тип тока (переменного или постоянного), напряжения и мощности. Во всех токоведущих проводниках должны быть предусмотрены разъединители, достаточные для отключения их от остальной системы распределения электроэнергии в здании. Однако переключатели и OCPD нельзя размещать в заземленных проводниках, если они не являются частью устройства обнаружения замыкания на землю. Требуемое отключение заземленных проводов может быть выполнено с помощью средств отключения на болтах или клеммах.

Основное отключение фотоэлектрических модулей изолирует фотоэлектрическую матрицу от всех других компонентов системы. Этот разъединитель может располагаться снаружи или рядом с местом, где фотоэлектрические проводники впервые проникают в здание. Для интерактивных систем с энергосистемой на отключение от сети переменного тока могут накладываться дополнительные местные ограничения и ограничения со стороны энергосистем. Помимо главных разъединителей, каждая единица оборудования должна быть снабжена разъединителями, достаточными для отключения его от всех источников питания. Это требование обеспечивает безопасное обслуживание и эксплуатацию каждого компонента системы. Поскольку фотоэлектрические системы часто содержат несколько источников питания, предохранители могут быть запитаны на обоих выводах. Эти предохранители должны быть снабжены разъединителями для обесточивания клемм для обеспечения безопасного обслуживания.

Все разъединители в фотоэлектрических системах и других электрических установках должны удовлетворять четырем требованиям: они должны (1) быть легкодоступными, (2) эксплуатироваться без обнажения токоведущих контактов, (3) иметь четко обозначенные открытые и закрытые положения и (4) иметь достаточные характеристики отключения по напряжению и току. Доступность исключает такие пространства, как ванные комнаты, запертые комнаты и любые места, требующие использования лестницы. Для фотоэлектрической батареи разъединитель может быть расположен на чердаке, если есть постоянные (не спускаемые вниз) лестницы, в гараже или в подвале. Некоторые внутренние комнаты, такие как гостиные и кухни, также могут быть приемлемы. Наиболее удобное и экономичное расположение, особенно для интерактивной системы коммунальных служб, - это рядом с существующим источником переменного тока и отключениями.

Разъединители должны быть сгруппированы вместе в одном корпусе или в группе корпусов (НЭК, 2014). Допускается максимум шесть движений руки для отключения всей мощности от системы. На каждом разъединителе должна быть четко указана нагрузка, которую он контролирует. Это особенно важно при отключении основного PV и при интерактивном отключении от электросети (если имеется). Разъединитель PV должен быть отмечен как главный разъединитель. На выключателе сетевого питания интерактивной системы должен быть указан максимальный выходной ток переменного тока и рабочее напряжение переменного тока. Если в здании имеется несколько источников энергии, в каждом месте расположения источника должна быть размещена постоянная табличка или маркировка, обозначающая все источники энергии в помещении. Если все клеммы разъединителя могут быть под напряжением, даже когда устройство разомкнуто, необходимо разместить предупреждающий знак (НЭК, 2014).

### *12.4.8 Заземление*

Как отмечалось в Главе 5, заземление играет важную роль в защите и безопасной эксплуатации электрических систем. Для фотоэлектрических систем необходимо заземление.

• Для ограничения напряжения, вызванного ударами молнии или случайным контактом питающих проводов с проводниками высокого напряжения.

• Для стабилизации напряжения в нормальных рабочих условиях, которые поддерживают напряжение на одном уровне относительно земли, так что любое оборудование, подключенное к системе, подвергается такой же разности потенциалов.

• Для облегчения работы устройств максимального тока, таких как предохранители, автоматические выключатели или реле, при возникновении условий замыкания на землю.

Для фотоэлектрических систем требуются два типа заземления:

1. *Заземление оборудования*: Как правило, заземление оборудования рекомендуется для фотоэлектрических источников и выходных цепей, и они должны быть рассчитаны на пропускание по крайней мере в 1,25 раза больше тока короткого замыкания фотоэлектрической матрицы.

2. *Заземление системы*: важно убедиться, что существует только одна точка соединения между системой заземления и заземленным проводом.

Те же требования к конструкции, которые изложены в Главе 5, применимы к размеру как заземляющих проводов оборудования, так и системных (или служебных) заземляющих проводов для фотоэлектрических установок.

## *12.5 Фотоэлектрические модули и баланс системы*

В этом разделе рассматриваются конкретные аспекты проектирования с использованием требований НЭК, связанных с компонентами фотоэлектрических систем. К ним относятся фотоэлектрические модули, инверторы, батареи, генераторы, щитовые панели и корпуса, внутренняя проводка и маркировка системы.

### *12.5.1 Фотоэлектрические модули и проводка*

Характеристики фотоэлектрических модулей в системе влияют на дизайн и размер нескольких других компонентов. В частности, напряжение в системе и ее максимальные токи определяются номинальными характеристиками модуля. Дополнительные требования к заземлению фотоэлектрических батарей также имеют решающее значение для общей конструкции системы.

Когда фотоэлектрические модули внесены в список UL, они должны иметь минимальный набор спецификаций, отмеченных на модуле. Эти спецификации включают

• Максимальная выходная мощность ($P_{MAX}$)

• Напряжение холостого хода ($V_{OC}$)

• Ток короткого замыкания ($I_{SC}$)

• Максимальное напряжение питания ($V_{MP}$)

• Максимальный ток мощности ($I_{MP}$)

• Максимальное напряжение системы

• Максимальный номинал предохранителя серии

Все эти значения получены при стандартных условиях испытаний (STC). Некоторые производители предоставляют дополнительные характеристики, например, требуемый размер медного проводника. Значения $I_{SC}$, $V_{OC}$, $I_{MP}$ и максимального номинала предохранителя особенно важны, поскольку они используются непосредственно в расчетах электрических компонентов фотоэлектрических систем. Максимальное напряжение системы необходимо только для относительно больших фотоэлектрических батарей с несколькими панелями, соединенными последовательно.

**ТАБЛИЦА 12.3**

**Поправочные коэффициенты для номинального номинального напряжения холостого хода PV в зависимости от температуры окружающей среды**

| Диапазон температуры окружающей среды в °C (°F) | Корректирующие факторы |
|---|---|
| 24–20 (76–68) | 1.02 |
| 19–15 (67–59) | 1.04 |
| 14–10 (58–50) | 1.06 |
| 9–5 (49–41) | 1.08 |
| 4–0 (40–32) | 1.10 |
| –1 to –5 (31–23) | 1.12 |
| –6 to –10 (22–14) | 1.14 |
| –11 to –15 (13–5) | 1.16 |
| –16 to –20 (4 to –4) | 1.18 |
| –21 to –25 (–5 to –13) | 1.20 |
| –26 to –30 (–14 to –22) | 1.21 |
| –31 to –35 (–23 to –31) | 1.23 |
| –36 to –40 (–32 to –40) | 1.25 |

Чтобы определить размер проводов фотоэлектрических модулей, необходимо оценить напряжение холостого хода массива. Согласно НЭК, максимальное напряжение фотоэлектрической системы можно оценить, как сумму всех номинальных напряжений холостого хода последовательно соединенных фотоэлектрических модулей, скорректированных с учетом самых низких ожидаемых температур (НЭК, 2014). Данные о расчетных температурах отопления ASHRAE можно использовать для оценки самых низких ожидаемых температур на объекте, когда будет установлена фотоэлектрическая система (ASHRAE, 2013). Таблицу 12.3 можно использовать для получения соответствующих поправочных коэффициентов номинальных напряжений холостого хода в зависимости от самых низких температур.

Существует несколько специфичных для фотоэлектрических систем проводников, размер которых следует выбрать, в том числе:

• Цепи фотоэлектрических источников: проводка для последовательно соединенных секций массива.

• Выходные цепи фотоэлектрических модулей: требуется проводка для подключения последовательного ряда, подключенного параллельно к контроллеру заряда или инвертору

• Входные цепи инвертора: проводка между инверторами и батареями (для автономных фотоэлектрических систем) или выходными цепями фотоэлектрических систем (для интерактивных фотоэлектрических систем)

• Выходные цепи инвертора: проводка между инверторами и панелями переменного тока (автономные фотоэлектрические системы) или служебными входными проводниками (для интерактивных фотоэлектрических систем)

Максимальный ток в цепи фотоэлектрического источника можно оценить, сначала умножив ток короткого замыкания модуля на 1,25. Затем полученное значение умножается на дополнительный коэффициент 1,25 в связи с тем, что токи в фотоэлектрических системах считаются непрерывными:

$$I_{\max,PV\text{-}source} = 1.25 * 1.25 * I_{SC} \qquad (12.5)$$

Максимальный ток в выходной цепи фотоэлектрических модулей представляет собой сумму подключенных параллельно цепей источника с дополнительным коэффициентом 1,25 для непрерывных нагрузок:

$$I_{\max,PV\text{-}output} = 1.25 \sum_{параллельн.источники} I_{\max,PV\text{-}source} \qquad (12.6)$$

В фотоэлектрической системе, работающей при напряжении менее 50 В, может потребоваться проводник с минимальным сечением # 12 AWG, даже если НЭК допускает использование проводов размером до 18 AWG. Тот же самый ток, который используется для определения размеров проводов, также может использоваться для определения параметров устройств максимального тока в фотоэлектрических источниках и выходных цепях. В частности, OCPD должны иметь номинал не менее 1,25 × 1,25 × $I_{SC}$ для маркировки цепей фотоэлектрических источников. Если OCPD рассчитаны на использование на уровне 100% от их рейтинга, один из факторов 1,25 может быть удален из расчета рейтинга OCPD. Для выходных цепей фотоэлектрических модулей OCPD должны быть рассчитаны на основе суммы расчетов тока в цепях источника.

Пример 12.3 иллюстрирует конструкцию OCPD для фотоэлектрической системы с несколькими панелями.

**Пример 12.3**

**Задача:**

Рассмотрим массив 880 Вт, состоящий из нескольких панелей. Эти панели имеют пиковую мощность 100 Вт, $V_{OC}$ = 20,7 В, $I_{SC}$ = 7,5 А и максимальный последовательный предохранитель на 15 А. Панели объединены в четыре цепи источника, каждая из которых работает при номинальном напряжении 24 В. Расчетная температура нагрева по ASHRAE 99% ниже −36 ° C. Таким образом, максимальное рабочее напряжение составляет 2 × 20,7 × 1,25 или 51,8 В. Можно использовать стандартные проводники на 600 В, и все OCPD должны быть рассчитаны как минимум на 51,8 В постоянного тока.

**Решение:**

Каждая последовательная цепь имеет $I_{SC}$ = 7,5 А, поэтому максимальный ток составляет 1,25 × 7,5 = 9,4 А.

Если OCPD указаны для использования на 100% от номинала, его можно рассчитать до 10 А. В противном случае OCPD должны быть рассчитаны на 9,4 × 1,25 или 11,7 А. Таким образом, предохранитель на 15А или 15А. автоматический выключатель может использоваться для удовлетворения требований как по току, так и по максимальному номиналу предохранителей. Для этой системы выбран автоматический выключатель на 15 А для удобства эксплуатации.

Следует отметить, что, если OCPD эксплуатируются при температуре окружающей среды выше 40°C, их номинальные характеристики должны быть снижены в соответствии с инструкциями производителя.

Кабели USE-2 выбраны для межкомпонентных соединений модулей на ток 11,7 А. Эти кабели должны быть снижены до температуры окружающей среды 70 ° C с использованием поправочного коэффициента 0,58 (см. Таблицу 6.1). Таким образом, допустимая нагрузка на кабели должна быть не менее 11,7 ÷ 0,58 или 20,2 А.

Обратимся снова к Таблице 6.1, медные проводники USE-2 18–12 AWG могут выдерживать ток 16, 24, 35 и 40 А соответственно. В то время как НЭК разрешает 16 AWG, выбираются проводники 14 AWG, так как этот размер обычно используется в жилых домах. Обратите внимание, что проводники 14 AWG имеют пониженную допустимую нагрузку на ток 35 × 0,58 или 20,3 А. Это выше, чем рейтинг OCPD, а OCPD на 15 А соответствует максимальному рейтингу для проводов №14 AWG, требуемому НЭК (НЭК, 2014).

Имеется четыре параллельных цепи источника, поэтому максимальный ток в выходной цепи составляет 9,4 × 4 или 37,6 А. Это постоянный ток, поэтому требуется дополнительный коэффициент 1,25, что дает общий ток 47 А. Эти проводники могут быть выбран в качестве меди THW для прокладки в металлическом трубопроводе через чердак к остальной части системы. Если температура окружающей среды на чердаке достигает 50°C, допустимую нагрузку на провод следует уменьшить. Для температуры окружающего воздуха 50°C в таблице 6.1 указан коэффициент снижения номинальных характеристик 0,75, поэтому требуемая допустимая токовая нагрузка составляет 47 ÷ 0,75 или 62,7 А. Поскольку их номинальная токовая нагрузка составляет 65 А, можно выбрать медные проводники 6 AWG.

Кроме того, OCPD для выходной цепи должен быть рассчитан как минимум на 47 А, поэтому можно использовать автоматический выключатель на 50 А.

### *12.5.2 Заземляющие проводники*

В соответствии с требованиями для всех открытых проводящих компонентов в системе распределения электроэнергии, каркасы фотоэлектрических модулей должны быть заземлены. Более того, монтажные стойки, возможно, тоже придется заземлить. Заземляющий провод оборудования должен выдерживать как минимум 1,25-кратный ток короткого замыкания фотоэлектрической батареи, если в системе нет устройства защиты от замыкания на землю. Поскольку каркасы фотоэлектрических модулей обычно изготавливаются из алюминия, необходимо соблюдать осторожность при их подключении к медным проводам. Заземляющие соединения должны выполняться в обозначенной точке заземления в соответствии с инструкциями производителя.

Если предоставленное заземляющее оборудование не соответствует требованиям, Сандийская национальная лаборатория разработала приемлемый метод обеспечения надежных заземляющих соединений (Вайлс, 2005). К алюминиевой раме можно прикрепить резьбовой винт из нержавеющей стали 10–32, создавая бескислородное соединение и предотвращая окисление.

Кроме того, НЭК позволяет использовать дополнительные заземляющие электроды, подключенные к заземляющим проводам оборудования (НЭК, 2014). Эти дополнительные электроды не нужно соединять с остальной частью системы заземляющих электродов. Каркасы фотоэлектрических панелей могут быть подключены к дополнительным заземляющим электродам для обеспечения молниезащиты и предотвращения перенапряжения от остальной части электрической системы.

### *12.5.3 Устройства защиты от замыканий на землю*

Для фотоэлектрических систем постоянного тока, которые устанавливаются на крышах зданий, требуются устройства защиты от замыканий на землю (GFPD) для снижения опасности возгорания. Эти GFPD должны выполнять четыре функции: (1) обнаруживать замыкание на землю, (2) прерывать замыкание на землю, (3) отключать все незаземленные проводники в неисправной цепи и (4) указывать, что произошло замыкание на землю. Чтобы прервать ток повреждения, GFPD может отключить заземленный провод, если все незаземленные проводники в цепи также отключены. Если GFPD может отсоединить заземленный провод, рядом должна быть размещена предупреждающая этикетка, указывающая на такую возможность. GFPD доступны как в качестве внутренних функций инверторов, так и в качестве независимых устройств.

### *12.5.4 Инверторы*

Инвертор - это интерфейс между сторонами переменного и постоянного тока фотоэлектрической системы. Таким образом, инверторы имеют входную цепь постоянного тока и выходную цепь переменного тока. Есть также особые соображения для сетевых инверторов.

1. *Входная цепь постоянного тока*: входная цепь постоянного тока должна быть рассчитана на пропускание 125% тока, необходимого для обеспечения постоянной выходной мощности инвертора. Входной ток рассчитывается как максимальная длительная выходная мощность инвертора, деленная на эффективность инвертора и минимальное входное напряжение. Если предполагается, что инвертор будет работать с максимальной выходной мощностью, особое внимание следует уделить сечению входных проводов. Входной постоянный ток на самом деле имеет синусоидальную форму,

аналогичную силе переменного тока в ответ на синусоидальный выходной сигнал инвертора. Этот ток может иметь среднеквадратичное значение 150% или более от входного тока, рассчитанного с использованием максимальной выходной мощности, эффективности инвертора и минимального входного напряжения. Изготовитель инвертора должен предоставить фактическое среднеквадратичное значение входного тока и допустимой нагрузки проводов, а также скорректированный OCPD. Кроме того, если присутствуют высокие импульсные нагрузки, следует проверить падение напряжения при импульсной мощности, чтобы убедиться, что инвертор не отключится из-за низкого напряжения при попытке запустить нагрузку.

2. *Выходная цепь переменного тока*: Проектирование проводов выходной цепи инвертора выполняется с использованием того же подхода, что и для любой другой проводки переменного тока (см. Главу 6). В частности, выходной ток может быть рассчитан как номинальная длительная выходная мощность, деленная на линейное напряжение. Если производитель указывает максимальный выходной ток, следует использовать большее из максимального тока и расчетного тока. OCPD требуется на выходе инвертора, если он не расположен очень близко к центру нагрузки переменного тока, и в этом случае может быть достаточно прерывателя с обратным питанием в центре нагрузки. При подключении инвертора к центру нагрузки следует избегать любого нежелательного тока в заземляющих проводах оборудования. Более того, следует заранее проверить инструкции производителя, чтобы убедиться, что данный инвертор может быть подключен к существующему центру нагрузки без создания параллельных путей. Это особенно верно для инверторов со штекерными соединениями, у которых нейтраль часто соединена с шасси и, следовательно, с заземляющим проводом оборудования. Инвертор должен иметь возможность жесткой проводки. Розетки нельзя использовать для подключения инвертора к центру нагрузки. Если необходимо использовать инвертор с внутренним заземлением переменного тока, соединение в центре нагрузки переменного тока должно быть отключено. Этого можно добиться, используя изолированную нейтральную шину с отдельной шиной заземления оборудования. Когда однофазный инвертор 120 В в автономной системе используется для питания обеих шин центра нагрузки переменного тока, нельзя подключать 240 В или многопроволочные ответвленные цепи.

3. *Подключение к электросети*: инверторы, используемые для подключения к электросети, должны быть перечислены в соответствии со спецификациями стандарта UL 1741, чтобы обеспечить надлежащую работу и безопасное соединение с местными властями и коммунальным предприятием. Инвертор, работающий от электросети (U-I), должен синхронизировать частоту и фазовый угол своего выхода с частотой сети. Он также должен автоматически отключаться от сети при обнаружении низкого напряжения. Некоторым коммунальным предприятиям требуется блокируемый разъединитель под их контролем для облегчения безопасного технического обслуживания линии. Точка соединения, обычно главный выключатель, должна иметь маркировку с указанием рабочего напряжения и тока переменного тока. Инвертор может быть подключен либо к источнику питания, либо к стороне нагрузки сервисного выключателя. Когда инвертор подключен к стороне нагрузки, должны выполняться четыре основных условия:

a. Каждое соединение должно выполняться с помощью специального разъединителя / OCPD.

б. Сумма OCPD, питающих шину центра нагрузки, не должна превышать номинал шины, за исключением жилых домов, где сумма может составлять 120% номинала шины.

c. Все оборудование, содержащее OCPD, которое питается от нескольких источников, должно иметь маркировку с указанием этих источников.

d. Для этой цели необходимо указать автоматические выключатели, используемые для обратного питания.

Автоматические выключатели могут быть идентифицированы для обратного питания, если они не имеют маркировки «линия» и «нагрузка» (NFPA, 2005). Если у центра нагрузки недостаточно свободных шин, есть три возможных решения. Во-первых, если в центре нагрузки имеется доступная грузоподъемность, главный выключатель можно заменить выключателем с более низким номиналом. Если это невозможно, центр нагрузки можно заменить другим с более высоким номиналом сборных шин с тем же номиналом главного выключателя. В зависимости от стоимости, третьим вариантом будет установка второго служебного входа для выхода инвертора. Эта услуга должна быть подключена на стороне питания главного выключателя центра нагрузки, предотвращая перегрузку сборной шины.

Если инвертор 120 В подключен только к одной фазе сети 120/240 или трехфазной, четырехпроводной сети, нейтраль не должна быть перегружена.

Пример 12.4 иллюстрирует процедуру проектирования проводов и защитных устройств для инверторов.

**Пример 12.4**

**Задача:**

Определите мощность инвертора мощностью 2500 Вт с КПД 90% и минимальным входным напряжением 22 В.

**Решение:**

Входной постоянный ток инвертора составляет 2500 ÷ 0,9 ÷ 22, или 126 А.

Максимальный ток кабеля должен составлять 125% × 126 или 158 А.

Из Таблицы 6.1 можно выбрать медные проводники 3/0, защищенные предохранителями на 175 А.

### *12.5.5 Батареи и генераторы*

Аккумуляторы и генераторы обеспечивают резервное питание в дополнение к фотоэлектрическим системам. При необходимости они могут обеспечивать большие токи и питание ночью или в пасмурные дни. Генераторы также могут помочь поддерживать состояние заряда батареи, когда заряд от фотоэлектрической батареи недоступен.

#### 12.5.5.1 Батареи

НЭК рассматривает аккумуляторные батареи в статье 480, но требования статьи 690 могут быть более актуальными для установок фотоэлектрических систем (НЭК, 2014). Аккумуляторная батарея считается заземленной, если один из токоведущих проводов, соединяющих фотоэлектрический источник питания, заземлен. В жилых домах напряжение аккумуляторной батареи ограничено номинальным значением 48 В, если все токоведущие части не защищены во время текущего обслуживания. Независимо от напряжения, токоведущие части в аккумуляторной батарее любого напряжения должны быть защищены, если батарея расположена в жилом помещении. Как обсуждалось ранее, токоограничивающие OCPD должны быть установлены в выходных цепях батареи, если доступное короткое замыкание превышает способность прерывания любого оборудования в цепи.

Если аккумуляторная батарея работает с номинальным напряжением более 48 В, существует несколько особых требований. Проводящие корпуса не должны использоваться, если это не требуется для работы от батареи, должны быть предусмотрены разъединители для разделения батареи на секции 48 В для обслуживания, а также должен быть предусмотрен разъединитель для заземленного провода. Для соединения батарей необходимо использовать жилы строительного типа. Обычно используются тонкопроволочные кабели, но допускаются и гибкие.

Батареи должны быть заключены в герметичную коробку, достаточно большую, чтобы обеспечить достаточную вентиляцию, и достаточно прочную, чтобы выдержать значительный вес аккумуляторной батареи. Корпус также должен быть отделен от всех органов управления и источников искры и должен быть в состоянии удерживать пролитую кислоту. Батареи всегда следует устанавливать в хорошо вентилируемых помещениях, таких как гаражи, но не в жилых помещениях. Следует использовать пассивную или активную вентиляцию, чтобы предотвратить накопление газообразного водорода, особенно когда батареи находятся в состоянии высокого заряда. Колпачки рекомбинации могут снизить потерю электролита и выделение газообразного водорода до 50% (Данлоп, 1997). Сведение к минимуму перепадов температуры в батарейном отсеке может продлить срок службы, повысить производительность и снизить затраты на обслуживание. В зависимости от того, где расположен корпус, изоляция и преднамеренное пассивное охлаждение могут помочь снизить рабочие температуры батареи. Мониторинг аккумуляторов с помощью контроллера заряда, инвертора или специальной системы мониторинга аккумуляторов может предотвратить непредвиденные проблемы с аккумуляторным блоком.

#### *12.5.5.2 Генераторы*

Резервные генераторы в фотоэлектрических системах обычно представляют собой оборудование переменного тока и используются для дополнения мощности, подаваемой инвертором. Когда инвертор оснащен зарядным устройством для аккумуляторов, генератор можно использовать для обслуживания аккумуляторной батареи. Статья 445 НЭК касается генераторов и содержит некоторые дополнительные требования к их конструкции и эксплуатации. На паспортной табличке генераторов переменного тока должна быть указана определенная информация, включая производителя, частоту, коэффициент мощности, количество фаз, номинальную мощность, рабочее напряжение и ток, а также скорость вращения в об / мин. Как и во всех других установках, необходимо предусмотреть OCPD для защиты проводов от перегрузки по току. Разъединитель необходим для изоляции генератора от остальной системы. Допустимая нагрузка проводника, соединяющего генератор с остальной системой, должна составлять не менее 115% тока, указанного на паспортной табличке. Если предполагается непрерывная работа, допустимую нагрузку следует увеличить еще на 125%.

## *12.6 Примеры из практики*

В этом разделе представлены два тематических исследования, чтобы проиллюстрировать рекомендации по проектированию электрических компонентов фотоэлектрических систем, подходящих для зданий. Первое тематическое исследование относится к автономной фотоэлектрической системе, а второе тематическое исследование представляет собой пример фотоэлектрической системы, подключенной к сети.

### *12.6.1 Пример 1: Автономная фотоэлектрическая система для жилого дома*

В данном примере фотоэлектрические модули монтируются на крыше дома. Максимальная температура фотоэлектрической системы составляет 68 ° C. Фотоэлектрическая система включает в себя

• ФЭ-массив, состоящий из десяти (10) модулей 12 В, 51 Вт (каждый модуль имеет следующие характеристики: $I_{SC}$ = 3,25 А и $V_{OC}$ = 20,7 В)
• Комплект батарей на 800 Ач при 12 В
• Инвертор мощностью 500 Вт с КПД 90% и минимальным выходным напряжением 10,75 В
• Контроллер заряда
• Нагрузка составляет 500 Вт переменного тока и 5 А постоянного тока.

Проводники для модулей - открытый воздух (USE-2), в то время как УФ-кабели рассматриваются для панелей и массива. Температура для кабелей массива составляет 40°C. Кабели THHN используются для подключения батарей к инвертору и контроллеру заряда. Для защитных устройств используются только предохранители.

Схема электрической системы показана на рисунке 12.8. Проектные расчеты для различных компонентов представлены в следующих этапах:

*Шаг 1: Проводник и защита фотоэлектрических модулей*: Каждый модуль имеет ток короткого замыкания $I_{SC}$ = 3,25 А. Согласно уравнению 12.5 максимальный ток от фотоэлектрического источника составляет

$$I_{\max,PV-source} = 1.25 * 1.25 * 3.25 = 5.08\,\text{A}$$

Для воздуховодов USE-2, работающих на открытом воздухе, коэффициент температурного снижения при температуре 68°C составляет 0,58 (см. Таблицу 6.1). Сила тока и номиналы предохранителей для проводов различных размеров приведены в Таблице 12.4.

Таким образом, для всех модулей можно использовать медные проводники 14 AWG USE-2 и предохранители на 15 А.

*Шаг 2: Проводники и защитные устройства для фотоэлектрических панелей*: фотоэлектрический массив состоит из двух пятимодульных панелей. Каждая панель имеет нагрузку 5*1,25*3,25 = 20,3А. При использовании USE изолированных проводов 75°C допустимая нагрузка для кабелей №10 составляет 35 А (см. Таблицу 6.1), что выше 1,25 * 20,3 = 25,4 А. Как указано в Таблице

12.4, для проводов №10 требуется предохранитель 30A. Таким образом, для двух панелей на крыше можно использовать проводники 10 AWG USE-2, защищенные двумя предохранителями на 30 А.

*Шаг 3: Проводники и защитные устройства для фотоэлектрической батареи*: для всего массива требование по допустимой нагрузке составляет 10 * 4,06 = 40,6 А. Использование кабелей USE-2 при 40°C (коэффициент снижения номинальных характеристик 0,91, как указано в таблице 6.1), Для подключения массива к контроллеру заряда можно использовать медные проводники 4 AWG, так как их пониженная допустимая токовая нагрузка составляет 95 * 0,91 = 86 А. Однако, поскольку кабели являются UF (рассчитанными на 60°C), допустимая токовая нагрузка проводов 4 AWG составляет быть менее 70A (см. Таблицу 6.1), что по-прежнему выше 1,25 * 40,6 = 51 А. Предохранитель номиналом 60A может использоваться в качестве защитного устройства для кабеля, соединяющего массив с контроллером заряда.

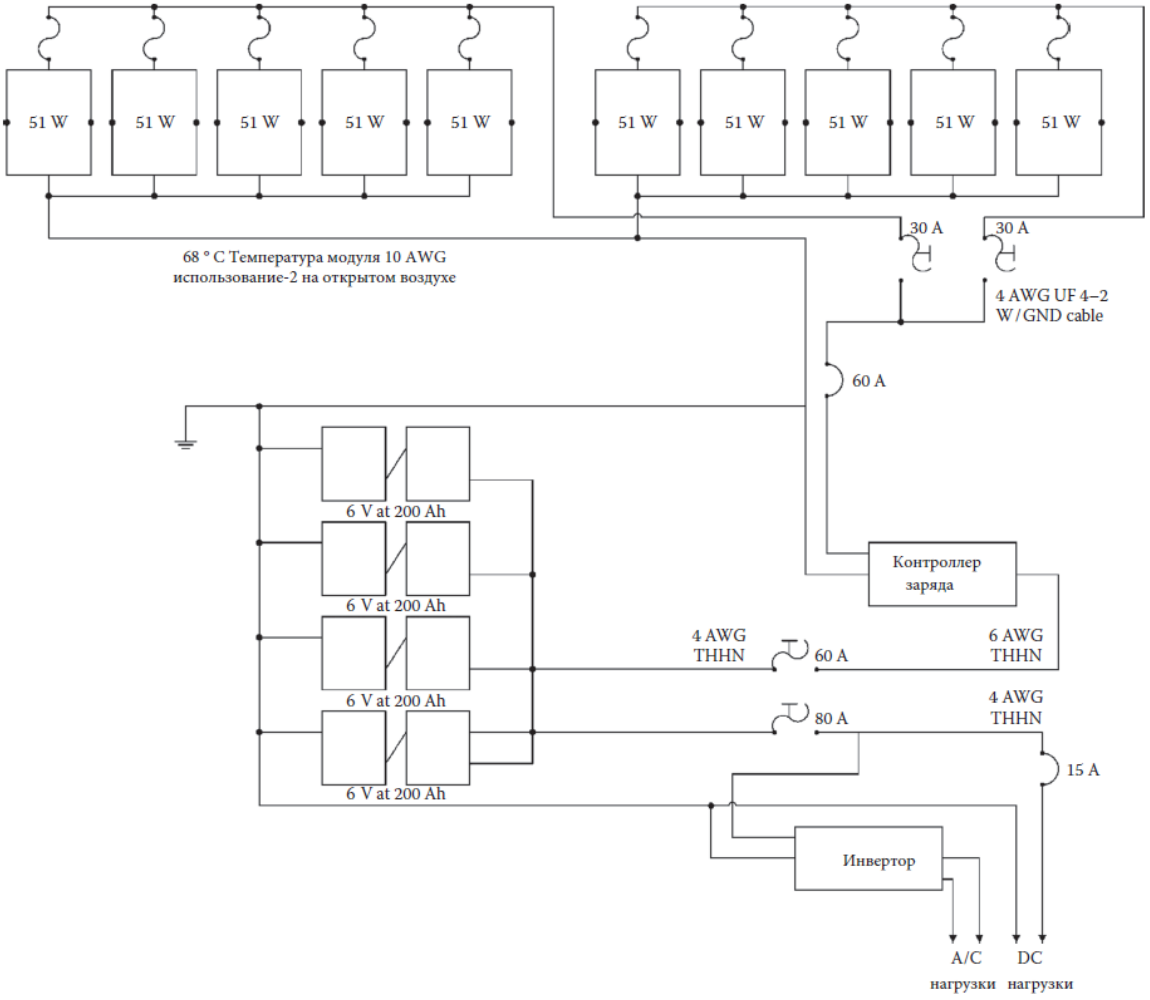



**РИС. 12.8**
Электрическая схема для автономной фотоэлектрической системы Исследования 1.

**ТАБЛИЦА 12.4**

Номинальная и пониженная амплитуда для выбранных размеров проводников в открытом воздухе и соответствующих номиналов предохранителей

| Размер проводника (USE-2 в AWG) | Ном.емкость (А) | Снижение ном.емкости при 68°C (А) | Размер предохр-я (А) |
|---|---|---|---|
| 14 | 35 | 20.3 | 15 |
| 12 | 40 | 23.2 | 20 |
| 10 | 55 | 31.9 | 30 |
| 8 | 80 | 46.4 | 40 |

*Шаг 4: Проводники и защитные устройства для контроллера заряда*: Поскольку нагрузка от контроллера заряда на батареи такая же, как и расчетная для массива (см. Шаг 3), медные проводники 6 AWG THHN (с номинальной допустимой нагрузкой 75A), защищенный предохранителем на 60 A, можно использовать для подключения контроллера заряда к батареям.

*Шаг 5: Проводники и защитные устройства для аккумуляторов*: поскольку инвертор рассчитан на 500 Вт с минимальным напряжением 10,75 В и КПД 90%, длительный ток составляет 1,25 * 500 / (0,90) (10,75) = 64,6A. Из-за дополнительной нагрузки постоянного тока 1,25 * 5 A = 6,25 A, общая допустимая токовая нагрузка проводов должна составлять 64,6 + 6,25 = 70,9 A. Для кабелей THHN используются проводники 4 AWG (токовая нагрузка 85 A), защищенные плавким предохранителем на 80 A. необходимо для подключения батарей к инвертору и нагрузкам постоянного тока. Для защиты проводников, обслуживающих нагрузки постоянного тока, можно использовать предохранитель на 15 A или автоматический выключатель.

*Шаг 6: Заземляющие проводники*: для цепей массива и контроллера заряда можно использовать заземляющие медные проводники оборудования 10 AWG, поскольку номинал защитного устройства составляет 60 A (см. Главу 5).

### *12.6.2 Пример 2: подключенная к сети фотоэлектрическая система для жилого дома*

Это тематическое исследование относится к интерактивной фотоэлектрической системе на крыше со следующими характеристиками:

• Фотоэлектрическая матрица, состоящая из модулей 24, 50 В, 240 Вт. Для каждого модуля $I_{SC}$ = 5,6 A и $V_{OC}$ = 62 В. Массив состоит из шести параллельно соединенных панелей по четыре модуля в каждой.

• Инвертор мощностью 5000 Вт, выход 200 В переменного тока с КПД 95%.

Все проводники в кабелепроводе должны быть RHW-2. Максимальная температура фотоэлектрической системы составляет 63°C. На рисунке 12.9 показаны проектные характеристики подключенной к сети фотоэлектрической системы. Расчетные расчеты кратко резюмируются в следующих этапах.

*Шаг 1: Проводник и защита фотоэлектрических модулей*: Каждый модуль имеет ток короткого замыкания 5,6 A. Согласно уравнению 12.5 максимальный ток от фотоэлектрического источника равен

$$I_{\max,PV\text{-}source} = 1.25 * 1.25 * 5.6 = 8.75\,\text{A}$$

Модули в каждой цепочке соединены последовательно и работают при 63°C. Таким образом, коэффициент снижения мощности для проводов RHW составляет 0,58 (см. Таблицу 6.1). Требуемая допустимая токовая нагрузка для проводников RHW-2, обслуживающих фотоэлектрические модули, тогда составляет 8,75 A / 0,58 = 15 A. Поскольку номинальная допустимая токовая нагрузка составляет (1) 25 A для изолированных проводов 14 AWG с 90°C, (2) 20 A для 75 ° C изоляцией проводов 14 AWG и (3) 20 A для проводов 14 AWG с изоляцией 60° (см. Таблицу 6.1) и, таким образом, выше 8,75 A, нет проблем с подключением медных проводников 14 AWG RHW-2 к 9 A (или 15 A) предохранитель на 75°C или даже 60°C.

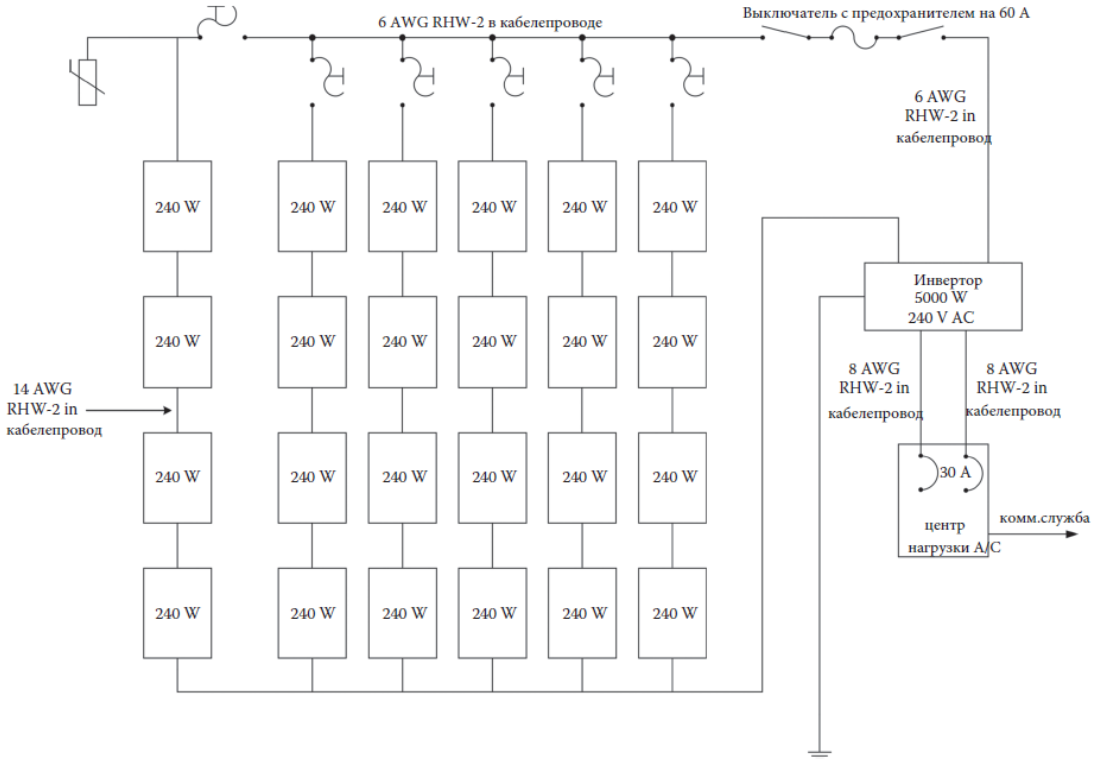



**РИС. 12.9**
Электрическая схема для интерактивной фотоэлектрической системы в примере 2.

*Шаг 2: Проводники и защитные устройства для фотоэлектрической батареи*: для массива, состоящего из шести параллельных цепочек модулей, требование по допустимой нагрузке составляет 6 * 8,75 = 52,5 А. Использование кабелей RHW-2 при 40°C (коэффициент снижения номинальных значений 0,91 , как указано в Таблице 6.1), требуемая допустимая нагрузка составляет 52,5 / 0,91 = 57,7А. Номинальная допустимая нагрузка для медных проводников 6 AWG RHW-2 составляет (1) 75А, когда они рассчитаны на изоляцию 90°C, и (2) 65 А, если они рассчитаны на изоляцию 75°C. Следовательно, медные проводники RHW-2 14 AWG, расположенные в 2-дюймовом кабелепроводе, защищенном плавким предохранителем на 60А, можно использовать для подключения фотоэлектрической батареи к инвертору.

*Шаг 3: Проводники и защитные устройства для инвертора*: Постоянный выходной ток инвертора составляет 1,25 * 5000 Вт / 240 В = 26 А. Кабель от инвертора до центра нагрузки работает при 30°C. На выходе инвертора можно использовать двухполюсный автоматический выключатель на 30 А. Размер кабеля 8 AWG RHW-2 с допустимой нагрузкой 50 А при номинальной изоляции 75°C (см. Таблицу 6.1) подходит для проводов, соединяющих инвертор с центром нагрузки переменного тока.

*Шаг 4: Заземляющие провода*: Поскольку номинал защитного устройства составляет 60 А, заземляющие провода оборудования для системы должны быть медными проводниками не менее 10 AWG (см. Главу 5).

## *12.7 Резюме*

В этой главе представлен общий подход к проектированию фотоэлектрических систем, подходящих для интеграции со зданиями, с использованием конкретных требований и руководств, изложенных в НЭК. Кроме того, описаны компоненты типичных автономных и подключенных к сети фотоэлектрических систем. Определение размеров электропроводки и устройств защиты фотоэлектрических систем проиллюстрировано некоторыми примерами расчетов и тематическими исследованиями. Подход, изложенный в этой главе, должен помочь читателям завершить этап предварительного проектирования электрических компонентов для фотоэлектрических систем, установленных на крыше, подходящих для интеграции в жилые и коммерческие здания.

# 13 *Системы выработки и когенерации электроэнергии*

В этой главе дается общее описание основных концепций систем производства электроэнергии, а также систем комбинированного производства тепла и электроэнергии. Во-первых, представлен обзор капитальных затрат, а также затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание различных технологий производства электроэнергии. Затем кратко излагается историческая справка о производстве электроэнергии и когенерации. Затем дается обзор фундаментальной теории энергетических циклов и когенерационных систем, за которым следует описание коммерчески доступных когенерационных систем и их компонентов. Кроме того, представлены некоторые руководящие принципы и примеры для проведения технико-экономического анализа когенерационных систем. Наконец, представлено тематическое исследование когенерации.

### *13.1 Введение*

Доступно несколько технологий для производства электроэнергии в больших масштабах (коммунальные услуги) или в малых масштабах (здания). Эти технологии включают традиционные генераторы на топливе, ядерные реакторы и технологии возобновляемых источников энергии. В таблице 13.1 сравниваются капитальные и эксплуатационные затраты на различные мощности и технологии электростанций на основе оценок EIA (Агентство энергетической информации США [EIA], 2013). Как указано в Таблице 13.1, хотя капитальные затраты, а также затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (ЭиТО) гидроэлектростанций и ветроэнергетики конкурентоспособны по сравнению с производственными технологиями на основе топливного газа, установка и эксплуатация других генерирующих технологий остаются дорогими. Таблица 13.1 также показывает, что большинство технологий генерации на основе топлива можно использовать для комбинированного производства тепла и электроэнергии (ТЭЦ), включая топливные элементы, капитальные затраты которых все еще высоки. Системы когенерации предлагают энергоэффективные альтернативные варианты для удовлетворения потребностей зданий как в электричестве, так и в тепле, и их следует рассматривать особенно для крупных объектов, таких как больницы и университетские городки.

Как отмечалось в Главе 9, и для того, чтобы справедливо сравнить рентабельность различных генерирующих технологий, необходимо провести подробный экономический анализ. В недавней оценке OBOC сравнивалась приведенная стоимость энергии или LCOE (см. Главу 9) для широкого спектра генерирующих технологий в Соединенных Штатах. В таблице 13.2 представлена сводка общих и конкретных компонентов значений LCOE, а также коэффициентов мощности для электростанций коммунального масштаба США, перечисленных в таблице 13.1. Обратите внимание, что общие значения LCOE, перечисленные в таблице 13.2, включают стоимость передачи в диапазоне от 5,8 долл. США / МВт-ч для морских ветряных электростанций до 1,2 долл. США / МВт-ч для электростанций, работающих на традиционном топливе. Как отмечено в Таблице 13.2, электростанции, работающие на возобновляемых источниках энергии, обычно имеют низкие коэффициенты мощности и считаются неотправляемыми системами, и поэтому на них нельзя полагаться как на аварийные системы для зданий, если они не объединены с системами хранения (т.е. электрическими батареями).

В этой Главе представлены только технологии диспетчерской генерации с акцентом на системы ТЭЦ, обеспечивающие здания электрической и тепловой энергией. Сначала описаны основные преимущества когенерационных систем с кратким описанием их истории. Затем приводится подробное описание технологий, которые можно использовать для выработки электроэнергии для строительных приложений. Анализ, включающий оценку оптимальной мощности когенерационных систем, представлен с конкретными примерами. Интеграция возобновляемых источников энергии для проектирования зданий с нулевым потреблением энергии и сообществ с нулевым выбросом углерода обсуждается в Главе 14.

**ТАБЛИЦА 13.1**

Оценка капитальных затрат и затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание генерирующих электростанций в США

| Тип топлива / электростанции | Электрическая мощность (МВт) | Показатель тепловой мощности (БТЕ / кВтч) | Капитальные затраты ($/kW) | Фиксированные затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание ($ / кВт-год) | Переменные затраты O&M ($ / кВт-год) |
|---|---|---|---|---|---|
| *Уголь* | | | | | |
| Угольная пыль | 650 | 8,800 | $3246 | $37.80 | $4.47 |
| Интегрированный комбинированный цикл газификации с улавливанием углерода | 520 | 10,700 | $6599 | $72.83 | $8.45 |
| *Природный газ* | | | | | |
| Обычный комбинированный цикл | 620 | 7,050 | $917 | $13.17 | $3.60 |
| Усовершенств.турбина внутреннего сгорания | 210 | 9,750 | $676 | $7.04 | $10.37 |
| Топливные элементы | 10 | 9,500 | $7108 | $0.00 | $43.00 |
| *Уран* | | | | | |
| Двухблочный ядерный реактор | 2234 | N / A | $5530 | $93.28 | $2.14 |
| *Биомасса* | | | | | |
| Комбинированный цикл | 20 | 12,350 | $8180 | $356.07 | $17.49 |
| *Ветер* | | | | | |
| Береговая турбина | 100 | N / A | $2213 | $39.55 | $0.00 |
| Морская турбина | 400 | N / A | $6230 | $74.00 | $0.00 |
| *Солнечная энергия* | | | | | |
| Солнечная тепловая энергия (CSP) | 100 | N / A | $5067 | $67.26 | $0.00 |
| Фотоэлектрические (PV) | 150 | N / A | $3873 | $24.69 | $0.00 |
| *Геотермальный* | | | | | |
| Двойная вспышка | 50 | N / A | $8312 | $132.00 | $0.00 |
| *Гидроэлектростанции* | | | | | |
| Обычный | 500 | N / A | $2939 | $14.13 | $0.00 |
| Насосное хранилище | 200 | N / A | $5288 | $18.00 | $0.00 |

*Источник:* EIA, Обновленная смета капитальных затрат для электростанций коммунального масштаба, Энергетическое информационное агентство, Министерство энергетики, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf, 2013.

**ТАБЛИЦА 13.2**

Оценки средних значений LCOE и коэффициентов мощности для генерирующих электростанций США

| Тип топлива / электростанции | Капитальные затраты LCOE ($ / МВтч) | Фикс.затраты на эксплуатацию и тех обслуживание LCOE ($ / МВтч) | Переменные затраты на эксплуатацию и техобслуживание LCOE ($ / МВтч) | Общая LCOE системы ($ / МВтч) | Коэффициент мощности (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| *Уголь* | | | | | |
| Угольная пыль | 60.4 | 4.2 | 29.4 | 95.1 | 85 |
| Интегрированный комбинированный цикл газификации с улавливанием углерода | 97.3 | 9.8 | 36.1 | 144.4 | 85 |
| *Природный газ* | | | | | |
| Обычный комбинированный цикл | 14.4 | 1.7 | 57.8 | 75.2 | 87 |
| Усовершенствованная турбина внутреннего сгорания | 27.8 | 2.7 | 79.6 | 113.5 | 30 |
| *Уран* | | | | | |
| Двухблочный ядерный реактор | 70.1 | 11.8 | 12.2 | 95.2 | 90 |
| *Биомасс* | | | | | |
| Комбинированный цикл | 47.1 | 14.5 | 37.6 | 100.2 | 83 |
| *Ветер* | | | | | |
| Береговая турбина | 57.7 | 12.8 | 0.0 | 73.6 | 36 |
| Морская турбина | 168.6 | 22.5 | 0.0 | 196.9 | 38 |
| *Солнечная энергия* | | | | | |
| Солнечная тепловая энергия (CSP) | 191.6 | 42.1 | 0.0 | 239.7 | 20 |
| Фотоэлектрические (PV) | 109.8 | 11.4 | 0.0 | 125.3 | 25 |
| *Геотермальный* | | | | | |
| Двойная вспышка | 34.1 | 12.3 | 0.0 | 47.8 | 92 |
| *Гидроэлектростанция* | | | | | |
| С сезонным хранением | 70.7 | 3.9 | 7.0 | 83.5 | 54 |

*Источник:* EIA, Обновленная смета капитальных затрат для электростанций коммунального масштаба, Агентство энергетической информации, Министерство энергетики, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.eia.gov/forecasts/capitalcost/pdf/updated_capcost.pdf, 2013.

## *13.2 Преимущества когенерации*

Когенерация и комбинированное производство тепла и электроэнергии (ТЭЦ) - это термины, используемые взаимозаменяемо для обозначения одновременного производства электроэнергии (электроэнергии) и полезной тепловой энергии (тепла) в единой интегрированной системе. ТЭЦ получает свою эффективность и, следовательно, более низкие затраты за счет рекуперации и использования тепла, производимого в качестве побочного продукта процесса производства электроэнергии, которое обычно теряется в окружающей среде. Общая топливная эффективность типичных ТЭЦ может находиться в диапазоне 70–90%, по сравнению с 35–50% для обычного производства электроэнергии. В целом, ТЭЦ сокращает потребление первичной энергии на 35% по сравнению с удаленными электростанциями и котлами, работающими только на тепло. Более того, ТЭЦ также позволяет избежать потерь при передаче и распределении, поскольку она поставляет электроэнергию, как правило, близко к месту генерации.

Хотя концепция ТЭЦ не нова, недавно она была применена к широкому спектру коммерческих зданий. Действительно, до 1980-х годов когенерационные системы использовались только на крупных промышленных или институциональных объектах с высоким спросом на электроэнергию (обычно более 1000 кВт). После энергетического кризиса 1973 года, во время которого цены на топливо и электроэнергию значительно выросли (в 5 раз), правительство США приняло в 1978 году Закон о национальной энергетике (NEA), который включает Закон о политике регулирования коммунальных предприятий (PURPA). Правила PURPA вынуждали коммунальные предприятия покупать электроэнергию и обеспечивать дополнительную или резервную мощность для любого квалифицированного объекта когенерации. Закон об энергетической политике (EPACT) 1992 г. еще

больше повысил привлекательность когенерационных систем, открыв доступ к линиям электропередачи и розничную торговлю.

В дополнение к благоприятным нормам, разработка энергоэффективных когенерационных систем и небольших сборных блоков когенерации обеспечила необходимые стимулы для поощрения внедрения систем, способных вырабатывать электроэнергию и тепло для коммерческих, институциональных и даже жилых помещений. В настоящее время когенерационные системы доступны в широком диапазоне размеров, от менее 50 кВт (микросистемы) до более 100 МВт. Более того, достижения в области контроля обеспечили более совершенные процедуры для эксплуатации и интеграции различных компонентов когенерационной системы (включая первичные двигатели, электрические генераторы и системы рекуперации тепла). В последнее время энергосервисные компании (ЭСКО) повысили осведомленность и интерес общественности к технологиям производства электроэнергии на месте.

Помимо более высокой общей энергоэффективности по сравнению с обычными коммунальными предприятиями, когенерационные системы предлагают следующие преимущества:

• Более чистые источники выработки энергии с уменьшенными выбросами $NO_x$ и углерода

• Повышенная надежность и качество электроэнергии, так как потребители менее уязвимы к отключениям на линиях электропередач.

• Добавлена национальная энергетическая безопасность за счет диверсификации источников и мест производства электроэнергии.

• Снижение затрат на передачу и распределение, поскольку не потребуются новые линии, если будут доступны распределенные когенерационные установки.

Чтобы оценить осуществимость системы когенерации, необходимо рассмотреть несколько технических и экономических аспектов, а также вопросы регулирования. Хотя в этой главе дается некоторое обсуждение основных регуляторных аспектов и финансовых возможностей когенерации в Соединенных Штатах, основное внимание в главе уделяется технической информации и инженерным принципам, которые необходимы для понимания конструкции и работы когенерационных систем. Во-первых, представлен обзор прошлого, настоящего и будущего состояния отрасли производства электроэнергии в Соединенных Штатах.

## *13.3 История когенерации*

Системы для выработки ТЭЦ существуют с 1880-х годов в США и Европе. Действительно, несколько промышленных предприятий вырабатывали собственное электричество и пар с помощью угольных котлов и паротурбинных генераторов. По оценкам, системы ТЭЦ производили до 58% всей электроэнергии, производимой в Соединенных Штатах.

Однако в середине 1900-х годов были построены крупные центральные электростанции с надежными инженерными сетями. Электроэнергия на этих станциях производилась по относительно низким ценам. Как следствие, промышленные предприятия начали покупать электроэнергию у электростанций и, таким образом, постепенно уменьшили свою зависимость от производства электроэнергии на месте. Доля ТЭЦ в общем производстве электроэнергии в США составляла 15% в 1950 году и только 4% в 1974 году (EIA, 2000). С начала 1900-х годов были сформированы и расширены крупные холдинговые компании по производству электроэнергии. В 1920 году большая часть электроэнергетики США контролировалась несколькими частными электроэнергетическими холдингами. Эти холдинговые компании злоупотребляли своей властью и взимали с потребителей более высокие цены на электроэнергию.

Чтобы уменьшить монополию частных электроэнергетических холдинговых компаний, федеральное правительство вмешалось, приняв в 1935 году Закон о холдинговых компаниях коммунальных услуг (PUHCA). и биржевой комиссии. В целях дальнейшего снижения цен на электроэнергию были построены государственные гидроэлектростанции, в том числе плотина Гувера в 1936 году. Закон о Бонневильском проекте 1937 года предоставил федеральному правительству средства для надзора за передачей и сбытом электроэнергии, произведенной на гидроэлектростанциях. К 1941 году электроэнергия, производимая на предприятиях, находящихся в государственной собственности, составляла 12% от общей выработки коммунальных услуг.

До начала 1970-х годов коммунальные предприятия могли удовлетворять постоянно растущий спрос на электроэнергию при снижении цен из-за эффекта масштаба, технического прогресса и снижения затрат на топливо. Однако ряд событий, произошедших в 1970-х годах, существенно повлияли на электроэнергетику США. Эти события включали нефтяное эмбарго в 1973–1974 годах, принятие Закона о чистом воздухе в 1970 году, а также Закона о координации энергоснабжения и окружающей среды в 1974 году. В результате этих событий цены на электроэнергию резко выросли в 1980-х годах. Между 1973 и 1985 годами цены на топливо и электроэнергию выросли в 5 раз.

В качестве реакции на нефтяное эмбарго федеральное правительство приняло в 1978 году CBA, чтобы уменьшить зависимость США от иностранной нефти, разработать альтернативные источники энергии и стимулировать энергосбережение. NEA состоит из пяти различных статутов:

• Закон о политике регулирования коммунальных предприятий (PURPA)

• Закон о налоге на энергию

• Закон о национальной политике в области энергосбережения

• Закон об использовании силовых установок и промышленного топлива

• Закон о политике в области природного газа

PURPA оказала самое значительное влияние на электроэнергетику и развитие когенерации. Действительно, PURPA разрешило предприятиям, не отвечающим определенным критериям владения и эффективности, продавать электроэнергию коммунальным компаниям. В частности, PURPA установил следующие юридические обязательства для электроэнергетических компаний в отношении когенераторов, определенных как квалифицированные объекты (QF):

• Коммунальные предприятия должны покупать когенерационную энергию и мощность у QF.

• Коммунальные компании должны продавать энергию и мощность QF.

• Энергокомпании должны обеспечивать QF дополнительным питанием, резервным питанием, питанием для технического обслуживания и бесперебойным питанием.

• Коммунальные компании должны предоставить доступ к передающей сети к «колесу» другим электроэнергетическим компаниям.

Термин «вращение» относится к процессу, с помощью которого коммунальные предприятия могут покупать или продавать электроэнергию другим коммунальным предприятиям или у них, чтобы удовлетворить пиковые потребности или сбросить избыточную выработку. Этот процесс позволяет коммунальным предприятиям тратить меньше на пиковые электростанции, тем самым снижая капитальные затраты, необходимые для удовлетворения высоких периодов потребления электроэнергии.

Дополнительные законодательные акты, принятые в 1990-х годах, в том числе поправки к Закону о чистом воздухе (CAAA) 1990 года и Закон об энергетической политике (EPACT) 1992 года, открыли новые возможности для когенерации. В частности, EPACT предоставляет стимулы для производителей, не относящихся к коммунальным, для выхода на оптовый рынок электроэнергии, освобождая их от ограничений PUHCA. Закон создает новую категорию производителей электроэнергии, известную как освобожденные оптовые генераторы (EWGs). Следует отметить, что EWG отличаются от PURPA QF, поскольку они не обязаны соответствовать критериям когенерации PURPA. Кроме того, коммунальные предприятия не обязаны покупать электроэнергию у ЭРГ.

В таблице 13.3 приведены основные федеральные законодательные акты, присущие электроэнергетической отрасли США с начала 1930-х годов. Из-за принятия PURPA были разработаны и построены проекты ТЭЦ мощностью несколько мегаватт, особенно на крупных промышленных объектах, включая целлюлозно-бумажные, сталелитейные, химические и нефтеперерабатывающие заводы. Последние достижения в области поршневых двигателей и турбин внутреннего сгорания делают ТЭЦ более рентабельными для небольших приложений, таких как рестораны быстрого питания, а также коммерческие здания.

По оценкам, в 2000 году на долю ТЭЦ приходилось около 7,5% мощности по производству электроэнергии и почти 9% электроэнергии, производимой в Соединенных Штатах (EIA, 2009). И DOE, и EPA поставили цель удвоить мощность ТЭЦ в США в период с 1999 по 2010 год, с 46 до 92 ГВт. Даже если эта цель достигнута, ТЭЦ составляет лишь 14% генерирующих мощностей США. В отличие от некоторых европейских стран, доля ТЭЦ в общем объеме производства электроэнергии в США остается довольно небольшой, как показано в Таблице 13.4.

## 13.4 Типы топливных систем генерации

Существует несколько типов систем производства электроэнергии, которые коммерчески доступны и могут быть использованы для ТЭЦ в зданиях. В целом можно выделить три категории когенерационных систем:

**ТАБЛИЦА 13.3**

Основные федеральные законы, влияющие на электроэнергетику США

| Наименование закона | Год | Основной объем |
|---|---|---|
| Закон о холдинговых компаниях коммунального хозяйства (PUHCA) | 1935 | Уменьшить злоупотребления в коммунальном хозяйстве, предоставив Комиссии по ценным бумагам и биржам право контролировать холдинговые компании. |
| Закон о Бонневильском проекте | 1937 | Создать Бонневильскую энергетическую ассоциацию (BPA) для наблюдения за передачей и сбытом электроэнергии, производимой на Северо-западных плотинах. |
| Закон о чистом воздухе | 1970 | Уменьшить выбросы диоксида серы и диоксида азота. |
| Закон о координации энергоснабжения и окружающей среды (ESECA) | 1974 | Разрешить федеральному правительству запретить электроэнергетическим компаниям сжигать природный газ или нефтепродукты. |
| Закон о нормативной политике в сфере коммунальных услуг (PURPA) | 1978 | Содействовать сбережению электроэнергии, позволяя некоммунальным производителям и квалифицированным когенераторам продавать электроэнергию коммунальным предприятиям. |
| Закон о налоге на энергию (ETA) | 1978 | Разрешить налоговые льготы для инвестиций в когенерационное оборудование и возобновляемые технологии. Эти стимулы были свернуты в середине 1980-х годов. |
| Закон о национальной политике в области энергосбережения | 1978 | Требовать от коммунальных служб разработки планов энергосбережения в жилищном секторе, чтобы снизить рост спроса на электроэнергию. |
| Закон об использовании силовых установок и промышленного топлива | 1978 | Заменить ESECA 1974 года и продлить запрет Федерального правительства на использование природного газа и нефти на новых электростанциях. |
| Закон о планировании и энергосбережении северо-западной части Тихого океана (PNEPPC) | 1980 | Создать Совет PNEPPC для координации сохранения и приобретения ресурсов BPA. |
| Закон о защите потребителей электроэнергии (ECPA) | 1986 | Установить новые экологические критерии при лицензировании гидроэлектростанций; значительно сократить преимущества PURPA для новых гидроэнергетических проектов; и для увеличения исполнительных полномочий FERC. |
| Поправки к Закону о чистом воздухе (CAAA) | 1990 | Разработать новую программу сокращения выбросов. На генераторы электроэнергии возложена ответственность за большую часть снижения содержания диоксида серы и оксида азота. |
| Закон об энергетической политике (EPACT) | 1992 | Создать новую категорию производителей электроэнергии и разрешить FERC открыть национальную систему передачи электроэнергии для оптовых поставщиков. |

*Источник:* EIA, Изменяющаяся структура электроэнергетики, Управление энергетической информации, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.doe.eia.gov, 2000.

**ТАБЛИЦА 13.4**

Доля ТЭЦ в общей национальной выработке электроэнергии для отдельных стран

| Страна | Дания | Голландия | Германия | Италия | США | Великобритания | Франция |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Contribution Вклад ТЭЦ (%) | 40 | 30 | 14 | 12 | 7 | 5 | 3 |

*Источник:* EIA, Изменяющаяся структура электроэнергетики, Управление энергетической информации, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.doe.eia.gov, 2000.

1. Обычные когенерационные системы: эти системы состоят из больших когенерационных установок (более 1000 кВт) и требуют тщательного процесса проектирования для выбора размера всего оборудования и компонентов (т.е. первичных двигателей, электрических генераторов и систем рекуперации тепла).

2. Комплексные когенерационные системы: эти системы небольшие (менее 1000 кВт), их легко спроектировать и установить, поскольку они представляют собой предварительно спроектированные и предварительно собранные блоки.

3. Технологии распределенной генерации: некоторые системы когенерации могут использовать ряд технологий, которые были недавно разработаны для производства как электроэнергии, так и тепла, включая топливные элементы.

### *13.4.1 Обычные когенерационные системы*

Типичная когенерационная установка состоит из нескольких единиц оборудования для производства электроэнергии и тепла (в виде пара или горячей воды). Количество и тип оборудования в когенерационной установке зависят от размера системы и процедуры, используемой для выработки электроэнергии и тепла. Как правило, обычная когенерационная система включает в себя следующие компоненты:

1. Первичный двигатель: это самое важное оборудование в когенерационной системе. Обычно это турбина, вырабатывающая механическую энергию с использованием основного источника топлива. Существует три типа турбин, которые обычно используются в когенерационных установках: турбины, работающие на паре, вырабатываемом котлами, газовые турбины, работающие на природном газе или светлых нефтепродуктах, и двигатели внутреннего сгорания, работающие на природном газе или дистиллятном жидком топливе.

2. Генератор: устройство, преобразующее механическую энергию в электрическую.

3. Система рекуперации тепла: набор теплообменников, которые могут регенерировать тепло выхлопных газов или охлаждения двигателя и преобразовывать его в полезную форму - обычно горячую воду.

Для работы когенерационной установки необходима надежная система управления, гарантирующая, что все отдельные части оборудования обеспечивают ожидаемую производительность. Для выработки электроэнергии и тепла используются два основных рабочих цикла: нижний цикл либо верхний цикл.

*Нижний цикл*: в этом цикле выработке тепла отдается приоритет для подачи технологического тепла на объект. Тепловая энергия вырабатывается непосредственно при сгорании топлива (в первичном двигателе). Затем тепло восстанавливается и подается в генератор для производства электроэнергии, как показано на рисунке 13.1a. Промышленные предприятия, которым требуется высокая температура тепла (например, сталелитейная, алюминиевая, стекольная и бумажная промышленность), обычно используют когенерационные системы нижнего цикла.

*Верхний цикл*: в отличие от нижнего цикла, выработка электроэнергии в верхнем цикле имеет приоритет над производством тепла, как показано на Рисунке 13.1b. Затем отработанное тепло рекуперируется и преобразуется либо в пар, либо в горячую воду. Большинство существующих систем когенерации основаны на верхних циклах. Гибридом верхнего цикла, обычно используемого на нескольких промышленных предприятиях и даже в электроэнергетических компаниях, является комбинированный цикл, как показано на Рисунке 13.1c. В этом цикле обычно используется газовая турбина для производства электроэнергии. Затем выхлопной газ подается в парогенератор-утилизатор для выработки большего количества электроэнергии с помощью паровой турбины. Для когенерационной установки небольшая часть пара может быть преобразована в полезную форму тепловой энергии.

Для больших и средних традиционных когенерационных систем обычно рассматриваются три типа первичных двигателей: паровые турбины, поршневые двигатели и газовые турбины. Здесь представлен краткий обзор каждого типа первичного двигателя.

#### **13.4.1.1 Паровые турбины**

Паровые турбины - самые старые и самые универсальные первичные двигатели, используемые в производстве электроэнергии. В Соединенных Штатах большая часть электроэнергии, производимой на электростанциях, производится с помощью паровых турбин. Однако паровые турбины также используются в системах ТЭЦ, электростанциях с комбинированным циклом и системах централизованного теплоснабжения. Мощность паровых турбин составляет от 50 кВт до нескольких сотен МВт. В настоящее время в электроэнергетике используются несколько типов паровых турбин:

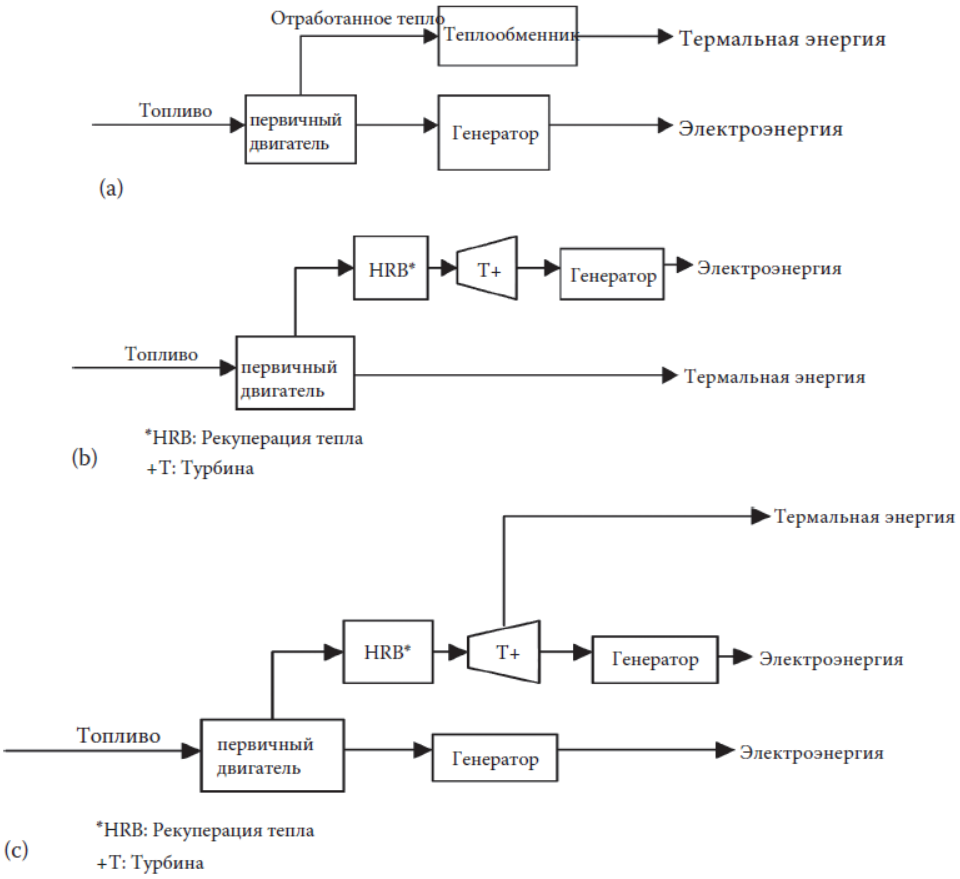



**РИС. 13.1**
(а) Когенерационная система верхнего цикла. (б) Когенерационная система нижнего цикла. (с) Комбинированная когенерационная система.

• Конденсаторные турбины: это энергетические турбины для коммунальных предприятий. Они выходят прямо в конденсаторы, которые поддерживают вакуум на выходе.

• Турбины без конденсации: также называемые турбинами с противодавлением. Они отводят пар в сеть объекта в условиях, близких к потребностям технологического тепла.

• Вытяжные турбины: имеют отверстия в корпусе для отбора части пара при некотором промежуточном давлении перед конденсацией оставшегося пара.

**ТАБЛИЦА 13.5**

Стоимость и эксплуатационные характеристики выбранных когенерационных систем с паровыми турбинами

| Стоимость и параметры производительности | Производительность системы (кВт) | | |
|---|---|---|---|
| | 500 | 3,000 | 15,000 |
| Общая установленная стоимость ($ / кВт) | $918 | $385 | $349 |
| Расход топлива (млн БТЕ / ч) | 26.7 | 147.4 | 549.0 |
| Электрический КПД (%) | 6.4 | 6.9 | 9.3 |
| Пар для обработки (млн БТЕ / ч) | 19.6 | 107.0 | 386.6 |
| Общая эффективность (%) | 79.6 | 79.5 | 79.7 |

*Источник:* Energy Nexus Group, Характеристика технологий: паровые турбины, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия, 2002a.

Эффективность выработки электроэнергии паровыми турбинами варьируется от 37% для крупных электростанций до 10% для небольших станций, производящих электроэнергию как побочный продукт производства пара. Обычное применение паровых турбин для систем ТЭЦ связано с промышленными процессами, в которых легко доступно твердое или отработанное топливо. В Соединенных Штатах, по оценкам, более 580 промышленных и институциональных предприятий используют паровые двигатели для выработки около 19 000 МВт электрической мощности. В Таблице 13.5 перечислены типичные параметры стоимости и производительности когенерационных систем с паровыми турбинами.

#### 13.4.1.2 Поршневые двигатели

Поршневые двигатели внутреннего сгорания - широко используемая технология для выработки электроэнергии для нескольких приложений, включая институциональные и промышленные применения, а также системы когенерации. Мощность поршневых двигателей варьируется от нескольких киловатт до более 5 МВт. Для выработки электроэнергии используются два основных типа поршневых двигателей:

• Двигатели с искровым зажиганием (SI) обычно используют природный газ. Двигатели SI в настоящее время обычно используются для стационарных силовых установок с рабочим циклом.

• Двигатели с воспламенением от сжатия (CI) или дизельные двигатели исторически были популярны как для малых, так и для крупных электростанций. Однако дизельные двигатели теперь могут использоваться только в аварийных и резервных системах из-за проблем с выбросами.

Электрический КПД поршневых двигателей колеблется от 28% для малых двигателей (менее 100 кВт) до 40% для больших двигателей (более 3 МВт). Отработанное тепло можно утилизировать из четырех источников в поршневых двигателях: выхлопные газы, охлаждающая вода рубашки двигателя, охлаждающая вода смазочного масла и охлаждение турбокомпрессора. Пар высокого и низкого давления может производиться поршневыми двигателями для ТЭЦ. Общий КПД системы ТЭЦ с поршневым двигателем, работающим на природном газе, может превышать 70%.

Технология поршневых двигателей значительно улучшилась за последние десятилетия: повысилась топливная эффективность, уменьшились выбросы, повысилась надежность и низкие первоначальные затраты. Ожидается, что в следующем десятилетии использование поршневых двигателей для генерации ТЭЦ будет продолжать расти. В настоящее время, по оценкам, 1055 систем ТЭЦ, работающих в Соединенных Штатах, используют поршневые двигатели общей мощностью 800 МВт. В таблице 13.6 представлены типичные параметры стоимости и производительности для имеющихся в продаже поршневых двигателей, подходящих для когенерационных установок.

**ТАБЛИЦА 13.6**

Стоимость и характеристики производительности выбранных когенерационных систем с поршневыми двигателями

| Стоимость и параметры производительности | Производительность системы в кВт | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 100 | 300 | 800 | 3000 | 5000 |
| Общая установленная стоимость (2001 $ / кВт) | $1515 | $1200 | $1000 | $920 | $920 |
| Расход топлива (млн БТЕ / ч) | 1.11 | 3.29 | 8.20 | 28.48 | 43.79 |
| Электрический КПД (%) | 30.6 | 31.1 | 33.3 | 36.0 | 39.0 |
| Общее количество рекуперир.тепла (млн БТЕ/ч) | 0.57 | 1.51 | 3.50 | 11.12 | 15.28 |
| Общая эффективность (%) | 81.0 | 77.0 | 76.0 | 75.0 | 74.0 |

*Источник:* Energy Nexus Group, Характеристика технологий: поршневые двигатели, Отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия, 2002b.

### 13.4.1.3 Газовые турбины

Газовые турбины представляют собой одно из самых чистых средств производства электроэнергии с очень низкими выбросами диоксида углерода ($CO_2$) и оксидов азота ($NO_x$). Доступная мощность газовых турбин составляет от 500 кВт до 250 МВт. Газовые турбины хорошо подходят для ТЭЦ, потому что пар высокого давления (до 1200 фунтов на кв. Дюйм) может генерироваться из их высокотемпературного выхлопа с использованием парогенераторов-утилизаторов (HRSG). По оценкам, более 575 промышленных и институциональных предприятий в США используют газовые турбины для выработки электроэнергии и тепла общей мощностью 40 000 МВт (Energy Nexus Group, 2002c). В таблице 13.7 перечислены рабочие характеристики выбранных коммерчески доступных систем газотурбинной ТЭЦ. Как показано в Таблице 13.7, как электрический КПД, так и общий КПД ТЭЦ возрастают с увеличением размера газовой турбины.

### *13.4.2 Блочные когенерационные системы*

Для когенерационных установок, требующих небольших систем мощностью от менее 50 кВт до примерно 1 МВт, в настоящее время доступны предварительно спроектированные и собранные на заводе когенерационные установки с меньшими затратами на строительство, установку и эксплуатацию. Кроме того, были разработаны небольшие комплектные системы мощностью от 4 до 25 кВт, которые могут быть установлены в короткие периоды времени с минимальным перерывом в работе. Почти все блочные когенерационные системы оснащены передовыми средствами управления, повышающими надежность и энергоэффективность блоков.

**ТАБЛИЦА 13.7**

Стоимость и эксплуатационные характеристики выбранных когенерационных систем с использованием газовых турбин

| Cost and Performance Parameters | Производительность системы (кВт) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1,000 | 5,000 | 10,000 | 25,000 | 40,000 |
| Общая установленная стоимость (2000$/кВт) | $1,780 | $1,010 | $970 | $860 | $785 |
| Расход топлива (млн БТЕ / ч) | 15.6 | 62.9 | 117.7 | 248.6 | 368.8 |
| Электрический КПД (%) | 21.9 | 27.1 | 29.0 | 34.3 | 37.0 |
| Производительность пара (млн БТЕ / ч) | 7.1 | 26.6 | 49.6 | 89.8 | 128.5 |
| Общая эффективность (%) | 68.0 | 69.0 | 71.0 | 73.0 | 74.0 |

*Источник:* Energy Nexus Group, Характеристика технологий: газовые турбины, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия, 2002

**ТАБЛИЦА 13.8**

Стоимость и рабочие характеристики выбранных когенерационных систем с использованием микротурбин

| Стоимость и параметры производительности | Производительность системы (кВт) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 30 | 70 | 100 | 350 |
| Общая установленная стоимость (2000 $ / кВт) | $2516 | $2031 | $1561 | $1339 |
| Расход топлива (млн БТЕ / ч) | 0.437 | 0.948 | 1.264 | 4.118 |
| Электрический КПД (%) | 23.4 | 25.2 | 27.0 | 29.0 |
| Тепловая мощность (млн БТЕ / ч) | 0.218 | 0.369 | 0.555 | 1.987 |
| Общая эффективность (%) | 73.0 | 64.0 | 71.0 | 77.0 |

*Источник:* Energy Nexus Group, Характеристика технологий: микротурбины, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия, 2002

Блочные когенерационные установки часто продаются как установки под ключ. В частности, производители обычно несут ответственность за испытания и установку всех когенерационных систем. Развитие комплексных систем увеличило привлекательность когенерации для широкого круга типов объектов, включая офисные здания, рестораны, жилые дома и многоквартирные дома. Кроме того, комбинированные когенерационные системы в настоящее время обычно более рентабельны, чем обычные системы для малых и средних больниц, школ и гостиниц. Тем не менее, каждый объект должен быть тщательно оценен, чтобы определить экономическую осуществимость любой блочной когенерационной системы.

В блочных когенерационных системах обычно используются поршневые двигатели. Недавно были разработаны микротурбины, которые поступают в продажу с 2000 года. Микротурбины - это небольшие генераторы электроэнергии, которые работают на очень высоких скоростях (более 60 000 об / мин). Они доступны в размерах от 30 до 350 кВт. Они были продвинуты как идеальные генераторы для приложений распределенной генерации, включая когенерационные системы, из-за их гибкости подключения (их можно соединять параллельно), их надежности и низкого уровня выбросов. Таблица 13.8 суммирует рабочие характеристики выбранных коммерчески доступных микротурбин, подходящих для ТЭЦ.

### *13.4.3 Технологии распределенной генерации*

Распределенная генерация - это относительно недавний подход, предложенный для производства электроэнергии с использованием небольших и модульных генераторов. Небольшие генераторы мощностью от 1 кВт до 10 МВт могут быть собраны и перемещены в стратегически важных местах (обычно рядом с объектами клиентов) для повышения качества электроэнергии, надежности и гибкости, чтобы удовлетворить широкий спектр потребностей клиентов и систем распределения. . За последнее десятилетие появились некоторые технологии, которые позволяют производить электроэнергию с меньшими отходами, затратами и воздействием на окружающую среду, что может сделать будущее распределительной генерации многообещающим, особенно на конкурентном, дерегулируемом рынке. Среди этих технологий - возобновляемые источники энергии (ветряные и солнечные), топливные элементы, а также микротурбины, турбины внутреннего сгорания, газовые двигатели и дизельные двигатели. В таблице 13.9 приведены некоторые распределительные генерирующие технологии с указанием их средней эффективности, мощности и применения (Американ Газ, 1999). Возможно, недавние разработки топливных элементов представляют лучшую возможность для приложений распределенной генерации и когенерации. Ожидается, что топливные элементы будут играть важную роль на рынке электроэнергии двадцать первого века.

**ТАБЛИЦА 13.9**

Характеристики современных технологий распределенной генерации

| Тип | Эффективность (%) | Размер | Примечания |
|---|---|---|---|
| Турбина внутреннего сгорания | 24–40 | 500 kW–30 MW | Когенерация (коммерческая / промышленная), поддержка передачи и распределения |
| Дизельный двигатель | 36–42 | 50 kW–6 MW | Резервная, удаленная и пиковая мощность |
| Газовый двигатель | 28–38 | 5 kW–2 MW | Когенерация (коммерческая / легкая промышленность), первичная энергия |
| Микротурбина | 21–40 | 25 kW–300 kW | Когенерация (коммерческая / промышленная), сглаживание пиков и первичная мощность |
| Топливная ячейка | 40–65 | 1 kW–3 MW | Когенерация (бытовая / коммерческая), первичная энергия |

**ТАБЛИЦА 13.10**

Основные характеристики выбранных типов топливных элементов

| Название топливного элемента | Электролит | Топливо | Оксидант | Операционная температура (°C) |
|---|---|---|---|---|
| PAFC | Фосфорная кислота | Чистый водород | Чистый воздух (без CO2) | 200 |
| AFC | Щелочной | Чистый водород | Чистый кислород и вода | 60–120 |
| SPFC | Твердый полимер | Чистый водород | Чистый кислород | 60–100 |
| MCFC | Расплавленный карбонат | Углеводороды | Воздух и кислород | 650 |
| SOFC | Твердый оксид | Любое топливо | Воздух | 900–1000 |

Принцип топливного элемента был впервые продемонстрирован более 150 лет назад. В своей простейшей форме топливный элемент устроен аналогично батарее с двумя электродами в среде электролита, которая служит для переноса электронов, высвобождаемых на одном электроде (аноде), на другой электрод (катод). Типичные топливные элементы используют водород (полученный из углеводородов) и кислород (из воздуха) для производства электроэнергии с другими побочными продуктами (такими как вода, диоксид углерода и тепло). Высокий КПД (до 73%) может быть достигнут с использованием топливных элементов.

**ТАБЛИЦА 13.11**

Стоимость и эксплуатационные характеристики выбранных ТЭЦ с топливными элементами

| Стоимость и параметры производительности | Производительность системы (кВт) | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 10 | 100 | 200 | 2000 |
| Тип топливного элемента | PEM | SOFC | PAFC | MCFC |
| Общая установленная стоимость (2002 $ / кВт) | $5,500 | $3500 | $4500 | $2800 |
| Расход топлива (млн БТЕ / ч) | 0.10 | 0.80 | 1.90 | 14.80 |
| Электрический КПД (%) | 30.0 | 45.0 | 36.0 | 46.0 |
| Тепловая мощность (млн БТЕ / ч) | 0.04 | 0.19 | 0.74 | 3.56 |
| Общая эффективность (%) | 68.0 | 70.0 | 75.0 | 70.0 |

*Источник:* Energy Nexus Group, 2002

В таблице 13.10 приведены различные типы топливных элементов, которые имеются в продаже или находятся в стадии разработки. Каждый тип топливных элементов характеризуется своим электролитом, топливом (источником водорода), окислителем (источником кислорода) и диапазоном рабочих температур. Системы ТЭЦ, использующие топливные элементы, доступны в размерах от нескольких кВт до тысяч кВт. В таблице 13.11 перечислены некоторые рабочие характеристики выбранных коммерчески доступных систем когенерации, использующих технологию топливных элементов.

# 13.5 Оценка когенерационных систем

Чтобы оценить техническую и экономическую осуществимость системы когенерации, важно собрать точные данные об объекте и его потреблении энергии. В частности, должны быть доступны данные о текущем и прогнозируемом будущем энергопотреблении и затратах. Для подробного оценочного анализа требуются почасовые данные об электрической и тепловой энергии. Однако ежемесячных и даже годовых данных об энергии может быть достаточно для предварительного технико-экономического анализа когенерационных систем. В этом разделе обсуждаются основные соображения для оценки осуществимости систем когенерации.

### *13.5.1 Эффективность когенерационных систем*

Чтобы учесть тот факт, что типичная когенерационная система производит как электрическую энергию, $E_e$, так и тепловую энергию $E_t$, из топливной энергии, FU, как показано на рисунке 13.2, общий термодинамический КПД, $\eta_{общий}$, когенерационной системы определяется следующим образом:

$$\eta_{overall} = \frac{E_e + E_t}{FU} \qquad (13.1)$$

Следует отметить, что для того, чтобы установка когенерации соответствовала критериям, установленным PURPA, она должна соответствовать определенным стандартам эффективности. Эти стандарты используют «КПД PURPA», $\eta_{PURPA}$, который определяется уравнением 13.2:

$$\eta_{PURPA} = \frac{E_e + E_t / 2}{FU} \qquad (13.2)$$

PURPA утверждает, что для того, чтобы быть квалифицированным объектом (QF) для когенерации, эффективность $\eta_{PURPA}$ должна быть не менее

1. 45% для когенерационных установок с долей полезной тепловой энергии более 5%.
2. 42,5% для когенерационных установок с полезной тепловой долей более 15%.

Основная цель эффективности PURPA - обеспечить производство достаточного количества тепловой энергии, чтобы когенерационная установка была более эффективной, чем электроэнергетическая компания.




**РИС. 13.2**
Вход / выход энергии для типовой когенерационной системы.

Ряд нормативных актов в рамках PURPA стимулирует развитие когенерационных установок. Среди этих стимулов - юридические обязательства электроэнергетических компаний по отношению к объектам когенерации, установленные разделом 210 PURPA (FERC, 1978). Например, электроэнергетическая компания должна

- Покупка когенерационной электроэнергии у Квалифицированных объектов (QF)
- Продавайте электроэнергию в QFs
- Обеспечить доступ для QF к сети передачи

В примере 13.1 показано, как оценить общую термодинамическую эффективность и эффективность PURPA для обычных систем когенерации.

**Пример 13.1**
**Задача**

Рассмотрим когенерационную электростанцию мощностью 20 МВт в комплексе университетского городка. Анализ энергетического баланса указывает на следующие потоки энергии для электростанции:

• Производство электроэнергии 33%
• Потери в конденсаторе 30%
• Потери стека 30%
• Радиационные потери 7%

Подсчитано, что все потери в конденсаторе и 12% потерь в дымовой трубе могут быть восстановлены. Определите, как общий термодинамический КПД, так и КПД PURPA электростанции.

**Решение**

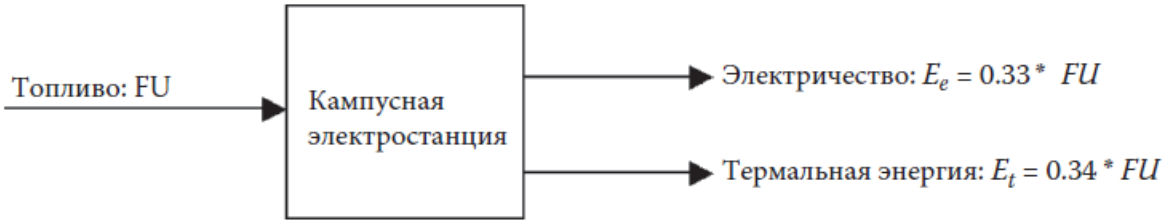
Сначала определяется рекуперированная тепловая энергия:

$$E_t = \text{Потери в конденсаторе} + \text{Часть потерь в дымовой трубе}$$

Этот выход тепловой энергии может быть выражен в единицах расхода топлива (FU) электростанции:

$$E_t = 30\% * FU + 12\% * [30\% * FU] = 0.34 * FU$$

Энергетический поток для электростанции кампуса представлен на этой диаграмме:




Таким образом, общий термодинамический КПД электростанции можно легко определить с помощью уравнения 13.1:

$$\eta_{overall} = \frac{E_e + E_t}{FU} = \frac{0.33 * FU + 0.34 * FU}{FU} = 0.67$$

Эффективность PURPA может быть рассчитана с использованием уравнения 13.2,

$$\eta_{PURPA} = \frac{E_e + E_t/2}{FU} = \frac{0.33 * FU + 0.34 * FU/2}{FU} = 0.50$$

Таким образом, электростанция кампуса соответствует критериям PURPA ($\eta_{PURPA} > 45\%$) и, таким образом, является квалифицированной когенерационной установкой.

### *13.5.2 Анализ когенерационных систем*

Чтобы определить мощность когенерационной системы, которая является рентабельной для выдерживания нагрузок для здания, сначала можно использовать упрощенные процедуры анализа. Для определения оптимальных проектных характеристик когенерационной системы может потребоваться дальнейшая оценка с помощью более подробных инструментов энергетического анализа. Пример 13.2 иллюстрирует одну упрощенную процедуру расчета, которую можно использовать для определения рентабельности установки когенерационной системы для здания больницы.

**Пример 13.2**

**Задача**

Рассмотрим систему когенерации мощностью 60 кВт, которая производит электроэнергию и горячую воду со следующей эффективностью: (а) 26% для производства электроэнергии и (б) 83% для комбинированного производства тепла и электроэнергии. Определите годовую экономию при эксплуатации когенерационной системы по сравнению с традиционной системой, которая состоит из покупки электроэнергии по цене 0,08 доллара / кВт · ч и выработки тепла от котла с КПД 70%.

Стоимость топлива составляет 5 долларов / млн БТЕ. Стоимость обслуживания когенерационной системы оценивается в $ 1,00 за час работы. Предположим, что вся произведенная тепловая энергия и электричество утилизируются в течение 6500 ч / год.

Определите срок окупаемости когенерационной системы, если стоимость установки составляет 2500 долларов США / кВт.

**Решение**

Во-первых, стоимость эксплуатации когенерационной системы сравнивается с почасовой оплатой традиционной системы:

(a) Система когенерации: за каждый час вырабатывается 60 кВт электроэнергии (при КПД 26%) с потребностями в топливе 0,787 MMBtu [= 60 кВт * 0,003413 MMBtu / кВт / 0,26]. При этом получается тепловая энергия 0,449 MMBtu [= 0,787 MMBtu * (0,83 - 0,26)]. Почасовой поток энергии для когенерационной системы представлен на этой диаграмме:




Таким образом, стоимость эксплуатации когенерации на почасовой основе можно оценить следующим образом:

Стоимость топлива: 0,787 MMBtu/ч * 5 $ / MMBtu = 3,93 $ / ч

Стоимость обслуживания: $ 1,00 / час.

Общая стоимость: 4,93 $ / час

(b) Обычная система: в этой системе 60 кВт электроэнергии покупается напрямую у коммунального предприятия, а 0,449 МбТЕ горячей воды вырабатывается с помощью котла с КПД 0,65. Таким образом, затраты, связанные с использованием традиционной системы, следующие:

Стоимость электроэнергии: 60 кВтч / час * 0,08 = 4,80 $ / час.

Стоимость топлива (котел): (0,449 млн БТЕ / ч) / 0,65 * 5 долларов / 3,45 млн БТЕ / ч

Общая стоимость: 8,25 $ / час

Таким образом, ежегодная экономия, связанная с использованием когенерационной системы, составляет

$$\Delta Cost = (\$8.25/\text{h} - \$4.93/\text{h}) * 6500\ \text{h/year} = \$21,580/\text{year}$$

Таким образом, простой срок окупаемости когенерационной системы:

$$SPP = \frac{\$2500/\text{kW} * 60\ \text{kW}}{\$21,580/\text{year}} = 7.0\ \text{years}$$

Анализ затрат жизненного цикла может потребоваться, чтобы определить, действительно ли инвестиции в систему когенерации оправданы.

Для более детальной оценки важно определить основную цель когенерационной системы. В идеале система когенерации может быть рассчитана на точное соответствие как электрической, так и тепловой нагрузке. К сожалению, точного совпадения почти не бывает. Следовательно, когенерационная система должна быть спроектирована с учетом конкретных требований к нагрузке, таких как тепловая нагрузка при базовой нагрузке, электрическая нагрузка при базовой нагрузке, пиковая тепловая нагрузка или пиковая потребность в электроэнергии. Здесь кратко описаны основные особенности каждого сценария проектирования:

*Когенерационные системы с базовой нагрузкой*: производят только часть электрических и тепловых требований объекта. Таким образом, обычно требуется производство дополнительной тепловой энергии (например, с помощью котла) и покупка дополнительной электроэнергии. Системы когенерации с базовой нагрузкой подходят для объектов, характеризующихся переменными

тепловыми и электрическими нагрузками, но не желающих или не способных продавать электроэнергию.

*Когенерационные системы с тепловым отслеживанием*: это те системы, которые производят всю тепловую энергию, необходимую для объекта. В случае, если произведенная электрическая энергия превышает потребность в электроэнергии, предприятие должно продавать электроэнергию коммунальному предприятию. В случае, если вырабатываемая электрическая энергия ниже потребности в электроэнергии, необходимо покупать дополнительную мощность у коммунального предприятия. Когенерационные системы Thermaltracking становятся все более привлекательными для небольших зданий, которые должны платить более высокие коммунальные платежи, чем крупные промышленные и коммерческие объекты.

*Когенерационные системы с отслеживанием электроэнергии*: разработаны с учетом электрических нагрузок. Любая дополнительная энергия вырабатывается котлами. Эти системы обычно подходят для крупных промышленных объектов с довольно высокими и постоянными электрическими нагрузками и низкими, но переменными тепловыми нагрузками.

*Когенерационные системы с сокращением пикового напряжения*: в случае, когда затраты, связанные с пиковым потреблением электроэнергии, высоки, может быть экономически выгодным разработать когенерационные системы, особенно для пикового сглаживания, даже если эти системы могут работать всего несколько часов (менее 1000 ч / год).

Пример 13.3 иллюстрирует ежемесячный анализ для определения оптимального размера когенерационной системы базовой нагрузки, которая спроектирована без продажи произведенной электроэнергии. Следующие уравнения были использованы для проведения анализа, приведенного в Таблице 13.4.

Ежемесячная электрическая энергия, кВт-ч$_{коген}$, и ежемесячная тепловая энергия, TE$_{cogen}$, вырабатываемая системой когенерации мощностью кВт-ч$_{коген}$, оцениваются с помощью уравнений 13.3 и 13.4 соответственно:

$$kWh_{cogen} = \min\left\{24.N_d.kW_{cogen}; kWh_{actual}\right\} \quad (13.3)$$

$$TE_{cogen} = \min\left\{24.N_d.kW_{cogen}; TE_{actual}\right\} \quad (13.4)$$

где

• $N_d$ - количество дней в месяце

• $kW_{cogen}$ - электрическая мощность когенерационной системы.

• $кВт_{фактическ.}$ - это фактическая электрическая энергия, потребленная объектом в течение месяца.

• $TE_{actual}$ - фактическая тепловая энергия, использованная объектом в течение месяца.

**Пример 13.3**

**Задача**

Предоставьте простой анализ срока окупаемости для внедрения когенерационной системы, которая будет установлена в больнице. Используйте следующие характеристики когенерационной системы:

Расход топлива: 10 000 БТЕ / кВтч

Коэффициент рекуперации тепла: 5500 БТЕ / кВтч

Стоимость обслуживания: 0,02 доллара США / кВтч.

Максимальная электрическая мощность: 200 или 300 кВт

Стоимость установленного оборудования: 1000 $ / кВт.

В Таблице 13.12 приведены данные об использовании энергии и стоимости больницы. Предположим, что КПД котла (ов) составляет 70%. Для этого анализа предположим также, что когенерационная система требует только дизельного топлива (другой вариант - двухтопливный). Предположим, теплотворная способность дизельного топлива составляет 140 000 БТЕ / галлон.

**ТАБЛИЦА 13.12**

Ежемесячные данные о коммунальных услугах больницы, использованные в примере 13.3.

| | Свод по коммунальным услугам | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Электроэнергия | | | Горючее | |
| Месяц | (kWh) | (kW) | ($) | (Gal) | ($) |
| янв | 226,400 | 546 | 2,7020 | 20,659 | 14,911 |
| фев | 273,600 | 572 | 28,949 | 20,555 | 12,639 |
| мар | 280,800 | 564 | 31,048 | 16,713 | 9,670 |
| апр | 228,000 | 526 | 25,251 | 10,235 | 4,742 |
| май | 246,000 | 692 | 28,755 | 12,193 | 5,347 |
| июн | 301,200 | 884 | 36,604 | 12,352 | 9,001 |
| июл | 346,800 | 1040 | 45,031 | 20,604 | 3,122 |
| авг | 403,200 | 944 | 46,374 | 17,276 | 5,711 |
| сен | 303,600 | 860 | 36,541 | 10,457 | 3,762 |
| окт | 276,000 | 872 | 33,559 | 10,890 | 3,726 |
| ноя | 272,400 | 662 | 28,042 | 13,478 | 5,255 |
| дек | 276,000 | 524 | 25,041 | 17,661 | 7,808 |
| Всего | 3,434,000 | | 393,215 | 183,073 | 85,694 |

**Решение**

Для каждого месяца затраты на электроэнергию, понесенные с помощью когенерационной системы, рассчитываются с использованием пошаговой процедуры, основанной на уравнениях 13.3 и 13.4. В Таблице 13.13 приведены результаты пошагового анализа, выполненного за январь. В таблице 13.14 представлены результаты за все месяцы с указанием срока окупаемости для каждого размера когенерации. В этом примере меньшая система когенерации (200 кВт) более рентабельна, поскольку нет возможности продавать избыточную генерируемую мощность коммунальному предприятию. Однако следует провести подробный экономический анализ для оптимизации размера когенерационной системы.

**ТАБЛИЦА 13.13**

Подробности пошагового анализа, выполненного за январь в примере 13.3.

| | Система когенерации | |
|---|---|---|
| **Требования к энергии / стоимости** | **200 kW** | **300 kW** |
| Потребность в электроэнергии (кВтч) | 226,400 | 226,400 |
| Потребность в тепловой энергии (млн БТЕ) | 2,024 | 2,024 |
| Комбинированная электрическая энергия, кВт · ч (кВт · ч) | 148,808 | 223,400 |
| Комбинированная тепловая энергия, TEcogen (млн БТЕ) | 808 | 1,228 |
| Электроэнергия, покупаемая у коммунального предприятия (кВтч) | 77,600 | 3,000 |
| Прямая выработка тепловой энергии (млн БТЕ) | 1,206 | 796 |
| Использование топлива для когенерации (Гал.) | 10,628 | 15,957 |
| Топливная энергия для прямого производства тепловой энергии (Гал.) | 8,614 | 5,686 |
| Общие потребности в топливе (галлоны) | 19,242 | 21,643 |
| Стоимость коммунальной электроэнергии ($) | 9,258 | 557 |
| Стоимость топлива ($) | 13,893 | 15,627 |
| Стоимость обслуживания ($) | 2,976 | 4,468 |
| Общая стоимость ($) | 26,127 | 20,450 |

**ТАБЛИЦА 13.14**

Экономия затрат на когенерацию и сроки окупаемости

| | **Выход (kW)** | **200** | **300** |
|---|---|---|---|
| | **Обычная стоимость E ($ / месяц)** | **Обычная стоимость E ($ / месяц)** | **Обычная стоимость E ($ / месяц)** |
| | 41,931 | 26,127 | 20,450 |
| | 41,588 | 28,920 | 27,687 |
| | 40,718 | 27,108 | 21,753 |
| | 29,993 | 14,527 | 14,813 |
| | 34,102 | 20,178 | 14,121 |
| | 45,605 | 31,658 | 26,034 |
| | 49,153 | 32,167 | 24,142 |
| | 52,085 | 37,815 | 31,536 |
| | 40,303 | 26,388 | 20,414 |
| | 37,285 | 22,687 | 16,339 |
| | 33,297 | 21,581 | 16,512 |
| | 32,849 | 22,097 | 17,892 |
| Итого ($) | 478,909 | 311,251 | 251,692 |
| Стоимость оборудования ($) | 0 | 200,000 | 300,000 |
| Срок окупаемости (год) | — | 1.19 | 1.32 |

### *13.5.3 Финансовые возможности*

Для финансирования системы когенерации обычно доступны несколько вариантов финансирования. Выбор наиболее выгодного финансового соглашения имеет решающее значение для успеха проекта когенерации. На выбор наилучшего финансового механизма для конкретного проекта когенерации влияет ряд факторов. Эти факторы включают механизмы собственности, толерантность к риску, налоговое законодательство, кредитные рынки и правила когенерации. В Соединенных Штатах наиболее распространены следующие финансовые подходы к объектам когенерации:

1. Обычное владение и эксплуатация: В этой структуре финансирования владелец когенерационной установки полностью или частично финансирует проект из внутренних источников. В случае частичного финансирования владелец может занять оставшиеся средства в обычном кредитном учреждении. Эксплуатацию и обслуживание когенерационной системы может выполнять внешний подрядчик.

2. Партнерство в рамках совместного предприятия. Эта структура является альтернативой традиционному владению и эксплуатации с совместным финансированием и владением вторым партнером, например, электроэнергетической компанией. Действительно, правила PURPA предоставляют электроэнергетической компании возможность владеть до 50% когенерационной установки. Структура финансирования совместного предприятия снижает риски для обоих партнеров, но может усложнить различные контракты между всеми вовлеченными сторонами, включая владельца и его партнера, поставщика газа, энергокомпанию, кредитную организацию и возможного подрядчика по эксплуатации и техническому обслуживанию.

3. Лизинг: в этом варианте финансирования компания строит когенерационную установку по договору аренды с владельцем, чтобы использовать часть или всю тепловую и электрическую энергию, выработанную когенерационной установкой. Строительство когенерационной системы арендодателем (т. Е. Застройщиком объекта) может финансироваться за счет средств кредиторов и / или инвесторов. Владелец обычно принимает активное участие на этапе строительства когенерационной установки.

4. Право собственности на третьих лиц. Эта структура финансирования аналогична описанной в случае лизинга. Однако, находясь в собственности третьих лиц, собственник не участвует ни в финансировании, ни в строительстве когенерационной установки. Вместо этого третья сторона или арендатор разрабатывают проект и заключают договоры на поставку газа / топлива, продажу электроэнергии и тепла, а также на эксплуатацию и техническое обслуживание. Финансирование может быть организовано арендодателем за счет средств инвесторов и / или кредиторов.

5. Гарантированные сберегательные контракты: в этом варианте финансирования девелопер сначала строит и обслуживает когенерационную установку. Затем девелопер заключает договор гарантированной экономии с потребителем энергии (собственником). Этот контракт обычно заключается на период от 5 до 10 лет с гарантированной фиксированной экономией в год. Этот тип финансовой структуры является обычным для небольших когенерационных систем (т. Е. Комплектных блоков), поскольку он перекладывает все финансовые и операционные риски с владельца на застройщика (т. Е. Подрядчика по гарантированной экономии).

## *13.6 Пример использования*

Электростанция, обслуживающая все здания университетского городка, использует природный газ с мазутом № 6 в качестве резервного топлива. Из-за растущего спроса на электроэнергию и пар университет переоборудовал электростанцию в когенерационную. Технические характеристики компонентов когенерационных систем приведены в Таблице 13.15.

**ТАБЛИЦА 13.15**

Оборудование, используемое для когенерационной установки

| Комм.услуга | Кол-во. | Оборудование | Описание |
|---|---|---|---|
| Электроэнергия | 2 | Промышленные газовые турбины Mitsubishi | 16 МВт каждая включает двухтопливную газовую турбину Mitsubishi Heavy Industries MF-111AB, приводящую в действие редуктор с одним редуктором RENK, соединенный с двухполюсным синхронным генератором Brush. Работает с частотой вращения вала 9645 об / мин. |
| Электроэнергия | 1 | Паровая турбина Dresser Rand | Асинхронный генератор паровой двухсторонний низкого и высокого давления мощностью 1 МВт |
| Пар | 2 | Парогенераторы-утилизаторы Zurn (HRSG) | Дополнительная противопожарная способность - канальные горелки Дэвиса 80 000 фунтов / ч, максимальная паропроизводительность 300 фунтов на кв. |
| Пар | 1 | Котел Эри Сити 1966 года | Передняя подача 150 000 фунтов / ч, максимальная паропроизводительность 130 фунтов на кв. Дюйм |
| Пар | 1 | Котел Горючего 1957 года | При тангенциальном сжигании 115000 фунтов / ч максимальная паропроизводительность 130 фунтов на квадратный дюйм |
| Охлажденная вода | 3 | Пароабсорбционные чиллеры | 1, Trane - 1470 тонн охлаждения; 2, Йорк - для охлаждения 900 тонн в каждом используется пар бромид лития 10 фунтов на кв. |

**ТАБЛИЦА 13.16**

Ежемесячное потребление топлива и выработка электроэнергии / пара в когенерационной установке университета

| Месяц | Прир.газ (MMBtu) | Производительность когенерационной системы: Электричество: Исп. (kWh) | Электричество: Реализ. (kWh) | Электричество: Всего (kWh) | 130 psig пар (1,000 lb) |
|---|---|---|---|---|---|
| янв | 195,300 | 9,803,800 | 5,952,000 | 15,755,800 | 84,932 |
| фев | 161,000 | 9,332,820 | 5,376,000 | 14,708,820 | 79,452 |
| мар | 141,600 | 10,011,670 | 5,952,000 | 15,963,670 | 84,932 |
| апр | 141,600 | 10,055,890 | 5,760,000 | 15,815,890 | 82,192 |
| май | 150,350 | 9,776,410 | 5,952,000 | 15,728,410 | 84,932 |
| июн | 141,000 | 9,899,130 | 5,760,000 | 15,659,130 | 82,192 |
| июл | 181,757 | 10,752,740 | 5,952,000 | 16,704,740 | 84,932 |
| авг | 201,802 | 10,604,980 | 5,952,000 | 16,556,980 | 84,932 |
| сен | 180,480 | 10,492,980 | 5,760,000 | 16,252,980 | 82,192 |
| окт | 150,474 | 10,389,270 | 5,952,000 | 16,341,270 | 84,932 |
| ноя | 166,230 | 10,553,990 | 5,760,000 | 16,313,990 | 82,192 |
| дек | 154,039 | 9,441,120 | 5,952,000 | 15,393,120 | 84,932 |
| год | 1,965,632 | 121,114,800 | 70,080,000 | 191,194,800 | 1,000,000 |

**ТАБЛИЦА 13.17**

Сравнение годового энергопотребления и выбросов углерода в 1990 и 2000 гг.

| | 1990 год | | 2000 год | |
|---|---|---|---|---|
| | Energy Purchased or Sold | Carbon Emissions (Tons) | Energy Purchased or Sold | Carbon Emissions (Tons) |
| Покупка природного газа | 634,159 MMBtu | 10,115 | 1,936,341 MMBtu | 30,885 |
| Центральная станция / отдельные здания когенерации | 116,500 MMBtu | 1,849 | 632,419 MMBtu | 10,080 |
| Покупка электроэнергии | | | | |
| Центральная станция / отдельные | 66,024,000 kWh | 18,476 | 39,937,364 kWh | 10, 637 |
| здания когенерации | 20,782,510 kWh | 5,816 | 9,970,008 kWh | 2,656 |
| Продажа электроэнергии | | | | |
| Когенерационная установка | 0 kWh | — | 74,893,631 kWk | 19,947 |
| Всего закуплено природного газа | 750,659 MMBtu | 11,994 | 2,568,760 MMBtu | 40,965 |
| Чистая электроэнергия Купленная / проданная | 86,806,510 kWh | 24,292 | 24,986,259 kWh | 6,655 |
| Чистые выбросы углерода | — | 36,296 | — | 34,310 |

Первичные системы когенерационной установки включают две газовые турбины сгорания, два парогенератора-утилизатора (HRSG), паровые котлы высокого давления и абсорбционные чиллеры низкого давления. Каждая из двух газовых турбин способна производить 16 МВт мощности, обеспечивая при этом достаточно горячего выхлопного газа для выработки 80 000 фунтов / ч пара под давлением 300 фунтов на квадратный дюйм в каждом парогенераторе-утилизаторе (HRSG). Паротурбинный генератор состоит из двух верхних турбин, приводящих в действие общий генератор. Турбина снижает давление поступающего пара, расширяя его через турбины, которые, в свою очередь, приводят в действие генератор. Затем отработанный пар отводится в паровой коллектор 130 или 10 фунтов на кв. Дюйм. Пар под 130 фунтов на квадратный дюйм подается в различные здания на территории кампуса для обогрева. Пар под давлением 10 фунтов на квадратный дюйм используется для работы трех абсорбционных охладителей, которые доставляют охлаждающую воду в

университетский городок. Паровые котлы высокого давления подают в газовые турбины пар под давлением 300 фунтов на квадратный дюйм для контроля выбросов NOx и нагнетания пара для увеличения мощности.

Когенерационная установка была рассчитана на выдачу более 30 МВт электроэнергии. Были добавлены абсорбционные чиллеры мощностью более 3000 тонн для увеличения тепловой нагрузки на установку, особенно в летний период. Большая часть когенерационной электроэнергии продается местным коммунальным предприятиям. Согласно PURPA, электростанция может покупать электроэнергию у того же коммунального предприятия в случае технического обслуживания или аварийных периодов. Типичная месячная производительность когенерационной установки представлена в Таблице 13.16.

Как показано в Таблице 13.16, университетский городок использовал около 63% электроэнергии, произведенной когенерационной установкой, а оставшиеся 37% были проданы местным коммунальным предприятиям. Из-за постоянно растущего спроса на электроэнергию в университете (из-за новых зданий и дополнительных исследовательских лабораторий) когенерационная установка, возможно, не сможет удовлетворить университетскую нагрузку в ближайшем будущем. В настоящее время университет изучает планы по строительству новой когенерационной установки.

Из данных, представленных в Таблице 13.17, электрический и общий КПД когенерационной установки в 2000 г. оценивается примерно в 33% и 80%, соответственно. Эффективность установки по PURPA превышает 56%, что значительно превышает требования, установленные PURPA.

За одно десятилетие потребление электроэнергии и пара в университете существенно увеличилось, примерно на 5%. Таблица 13.17 иллюстрирует изменение использования энергии и выбросов углерода в университете в период с 1990 г. (до строительства когенерационной установки) по 2000 г. (после строительства когенерационной установки). Как показано в Таблице 13.17, когенерационная установка существенно снизила выход углерода на единицу потребляемой энергии. Несмотря на то, что с 1990 по 2000 год потребление природного газа увеличилось в три раза, чистые выбросы углерода фактически сократились на 5%.

## *13.7 Резюме*

В этой главе обсуждаются существующие типы и конструкции для выработки электроэнергии, а также когенерационные системы. Более того, упрощенный технико-экономический анализ когенерационных систем описан с некоторыми иллюстративными примерами. Ожидается, что в будущем когенерация станет более привлекательной для небольших зданий, особенно с учетом новых разработок в технологиях топливных элементов и микропроцессорных систем управления. Эти разработки сделают небольшие когенерационные системы рентабельными, надежными и эффективными даже для нетрадиционных когенерационных приложений, таких как жилые комплексы и офисные здания.

### **Задачи**

13.1 Обеспечьте оптимальный размер когенерационной системы для больницы. Когенерационная система имеет следующие характеристики:

- Расход топлива: 8000 БТЕ / кВтч.
- Коэффициент рекуперации тепла: 4800 БТЕ / кВтч
- Стоимость обслуживания: 0,02 доллара / кВтч.
- Максимальная электрическая мощность: 200, 300, 400, 500, 600, 700 или 800 кВт
- Стоимость установленного оборудования: 700, 1000 или 1500 долларов за кВт.

В Таблице 13.10 приведены данные об использовании энергии и стоимости больницы. Предположим, что КПД котла (ов) составляет 75%. Теплотворная способность дизельного топлива составляет 140 000 БТЕ / галлон. Представьте результаты на одном графике: зависимость срока окупаемости от стоимости оборудования для различных размеров оборудования.

13.2 То же, что и в задаче 13.1. Предполагая, что стоимость электроэнергии варьируется от 0,05 до 0,15 доллара за кВтч (включая плату за потребление), определите изменение периода окупаемости системы когенерации в зависимости от стоимости электроэнергии. Для этого вопроса предположим, что мощность и стоимость когенерационной системы составляют 300 кВт и 2000 долл. / кВт соответственно.

13.3 То же, что и в задаче 13.1. Если срок службы когенерационной системы составляет 40 лет, укажите оптимальный размер когенерационной системы для больницы, когда средняя процентная ставка составляет 8%, а уровень инфляции составляет 4%.

13.4 Когенерационная система мощностью 400 кВт имеет общий КПД 86%. Система когенерации производит горячую воду с тепловым КПД 24%. Определите рентабельность установки когенерационной системы на объекте стоимостью 60 000 долларов. Стоимость электроэнергии, если она приобретается непосредственно у коммунального предприятия, составляет 0,09 доллара США / кВтч, а стоимость природного газа, используемого для работы системы когенерации, составляет 1,50 доллара / терм. Без когенерационной системы газовый котел с КПД 85% используется для производства горячей воды, необходимой для предприятия. Предположить, что:

• Когенерационная система, как и объект, работает 65000 ч / год.

• Стоимость обслуживания когенерационной системы составляет 0,015 доллара / кВтч.

Выполните анализ стоимости жизненного цикла когенерационной системы, используя жизненный цикл 20 лет и ставку дисконтирования 5%.

# 14 Оптимальная интеграция энергоэффективности с возобновляемой генерацией

В этой главе меры по энергоэффективности (EEM) сочетаются с технологиями возобновляемых источников энергии для проектирования и модернизации зданий или сообществ для достижения рейтингов с низким энергопотреблением, нулевым потреблением энергии или нулевым уровнем выбросов углерода. В частности, внедряются методологии оптимизации для определения наилучшего сочетания стратегий энергоэффективности и систем возобновляемой энергии для снижения зависимости от первичных энергоресурсов. Как использование источника энергии, так и стоимость жизненного цикла учитываются в процедуре оптимизации при проектировании зданий с нулевым потреблением энергии или сообществ с нулевым выбросом углерода. В дополнение к методам оптимизации описываются конкретные тематические исследования по проектированию и модернизации зданий и городских сообществ для достижения низкого потребления энергии и низких выбросов углерода.

## 14.1 Введение

За последнее десятилетие для проектирования новых зданий применялись различные определения и концепции зданий с низким или нулевым потреблением энергии. В процедурах проектирования часто используются инструменты детального анализа моделирования в сочетании с методами оптимизации. Эти же концепции только сейчас распространяются на существующие здания, чтобы выбрать наиболее экономичные меры по повышению энергоэффективности, которые минимизируют начальные затраты и максимизируют энергосбережение. В частности, подход к оптимизации обычно влечет за собой оценку различных вариантов до тех пор, пока не будет определен набор мер по повышению энергоэффективности и технологий использования возобновляемых источников энергии, обеспечивающих минимальные затраты и / или максимальную экономию энергии, условия с нулевым потреблением энергии или нулевым уровнем выбросов углерода. Хотя может быть выполнен исчерпывающий перечень, в котором оцениваются все возможные комбинации возможных мер по энергоэффективности, часто используются методы оптимизации, чтобы минимизировать количество комбинаций, которые необходимо оценивать и анализировать.

Как правило, нулевая чистая энергия (ZNE) определяется либо с точки зрения энергии объекта, либо энергии источника. Энергия на строительной площадке состоит из энергии, производимой и потребляемой на строительной площадке. Источник или первичная энергия включает в себя энергию сайта, а также энергию, используемую для генерации, передачи и распределения энергии сайта. Таким образом, источник энергии обеспечивает лучший индикатор использования энергии зданиями и их воздействия на окружающую среду и общество и, таким образом, лучше подходит для анализа зданий ZNE. Действительно, анализ, основанный на источниках энергии, позволяет эффективно рассматривать и комбинировать различные виды топлива, такие как электричество и природный газ, обычно используемые в зданиях.

Обычно считается, что здания ZNE производят столько же энергии, сколько потребляют на месте ежегодно. Эти здания обычно включают агрессивные меры по повышению энергоэффективности и активные солнечные системы водяного отопления. Более того, в зданиях ZNE используются связанные с сетью технологии производства возобновляемой энергии с сетевым счетчиком, как правило, фотоэлектрические (PV) системы для производства электроэнергии. Фактически, здания ZNE используют сеть как «аккумуляторную батарею», чтобы уменьшить требуемую мощность системы генерации.

За последние два десятилетия было разработано несколько инструментов для выбора оптимальных пакетов мер по повышению энергоэффективности жилых и коммерческих зданий. Большинство этих инструментов предназначены для проектирования новых зданий и основаны на методе последовательного поиска. Методология последовательного поиска была впервые применена для оптимизации уровня энергоэффективности в секторе жилых зданий (Майер, 1982). Затем

методология была внедрена в инструмент анализа на основе электронных таблиц (DEG, 1993) и в программное обеспечение EnergyGauge-Pro (FSEC, 2007). Недавно методология последовательного поиска использовалась, чтобы найти путь к проектированию домов с нулевым потреблением энергии с использованием компьютерной программы, основанной на моделировании энергопотребления зданий, известной как инструмент оптимизации энергопотребления здания или $BE_{opt}$ (Christensen et al., 2004). Начиная с эталонной модели здания, $BE_{opt}$ определяет оптимальный по стоимости набор вариантов энергопотребления здания, необходимых для достижения различных уровней энергосбережения, включая вариант ZNE (т.е. 100% экономии энергии). Варианты энергопотребления здания выбираются из предварительно определенных или индивидуальных мер по повышению эффективности и возобновляемой энергии. Экономия энергии для каждой меры рассчитывается относительно эталонного здания на основе источника энергии.

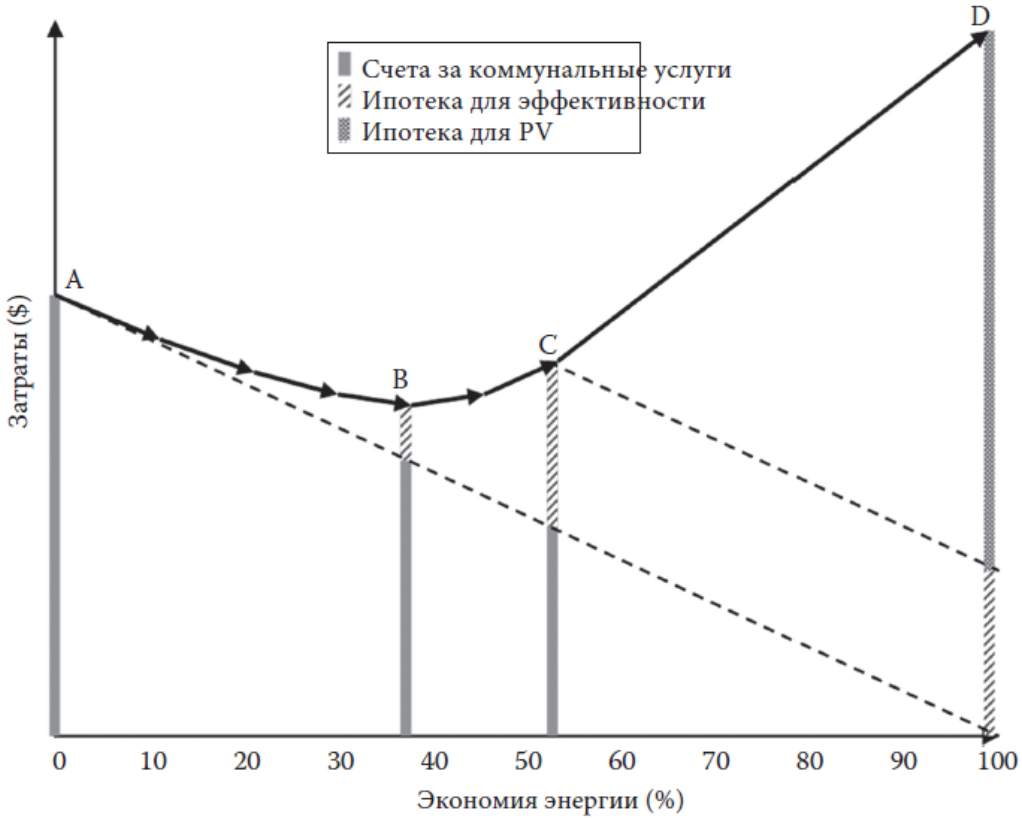



**РИС. 14.1**
Граф Парето оптимального пути к ZNE для здания.

Первоначально $BE_{opt}$ использовался в первую очередь для оптимизации вариантов дизайна новых домов. Теперь его можно использовать для оптимизации вариантов модернизации существующих жилых домов, даже если возможности автоматической калибровки недоступны в текущей версии инструмента. Концептуальный график графика Парето «затраты / энергосбережение» от $BE_{opt}$ показан на рисунке 14.1. Ось *x* на рисунке 14.1 - это экономия энергии источника, учитывающая любую энергию, используемую зданием, а ось *y* представляет затраты, связанные с энергией, включая затраты на использование энергии и капитальные затраты на реализацию любой энергоэффективности и / или возобновляемых источников системы. В начальной точке оптимизации точка A представляет базовые условия строительства. По мере того, как в здании вводятся меры по повышению энергоэффективности, дополнительные затраты на ипотеку увеличиваются и уменьшаются до тех пор, пока предельная стоимость сэкономленной энергии не сравняется со стоимостью электроэнергии. В этот момент кривая достигает минимума, и достигается глобальная точка оптимальной стоимости (точка B). Дополнительные меры по повышению эффективности с предельными затратами, более дорогими, чем стоимость топлива, вводятся до тех пор, пока предельные затраты на сэкономленную энергию не станут равными предельным затратам на производство фотоэлектрической энергии (точка C). На этом этапе фотоэлектрическая мощность

добавляется до тех пор, пока не будет компенсировано использование всей энергии источника (точка D). Для крыш зданий, где есть ограничение на количество фотоэлектрических панелей, которые могут быть установлены, после выбора фотоэлектрической системы применяются дополнительные меры по повышению энергоэффективности до достижения ZNE. Эти дополнительные меры по повышению энергоэффективности могут иметь предельные затраты на экономию энергии больше, чем стоимость энергии, произведенной с помощью фотоэлектрических систем. Если все меры по энергоэффективности в области поиска по оптимизации исчерпаны до достижения ZNE, оптимизация останавливается на максимально возможном уровне экономии энергии.

Аналогичный анализ может быть проведен для оптимизации технологий гибридной распределенной генерации электроэнергии для крупных сообществ и городских центров, как показано на Рисунке 14.2. Вместо затрат, связанных с энергией, по оси *y* учитывается стоимость энергии (COE), а по оси *x* указывается процент экономии выбросов углерода по сравнению с базовым проектом.

Были рассмотрены другие методы и алгоритмы оптимизации для оптимизации использования энергии в зданиях (Райт и др., 2002; Веттер, 2004; Тус-Дуброу и Крарти, 2009). Некоторые из этих методов оптимизации кратко представлены в следующем разделе.

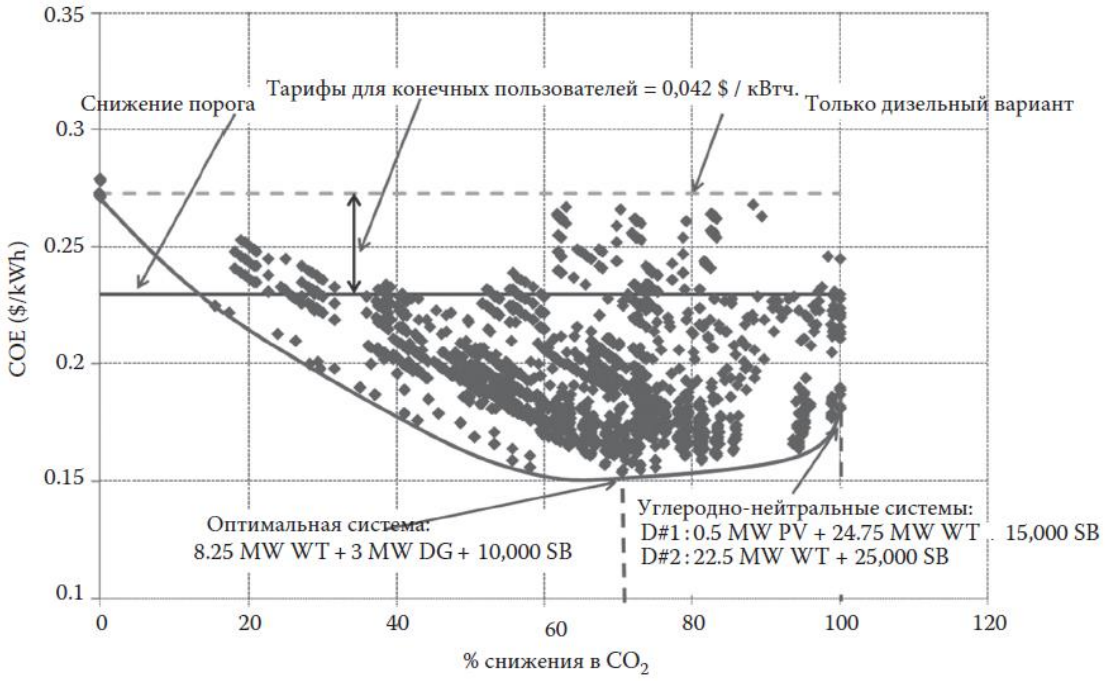



**РИС. 14.2**
График Парето оптимального пути к углеродно-нейтральному дизайну для сообщества.

## *14.2 Подходы к оптимизации*

По сути, при проектировании и модернизации высокопроизводительных зданий учитываются несколько мер по повышению энергоэффективности и технологий использования возобновляемых источников энергии, поэтому они являются многомерными. В частности, меры по повышению энергоэффективности охватывают широкий спектр вариантов, включая изоляцию оболочки здания, ОВКВ (отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха), оборудование, бытовые приборы, освещение и системы возобновляемой энергии, такие как солнечное нагревание горячей воды (ГВС). Чтобы точно выбрать лучший пакет мер по повышению энергоэффективности, необходимо оценить все возможные комбинации мер. Этот подход, часто называемый оптимизацией методом грубой силы, может занять много времени и, в некоторых случаях, не нужен для выбора оптимального пакета. Вместо этого можно рассмотреть некоторые методы и методики оптимизации. Теперь доступны несколько инструментов оптимизации, которые можно применять при проектировании или модернизации зданий. Например, GenOpt - это универсальная программа оптимизации, которую можно подключить к внешней программе моделирования энергопотребления здания, чтобы

минимизировать функцию затрат. Он включает несколько методологий оптимизации, подходящих для непрерывных, дискретных, одномерных или многомерных задач оптимизации (Веттер, 2004). В этом разделе кратко представлен набор методов оптимизации. Эти методы могут обрабатывать многомерные и дискретные оптимизации, которые были успешно применены для выбора оптимальных пакетов мер по повышению энергоэффективности для зданий (Тус-Дуброу и Крарти, 2009).

### *14.2.1 Последовательный поиск*

Метод последовательного поиска, используемый в BEopt, представляет собой метод прямого поиска, который определяет вариант энергопотребления здания, который наилучшим образом снижает функцию затрат на каждом итеративном шаге. Он начинается с моделирования определяемой пользователем эталонной модели здания. Эталонная модель может быть откалиброванной имитационной моделью энергии для проверенного здания. Моделирование выполняется для каждого потенциального показателя энергоэффективности индивидуально, и наиболее экономически эффективный показатель выбирается и используется в описании модели здания для следующей точки на пути. Существует ряд отдельных вариантов для данной категории мер энергоэффективности, таких как тип остекления, система отопления и изоляция потолка. Наиболее рентабельный вариант определяется как тот, который дает наибольшее сокращение годовых затрат при наименьшем сокращении использования энергии источника. Годовые затраты представляют собой сочетание затрат на ипотеку (которые увеличиваются по мере включения более дорогих энергоэффективных вариантов) и коммунальных расходов. Процесс повторяется, в конечном итоге определяя путь от эталонного здания до точки минимальной стоимости, а затем до здания ZNE.

Без изменений этот простой алгоритм не смог бы надежно найти правильный путь с наименьшими затратами из-за проблемы интерактивных эффектов между различными вариантами. Для метода последовательного поиска, реализованного в BEopt, были выявлены три особых случая: инвестирование / продажа, большие шаги и позитивные взаимодействия (ChКристенсен и др., 2004). Вариант инвестирования / продажи является результатом негативных интерактивных эффектов. BEopt пытается учесть это, оценивая удаление опций в текущем проекте здания, что может привести к более рентабельной точке. Например, высокоэффективная система отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха могла быть выбрана как наиболее экономичный вариант на ранней стадии процесса. Позже, однако, улучшение оболочки здания может привести к тому, что эффективный вариант ОВКВ окажется неоптимальным с точки зрения затрат, поэтому он удаляется из проекта здания.

Случай с большими шагами - еще один пример отрицательного взаимодействия между вариантами. Может существовать большой вариант энергосбережения, доступный на данный момент, но он менее рентабелен, чем другой вариант, который не позволяет экономить столько энергии. Выбирается последний вариант, а затем во втором пункте снова выбирается наиболее экономичный вариант, что приводит к третьему пункту. Однако возможно, что исходный вариант большой экономии энергии, доступный в первом пункте, будет более оптимальным по стоимости, чем третий пункт. Чтобы решить эту проблему, последовательный поиск отслеживает точки из предыдущих итераций и сравнивает их с текущей точкой. Если предыдущая точка является более оптимальной по стоимости, она заменяет текущую точку.

Положительное взаимодействие происходит, если два варианта более рентабельны при их совместном использовании, чем по отдельности. Примером может служить наличие как больших южных окон, так и тепловой массы для пассивного солнечного обогрева. Последовательный поиск найдет эти положительные взаимодействия только в том случае, если сначала будет выбран один из вариантов индивидуально. Эта неспособность всегда идентифицировать синергетические варианты является потенциальным недостатком метода последовательного поиска.

### *14.2.2 Генетический алгоритм*

Генетический алгоритм (GA) использует эволюционную концепцию естественного отбора, чтобы прийти к оптимальному решению для многих генераций. Этот метод отличается от традиционных методов оптимизации по ряду аспектов. Во-первых, вместо того, чтобы работать с одним потенциальным решением за раз, метод работает с набором решений, называемым популяцией.

Это обеспечивает глобальный подход к оптимизации и помогает ГА не застревать в локальных минимумах, что может быть проблемой при использовании других методов. Во-вторых, GA работает с кодировками параметров, а не с самими параметрами. Параметры традиционно кодируются как двоичные строки, хотя возможны и другие варианты. Наконец, ГА используют вероятностные методы для определения значений параметров на каждой последующей итерации, а не детерминированные правила. Это означает, что каждый раз, когда проводится ГА, путь к конвергенции различается, и конечный результат также может быть другим.

Каждый человек в популяции представляет собой свое решение проблемы. Каждая опция для каждого параметра имеет соответствующее двоичное представление, а параметры объединяются в полную двоичную строку. В конце каждой итерации алгоритма формируется новая генерация, состоящая из новой популяции, и этот процесс повторяется до тех пор, пока не будут достигнуты удовлетворительные критерии сходимости или не будет достигнуто максимальное количество генераций. Алгоритм использует только три оператора для создания новой популяции для следующей генерации - отбор, кроссовер и мутация.

Есть несколько разных способов обработки выбора. Один из методов состоит в том, чтобы ранжировать совокупность в порядке возрастания по значению приспособленности (после оценки функции стоимости для каждого человека) и назначать вероятности для выбора на основе ранга каждого человека. Это называется ранжированием. Виртуальное колесо рулетки вращается (путем генерации случайного числа от 0 до 1) для определения членов новой популяции, выбранной для воспроизведения.

После того, как популяция для воспроизводства выбрана, особей спаривают и спаривают, используя процесс кроссовера. Точка пересечения выбирается случайным образом для каждой пары, и создаются два новых человека путем соединения первой части первой строки со второй частью второй строки, и наоборот. Мутация - это последний шаг в формировании популяции для следующей генерации, она включает случайное изменение бита в популяции с 0 на 1 или наоборот. Мутация предназначена для предотвращения преждевременного схождения GA и помогает поддерживать глобальный поиск. Скорость мутации задается в начале алгоритма. Наконец, эта мутировавшая популяция становится популяцией следующей генерации, и процесс повторяется до тех пор, пока не будет достигнута конвергенция.

### *14.2.3 Оптимизация роя частиц*

Оптимизация роя частиц (PSO) - один из самых простых в реализации методов, который может иметь дело с дискретными вариантами. PSO имеет много общего с GA. Как и ГА, метод работает с набором решений, называемым популяцией. Каждое потенциальное решение называется *частицей*. Однако вместо использования эволюционных методов PSO основывается на социальном поведении стай птиц или косяков рыб. Каждая частица характеризуется скоростью, с которой она исследует функцию стоимости. Скорость и положение каждой частицы обновляются после последовательных итераций алгоритма. Скорость и положение частиц определяются уравнениями 14.1 и 14.2:

$$v^{new} = v^{old} + c_1 r_1 \left( p^{localbest} - p^{old} \right) + c_2 r_2 \left( p^{globalbest} - p^{old} \right) \qquad (14.1)$$

$$p^{new} = p^{old} + v^{new} \qquad (14.2)$$

где

$v$ - скорость частицы

$p$ - положение частицы

$r_1$, $r_2$ - независимые однородные случайные числа от 0 до 1

$c_1$ - константа когнитивного ускорения

$c_2$ - константа социального ускорения

$p^{localbest}$ - лучшее локальное решение (лучшая частица в текущей популяции)

$p^{globalbest}$ - лучшее глобальное решение (лучшая частица на данный момент во всех генерациях)

Две константы ускорения обычно представляют собой числа от 0 до 4. Метод PSO стал популярным по тем же причинам, что и GA, в том смысле, что его легко реализовать с относительно небольшим количеством настраиваемых параметров.

### *14.2.4 Приложения*

Методы оптимизации использовались в широком диапазоне приложений для улучшения энергетических характеристик зданий. Действительно, основанные на оптимизации подходы к анализу широко используются для улучшения управления зданиями и их эксплуатации (Хуанг и Лам, 1997; Райт и др., 2002; Фонг и др., 2006). Совсем недавно были предложены методы оптимизации для выбора конструктивных особенностей ограждающих конструкций здания и систем отопления и охлаждения (Калдас и Норфорд, 2003; Кристенсен и др., 2004; Ванга и др., 2005; Тус-Дуброу и Крарти, 2010; Бишу и Крарти, 2011). В частности, Тус-Дуброу и Крарти (2010) разработали среду моделирования с использованием техники оптимизации GA для выбора наилучших комбинаций нескольких функций оболочки здания с целью оптимизации энергопотребления и затрат жизненного цикла (LCC). На рис. 14.3 показана блок-схема среды моделирования оптимизации, используемой для выбора характеристик оболочки здания для типичного дома в США. Таблица 14.1 показывает оптимальную ориентацию здания, форму и характеристики оболочки здания, выбранные для минимизации значения LCC, полученного с помощью метода оптимизации GA. Как видно из результатов таблицы 14.1, изоляция стен и чердака, а также уменьшение проникновения воздуха выбраны для всех климатических условий. Изоляция фундамента не выбирается для жаркого климата, такого как Феникс, Аризона и Майами, Флорида. Однако повышение уровня массы в доме не выбрано ни для какого климата из-за высокой стоимости его реализации.

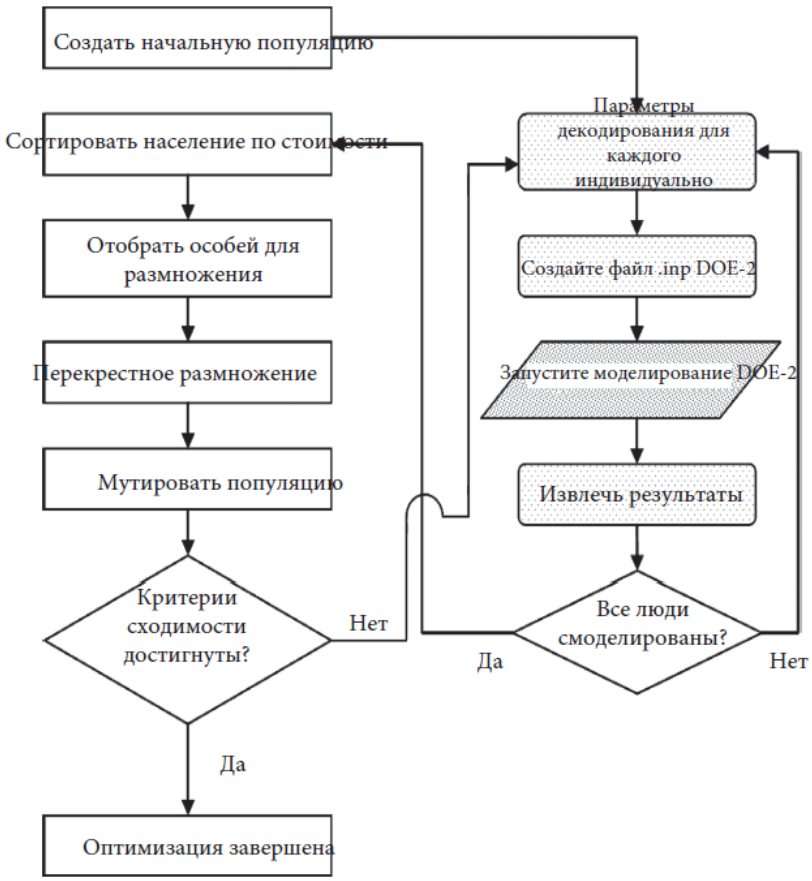



**РИС. 14.3**
Блок-схема разработанного инструмента моделирования / оптимизации.

**ТАБЛИЦА 14.1**

Спецификации для оптимизации габаритов жилого дома для пяти климатических условий США

| Климат | Боулдер | Финикс | Чикаго | Майами | Сан-Франциско |
|---|---|---|---|---|---|
| Минимум (LCC in $) | 38,104 | 36,569 | 41,450 | 38,267 | 46,967 |
| Азимут (°) | 270 | 315 | 270 | 337.5 | 0 |
| Форма | Прямоугольник | Прямоугольник | Прямоугольник | Прямоугольник | Прямоугольник |
| Соотношение сторон | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| Строительство стен | R21, 2 × 6 | R21, 2 × 6 | R21, 2 × 6 | R21, 2 × 6 | R21, 2 × 6 |
| Потолок insulation | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 |
| Фундамент | 4 ft R5 perimeter, R5 gap | Uninsulated | 4 ft R15 perimeter, R5 gap | Uninsulated | 4 ft R5 perimeter, R5 gap |
| Тип остекления | Low-e very high SHGC argon | Low-e low SHGC argon | Low-e standard SHGC argon | Low-e low SHGC argon | Low-e very high SHGC argon |
| Проникновение | Типичный | Tight | Типичный | Tight | Типичный |
| Массовый уровень | Light | Light | Light | Light | Light |

**РИС. 14.2**

Оптимизированный выбор функций системы HVAC для пяти объектов в США

| Site | Боулдер | Чикаго | Майами | Финикс | Сан-Франциско |
|---|---|---|---|---|---|
| Алгоритм | Sequential search | Sequential search | Sequential search | Sequential search | Particle swarm optimization |
| System efficiency | 98 | — | 80 | 98 | 98 |
| HVAC system type | GSHP vertical rectangle 6 × 3 | GSHP vertical 10 pipes | AC with electric resistance | Evaporative cooler with furnace | AC with furnace |
| Annual utility cost ($) | 940 | 1154 | 1313 | 1118 | 1441 |
| Life cycle cost ($) | 45,258 | 43,886 | 38,924 | 38,036 | 41,181 |

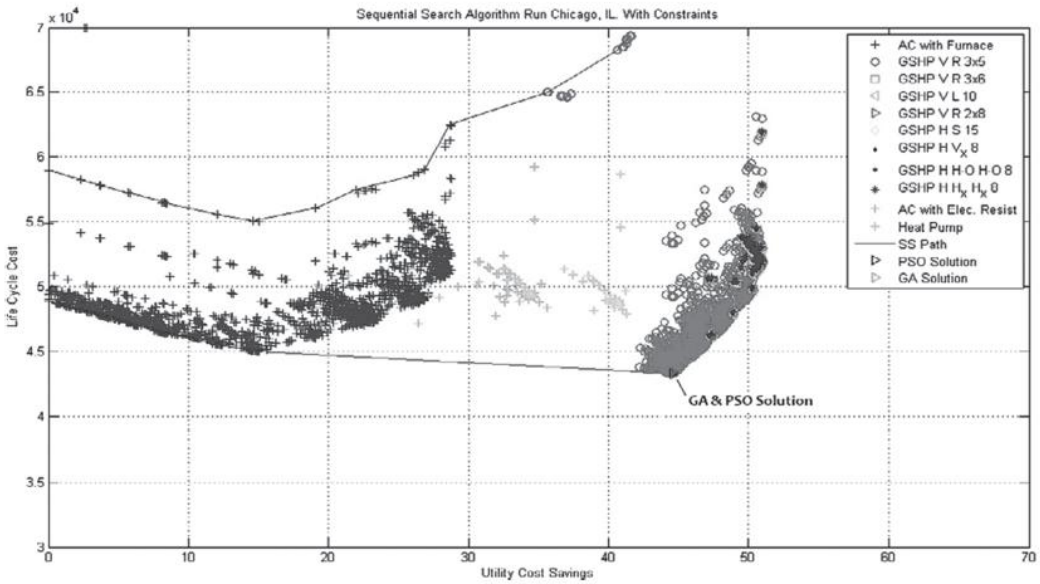



**РИС. 14.4**

График Парето LCC как функция снижения стоимости энергии для дома в Чикаго, штат Иллинойс.

В таблице 14.2 приведены результаты выбора системы отопления и охлаждения и ее эффективности для типичного дома, расположенного в пяти климатических условиях США (Бишу и

Крарти, 2011). Выбор системы отопления и охлаждения основан на минимизации LCC без бюджетных ограничений. При анализе оптимизации были рассмотрены несколько систем обогрева и охлаждения, включая геотермальный тепловой насос (GSHP) с вертикальными скважинами или горизонтальными контурами, кондиционер, газовую печь, электрический нагрев и испарительное охлаждение. На рис. 14.4 представлен пример оптимального графика Парето, который показывает экономию энергии и значения LCC для выбора как характеристик оболочки здания, так и типа и настроек системы отопления и охлаждения для двухэтажного дома, расположенного в Чикаго, штат Иллинойс. График Парето получен методом последовательного поиска. Оптимальное решение, найденное методом последовательного поиска, совпадает с решением, полученным с использованием методов оптимизации GA и PSO, как показано на рисунке 14.4.

Алспектор и Крарти (2009) использовали оптимизацию на основе GA для автоматической калибровки подробной имитационной модели энергопотребления для проверенного дома с использованием ежемесячных данных о коммунальных услугах, а также для выбора пакета мер по энергоэффективности с учетом бюджетных ограничений. Таблица 14.3 иллюстрирует результаты оптимизации на основе LCC для выбора мер по модернизации энергии для жилого здания, расположенного в Денвере, штат Колорадо, при трех уровнях бюджета: 1000, 5000 и 10 000 долларов. Как показано в Таблице 14.3, при увеличении бюджета модернизации выбираются более агрессивные меры по повышению энергоэффективности. Интересно отметить, что по мере увеличения бюджета и реализации большего числа мер по модернизации срок окупаемости пакета модернизации сокращается.

**ТАБЛИЦА 14.3**

Оптимизированный выбор мер по модернизации энергоснабжения дома в Денвере, штат Колорадо, на основе трех уровней бюджетных ограничений

| Бюджет на модернизацию ($) | Список мер | Дополнительные затраты на реализацию ($) | Экономия электроэнергии (кВтч) | Экономия газа (MMBtu) | Стоимость энергозатрат ($) | Простой срок окупаемости (лет) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | Исходный случай: | 0 | 0 | 0 | 0 | — |
| | Кирпичные стены, без утепления | | | | | |
| | Однопанельные прозрачные окна | | | | | |
| | Неизолированная плита на полу | | | | | |
| | КПД печи = 82% | | | | | |
| 1,000 | Оптимальный случай 1: | 697 | –43 | 12 | 116.10 | 6.0 |
| | Кирпичные стены, без утепления | 0 | | | | |
| | Однопанельные прозрачные окна | 0 | | | | |
| | Плита, утепление периметра P-10 | 697 | | | | |
| | КПД печи = 82% | 0 | | | | |
| 5,000 | Оптимальный случай 1: | 4941 | 608 | 100 | 1055.1 | 4.7 |
| | Стены кирпичные, утеплитель P-15 | 978 | | | | |
| | Окна с двойным остеклением Low-E | 2812 | | | | |
| | Плита, утепление периметра P-5 | 499 | | | | |
| | КПД печи = 86% | 652 | | | | |
| 10,000 | Оптимальный случай 1: | 5889 | 994 | 123 | 1320.10 | 4.5 |
| | Стены кирпичные, утеплитель P-19 | 2588 | | | | |
| | Окна с двойным остеклением Low-E | 2812 | | | | |
| | Плита, утепление периметра P-5 | 499 | | | | |
| | КПД печи = 82% | 0 | | | | |

# *14.3 Методология анализа, близкого к оптимальному*

### *14.3.1 Общее описание методологии*

Вместо использования метода оптимизации для поиска лучших комплексных мер в области энергетики и возобновляемых источников энергии для проектирования или модернизации зданий или сообществ до ZNE или углеродно-нейтральных условий можно использовать процедуру последовательного анализа поиска. Базовый процесс последовательного поиска включает следующие шаги:

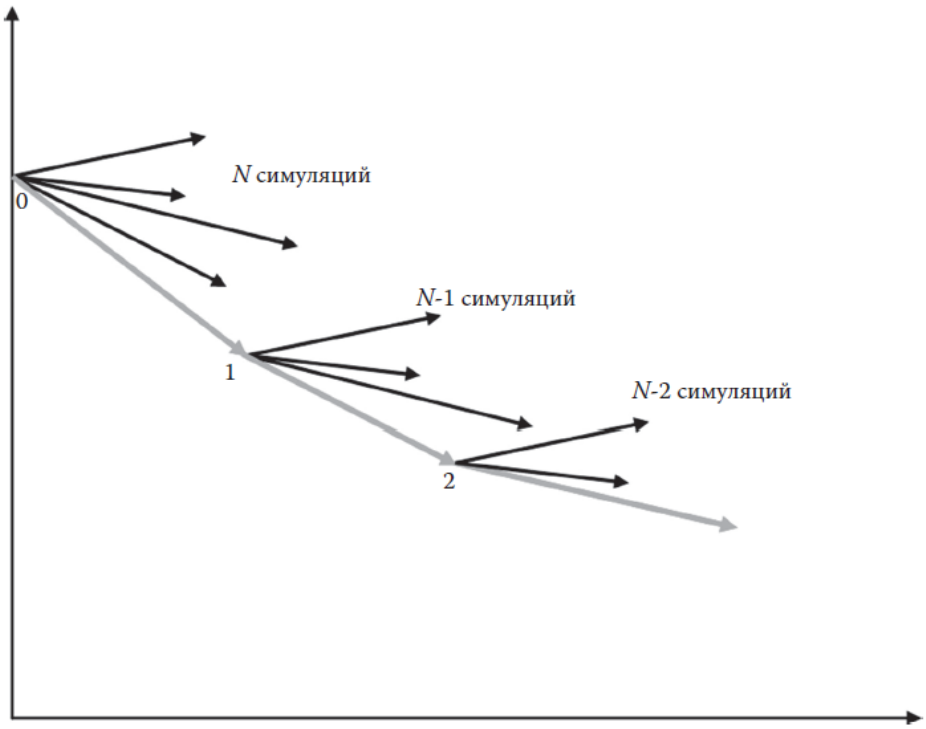



**РИС. 14.5**
Процедура последовательного анализа для выбора мероприятий по энергоэффективности.

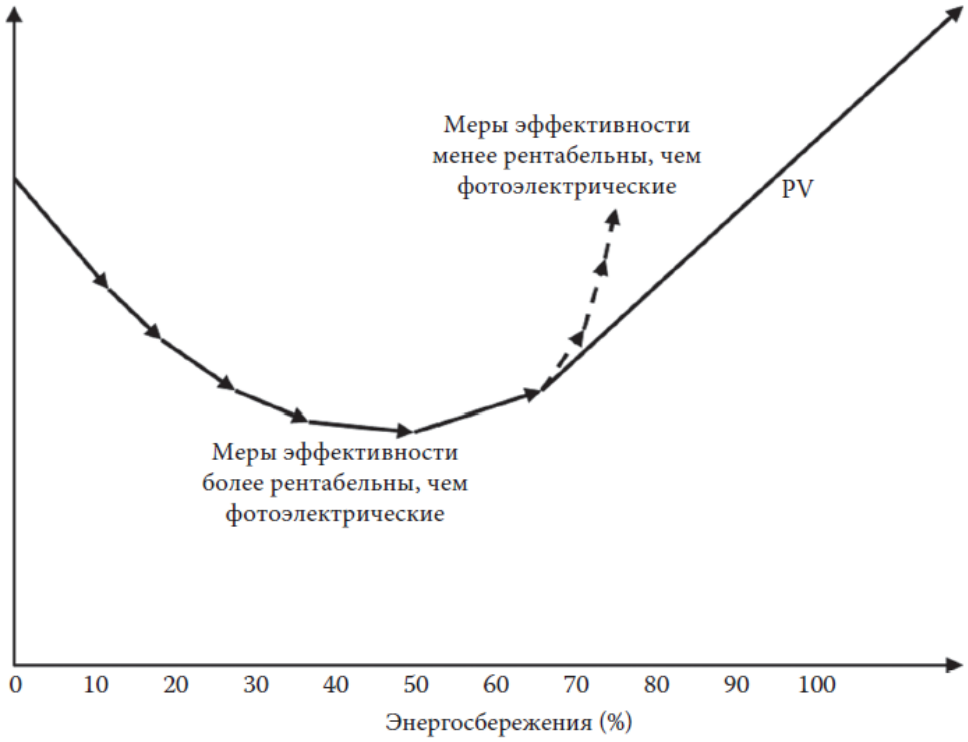



**РИС. 14.6**
Последовательная процедура выбора пути к ZNE.

*Шаг 1:* Начните с оценки различных типов мер по повышению энергоэффективности (например, добавления изоляции стен, замены окон и повышения эффективности оборудования ОВКВ), чтобы определить наиболее экономически эффективную меру с точки зрения предельных затрат. Используя график Парето, подобный рисунку 14.5, LCC показан на оси y, а процент экономии энергии источника указан на оси x для каждого измерения. Выбирается показатель с наиболее крутым отрицательным наклоном (т.е. соотношение затрат и процента экономии энергии), как показано на рисунке 14.5.

*Шаг 2:* Выбранный на шаге 1 показатель затем удаляется из показателей потенциальной энергоэффективности для второй итерации анализа. На этом этапе новая базовая модель здания состоит из начальной модели здания, измененной для включения выбранной меры после первой итерации, описанной в шаге 1. Остальные меры энергоэффективности затем моделируются с использованием новой базовой модели здания. Опять же, после этой итерации выбирается мера с наиболее эффективными предельными затратами, как показано на рисунке 14.5.

*Шаг 3:* повторяйте ту же процедуру, что и для шага 2, до тех пор, пока не будет достигнута оптимальная точка и крутизна LCC по отношению к процентной экономии энергии не станет положительной, как показано на рисунке 14.6. Положительный наклон указывает на то, что сокращение использования энергии в здании приводит к увеличению LCC из-за значительных затрат на реализацию. Следует отметить, что теперь выбирается мера с наименьшим положительным наклоном.

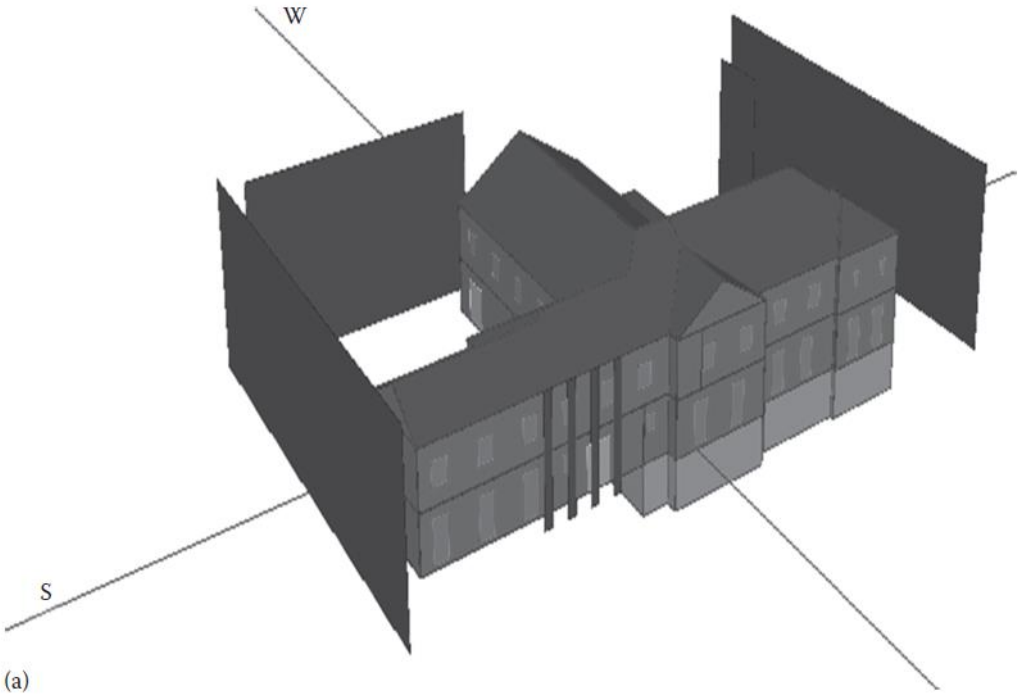
*Шаг 4:* После достижения оптимальной точки предельные затраты наиболее рентабельной меры эффективности сравниваются со стоимостью фотоэлектрической энергии. В точке, где дальнейшее улучшение здания требует более высоких предельных затрат, фотоэлектрическая энергия используется до тех пор, пока не будет достигнуто нулевое значение чистой энергии источника, как показано на Рисунке 14.5.

*Шаг 5*: необходима окончательная проверка, чтобы убедиться, что размер требуемой фотоэлектрической системы может быть установлен с учетом ограничений доступных пространств (например, площади крыши дома). Если для установки необходимой фотоэлектрической системы недостаточно места, необходимо выбрать дополнительные меры по повышению энергоэффективности до достижения 100% экономии энергии источника. В этом случае процесс выбора аналогичен описанному для шага 4, без необходимости сравнения с предельными затратами фотоэлектрической системы.

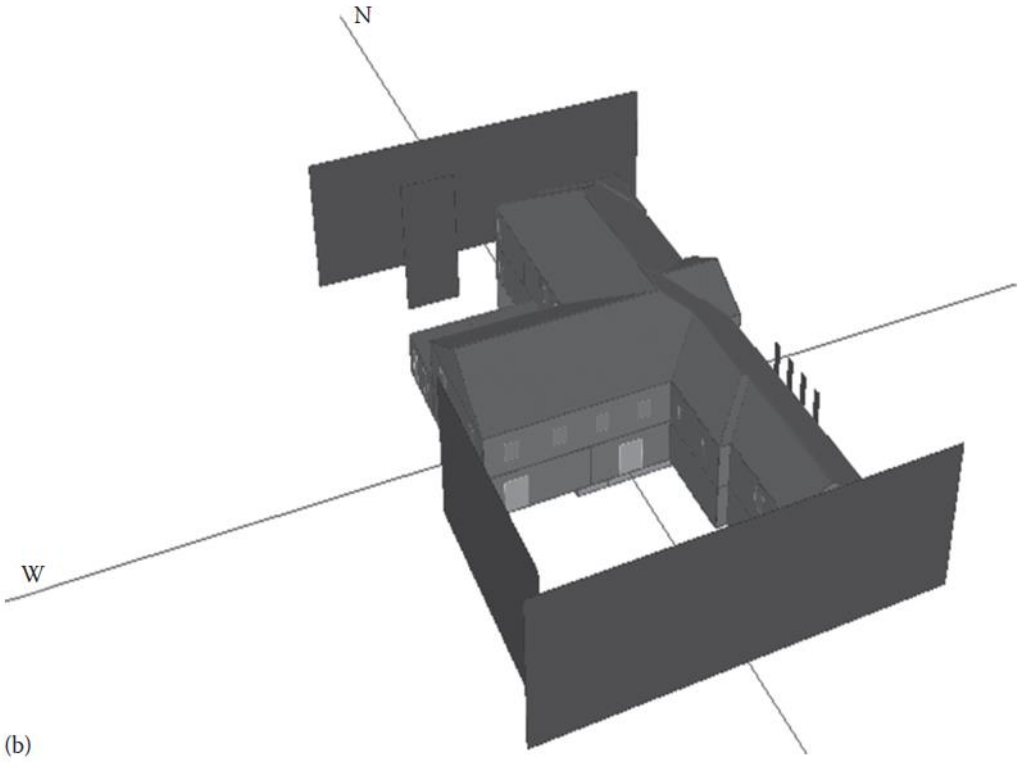
### *14.3.2 Пример подхода к проектированию ZNE*

Чтобы проиллюстрировать процедуру последовательного отбора, проведена высокая производительность для институционального здания. Базовая энергетическая модель здания разрабатывается с использованием подробной программы моделирования энергопотребления, как показано на Рисунке 14.7. Обратите внимание, что здание окружено другими зданиями, которые моделируются как внешние элементы затенения. Перечень мероприятий по энергоэффективности оценивается индивидуально. В таблице 14.4 приведен список рассмотренных мер по модернизации ограждающих конструкций, освещения и систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. В Таблице 14.4 представлены только результаты по энергетическому и экономическому воздействию отдельных мер.

Используя анализ LCC, все меры могут быть рентабельными, за исключением добавления изоляции стен и фундамента, как указано в Таблице 14.4, путем сравнения значений LCC, полученных для всех мер по энергоэффективности, и базовой энергетической модели здания. С помощью процедуры последовательного выбора, описанной в разделе 9.4.1, определяется оптимальный набор мероприятий по энергосбережению. Результаты процедуры последовательного выбора представлены на графике Парето на рис. 14.8. Оптимальный пакет с наименьшим значением LCC состоит из всех мер по энергоэффективности, перечисленных в таблице 14.4, за исключением меры по изоляции подвала. Оптимальный пакет обеспечивает сокращение годового энергопотребления на 23,63% и стоит 26 879 долларов на реализацию при одновременном сокращении годовых счетов за электроэнергию на 3638 долларов в год. Кроме того, оптимальный пакет услуг может снизить LCC со 199 133 долларов США до 180 675 долларов США в течение 20-летнего периода со ставкой дисконтирования 5%. Добавив фотоэлектрическую систему на крышу, можно добиться дальнейшего снижения потребления энергии источниками.




(a)




(b)

**РИС. 14.7**

Трехмерная визуализация энергетической модели здания женского общества: (а) юго-восточный и (б) юго-западный виды.

В частности, для нейтральной точки LCC (обозначенной закрашенным кружком на рисунке 14.8) необходимо установить фотоэлектрическую систему мощностью 13,5 кВт. Для этого размера фотоэлектрических модулей можно добиться сокращения энергопотребления в здании на 28%, но потребуется дополнительно 40 500 долларов США к общей стоимости установки. Конструкция ZNE может быть достигнута путем добавления фотоэлектрических панелей мощностью 50 кВт. Однако эта фотоэлектрическая система не будет рентабельной и будет слишком большой для установки на доступной площади крыши дома.

Дополнительные тематические исследования по оптимальному проектированию жилых домов и сельских поселений описаны в следующих разделах.

# *14.4 Пример 1: Оптимальная модернизация и дизайн домов*

В этом тематическом исследовании оцениваются различные комбинации мер по повышению энергоэффективности с целью достижения оптимальных LCC для модернизации существующих жилых и проектирования новых жилых домов в Саламанке, Мексика (Григо и др., 2012). Более того, необходимые размеры фотоэлектрических систем определяются путем оптимизации для получения зданий ZNE для различных домашних конфигураций. В частности, выполняются четыре отдельные оптимизации: существующий дом без кондиционирования, существующий дом с кондиционированием, новый дом без кондиционирования и новый дом с кондиционированным строительством. В этом разделе приведены только результаты анализа. По поводу рассматриваемого подхода к анализу и инструментов моделирования читатель может обратиться к исследованию Григо и др. (2012).

### *14.4.1 Модернизация существующих домов*

Для типичных существующих домов в Саламанке, Мексика, базовые годовые затраты на электроэнергию для кондиционированных и некондиционированных домов оцениваются в 797 и 557 долларов соответственно (Григо и др., 2012). Эти затраты получены до того, как будут применены меры по энергоэффективности и тепловому комфорту. Используя подробный анализ моделирования, установлено, что стоимость повышения теплового комфорта для типичного дома в Саламанке составляет примерно 240 долларов в год. Оптимальная точка для безусловного случая - это 17,3% годовой экономии энергии и соответствующие минимальные затраты в размере 433 долларов, как показано на рис. 14.9. С другой стороны, кондиционированный корпус имеет больше возможностей для экономии энергии и обеспечивает минимальную стоимость в 542 доллара при экономии энергии 35,0%, как показано на рисунке 14.10. Оптимальная точка для кондиционированного случая включает в себя реализацию методов снижения различных нагрузок на вилки, изоляцию крыши R-1,4 $м^2$ К/Вт, душевые лейки и раковины с низким расходом, электрическую плиту, 100% компактные люминесцентные лампы (КЛЛ) и R-0,35 $м^2$ К/Вт изоляция магистрали-отвода. Оптимальная точка для безусловного корпуса включает все те же меры, что и для кондиционированной модели, за исключением дополнительной изоляции крыши.

Сравнение результатов безусловной и условной оптимизации, показанное на рис. 14.11, показывает, что оптимальная точка для условного случая (542 доллара) примерно равна нейтральной по затратам точке для безусловного случая (557 долларов). Также полезно сравнить конечное использование энергии, чтобы измерить меры с наибольшим потенциалом экономии энергии. На рисунках 14.12 и 14.13 представлена сводная информация об общем годовом потреблении энергии из источников по конечным потребителям для безусловных и кондиционированных домов соответственно. Вариант минимальной стоимости и варианты начала PV сравниваются с базовой моделью. В безусловном случае наибольшая экономия энергии достигается на горячей воде, разном оборудовании и освещении. Кондиционированный дом имеет такую же экономию энергии, как и не кондиционированный дом для разного оборудования и горячего водоснабжения; однако наибольшее конечное использование для экономии энергии - охлаждение помещений, что в первую очередь связано с использованием изоляции крыши.

### *14.4.2 Фотоэлектрические системы для существующих домов*

Две технологии использования возобновляемых источников энергии, оцениваемые в этом исследовании, - это солнечные системы горячего водоснабжения и фотоэлектрические системы. Хотя солнечное ГВС имеет большой потенциал для экономии энергии, высокая стоимость внедрения делает это невозможным. На рисунках 14.9 и 14.10 показаны точки, расположенные значительно выше пути оптимизации; эти моменты связаны с комбинациями мер, которые включают солнечные системы горячего водоснабжения. Обратите внимание, что стоимость рабочей силы и материалов предполагается сопоставимой со стоимостью в Соединенных Штатах.

Результаты для фотоэлектрической системы показаны наклонной линией, ведущей к 100% экономии энергии. Размер фотоэлектрической панели для получения решения ZNE для модели без кондиционированного дома составляет 3 кВт, а для модели с кондиционированным домом - 4 кВт. Обе системы ориентированы на юг и установлены в наклонных панелях, соответствующих широте Саламанки. Наклон линии к ZNE относительно пологий, где годовая стоимость энергии для 100% годовой экономии энергии составляет 920 долларов для безусловных и 1185 долларов для кондиционированных случаев. Как и в случае с солнечной системой ГВС, затраты США предполагаются в отношении затрат на материалы и рабочую силу для фотоэлектрических систем. Фотоэлектрические технологии могут быть желательны только при наличии соответствующих субсидий на затраты на внедрение.

Анализ теплового комфорта PMV используется в качестве подтверждения результатов оптимизации путем оценки улучшенного теплового комфорта в помещении после реализации рекомендуемых мер по энергоэффективности. Во-первых, рейтинги PMV выше и ниже допустимого диапазона комфорта (т.е. значения PMV от -1 до 1) определяются для базового и оптимального случаев как для кондиционированных, так и для безусловных моделей здания. Модель безусловного здания показывает примерно 1550 часов выше 1 PMV и 150 часов ниже 1 PMV в год. Это контрастирует с моделями кондиционированных зданий, в которых тепловой комфорт поддерживается в течение всего года, как и ожидалось.

Анализ теплового комфорта также применяется к оптимальным моделям зданий с учетом окончательных рекомендаций. Годовое потребление энергии в кондиционированных существующих моделях зданий снижается по сравнению с базовым уровнем, когда к зданию добавляется теплоизоляция, и, как и прогнозировалось, годовые значения PMV остаются относительно постоянными. Однако, когда оптимальный набор EEM из кондиционированного случая применяется к безусловной базовой модели дома, количество часов вне зоны теплового комфорта значительно уменьшается, как показано на рисунке 14.14.

В случае модернизации по условным базовым условиям стоимость установки электрического теплового насоса оценивается в 4394 доллара за установку 3,5 тонны. Однако, когда к безусловному модернизированному зданию добавляется изоляция крыши, количество часов работы за пределами зоны теплового комфорта уменьшается почти на 60% при гораздо более низких начальных затратах примерно в 426 долларов.

### *14.4.3 Проектирование энергоэффективных домов*

Результаты для случая нового строительства имеют более высокий потенциал для экономии затрат и энергии из-за снижения затрат на реализацию и большей гибкости в выборе мер, особенно тех, которые связаны с оболочкой здания. Аналогичным образом, ежегодные затраты на электроэнергию для нового строительства также ниже по сравнению с базовым вариантом для модернизации. Годовые затраты на электроэнергию для кондиционированных и не кондиционированных домов нового строительства составляют 764 и 495 долларов соответственно. Таким образом, без применения мер по повышению энергоэффективности стоимость повышения теплового комфорта для новых домов в этой части Мексики составляет почти 270 долларов в год.

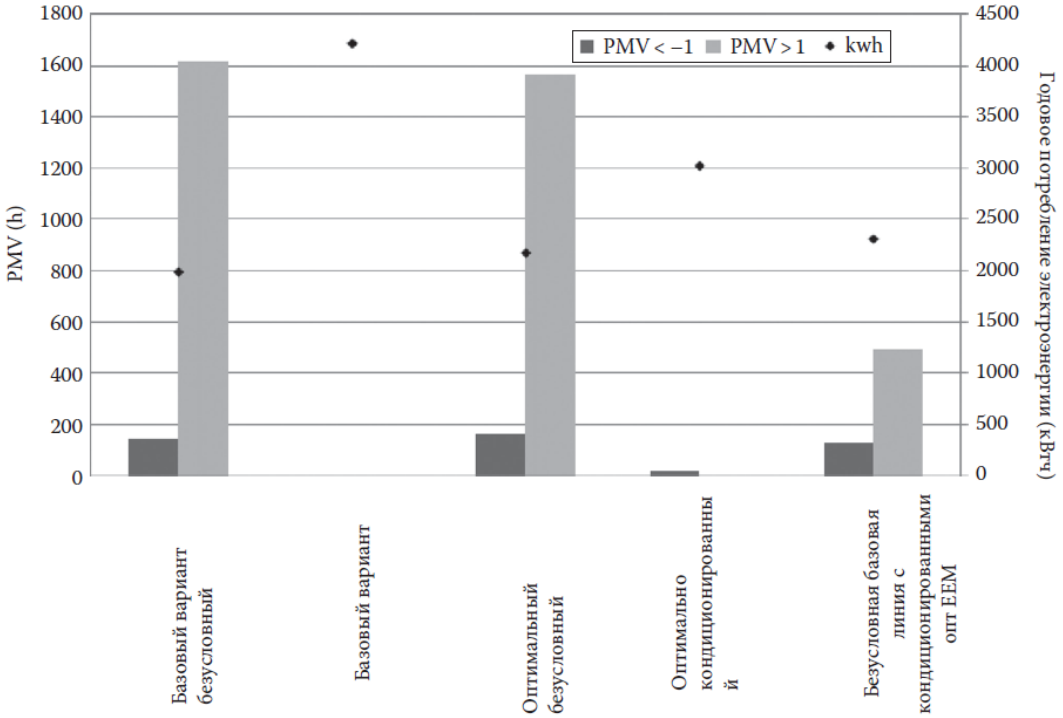



**РИС. 14.14**
Вариант модернизации конструкции - анализ теплового комфорта PMV.

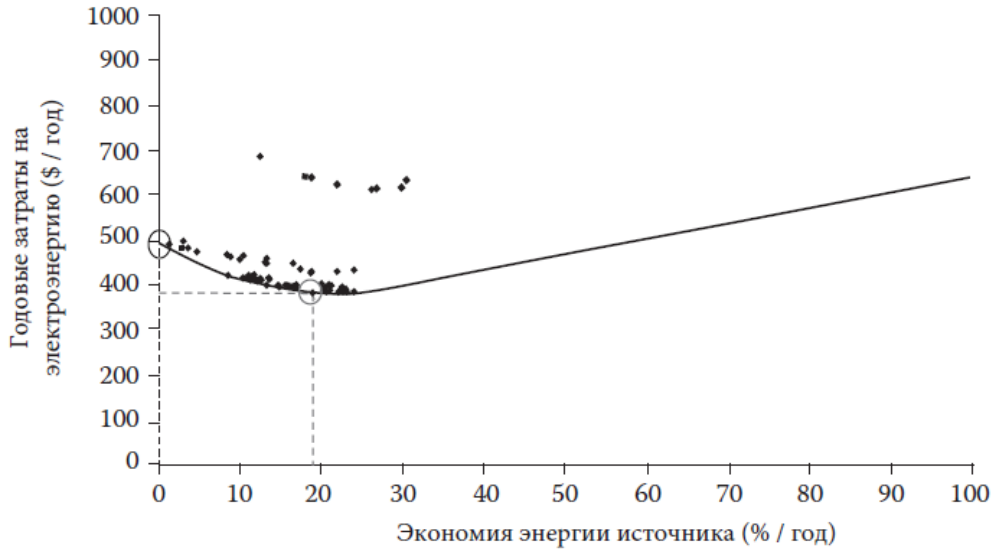



**РИС. 14.15**
Новый путь оптимизации без условий строительства.

В домах нового строительства оптимальная комбинация энергоэффективности для безусловного случая достигается при годовой экономии энергии 19,0% и соответствующей минимальной годовой стоимости в 381 доллар, как показано на Рисунке 14.15. С другой стороны, кондиционированный корпус имеет больше возможностей для экономии энергии и обеспечивает минимальную стоимость в 315 долларов при ежегодной экономии энергии 50,6%, как показано на рисунке 14.16. Оптимальная точка для кондиционированного случая включает снижение различных нагрузок на заглушки, изоляцию крыши R-1,4м$^2$ K/W, изоляцию стен R-1 м$^2$ K/W, отделку крыши из битумной черепицы белого или холодного белого цвета, соотношение окна к стене 15%, высокое эффективный холодильник и стиральная машина, душевые лейки и раковины с низким расходом, электрическая

плита, 100% КЛЛ, кондиционер SEER 17 и изоляция магистрального-ответвления трубы ГВС R-0,35 м$^2$ K/W.

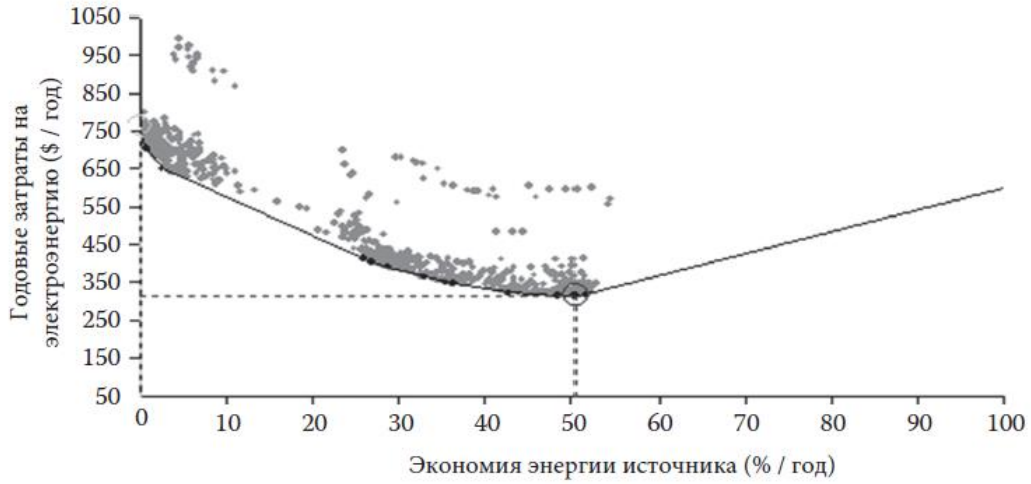



**РИС. 14.16**
Новый путь оптимизации с учетом условий строительства.

Оптимальная комбинация мер по энергоэффективности для безусловного анализа включает электрическую плиту, 100% КЛЛ, сниженную нагрузку на разное оборудование, высокоэффективную стиральную машину, души и раковины с низким расходом, а также магистраль R-0,35м$^2$ K/W. Изоляция трубы ГВС.

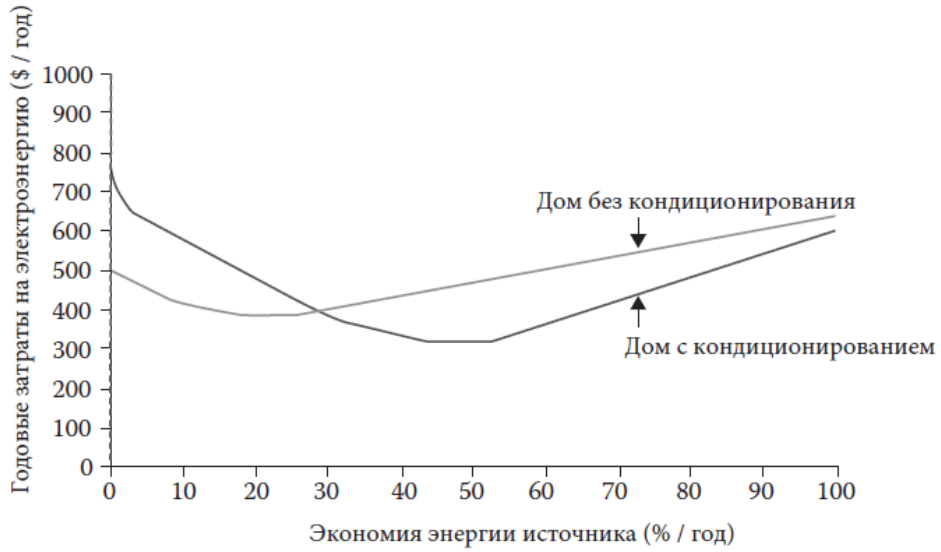



**РИС. 14.17**
Сравнение кривой оптимизации нового строительства: безусловный и условный варианты.

При сравнении безусловных и кондиционированных зданий нового строительства, как показано на рис. 14.17, оптимальная точка для кондиционированного случая (315 долларов) имеет более низкие годовые затраты на энергию, чем оптимальная точка для безусловного случая (381 доллар). Таким образом, можно получить более высокую экономию энергии при новом строительстве при низких затратах, если общие затраты на реализацию включены в 30-летнюю ипотеку.

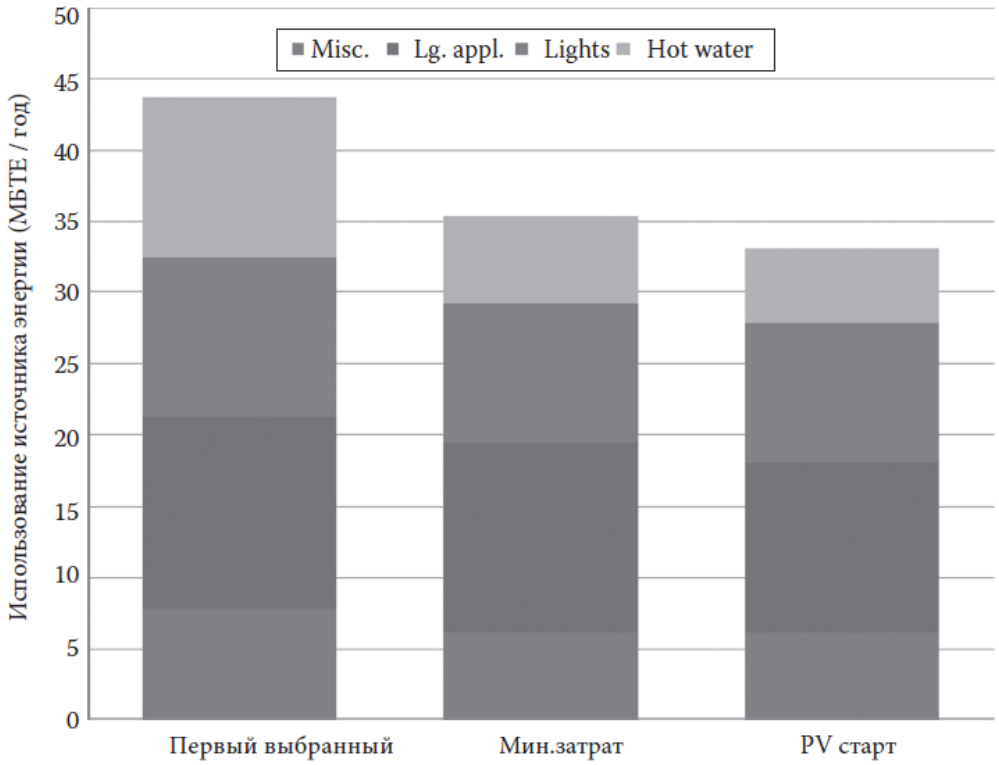



**РИС. 14.18**
Новый годовой источник энергии без условий строительства по конечному потреблению.

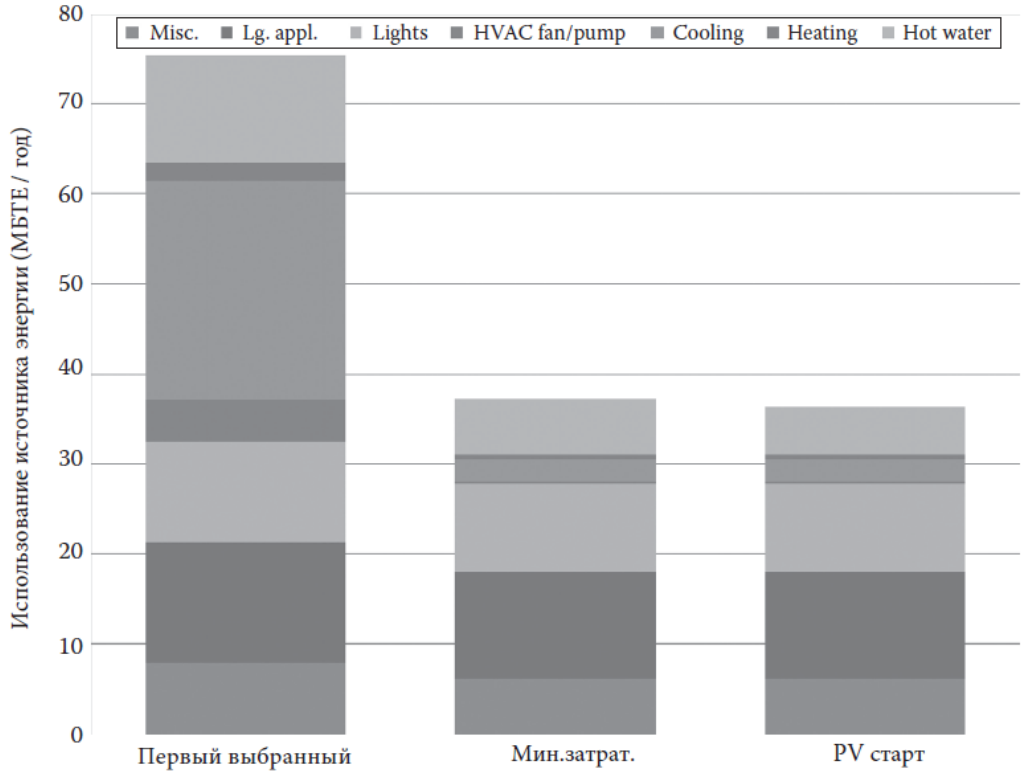



**РИС. 14.19**
Конечное использование годового источника энергии, обусловленного новым строительством.

На рисунках 14.18 и 14.19 представлены сводные данные об общем годовом потреблении энергии из источников по конечному использованию для безусловных и кондиционированных моделей домов, соответственно. Результаты показывают, что может быть достигнуто значительное

снижение годовой энергии охлаждения для кондиционированного здания по сравнению с базовым зданием. Как и в исследовании по модернизации, в не кондиционированном здании наблюдается наибольшая экономия энергии, связанная с горячей водой, разным оборудованием и освещением. Вариант с минимальными затратами имеет более низкое годовое потребление энергии, чем случай без кондиционирования, потому что рентабельно установить более эффективные приборы и использовать конденсационный нагреватель горячей воды без бака. Охлаждающие нагрузки в первую очередь снижаются за счет включения изоляции крыши и стен для достижения *R*-значений сборки 1,4 и 1м$^2$ К/Вт соответственно.

### *14.4.4 Фотоэлектрические системы для новых домов*

Как и в случае модернизации, установка солнечной системы ГВС не является рентабельной. Размер фотоэлектрической панели для достижения ZNE дома для безусловного корпуса составляет систему на 3 кВт и систему на 4 кВт для кондиционированного корпуса. При внедрении фотоэлектрической системы в кондиционированном здании годовые затраты на электроэнергию за 30-летний период составляют всего 773 доллара, что примерно соответствует годовым затратам по сравнению с базовым уровнем. Годовые затраты на установку фотоэлектрических систем в доме без кондиционирования, связанные с энергией, составляют 726 долларов.

Годовое потребление энергии в новой модели, ориентированной на строительство, уменьшается по сравнению с базовой линией, когда теплоизоляция добавляется к наружным стенам и крыше, как ожидалось. Однако годовые рейтинги PMV остаются относительно постоянными. Когда меры теплового комфорта, связанные с кондиционированным корпусом, применяются к базовой модели дома без кондиционирования, количество часов за пределами зоны теплового комфорта значительно уменьшается, как показано на рисунке 14.20.

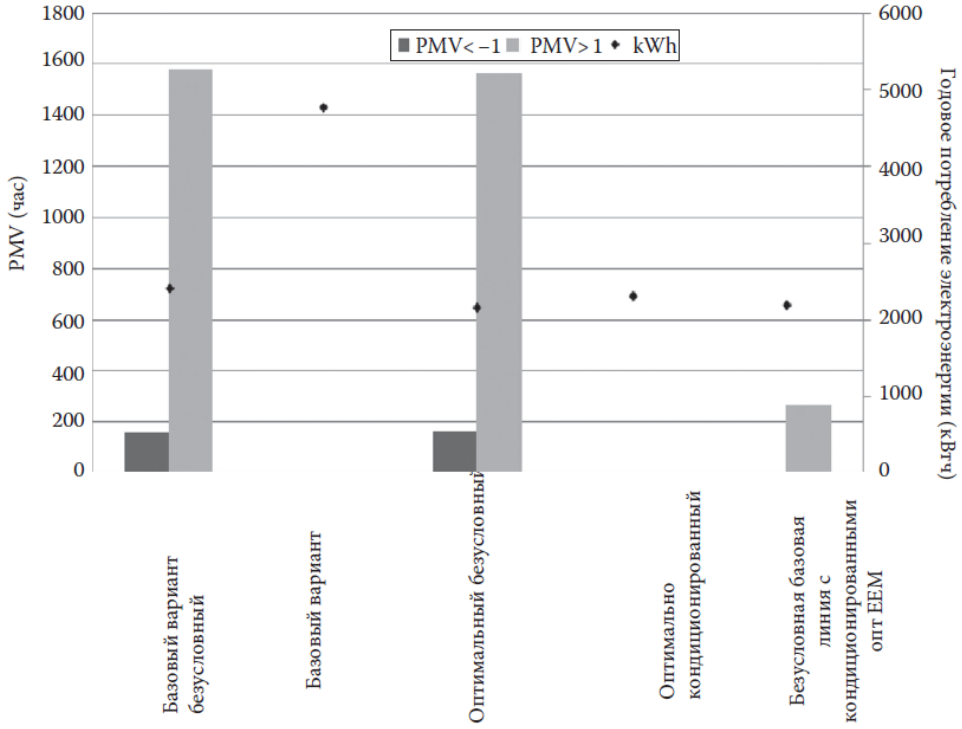



**РИС. 14.20**
Пример новой конструкции - анализ теплового комфорта PMV.

Стоимость установки электрического теплового насоса в новой модели с базовыми условиями для строительства составляет приблизительно 4622 доллара за 4-тонный агрегат и стоит всего 1952 доллара на установку изоляции крыши и стен. Кроме того, годовое потребление электроэнергии в оптимизированном новом строящемся здании почти такое же, как и в безусловном базовом здании с оптимальной комбинацией EEM из кондиционированного корпуса. Результаты анализа показывают, что существует сильная корреляция между использованием теплоизоляции и улучшением теплового комфорта в домах без кондиционирования. Применение теплоизоляции также оказывается

экономически эффективным способом повышения теплового комфорта по сравнению со стоимостью установки кондиционера.

### *14.4.5 Анализ рынка энергоэффективных домов*

Если оптимальная годовая экономия энергии для дома без кондиционирования применяется ко всем существующим жилым зданиям в городе Саламанка, город может сэкономить 13 817 МВт / ч электроэнергии ежегодно, или почти 17% от общего внутреннего потребления энергии. Аналогичным образом, если такая же экономия энергии применяется к существующему жилому фонду на национальном уровне, в год экономится около 8 425 170 МВтч. Это означает отказ от производства электроэнергии 1,5 МВт в год в Саламанке и почти 914 МВт в год в Мексике. Поскольку маловероятно, что вся страна примет все рекомендуемые EEM, оценки 10% и 50% проникновения на рынок также включены в Таблицу 14.5. Предполагаемая годовая экономия энергии также включена для новых жилых домов, которые прогнозируются к 2030 году. Предполагается, что 50% домов нового строительства имеют кондиционеры, а другая половина - без кондиционеров. В таблице 14.5 также представлены соответствующие данные, использованные для анализа рынка, а также другие общие характеристики для города Саламанка, штата Гуанахуато и страны Мексика (Григо и др., 2012).

**ТАБЛИЦА 14.5**

Потенциальная экономия от использования электроэнергии в городе Саламанка, штате Гуанахуато и Мексике

| Дата | Мексика | Гуанахуато | Саламанка |
|---|---|---|---|
| Население | 112,336,538 | 5,486,372 | 260,732 |
| Квартиры | 28,607,568 | 1,276,584 | 64,073 |
| Среднее количество жильцов / дом | 3.9 | 4.3 | 4.1 |
| Общее внутреннее потребление (МВтч / год) | 48,700,400 | 1,481,564 | 79,865 |
| Расчетное количество домов к 2030 году | 50,000,000 | 2,231,200 | 111,986 |
| Расчетн.внутр.потребление до 2030г. (МВтч / год) | 85,118,036 | 2,589,462 | 139,587 |
| Существующие постройки без кондиционирования | | | |
| Экономия при внедрении 10% (МВтч / год) | 842,517 | 25,631 | 1,382 |
| Экономия при внедрении 50% (МВтч / год) | 4,212,585 | 128,155 | 6,908 |
| Экономия при 100% внедрении (МВтч / год) | 8,425,169 | 256,311 | 13,817 |
| Новое строительство к 2030 году[a] | | | |
| Экономия при внедрении 10% (МВтч / год) | 1,267,334 | 38,555 | 2,078 |
| Экономия при внедрении 50% (МВтч / год) | 6,336,669 | 192,774 | 10,392 |
| Экономия при 100% внедрении (МВтч / год) | 12,673,337 | 385,548 | 20,783 |

[a] В эту оценку включены только новостройки - 50% кондиционированы, а 50% не кондиционированы.

## *14.5 Пример 2: Разработка оптимальных гибридных систем*

В этом тематическом исследовании описывается процедура проектирования оптимальных гибридных систем распределенной генерации (ГД) для трех удаленных населенных пунктов на Аляске. Все три города имеют изолированные электрические сети, и в настоящее время 100% потребности в электроэнергии и отоплении обеспечивается дизельным топливом. Оценка, рассматриваемая для этого тематического исследования, включает анализ электрической и тепловой нагрузки каждого сообщества, оценку ветровых и солнечных ресурсов, а также моделирование и оптимизацию различных систем РГ с использованием LCC-анализа этих систем. Для всех трех сообществ гибридные ветро-дизельные системы могут обеспечить снижение стоимости энергии (COE). Однако экономическая осуществимость этих систем чрезвычайно зависит от конкретной площадки. Помимо обеспечения возможного снижения COE, эти гибридные системы могут также обеспечить значительные экологические преимущества, такие как сокращение использования дизельного топлива и выбросов $CO_2$.

### *14.5.1 Введение*

В штате Аляска крупные системы электропередачи существуют в наиболее густонаселенных районах, таких как регион Рейлбелт, который проходит от Фэрбенкса через Анкоридж до полуострова Кенай. Системы передачи также присутствуют в некоторых районах на юго-востоке Аляски; однако более 150 сельских общин Аляски имеют свои собственные изолированные электрические сети. Около 70% потребностей в электроэнергии в регионе Рейлбелт удовлетворяется с помощью генераторов природного газа, тогда как в большинстве удаленных районов большая часть потребностей в электроэнергии и отоплении удовлетворяется с помощью дизельных генераторов (AEA, 2011a). В 2010 году для жителей этих сельских районов тарифы на электроэнергию составляли от 40 до 60 центов за киловатт-час (кВтч), при этом некоторые платили более 1 доллара за кВтч (AEA, 2011b). И наоборот, в общинах в регионе Рейлбелт, которые получают электроэнергию от гидроэлектростанций или генераторов природного газа, тарифы на электроэнергию составляют от 10 до 15 центов за кВтч (Фэй и др., 2011).

Из-за роста тарифов на электроэнергию и цен на дизельное топливо многие сельские общины Аляски рассматривают возможность добавления возобновляемых источников энергии и других технологий генерального газоснабжения для создания гибридных систем генерального директора. Значительные ветровые ресурсы Аляски побудили многие прибрежные сообщества вкладывать средства в проекты ветроэнергетики (AEA, 2011a). По состоянию на весну 2009 г. в сельских общинах работало 10 гибридных ветро-дизельных систем, а еще 6 систем находились в стадии разработки (Баринг-Гулд и Дабо, 2009). Предварительные результаты обнадеживают; Гибридные системы DG могут снизить стоимость электроэнергии, повысить надежность систем электроснабжения и отопления и снизить выбросы дизельных генераторов. Основываясь на своем исследовании, проведенном в сельской местности Аляски, Кларк и Ишервуд (2004) считают, что гибридные системы ГД могут конкурировать с традиционным производством ископаемого топлива для сообществ с высокими затратами на электроэнергию, доступными возобновляемыми ресурсами и отсутствием межсетевого взаимодействия с крупной сетью. Действительно, результаты показали, что гибридная ветро-дизельная система может привести к экономии дизельного топлива более чем на 50% и экономии затрат более чем на 30% по сравнению с базовым вариантом (только дизельное топливо).

В этом разделе резюмируются результаты анализа оптимизации гибридных систем ГД для трех сельских общин на Аляске - Маунтин- Виллэдж, Диринг и Эмблер, проведенного Уильямом и Крарти (2013). Исследование включает в себя анализ электрической и тепловой нагрузки каждого сообщества, оценку ветровых и солнечных ресурсов, моделирование и оптимизацию гибридных систем ГД, экономический анализ этих систем и оценку экологических выгод, которые они могут обеспечить. В этом разделе краткое описание подхода к анализу и рекомендации по проектированию представлены в основном для участка Маунтин Виллэдж. Более подробную информацию о двух других сайтах можно найти в опубликованном исследовании Уильям и Крарти (2013).

### *14.5.2 Оптимизационный подход к проектированию*

Анализ для определения наилучшей гибридной системы DG, отвечающей энергетическим требованиям жилого сообщества, включает следующие шаги:

*Шаг 1*: Определите почасовые электрические и тепловые нагрузки для сообщества. Оценка может быть основана на данных измерений или имитационном анализе.

*Шаг 2*: Определите основные энергоресурсы, доступные в пределах или рядом с участком, где расположено сообщество. Эти ресурсы обычно включают солнечную, ветровую, геотермальную, гидроэлектрическую энергию, ископаемое топливо и биомассу.

*Шаг 3*: Соберите конкретные данные анализа, включая экономические параметры, такие как стоимость топлива и цены на электроэнергию из сети, а также капитальные затраты и затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание (O&M) для различных технологий производства электроэнергии.

*Шаг 4*: Провести оптимальный анализ различных технически осуществимых вариантов технологий производства электроэнергии, включая технологии на основе топлива и возобновляемых источников энергии. При анализе обычно используются инструменты моделирования.

*Шаг 5*: Оцените и выберите наиболее экономичную гибридную систему, включая оптимальную производительность. Экономический анализ с использованием LCOE или LCC обычно рассматривается для определения рентабельности различных гибридных распределенных систем, рассматриваемых при оценке. В главе 9 обсуждаются различные методы экономического анализа, подходящие для оценки рентабельности энергетических проектов.

Описание шагов и результаты анализа представлены с упором на одну сельскую общину на Аляске, расположенную в Маунтин-Виллидж (Уильям и Крарти, 2013). Обратите внимание, что все три общины имеют автономную электрическую сеть и в настоящее время полагаются на дизельное топливо для удовлетворения всех своих потребностей в электроэнергии и отоплении.

### *14.5.3 Электрические и тепловые нагрузки*

Годовое производство электроэнергии, использование дизельного топлива для производства электроэнергии и выбросы $CO_2$ от производства электроэнергии для трех отдаленных сельских населенных пунктов Аляски показаны в таблице 14.6.

Общая генерирующая мощность поселка Маунтин Виллидж составляет 2212 кВт (АВЭК, 2011). Однако тип и мощность дизель-генераторов неизвестны. В результате, Маунтин-Виллидж был смоделирован как имеющий четыре генератора Катерпиллар мощностью 455 кВт и генератор Cummins мощностью 410 кВт с общей мощностью 2230 кВт. Диринг имеет четыре генератора общей мощностью 578 кВт. Эти агрегаты включают генераторы Джон Дир мощностью 100 и 138 кВт и два генератора Камминз мощностью 170 кВт (Вот, 2007). У Эмблер есть три генератора общей мощностью 982 кВт (AVEC, 2011), но тип и мощность генераторов неизвестны.

**ТАБЛИЦА 14.6**

Производство электроэнергии, дизельное топливо и выбросы углерода в трех поселках Аляски

| Поселок | Производство электроэнергии (кВтч / год) | Использование дизельного топлива (галл/год) | Выбросы $CO_2$ (тонны / год) |
|---|---|---|---|
| Маунтин Виллидж | 2,799,595 | 189,184 | 1920 |
| Диринг | 711,319 | 55,145 | 560 |
| Эмблер | 1,249,161 | 89,892 | 912 |

**ТАБЛИЦА 14.7**

Средняя и пиковая электрическая и тепловая нагрузки для трех поселков Аляски

| Поселок | Средняя электрическая нагрузка (кВт) | Средняя тепловая нагрузка (кВт) | Пиковая электрическая нагрузка (кВт) | Пиковая тепловая нагрузка (кВт) |
|---|---|---|---|---|
| Маунтин Виллидж | 303 | 2277 | 512 | 7846 |
| Диринг | 74 | 775 | 132 | 2232 |
| Эмблер | 139 | 1212 | 285 | 4439 |

В результате Эмблер был смоделирован как имеющий три генератора Камминз со следующими мощностями: 270, 315 и 410 кВт для общей генерирующей мощности 995 кВт. Поскольку почасовые данные о спросе на электроэнергию и отопление не были доступны ни для одного из населенных пунктов, для моделирования почасовой электрической и тепловой нагрузки для каждой деревни использовалась целая программа моделирования зданий (Уильям и Крарти, 2013). Результаты моделирования, включая пиковые и средние электрические и тепловые нагрузки, показаны в Таблице 14.7.

### *14.5.4 Оценка энергетических ресурсов*

Используя обширное исследование возобновляемых источников энергии (AEA, 2011a), проведенное Управлением энергетики Аляски (AEA), оценка ветровых и солнечных ресурсов проводится для каждого поселка. Хотя зимой солнечные ресурсы Аляски минимальны, оценка солнечных ресурсов также была завершена. Почасовые данные о ветровых и солнечных ресурсах были получены из AEA и Национальной базы данных солнечной радиации. Среднегодовая скорость ветра,

плотность энергии ветра и солнечная радиация для каждого населенного пункта показаны в таблице 14.8.

### *14.5.5 Цены на электроэнергию и топливо*

Статистика программы выравнивания затрат на электроэнергию (PCE) за 2010 финансовый год была получена для каждого поселка (AEA, 2011b). Эта программа предоставляет субсидии бытовым потребителям в сельской местности, чтобы снизить стоимость электроэнергии на первые 500 кВтч, потребляемые потребителем каждый месяц. Общественные учреждения также имеют право на получение субсидии, но не для государственных, федеральных клиентов и коммерческих объектов. Субсидии PCE основаны как на нетопливных, так и на топливных затратах (AEA, 2007). Статистика программы PCE предоставляет информацию о ценах на электроэнергию для электроэнергии, которая имеет право на субсидию, а также для электроэнергии, которая не имеет права. Текущие затраты на дизельное топливо для каждой общины показаны в Таблице 14.9, а статистика PCE представлена в Таблице 14.10.

**ТАБЛИЦА 14.8**

Среднегодовая скорость ветра, плотность энергии ветра и солнечная радиация для трех поселков Аляски

| Поселок | Среднегод.скорость ветра (м / с) | Среднегодовая. Плотность энергии ветра (Вт / м2) | Среднегодовая. Солнечная инсоляция (кВтч / м2 / день) |
|---|---|---|---|
| Маунтин Виллидж | 7.28 | 523 | 2.80 |
| Диринг | 5.22 | 322 | 2.61 |
| Эмблер | 3.60 | 88 | 2.58 |

**ТАБЛИЦА 14.9**

Средние цены на дизельное топливо доступны для трех поселков Аляски

| Поселок | Цена на дизельное топливо ($ / галлон) |
|---|---|
| Маунтин Виллидж | 3.16 |
| Диринг | 4.69 |
| Эмблер | 3.75 |

**ТАБЛИЦА 14.10**

Продажи и тарифы на электроэнергию на основе программы PCE

| Поселок | Маунтин Виллидж | Диринг | Эмблер |
|---|---|---|---|
| Общий объем продаж электроэнергии (кВтч) | 2,650,142 | 647,749 | 1,216,727 |
| Допустимые продажи PCE (кВтч) | 1,094,841 | н.д. | 540,632 |
| Продажи, не отвечающие критериям PCE (кВтч) | 1,555,301 | н.д. | 676,095 |
| Тариф на электроэнергию (¢ / кВтч) | 50.62 | 77.37 | 53.80 |
| Субсидия PCE (¢ / кВтч) | 29.20 | 30.74 | 32.22 |
| Тариф на электроэнергию PCE (¢ / кВтч) | 21.42 | 46.63 | 21.58 |

Результаты исследования, проведенного Институтом социальных и экономических исследований (ISER) Университета Аляски в Анкоридже, показывают, что тарифы на электроэнергию и субсидии PCE снижаются по мере увеличения проникновения ветра (Фэй и др., 2010). По мере того, как ветровая энергия поставляет больше электроэнергии в общину, уменьшается использование дизельного топлива, что снижает тариф на электроэнергию. Однако снижение тарифа на электроэнергию также приводит к уменьшению субсидий из программы PCE. Следует отметить, что это было рассмотрено как препятствие для поселков инвестировать в ветро-дизельные системы. По мере роста цен на дизельное топливо увеличивается и субсидия PCE. Однако сообщества с ветро-дизельными системами не защищены программой PCE в той же степени, что и сообщества с

дизельными системами. Этот эффект оказывает наиболее значительное влияние на сообщества, чьи ветро-дизельные системы работают при низких уровнях проникновения ветра. Для систем с высокими уровнями проникновения эффект не так велик, поскольку увеличение проникновения ветра защищает население от высоких цен на топливо. Несмотря на проблемы, связанные с субсидией PCE, ветровые системы по-прежнему являются привлекательным вариантом для удаленных населенных пунктов с обильными ветровыми ресурсами из-за их способности снижать тарифы на электроэнергию, сокращать выбросы CO2 и защищать эти районы от колебаний цен на дизельное топливо.

### *14.5.6 Оптимизационный анализ*

Системы DG были смоделированы и оптимизированы с помощью программного обеспечения HOMER (Хомер, 2013). Каждый город был смоделирован с его электрической и тепловой нагрузкой, котлом, дизельными генераторами с рекуперацией тепла, ветряными турбинами, солнечными батареями, батареями и преобразователями. Пример структуры системы, смоделированной в HOMER, показан на рисунке 14.21. Для анализа чувствительности цена дизельного топлива варьировалась от 1 доллара за литр до 3 долларов за литр (примерно от 3,80 доллара до 11,40 доллара за галлон). Эти значения согласуются с прогнозами цен на топливо от ISER. На основании других исследований ветро-дизельных систем для анализа был выбран срок службы проекта 25 лет и ставка дисконтирования 3%.

Капитальные затраты и затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, которые использовались для моделирования, показаны в Таблице 14.11. Капитальные затраты на солнечные панели были получены в результате рассмотрения заявок на грант Фонда возобновляемой энергии Аляски. Стоимость аккумуляторной системы была предоставлена Суситна Энерджи и Национальной лабораторией Сандия, а стоимость преобразователя была получена от ABS Alaskan. Основываясь на типах ветряных турбин, установленных в настоящее время на Аляске, для каждой гибридной системы рассматривалась турбина Entegrity мощностью 50 кВт.

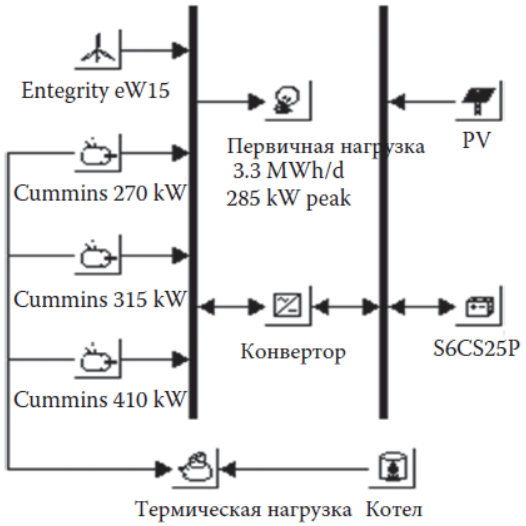



**РИС. 14.21**
Структура гибридной системы.

**ТАБЛИЦА 14.11**

Экономические параметры для моделирования HOMER

| Системный компонент | Капитальные затраты ($ / кВт) | O&M ($ / кВтч) | Ссылка |
|---|---|---|---|
| Дизельный генератор | 0 | 0.02 | Вот (2007) |
| Ветряная турбина | 4,000–15,000 | 0.04 | Фэй и др. (2010) |
| Солнечные панели | 11,000 | 110 ($/year) | Арвизу и др. (2013) |
| Батарея (Surrette 6CS25P) | $1,375 (всего затрат) | 15 ($/year) | |
| Конвертер | 1,100 | 50 ($/year) | |

### *14.5.7 Выбранные результаты*

Результаты анализа текущей стоимости дизельного топлива для жителей Маунтин Виллидж, составляющей 3,16 доллара за галлон, показаны в Таблице 14.12. В этой таблице показаны капитальные затраты, чистая приведенная стоимость (NPC) и COE для оптимальной системы для каждого уровня капитальных затрат на ветряную турбину. Первая гибридная система ветро-дизель-аккумуляторная (W-D-B), указанная в таблице, включает восемь ветряных турбин, генератор Джон Дир мощностью 455 кВт, генератор Камминз мощностью 410 кВт, 100 аккумуляторов и систему преобразователя мощностью 200 кВт.

**ТАБЛИЦА 14.12**

Результаты моделирования Маунтин Виллидж

| Оптимальн.система | Капитальные затраты на турбину ($ / кВт) | Первоначальный капитал($) | Всего NPC ($) | LCOE ($/kWh) |
|---|---|---|---|---|
| W-D-B | 4,000 | 1,887,500 | 44,168,904 | 0.210 |
| W-D-B | 6,000 | 2,082,500 | 44,776,100 | 0.223 |
| W-D-B | 8,000 | 1,787,500 | 45,186,308 | 0.232 |
| D-B | 10,000–15,000 | 247,500 | 45,315,064 | 0.235 |

Профиль среднемесячного производства электроэнергии для гибридной системы с восемью ветряными турбинами показан на Рисунке 14.22. В этом случае годовое производство электроэнергии от ветра составляет 1 227 169 кВтч, а от дизельных генераторов - 1 748 822 кВтч. На ветер приходится 41% производства электроэнергии. Производство электроэнергии дизельным генератором, использование дизельного топлива для производства электроэнергии и выбросы $CO_2$ от производства электроэнергии для этой гибридной системы и базовой системы показаны в таблице 14.13. Гибридная система W-D-B приводит к сокращению выработки электроэнергии дизельным генератором на 1 050 773 кВт. Это означает сокращение использования дизельного топлива примерно на 71 020 галлонов и сокращение выбросов $CO_2$ на 721 метрическую тонну в год.




**РИС. 14.22**
Профиль производства электроэнергии для гибридной системы.

**ТАБЛИЦА 14.13**

Сравнение базовой системы и гибридной системы генерального директора для пос. Маунтин Виллидж

| Система | Производство электроэнергии из дизельного топлива (кВтч / год) | Использование дизельного топлива (галлоны в год) | Выбросы CO2 (тонны / год) |
|---|---|---|---|
| Исх.уровень | 2,799,595 | 189,184 | 1920 |
| Гибрид | 1,748,822 | 118,164 | 1199 |

Результаты анализа чувствительности показаны на рисунке 14.23. Переменными чувствительности являются цена на дизельное топливо и капитальные затраты на ветряные турбины, которые обозначаются капитальным множителем eW15. Капитальные затраты колеблются от 4000 до 15000 долларов за кВт установленной мощности. LCOE для каждой системы также показан на рисунке.

Гибридная система W-D-B является оптимальной системой, за исключением низких цен на дизельное топливо и высоких капитальных затрат.

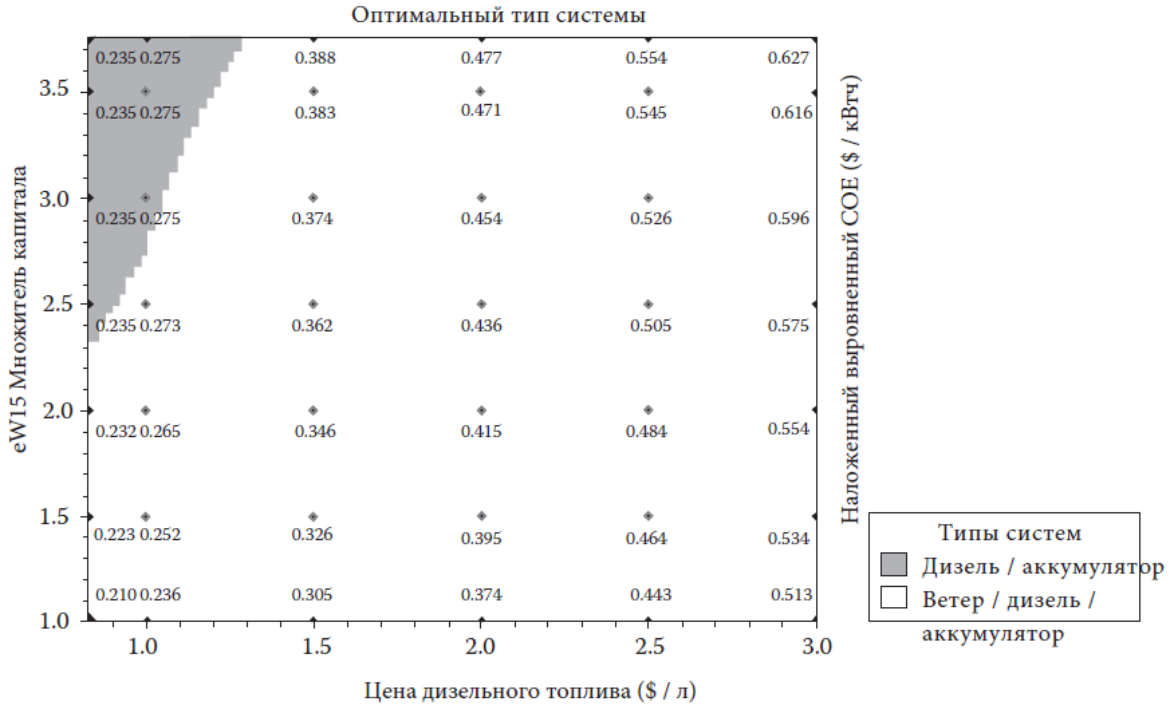



**РИС. 14.23**
Анализ чувствительности ветряных турбин Маунтин Виллидж

Несмотря на то, что фотоэлектрическая энергия не включена в оптимальную систему, это все равно может быть экономически целесообразным. Согласно результатам моделирования, COE для солнечных гибридных систем при цене дизельного топлива 3,16 долл./галлон составляет от 0,214 долл./кВтч до 0,265 долл./кВтч. Солнечные гибридные системы становятся частью оптимальной системы, если на электрический профиль накладываются ограничения доли возобновляемых источников энергии (REF). Оптимальная система для REF в диапазоне от 0% до 50% и капитальных затрат на ветряную турбину в диапазоне от 4000 до 15000 долларов за кВт показана на рисунке 14.24. В частности, на рис. 14.24 показаны оптимальные системы для фиксированной цены дизельного топлива в 3,16 долл. за галлон, т.е. текущей стоимости топлива. Как показано на рисунке, система W-D-B является преобладающей оптимальной системой; однако системы ветро-фотоэлектрических-дизельных-аккумуляторных являются оптимальной системой для высоких ограничений REF. Для всех этих систем показатель COE ниже стандартного тарифа на электроэнергию Маунтин Виллидж в размере 0,51 доллара/кВтч.

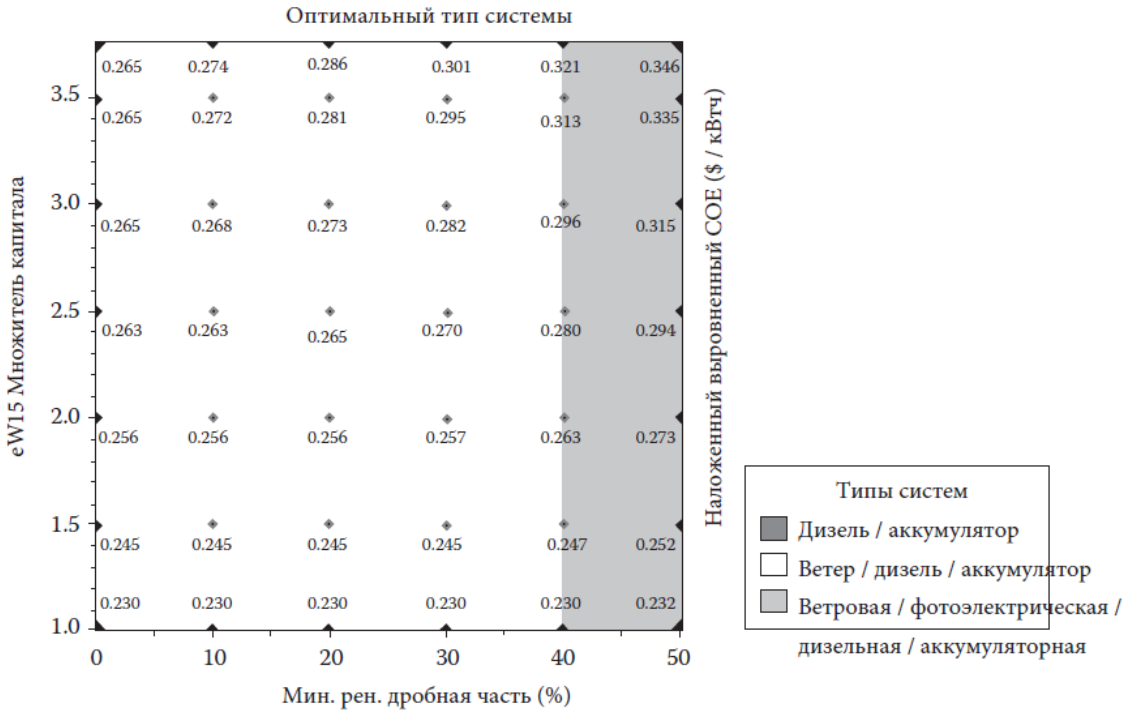



**РИС. 14.24**
Анализ чувствительности Mountain Village REF.

LCOE как функция процентного сокращения выбросов CO2 от производства электроэнергии показан на рисунке 14.25. Как показано на диаграмме, оптимальная система с точки зрения COE имеет REF 50%, COE 0,23 долл./кВтч и сокращение выбросов CO2 на 44,3%. Эти значения достигаются с помощью системы W-D-B с 10 турбинами при капитальных затратах в 4000 долларов за кВт, 2 генераторами, 200 батареями и системой преобразователя мощностью 300 кВт. При капитальных затратах в размере 10 000 долларов на кВт, COE для этой системы увеличивается до 0,292 доллара/кВтч. Система с самым высоким COE включает 10 турбин с капитальными затратами в 15 000 долларов за кВт, фотоэлектрическую систему мощностью 20 кВт, 2 генератора и систему преобразователя мощностью 400 кВт.

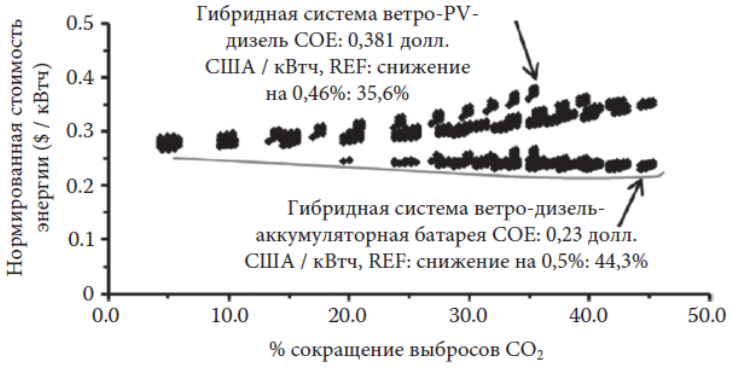



**РИС. 14.25**
COE как функция сокращения выбросов $CO_2$ для пос. Маунтин Виллидж.

LCOE как функция процентного сокращения выбросов CO2 от производства электроэнергии, полученная для поселка Диринг, показана на Рисунке 14.26. Как показано на диаграмме, оптимальная система с точки зрения COE имеет REF 34%, COE 0,317 долл./кВтч и сокращение выбросов $CO_2$ на 35,4%. Эти значения достигаются с помощью системы W-D-B с двумя турбинами при капитальных затратах в 4000 долларов за кВт, 3 генераторами, 50 батареями и системой преобразователя 75 кВт. При капитальных затратах в размере 10 000 долларов на кВт, COE для этой системы увеличивается до 0,369 долларов/кВтч. Система с наивысшим коэффициентом полезного действия включает две

турбины с капитальными затратами в 15 000 долларов за кВт, фотоэлектрическую систему мощностью 70 кВт, три генератора и систему преобразователя мощностью 100 кВт.

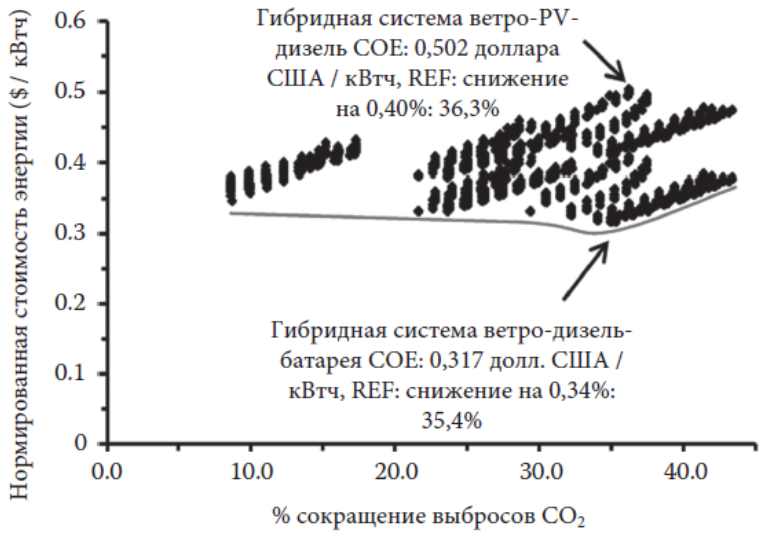



**РИС. 14.26**
COE как функция сокращения выбросов $CO_2$ для пос. Диринг.

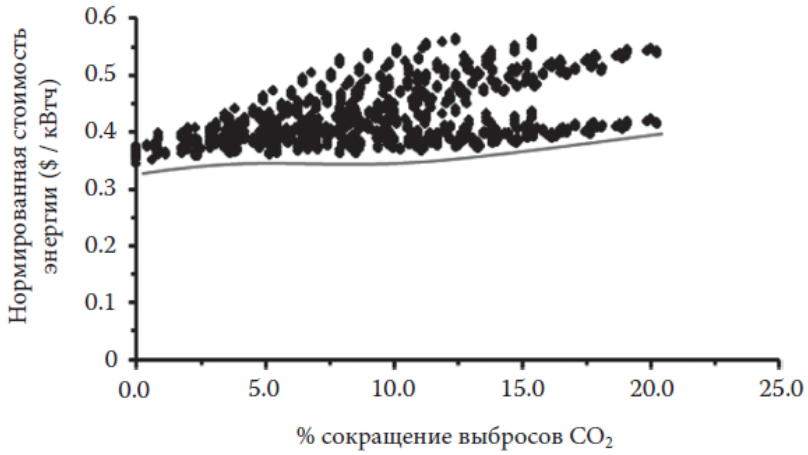



**РИС. 14.27**
COE как функция сокращения выбросов $CO_2$ для пос. Эмблер.

Для поселка Эмблер LCOE, полученная как функция процентного сокращения выбросов $CO_2$ от производства электроэнергии, показана на Рисунке 14.27. В отличие от двух других сообществ, COE увеличивается с процентным сокращением выбросов $CO_2$ для всех систем. Оптимальная система с точки зрения COE - это система с нулевым REF и, следовательно, без снижения выбросов $CO_2$.

### *14.5.8 Выводы и рекомендации*

Чтобы оценить осуществимость систем DG для Маунтин Виллидж, Диринг и Эмблер, для моделирования этих систем использовалось программное обеспечение HOMER. Для Маунтин Виллидж и Диринг системы W-D-B являются оптимальной системой для текущих цен на дизельное топливо, в зависимости от капитальных затрат на ветряные турбины. Приведенная стоимость электроэнергии для этих гибридных систем колеблется от 0,210 долл./КВтч до 0,232 долл./кВтч для Маунтин Виллидж и от 0,288 долл./кВтч до 0,305 долл./кВтч для Диринг. Эти диапазоны значительно ниже стандартных цен на электроэнергию для каждого из этих поселков.

Результаты анализа чувствительности показывают, что оптимальной системой для Маунтин Виллидж является система W-D-B практически для всего диапазона рассмотренных цен на дизельное топливо и капитальных затрат на ветряные турбины. Для компании Диринг, когда цена на дизельное топливо высока (выше 2,3 долл. за литр), оптимальной системой является система W-D-B. Когда цена

на дизельное топливо невысока, эта гибридная система является оптимальной системой только для относительно низких капитальных затрат на ветряные турбины. Солнечные системы также могут быть экономически целесообразными как для Маунтин Виллидж, так и для Диринг, но они не являются частью оптимальной системы, если на электрический профиль не наложено ограничение REF. В отличие от Маунтин Виллидж и Диринг, система W-D-B не является оптимальной для Эмблер. Для этого сообщества дизельная система с рекуперацией тепла является оптимальной системой почти для всего диапазона цен на дизельное топливо и капитальных затрат на ветряные турбины, которые учитывались при анализе чувствительности. Однако следует отметить, что, хотя ветро-дизельная система не является оптимальной системой для Эмблер, этот тип системы все же может быть экономически целесообразным для этого сообщества. Это также верно для систем с PV.

Ряд результатов COE подтверждает выводы предыдущих исследований, которые показали, что экономическая целесообразность ветро-дизельных систем чрезвычайно зависит от конкретной площадки. Гибридные системы для Маунтин Виллидж имеют более низкий COE, чем для Диринг. Это ветровой ресурс, который имеет наибольшее влияние на этот результат, так как Маунтин Виллидж имеет значительно лучший ветровой ресурс, чем Диринг. Ресурс ветра также влияет на оптимальную систему для Эмблер. У этого поселка худшие ветровые ресурсы; в результате ветро-дизельная система не является оптимальной системой. Кроме того, гибридные солнечные системы могут быть более экономически выгодными для Эмблер, чем ветряные, особенно когда стоимость ветряных турбин высока.

В целом, результаты этой оценки показывают, что гибридные ветро-дизельные системы могут быть экономически выгодным вариантом для сельских общин Аляски с богатыми ветровыми ресурсами. Однако следует отметить, что эти результаты основаны на смоделированных данных о спросе на электроэнергию и тепло, поскольку реальные почасовые данные о спросе не были доступны ни для одного из сообществ. Спрос на электроэнергию и тепло оказывает существенное влияние на оптимизацию, и любые изменения в спросе могут изменить результаты Homer для оптимального типа системы и LCOE для каждой системы. В результате должен быть проведен более подробный анализ с реальными почасовыми данными о потреблении электроэнергии и тепла, чтобы более точно оценить экономическую осуществимость этих гибридных систем. Кроме того, необходимы дополнительные исследования, чтобы определить влияние, которое программа PCE может оказать на сообщества, которые разрабатывают эти системы. Несмотря на проблемы, связанные с субсидией PCE, ветровые системы по-прежнему являются привлекательным вариантом для удаленных сообществ из-за их способности снижать тарифы на электроэнергию и обеспечивать значительные экологические выгоды, такие как сокращение использования дизельного топлива и выбросов $CO_2$. В некоторых случаях эти преимущества могут быть достигнуты без увеличения COE.

## *14.6 Резюме*

В этой главе представлен основанный на оптимизации подход к проектированию и модернизации зданий или сообществ для достижения низкого энергопотребления или условий с низким уровнем выбросов углерода. Подход включает экономический анализ различных мер по повышению энергоэффективности и технологий использования возобновляемых источников энергии для проектирования и модернизации зданий. С помощью графиков Парето результаты многокритериальной оптимизации можно визуализировать и использовать в зависимости от конкретных ограничений. Используя конкретные тематические исследования, подход к оптимизации был применен к проектированию зданий с нулевым потреблением энергии, а также углеродно-нейтральной системы генерации газа для жилых районов.

# *Приложение*

## Коэффициенты пересчета (из метрической системы в английский)

| | | |
|---|---|---|
| Площадь | 1 мес.$^2$ | = 1550,0 дюйма$^2$ |
| | 1 мес.$^2$ | = 10,764 футов$^2$ |
| | 1 мм$^2$ | = 0,00155 дюйма$^2$ |
| | 1 мм$^2$ | = 1973,5 см |
| Удельное электрическое сопротивление | 1 Ом · м | = 3,281 Ом · фут |
| Энергия | 1 Дж | = 9,4787 × 10$^{-4}$ БТЕ |
| | 1 кВтч | = 0,03412 Терм |
| Сила | 1 N | = 0,2248 фунта-силы |
| Длина | 1 мес. | = 3,2808 футов |
| | 1 мм | = 0,03937 дюйма |
| | 1 мм | = 39,370 мил |
| Масса | 1 кг | = 2,2046 фунта |
| Плотность вещества | 1 кг / м$^3$ | = 0,062428 фунт / фут$^3$ |
| Сила | 1 кВт | = 1,340 л.с. |
| | 1 кВт | = 3412 БТЕ / ч |
| Скорость вращения | 1 рад / с | = 9,5493 об / мин |
| Температура | ° C | = (5/9) (° F - 32) |
| Термическое сопротивление | 1 K / Вт | = 0,52750 ° F / ч · британских тепловых единиц |
| Крутящий момент | 1 Н · м | = 0,7375 фунт-сила-фут |

## Коэффициенты пересчета (с английского языка в метрическую)

| | | |
|---|---|---|
| Площадь | 1 фут$^2$ | = 0,0929 м$^2$ |
| | 1 фут$^2$ | = 9,2903 × 10$^4$ мм$^2$ |
| | 1 см | = 5,06 × 10$^{-4}$ мм$^2$ |
| Удельное электрическое сопротивление | 1 Ом фут | = 0,3048 Ом · м |
| Энергия | 1 британская тепловая единица | = 1055 Дж |
| | 1 терм | = 29,307 кВтч |
| Сила | 1 фунт-сила | = 4,4482 Н |
| Длина | 1 фут | = 0,3048 м |
| | 1 дюйм. | = 25,4 мм |
| | 1 мил | = 0,0254 мм |
| Масса | 1 фунт | = 0,4536 кг |
| Плотность | 1 фунт / | = 16,0185 кг / м$^3$ |

| | | |
|---|---|---|
| вещества | фут$^3$ | |
| Сила | 1 л.с. | = 0,7457 кВт |
| | 1 БТЕ / ч | = 0,2931 Вт |
| Скорость вращения | 1 об / мин | = 0,1047 рад / с |
| Температура | ° F | = (9/5) ° C + 32 |
| Термическое сопротивление | 1 ° F / ч BTU | = 1,8960 K / Вт |
| Крутящий момент | 1 фунт-сила-фут | = 1,356 Нм |

# *Ссылки*


AEA, август 2007 г., Управление энергетики Аляски, Руководство по программе выравнивания затрат на электроэнергию, Управление энергетики Аляски, Анкоридж, штат АК.

AEA, август 2011a, Управление энергетики Аляски, Атлас возобновляемой энергии Аляски, Управление энергетики Аляски, Анкоридж, штат АК.

AEA, март 2011b, Энергетическое управление Аляски, Статистический отчет программы выравнивания стоимости электроэнергии, Энергетическое управление Аляски, Анкоридж, штат АК.

Аллен, Э. и Иано, Дж., 2007, Настройка и определение размеров механических и электрических услуг для больших зданий. Помощник в студии архитектора: практические правила предварительного проектирования, Уайли, Хобокен, Нью-Джерси.

Алспектор Д. и Крарти М., 2009, Среда моделирования для автоматической калибровки энергетических моделей зданий, Конференция по устойчивому развитию энергетики ASME, Сан-Франциско, Калифорния.

American Gas, 16 июля 1999 г., Распределение энергии в будущем, статья Кабуса, American Gas Journal.

Андреас Дж., 1992, Энергоэффективные двигатели: выбор и применение, Марсель Деккер, Нью-Йорк.

Арвизу, Д., Балая, П., Кабеза, Л., Холландс, Т., Ягер-Вальдау, А., Кондо, М., Консейбо, К. и др.,

Август 2011 г., Специальный отчет МГЭИК о возобновляемых источниках энергии и смягчении последствий изменения климата - Direct Solar Energy, август 2011 г., Cambridge University Press, Кембридж, Великобритания

ASHRAE, 2013 г., Справочник по основам, Американское общество инженеров по отоплению, охлаждению и кондиционированию воздуха, Атланта, Джорджия.

АВЭК, 2011 г., электрический кооператив деревни Аляска. Объекты АВЭК, обслуживаемые сообщества АВЭК, 2011 г., Анкоридж, штат АК, http://www.avec.org/communities/, Доступ 10 апреля 2013 г.

Baldor, 2010, Motor Basics, Cowern документы, написанные E. Cowern, Baldor, http://www.baldor.com/ mvc / DownloadCenter / Files / PR2525, по состоянию на 15 сентября 2015 г.

Baldor, 2015, Руководство по применению лифтов, Baldor Motors and Drives, Форт-Смит, Арканзас. http: // www. baldor.com, доступ 5 декабря 2015 г.

Баринг-Гоулд, И. и Дабо, М., 2009, Отчет о технологиях, характеристиках и рынке ветро-дизельных приложений для удаленных и островных сообществ, Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии, Препринт для Европейской конференции по ветроэнергетике, Марсель, Франция, февраль 2009 г.

Бичиу Й. и Крарти М., 2011, Оптимизация выбора ограждающих конструкций и систем отопления, вентиляции и кондиционирования для жилых зданий, Здания и энергия, 43 (12), 3373–3382.

Бисемейер, В. Д. и Джоветт, Дж., 1996 г., Факты и вымыслы об измерении двигателей ОВКВ для экономии энергии, Управление энергетики Министерства торговли Аризоны, Феникс, Аризона.

Боллен, МН, 2000, Понимание проблем качества электроэнергии, Институт инженеров по электротехнике и электронике, Пискатауэй, Нью-Джерси.

BPA, 1990, Эффективность двигателя. Справочник по выбору энергоэффективных двигателей, Bonneville Power Administration, BPA Report, Portland, OR.

Калдас, Л.Г. и Норфорд, Л.К., 2003 г., Генетические алгоритмы для оптимизации ограждающих конструкций зданий, а также проектирования и управления системами ОВКВ, Journal of Solar Energy Engineering, 125, 343–351.

Карамия П., Карпинелли Г. и Верде П., 2009 г., Индексы качества электроэнергии на либерализованных рынках, John Wiley & Sons Ltd, Чичестер, Великобритания

Кристенсен, К., Баркер, Г., и Хоровиц, С., 2004, метод последовательного поиска для определения оптимальных строительных конструкций на пути к нулевой чистой энергии. Proceedings of the Solar 2004, Портленд, Орегон, Американское общество солнечной энергии, Боулдер, Колорадо.

Кларк В. и Ишервуд В., сентябрь 2004 г., Распределенная генерация: удаленные энергосистемы с передовыми технологиями хранения, Energy Policy, 32, 1573–1589.

Чарковски Д. и Домиджан А., 1997, Характеристики измерителей и анализаторов электроэнергии в приводах с регулируемой скоростью, Транзакции ASHRAE, 103, Часть 1, 235–240.

Далзил, К.Ф., 1972, Опасность поражения электрическим током, IEEE Spectrum, 9 (2), 41–50.

DEG, 1993, Коачелла Проект долины: окончательный отчет о проектировании участка Ла-Палома, Davis Energy Group, Дэвис, Калифорния.

DEG, 1994, Коачелла Проект долины: окончательный отчет о проектировании участка Ла-Палома, Davis Energy Group, Дэвис, Калифорния.

Министерство обороны США, 1999 г., Руководство по иностранным напряжениям и частотам, Министерство армии США, Вашингтон, округ Колумбия, Техническое руководство TM-5-688, выпущено 12 ноября 1999 г.

DOE, 2009 г., Руководство пользователя MotorMaster, Министерство энергетики, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.energy. gov / sites / prod / files / 2014/04 / f15 / motormaster_user_manual.pdf, по состоянию на 10 июля 2014 г.

Домиджан А., Абу-Айше А. и Чраковски Д., 1997, Эффективность и разделение потерь асинхронного двигателя и его привода с регулируемой скоростью при различных комбинациях нагрузки / скорости, Транзакции ASHRAE, 103, Часть 1, 228 –234.

Домиджан А., Чарковски Д., Абу-Айше А. и Эмбриз-Сандер Э., 1996 г., Измерения подводимой электрической мощности к двигателям с регулируемой скоростью и их твердотельным преобразователям мощности: Фаза II, ASHRAE Final Отчет RP-770, Атланта, Джорджия, 158рр.

Домиджан, А., Эмбриз-Сандер, Э., Гилани, А. Дж., Ламер, Г., Стайлз, К. и Уильямс, CW, 1995, Точность счетчика ватт-часов в условиях контролируемого несбалансированного гармонического напряжения и тока, Поставка мощности транзакций IEEE, зима Собрание IEEE Power Engineering Society, Нью-Йорк.

Данлоп, Дж., 1997, Тестирование срока службы батарей для фотоэлектрических систем, Труды форума по солнечной энергии, Альбукерке, Нью-Мексико.

Eaton, 2016, Защитные устройства: предохранители и автоматические выключатели, Bussmann and Cooper Industries, Хьюстон, Техас, http://www.cooperindustries.com, Доступ 20 июля 2016 г.

EIA, 2000, Изменяющаяся структура электроэнергетики, Управление энергетической информации, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.doe.eia.gov. По состоянию на 26 января 2013 г.

EIA, 2009, Annual Energy Review, Министерство энергетики, Управление энергетической информации, http: // www.doe.eia.gov, Вашингтон. Доступ 10 марта 2015 г.

EIA, 2013 г., Обновленные сметы капитальных затрат для электростанций коммунального масштаба, Агентство энергетической информации, Министерство энергетики, Вашингтон, округ Колумбия, http://www.eia.gov/forecasts/ capitalcost / pdf / updated_capcost.pdf. По состоянию на 25 марта 2015 г.

ОВОС, 2015 г., Нормированная стоимость *и приведенная предотвращенная стоимость ресурсов новой генерации в Ежегодном обзоре энергетики за 2015 год*, Агентство энергетической информации, Департамент энергетики, Вашингтон, округ Колумбия, https: //www. eia.gov/forecasts/archive/aeo15/pdf/electricity_generation_2015.pdf. Доступ в марте20, 2016. Исследовательский институт электроэнергии (EPRI), 1996, Управление освещением: шаблоны для проектирования, EPRI TR-107230,

Исследовательский институт электроэнергии, Плезант-Хилл, Калифорния.

Electricité de France (EDF), 1997, Annuel Rapport 1997 d'Electricité de France, EDF, Париж, Франция. Управление энергетической информации (EIA), 1995, Ежегодный энергетический обзор, Министерство энергетики,

Вашингтон.

Energy Nexus Group, 2002a, Характеристика технологии: паровые турбины, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия.

Energy Nexus Group, 2002b, Характеристики технологии: поршневые двигатели, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия.

Energy Nexus Group, 2002c, Характеристика технологий: газовые турбины, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия.

Energy Nexus Group, 2002d, Характеристика технологии: микротурбины, отчет, подготовленный для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия.

Energy Nexus Group, 2002e, Характеристика технологий: Топливные элементы, Отчет подготовлен для EPA, Отдел партнерства по защите климата, Вашингтон, округ Колумбия.

Energy Star, 2009, Агентство по охране окружающей среды США, информация предоставлена в Energy Star, Агентство по охране окружающей среды США, Вашингтон, округ Колумбия, веб-сайт сайт: http://www.energystar.gov.

Фэй Г., Кейт К. и Шверер Т., июнь 2010 г., Изолированные ветро-дизельные системы на Аляске: анализ производительности и экономики, отчет, подготовленный для Управления энергетики Аляски и комиссии Денали, Институт социальных и экономических исследований, Университет Аляска Анкоридж, Анкоридж, АК.

Фэй, Г., Мелендес, А. В., Конверс, А., сентябрь 2011 г., Энергетическая статистика Аляски за 1960–2010 гг., Предварительные данные, отчет, подготовленный для Управления энергетики Аляски, Институт социальных и экономических исследований, Университет Аляски Анкоридж, Анкоридж, штат АК.

FERC, 1978, Правила в соответствии с разделами 201 и 210 Закона о политике регулирования коммунальных предприятий 1978 года в отношении производства малой энергии в когенерации, Вашингтон, округ Колумбия.

Феррис, Дж. И Джонсон, А., 2014, Выбор энергоэффективных трансформаторов, инженер-консультант, Оук-Брук, Иллинойс, http://www.csemag.com, По состоянию на 15 ноября 2015 г.

Фонг К., Хэнби В. и Чова Т., 2006, Оптимизация системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха для управления энергопотреблением посредством эволюционного программирования, Энергия и здания, 38, 220–231.

FSEC, 2007, программное обеспечение EnergyGauge Pro, Центр солнечной энергии Флориды, Какао, ФА, http: // energygauge. com / FlaRes / features / pro.htm. Проверено 15 апреля 2014 г.

Fuchs, EF and Fei, 1996, Новый компьютеризированный метод измерения эффективности трансформаторов и катушек индуктивности с низкими потерями в несинусоидальном режиме, IEEE Transactions on Power Delivery, PWRD-11 (1), 292–304.

Фукс, Э. Ф. и Масум, Массачусетс, 2008 г., Качество электроэнергии в энергосистемах и электрических машинах, Эльзевир, Бостон, Массачусетс.

Предлагаемые экологические стандарты для основной бытовой техники, Зеленая печать, Вашингтон, округ Колумбия.

GRI, 1993, Тарифы на электроэнергию и газ для жилого, коммерческого и промышленного секторов, Тт. 1 и 2, Whitem LJ, McVicker, CM, and Stiles, E., eds., Gas Technology Institute, ранее Gas Research Institute, Des Plaines, IL.

Гриего, Д., Крарти, М., и Эрнандес-Герреро, А., 2012 г., Оптимизация мер по энергоэффективности и тепловому комфорту для жилых зданий в Саламанке, Мексика, Энергетика и здания, 54, 540–549.

Homer, 2013, HOMER Energy Legacy: Sofyware, скачано в марте 2013 г.,http://homerenergy.com/.

Хошайд, РК, 1994, Что можно и чего нельзя делать с электродвигателями, Энергия и инженерия, 91 (1), 6–24.

Хуанг, В. и Лам, Х.Н., 1997, Использование генетических алгоритмов для оптимизации параметров контроллера для систем отопления, вентиляции и кондиционирования, Энергия и здания, 26 (3), 277–282.

МЭА, 2011 г., Серия статей по энергоэффективности: Возможности политики в области энергоэффективности для систем с приводом от электродвигателей, Вайде, П. и Бруннер, КС, ред., Рабочий документ серии статей по энергоэффективности Международного энергетического агентства, Париж, Франция.

IEEE, 1992, Руководство по регулированию гармоник и реактивной компенсации статических преобразователей энергии, IEEE 519-1992, Институт инженеров по электротехнике и электронике, Пискатауэй, Нью-Джерси.

МГЭИК, 1996 г., Межправительственная группа экспертов по изменению климата, Технический документ МГЭИК по технологиям, политике и мерам по смягчению последствий изменения климата, МГЭИК, Женева, Швейцария.

Крарти, М., 2010, Энергоаудит строительных систем: инженерный подход, 2-е изд., Издательство Taylor & Francis Publishing / CRC-Press, Бока-Ратон, Флорида.

Крарти, М., 2012 г., Утепление и повышение энергоэффективности существующих домов: инженерный подход, Taylor & Francis Publishing / CRC-Press, Бока-Ратон, Флорида.

Крарти, М., Эриксон, П., и Хиллман, Т., 2005 г., Упрощенный метод оценки экономии энергии при использовании искусственного освещения при дневном освещении, Building an Environment, 40, 747–754.

Куско А. и Томпсон М. Т., 2007, Качество электроэнергии в электрических системах, Макгроу-Хилл, Нью-Йорк. LBL, 1991, Radiance: Руководство пользователя, Лаборатория Лоуренса Беркли, Беркли, Калифорния.

LBNL, 2004, Измерение энергопотребления в режиме ожидания для всего дома в California Homes. Росс, Дж. П. и А. К. Мейер, Международный энергетический журнал, 27 (9), 861–868.

Лободовский К.К., 1994, Управление эффективностью двигателей, Энергетика и инженерия, 91 (2), 32–43.

Мейер, АК, 1982, Кривые предложения сохраненной энергии, Национальная лаборатория Лоуренса Беркли, LBL-14686, Беркли, Калифорния.

Надел, С., Шепард, М., Гринберг, С., Кац, Г., и де Алмейда, А., 1991, Энергосберегающие двигательные системы: Справочник по технологиям, программам и возможностям политики, Американский совет по энергетике -Эффективная экономика, Вашингтон, округ Колумбия.

НЭК, 2014, Национальный электротехнический кодекс, Национальная ассоциация противопожарной защиты, Куинси, Массачусетс.

НАПЭ, 2006, Руководство по управлению энергопотреблением для выбора и использования многофазных двигателей, стандарт MG-10- 1994, Национальная ассоциация производителей электрооборудования, Росслин, Вирджиния.

НАПЭ, 2010 г., Руководство по программе НАПЭ по программе повышения эффективности трансформаторов, Национальная ассоциация производителей электрооборудования, Росслин, Вирджиния, https: //www.НАПЭ.org/Policy/Energy/Efficiency/ Documents / НАПЭ_Premium_Efficiency_Transformer_Product_Specifications.pdf. Доступ 5 сентября 2015 г.

НПЛИП, 1995, Качество электроэнергии: ответы на вопросы освещения, Информационный бюллетень Национальной информационной программы по осветительной продукции, 2 (2), 5.

NPLIP, 2005, Источники освещения полного спектра: ответы на вопросы освещения, Информационный бюллетень Национальной информационной программы по осветительной продукции, Трой, Нью-Йорк, 7 (5), 17.

ОЭСР, 2011, Организация экономического сотрудничества и развития, Экономическая статистика, Париж, Франция, http://www.ocde.org. Проверено 22 октября 2014 г.

ОТА, 1995, Управление оценки технологий, Министерство энергетики, Вашингтон, округ Колумбия.

Сахеб-Кусса, Д., Хаддади, М., и Белхамель, М., июль 2009 г., Экономическое и техническое исследование гибридной системы (ветро-фотоэлектрическая-дизельная) для

электрификации сельских районов в Алжире, Applied Energy, 86, 1024–1030 .
Санчес, М., Браун, ER, Хоман, Г.К., и Уэббер, Калифорния, 2008 г., Оценка сбережений для программы добровольной маркировки Energy Star, Отчет о состоянии, LBNL-5638, Национальная лаборатория Лоуренса Беркли, Беркли, Калифорния.
Шанкаран, К., 2002, Качество электроэнергии, Серия «Электроэнергетика», CRC Press, Бока-Ратон, Флорида. Шахид С.М. и Эль-Амин И., апрель 2009 г., Технико-экономическая оценка автономных гибридных систем питания фотоэлектрических, дизельных и аккумуляторных батарей для электрификации сельских районов в Саудовской Аравии. устойчивое развитие, Обзоры возобновляемой и устойчивой энергетики, 13, 625–633.

Сурлес, Вашингтон, 2011 г., Разработка и применение аналитического инструмента управления для оценки автоматизированных стратегий управления интеллектуальными сетями в жилых домах, диссертация магистра, Университет Колорадо, Боулдер, Колорадо.
Тухус-Дубров, Д. и Крарти, М., 2009 г., Сравнительный анализ подходов к оптимизации для проектирования ограждающих конструкций жилых зданий, Транзакции ASHRAE, 115 (2), 205–219.
Тухус-Дуброу, Д. и Крарти, М., 2010, Подход, основанный на генетическом алгоритме, для оптимизации конструкции ограждающих конструкций жилых зданий, Строительство и окружающая среда, 45 (7), 1574–1584.
Воот, Д., 2007, Отчет о технико-экономическом обосновании ветро-дизельного гибрида Deering, V3 Energy, LLC, 26 августа 2011 г., Eagle River, AK, 38pp.
Ведам, Р.С. и Сарма, М.С., 2009 г., Качество электроэнергии: компенсация вариабельности в энергосистемах, Taylor & Francis Group, Бока-Ратон, Флорида.

Вердербер, Р.Р., Морс, О.К. и Аллинг, В.Р., 1993, Гармоники от компактных люминесцентных ламп.
*IEEE Transactions по отраслевым приложениям*, 29 (3), 670–674.

Вайд П., Лебот Б. и Хиннеллс М., 1997, Стандарты энергии для бытовых приборов в Европе, Энергетика и строительство, 26 (1), 45.
Ванга В., Змеряну Р. и Ривард Х., 2005, Применение многоцелевых генетических алгоритмов в оптимизации проектирования зеленых зданий, Строительство и окружающая среда, 40, 1512–1525.
Управление энергетики штата Вашингтон (WSEO), 1992, Программное обеспечение для выбора электродвигателя Motor Master, Управление энергетики штата Вашингтон, Олимпия, Вашингтон.
Влажный, М., 2004, GenOpt®, Общая программа оптимизации, Национальная лаборатория Лоуренса Беркли, Беркли, Калифорния, http://gundog.lbl.gov/GO/download/documentation.pdf. По состоянию на 10 марта 2015 г.
Уайлс, Дж., 2001, Падение напряжения после требований НЭК, Home Power, 80, 116–118.
Уайлс, Дж., Май-июнь 2005 г., Разрешение или проверка фотоэлектрической системы, IAEI News, Международная ассоциация электрических инспекторов, Ричардсон, Техас, http://www.iaei.org. Проверено 20 сентября 2014 г.
Уиллам, Л. и Крарти, М., 2013 г., Оптимизация гибридных систем распределенной генерации для сельских общин на Аляске, Журнал распределенной генерации и альтернативной энергетики, 28 (4), 7–31.

Райт, Дж. А., Лусмор, Н. А., и Фармани, Р., 2002, Оптимизация теплового проектирования и управления зданиями с помощью многокритериального генетического алгоритма, Энергия и здания, 43, 959–972.
WSEO, 2009, Программное обеспечение для выбора электродвигателя MotorMaster, Энергетическое управление штата Вашингтон, Олимпия, Вашингтон.

Вуек, Дж. Б. и Дагостино, Франция, 2010 г., «Механические и электрические системы в архитектуре, проектировании и строительстве», Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ.