

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Кубанский государственный аграрный университет
имени И.Т. Трубилина»

В. Г. Сазыкин

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Книга 2. Проектирование электрических нагрузок

Учебное пособие
по направлению подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
направленность «Электроснабжение»
по программе бакалавриата

Краснодар
2019

УДК 621.311.1:338.436.33(075)
ББК 31.19
С14

Рецензенты:

П. В. Яцинин – директор филиала
«ЭлектрогазПроект» ДОО «Электрогаз»
ОАО «Газпром», канд. техн. наук

И. Г. Стрижков – д-р техн. наук, профессор
Кубанский государственный аграрный университет
имени И.Т. Трубилина

Сазыкин В. Г.

Проектирование систем электроснабжения. Кн. 2. Проектирование электрических нагрузок : учебн. пособие / В. Г. Сазыкин. Краснодар: КубГАУ им. И.Т. Трубилина, 2019. 102 с.

Соответствует программе дисциплины «Проектирование систем электроснабжения» по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», направленность «Электроснабжение» по программе бакалавриата для обучающихся всех форм обучения.

Приведены основные теоретические положения и современные практические способы расчета электрических нагрузок объектов электросетевого хозяйства на разных уровнях систем электроснабжения.

Предназначено для аудиторной и внеаудиторной самостоятельной работы при изучении отдельных глав, тем или вопросов лекционного курса; подготовке к очередным лекциям и практическим занятиям; выполнении индивидуальных заданий, курсовых, выпускных квалификационных работ; подготовке к индивидуальному собеседованию с преподавателем, к экзамену; участию в научно-исследовательской работе.

Рекомендовано в качестве учебного пособия учебно-методической комиссией факультета энергетики Кубанского государственного аграрного университета имени И.Т. Трубилина. Протокол № 3 от 20.11.2019.

УДК 621.311.1:338.436.33(075)
ББК 31.19

© Сазыкин В. Г., 2019

© ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина», 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ	4
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	7
1.1 Особенности проектирования электрических нагрузок систем электроснабжения ...	7
Вопросы для самоподготовки и тестирования	10
1.2 Основные понятия электрических нагрузок	11
1.3 Графики электрических нагрузок и их показатели	18
Вопросы для самоподготовки и тестирования	23
2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	24
2.1 Методы расчета электрических нагрузок СЭС	24
Вопросы для самоподготовки и тестирования	25
2.2 Эмпирические методы расчета электрических нагрузок	26
Вопросы для самоподготовки и тестирования	35
2.3 Аналитические методы расчета электрических нагрузок	36
Вопросы для самоподготовки и тестирования	46
3 ВЫБОР МЕТОДА РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	47
3.1 Общие сведения о способах расчета электрических нагрузок	47
Вопросы для самоподготовки и тестирования	53
3.2 Определение электрических нагрузок в сетях напряжением до 1 кВ методом коэффициента расчетной активной мощности	54
3.3 Порядок расчета методом коэффициента расчетной активной мощности	59
3.4 Особенности расчета электрических нагрузок в сетях напряжением выше 1 кВ	62
Вопросы для самоподготовки и тестирования	64
3.5 Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением выше 1 кВ методом коэффициента спроса	66
Вопросы для самоподготовки и тестирования	68
3.6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций	68
3.7 Определение мощности цеховых трансформаторных подстанций	70
3.8 Определение коэффициента загрузки и числа цеховых трансформаторных подстанций	72
Вопросы для самоподготовки и тестирования	74
3.9 Расчет электрических нагрузок на сборных шинах низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций	76
Вопросы для самоподготовки и тестирования	77
3.10 Компенсация реактивной мощности при расчете электрических нагрузок	77
Вопросы для самоподготовки и тестирования	83
4 КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	84
4.1 Общие положения концепции	84
4.2 Процессный цифровой подход к проектированию систем электроснабжения	85
4.3 Использование методик IDEF0 при проектировании СЭС	89
4.4 Цифровизация процессов проектирования	91
4.5 Инновационные методы проектирования электросетевых объектов	95
Вопросы для самоподготовки и тестирования	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	100

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- БК – батарея конденсаторов
ГН – график нагрузки
ГПП – главная понизительная подстанция
ИТ – информационная технология
 $K_{вкл}$ – коэффициент включения
 $K_{загр}$ – коэффициент загрузки
 $K_{з.г.}$ – коэффициент заполнения графика
 K_u – коэффициент использования
 K_m – коэффициент максимума
 K_o – коэффициент одновременности
 K_p – коэффициенту расчетной активной мощности
 $K_{p.m.}$ – коэффициент разновременности максимумов
 K_c – коэффициент спроса
 $K_{сез}$ – коэффициент сезонности
 K_ϕ – коэффициент формы графика
ККУ – комплектная конденсаторная установка
КПД – коэффициент полезного действия
КРМ – компенсации реактивной мощности
КРУ – комплектное распределительное устройство
КТП – комплектная трансформаторная подстанция
ЛЭП – линия электропередачи
ПВ – продолжительность включения
ПКР – повторно-кратковременный режим
ПН – продолжительность нагрузки
ПС – подстанция (районная)
ПУЭ – правила устройства электроустановок
РП – распределительная подстанция
РЭН – расчет электрических нагрузок
САПР – система автоматизированного проектирования
СД – синхронный электродвигатель
СТК, СТАТКОМ, УПК, УШР, ФПУ – автоматические системы управления напряжением и реактивной мощностью
СЭС – система электроснабжения
 T – постоянная времени нагрева
 $T_{см}$ – продолжительность смены
ТП – трансформаторная подстанция (потребительская)
ТЭО – технико-экономическое обоснование

ТЭР – технико-экономический расчет
УД – упорядоченная диаграмма
УР – уровень системы электроснабжения
ЦТП – цеховая трансформаторная подстанция
ЭП – электроприемник
BIM (Building Information Modeling) – программный комплекс планировочных решений
CAD (Computer Aided Design) – САПР
CAFM (Computer Aided Facility Management) – информационная система управления техническими средствами
CIM (Common Information Model) – цифровая модель сети
CRM (Customer Relationship Management) – система управления отношениями с клиентами
DFD – (Data Flow Diagrams) – диаграммы потоков данных
DMS (Distribution Management System) – система управления режимами работы сетей
EAM (Enterprise Asset Management) – система управления активами
ERP (Enterprise Resource Planning) – система планирования ресурсов предприятия
FACTS – технологии управляемых систем передачи переменного тока
GIS (Geographic Information System) – система отображения информации на карте местности
HRS (Human Resources Services) – система обучения персонала
IDEF (Integrated Definition Function for Modeling) – методология функционального моделирования
OMS (Outage Management System) – система управления оперативными работами в сетях
PSS, PSCAD/EMTDC, RTDS – системы моделирования режимов работы сетей
PLM (Product Lifecycle Management) – проектированию с учетом жизненного цикла объекта
SA-блок (Structured Analysis) – структурная единица аналитической модели
SADT (Structured Analysis Design Technique) – метод структурно-аналитической технологии проектирования
SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) – система сбора и отображения информации

ВВЕДЕНИЕ

Материал учебного пособия, системно излагающий основные методы проектирования электрических нагрузок системы электроснабжения, позволяет последовательно освоить проектные процедуры и операции, а также «элементарные компетенции» – своего рода экспертные правила, знания, умения и навыки высококвалифицированных специалистов. Все темы сопровождаются расчетными примерами и разъяснениями, приводится необходимый справочный материал.

Освоение программ бакалавриата в части проектно-конструкторской деятельности направлено на формирование общекультурных, общепрофессиональных и профессиональных компетенций через способности: к самоорганизации и самообразованию; осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, представляя ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий; принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технико-экономические, энергоэффективные и экологические требования; проводить обоснование проектных решений.

Инновационные модели обучения выстраиваются в основном на базе концепции развивающего обучения в виде так называемого личностно-ориентированного подхода и опираются на активную познавательную позицию обучающегося в русле деятельностного подхода. В используемых моделях сохранена опора на эффективные формы, методы и приемы, отработанные в рамках традиционной модели проектирования в области электротехники, электроэнергетики и систем электроснабжения.

В учебном пособии рассмотрены основные положения концепции «Цифровая трансформация 2030» [6] в области проектирования объектов электросетевого хозяйства. Концепция цифровой трансформации определяет основные направления проектных, технологических и организационных изменений работы для применения новых механизмов, способов, алгоритмов корпоративного и технологического управления процессами компании и их последующей трансформации для повышения эффективности и качества оказываемых услуг, их доступности.

Содержания учебного пособия соответствует поставленной цели и задачам обучения, содержит необходимое дидактическое обеспечение: краткие сведения, связанные с проектированием в рамках специальных дисциплин по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (уровень бакалавриата) и профессиональных стандартов [16]; последовательное решение проектных задач с конкретной реализацией на рассматриваемых примерах; контрольные вопросы для самоподготовки и тестирования.

1 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Особенности проектирования электрических нагрузок систем электроснабжения

Проектирование системы электроснабжения (СЭС) ведется с учетом особенностей технологии и перспектив развития проектируемого объекта. В проектируемом варианте СЭС электрооборудование выбирается по расчетным нагрузкам, учитывающим число и мощность фактически устанавливаемых электроприемников (ЭП), ожидаемой их загрузки с учетом компенсации реактивной мощности. Расчетная нагрузка определяется на основании паспортных данных технологических машин и особенностей технологической схемы работы, производительности установки и нагрузки отдельных механизмов, а при отсутствии этих данных – с помощью паспортных технических данных и коэффициентов, выявленных на действующих установках, подобных проектируемой.

Трансформаторы, аппараты, шины, кабели, провода и другие элементы электроустановок, используемые для резервирования, выбираются с учетом допускаемых в послеаварийных режимах нагрузок, установленных соответствующими ГОСТами, правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [14], нормативными и руководящими материалами [1, 2, 17, 18], а также технологической документацией предприятий-изготовителей или специальных расчетов [22, 23, 24, 25].

Число и местоположение цеховых трансформаторных подстанций (ЦТП), число и мощность трансформаторов, располагаемых в цехах, должны выбираться и уточняться при выполнении проекта силового электрооборудования. При этом расчетную мощность цеховых трансформаторных подстанций следует определять по средней потребляемой мощности в наиболее загруженную смену, а в случаях резкопеременного графика электропотребления – по величине получасового максимума нагрузки.

В тех случаях, когда этому не препятствуют условия среды и обслуживания, внутри цехов должны применяться комплектные трансформаторные подстанции (КТП), комплектные распределительные устройства (КРУ) и комплектные конденсаторные установки (ККУ).

Определение электрических нагрузок объектов электросетевого хозяйства производится при разработке систем электроснабжения промышленных предприятий на всех стадиях проектирования: технико-экономическое обоснование (ТЭО), (ТЭР), эскизный проект, технический проект, рабочая документация.

На стадии предвестигионного исследования, разработки схемы развития СЭС, ТЭО и ТЭР определяется электрическая нагрузка предприятия, позволяющая решить вопросы его присоединения к сетям энергосистемы. Ожидаемая электрическая нагрузка определяется либо по фактическому электро-

потреблению предприятия-аналога, либо по достоверному значению коэффициента спроса при наличии данных о суммарной установленной мощности электроприемников, либо через удельные показатели потребления активной и реактивной энергии.

На стадии технического проекта производится расчет электрических нагрузок (РЭН) в целях выполнения схемы электроснабжения предприятия на напряжении 6–10 кВ и выше, выбора и заказа электрооборудования подстанций и других элементов электрической сети предприятия.

При восходящем проектировании определение расчетных нагрузок производится в две стадии.

На первой стадии определяется нагрузка отдельных ЭП, отдельных цехов и производственных участков, а также всего предприятия при отсутствии источников для компенсации реактивной мощности в СЭС. Полученные результаты расчета используются затем как исходные данные для последующего выбора числа и мощности силовых трансформаторов с одновременным определением мощности и мест подключения компенсирующих устройств в электрических сетях.

На второй стадии рассчитывают электрические нагрузки всей СЭС с учетом оптимальной мощности силовых трансформаторов ЦТП и выбранного места подключения компенсирующих устройств, степени использования реактивной мощности синхронных двигателей.

На основании технико-экономического сравнения вариантов выполняется выбор схем питающих и распределительных сетей и расчет нагрузок по распределительным устройствам, трансформаторам и распределительным пунктам. Далее выполняется окончательный выбор схемы питающей сети – магистральная, радиальная или комбинированная, устанавливаются уровни напряжения.

После выбора проводов, кабелей и шин, выполнения чертежей, схем распределительных и питающих сетей, разводки кабелей и др. выполняется расчет токов короткого замыкания и делается проверка проводов воздушных линий и кабелей, а также необходимого электрооборудования.

При восходящем проектировании расчет электрических нагрузок производится параллельно с построением системы электроснабжения в следующей последовательности:

- расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ в целом по корпусу (предприятию) в целях определения общего количества и мощности цеховых трансформаторных подстанций (ТП);
- расчет электрических нагрузок на напряжении 6–10 кВ и выше на сборных шинах распределительных подстанций (РП) и главной понизительной подстанции (ГПП) или районной подстанции (ПС);
- расчет электрической нагрузки предприятия в точке балансового разграничения с энергосистемой.

На стадиях технический проект и рабочая документация дополнительно выполняется расчет электрических нагрузок питающих сетей напряжением до

1 кВ и на шинах каждой цеховой ТП. Расчет ведется одновременно с построением питающей сети напряжением до 1 кВ.

Согласно произведенным расчетам определяются сечения проводников питающих сетей напряжением до 1 кВ и выбор защитных аппаратов, уточняются мощности силовых трансформаторов ЦТП.

При нисходящем проектировании, когда определена точка присоединения предприятия к сетям энергосистемы и известна структура нагрузок потребителей напряжением до 1 кВ в целом по корпусу цеха или по предприятию, используется обратная последовательность проектирования, начиная от сборных шин РП и ГПП или ПС на напряжении 6–10 кВ до узлов питания 2 уровня (УР) СЭС (см. 2 главу).

Проектирование установок компенсации реактивной мощности (КРМ) предприятий производится отдельно для электрических сетей общего назначения и для электрических сетей со специфическими нелинейными, резкопеременными и несимметричными нагрузками. Основными исходными данными для выбора средств КРМ являются расчетные электрические нагрузки предприятия, в том числе на границе балансового разграничения с энергосистемой, и экономические значения реактивной мощности и энергии, задаваемые энергоснабжающей организацией.

При выборе средств КРМ для электрических сетей общего назначения в качестве установок КРМ принимаются батареи низковольтных и высоковольтных конденсаторов напряжением от 0,38–0,66 до 6–10 кВ, а также синхронные электродвигатели (СД) напряжением 6–10 кВ.

Выбор средств КРМ и мощности компенсирующих устройств осуществляется в один-два этапа: при потреблении реактивной энергии из энергосистемы в пределах экономического значения и потреблении реактивной энергии из энергосистемы, превышающем экономическое значение.

На первом этапе определяется мощность батарей конденсаторов (БК), устанавливаемых в сети напряжением до 1 кВ по критерию выбора минимального числа цеховых ТП, и определяется экономически целесообразная реактивная мощность синхронных двигателей напряжением 6–10 кВ. В случае если генерируемая БК напряжением до 1 кВ и СД напряжением 6–10 кВ реактивная мощность обеспечивает потребление реактивной энергии из энергосистемы в пределах экономического значения, выбор средств КРМ считается завершенным. При невыполнении условий первого этапа переходят ко второму этапу расчета.

На втором этапе расчета обосновывается восполнение недостающей реактивной мощности из следующих источников:

- дополнительной установки БК напряжением до 1 кВ;
- использовании реактивной мощности (емкостного характера) СД с номинальной мощностью свыше 2500 кВт и более полном использовании реактивной мощности (емкостного характера) СД мощностью до 2500 кВт и с частотой вращения до 1000 мин⁻¹ когда располагаемая мощность этой группы синхронных двигателей не используется полностью при потреблении реак-

тивной энергии из энергосистемы, в режиме, не превышающем экономическое значение;

- установкой в узлах нагрузки батарей конденсаторов напряжением 6–10 кВ.

Параметры источников КРМ сопоставляются между собой и с реактивной мощностью из энергосистемы, превышающей экономическое значение. Для предприятий, работающих в 1–3 смены, может оказаться целесообразным получение недостающей реактивной энергии из энергосистемы, превышающей экономическое значение. Для предприятий с непрерывным режимом работы иногда целесообразна установка БК напряжением 6–10 кВ.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. С учетом каких особенностей ведется проектирование системы электроснабжения?

2. По каким условиям выбирается электрооборудование в проектируемом варианте СЭС?

3. Как определяется расчетная нагрузка в проектируемом варианте СЭС?

4. С учетом каких факторов выбираются трансформаторы, аппараты, шины, кабели, провода и другие элементы электроустановок, используемые для резервирования?

5. По какому условию следует определять мощность цеховых трансформаторных подстанций при монотонном графике электропотребления?

6. По какому условию следует определять мощность цеховых трансформаторных подстанций при резкопеременном графике электропотребления?

7. В каких случаях внутри цехов должны применяться комплектные конструкции: трансформаторные подстанции, распределительные устройства и конденсаторные установки?

8. На каких стадиях проектирования производится определение электрических нагрузок системы электроснабжения предприятия?

9. Для решения каких вопросов определяется электрическая нагрузка системы электроснабжения на стадии предвестигионного исследования?

10. Какая информация необходима для определения ожидаемой электрической нагрузки на стадии предвестигионного исследования?

11. Какие цели преследует расчет электрических нагрузок на стадии технического проекта?

12. Как и для чего определяется электрическая нагрузка на первой стадии при восходящем проектировании?

13. С учетом чего определяется электрическая нагрузка на второй стадии при восходящем проектировании?

14. На основании чего выполняется выбор схем питающих и распределительных сетей и расчет нагрузок по распределительным устройствам, трансформаторам и распределительным пунктам?

15. Какая исходная информация необходима для окончательного выбора схемы питающей сети?

16. Какие расчеты выполняются после выбора проводов, кабелей и шин, выполнения чертежей, схем распределительных и питающих сетей, разводки кабелей и др.?

17. Как и в какой последовательности происходит расчет электрических нагрузок при восходящем проектировании системы электроснабжения?

18. Какой дополнительный расчет электрических нагрузок выполняется на стадиях техникий проект и рабочая документация?

19. Как и для чего выполняется дополнительный расчет электрических нагрузок на стадиях техникий проект и рабочая документация?

20. Какова последовательность расчетов электрических нагрузок при нисходящем проектировании?

21. Как осуществляется проектирование установок компенсации реактивной мощности для электрических сетей предприятий?

22. Какие основные исходные данные необходимы для выбора средств компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения?

23. Какие установки предполагается использовать в качестве средств компенсации реактивной мощности для электрических сетей общего назначения?

24. Что определяется на первом этапе выбора средств КРМ и мощности компенсирующих устройств?

25. Что обосновывается на втором этапе выбора средств КРМ и мощности компенсирующих устройств?

26. Как согласовываются параметры источников компенсации реактивной мощности с реактивной мощностью из энергосистемы?

27. Какие источники компенсации реактивной мощности могут оказаться целесообразными для предприятий, работающих в 1–3 смены?

28. Какие источники компенсации реактивной мощности могут оказаться целесообразными для предприятий с непрерывным режимом работы?

1.2 Основные понятия электрических нагрузок

Приемники и потребители электроэнергии [5, 7, 21, 24]. *Электроприемником* – называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии (или электрической энергии с другими показателями).

Потребителем электрической энергии является ЭП или группа ЭП, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Различают восемь *номинальных режимов работы* ЭП, которые определяют графики нагрузок (ГН):

- 1) продолжительный (длительный) – S_1 ;
- 2) кратковременный – S_2 ;
- 3) периодический повторно-кратковременный – S_3 ;
- 4) периодический повторно-кратковременный с влиянием пусковых процессов – S_4 ;
- 5) периодический повторно-кратковременный с влиянием пусковых процессов и электрического торможения – S_5 ;
- 6) перемежающийся – S_6 ;
- 7) периодический перемежающийся с влиянием пусковых процессов и электрическим торможением – S_7 ;
- 8) периодический перемежающийся с периодически изменяющейся частотой вращения – S_8 .

Для большинства ЭП предприятий характерны первые три режима работы, представленные характером изменения нагрузки P , потерь мощности ΔP и кривой нагрева θ (рис. 1.1).

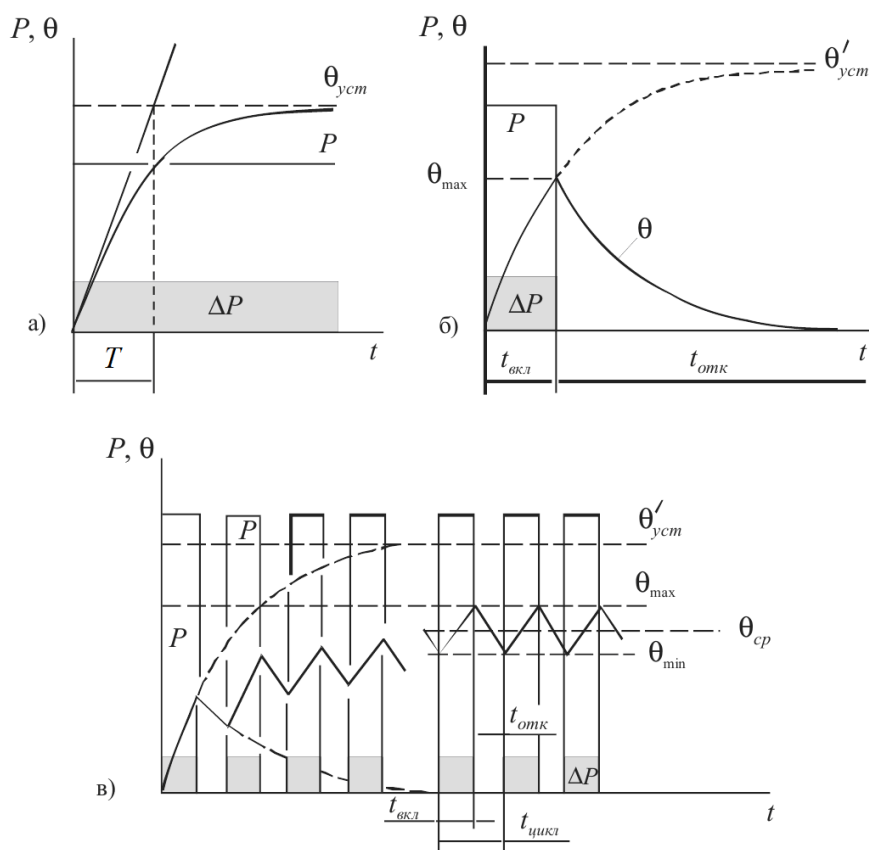


Рисунок 1.1 – Графики основных режимов работы ЭП: а – продолжительный; б – кратковременный; в – повторно-кратковременный; $\theta'_{уст}$ – предполагаемое установившееся значение температуры

Продолжительный режим S_1 – это режим, когда работа ЭП при неизменной нагрузке продолжается столь длительное время, что превышение тем-

пературы нагрева всех его частей над температурой окружающей среды достигает практически установившегося значения (рис. 1.1, а). При этом все параметры рабочего режима, указанные в паспорте на ЭП, соответствуют режиму работы S_1 . Практически установившейся $\theta'_{уст}$ считается температура, изменение которой в течение 1 часа не превышает 1°C при практически неизменных нагрузках сети и температуре окружающей среды.

Для ЭП продолжительного режима работы значение $\theta_{уст}$ достигается за время $3T$, где T – постоянная времени нагрева (это время, в течение которого температура ЭП и проводника питающей сети достигла бы установившегося значения $\theta'_{уст}$, если бы отсутствовала отдача тепла в окружающую среду). Методика определения T приведена на рис. 1.1, а.

Для силовой (двигательной) нагрузки и нагрузки электропечей номинальная мощность ЭП принимается по паспортным данным:

$$P_{ном} = P_{насп}, \quad (1.1)$$

а для трансформаторов и выпрямительных электроустановок рассчитывается по соотношению:

$$P_{ном} = S_{насп} \cdot \cos \varphi_{насп}. \quad (1.2)$$

Кратковременный режим S_2 (рис. 1.1, б) характеризуется небольшими по времени периодами работы и длительными паузами с отключением ЭП от сети. В этом случае при нагреве температура частей оборудования не достигает установившихся значений, а при отключении происходит охлаждение до температуры, превышающей температуру окружающей среды не более чем на 2°C .

Ориентировочно потребляемая мощность ЭП в режиме S_2 определяется по выражению:

$$P_{S2} \leq P_{S1} \sqrt{\frac{1}{1 - \exp(-t/\tau)}}, \quad (1.3)$$

где P_{S1} – номинальная мощность ЭП в режиме S_1 .

Периодический повторно-кратковременный режим (ПКР) работы S_3 – это режим, при котором кратковременные периоды работы ЭП чередуются с паузами. При этом и рабочие периоды, и паузы не настолько длительны, чтобы температура достигала установившихся значений. В результате многократных циклов температура достигает некоторой средней установившейся величины $\theta_{ср}$ (рис. 1.1, в). При этом потери при пуске почти не оказывают влияния на температуру частей ЭП.

Электроприемники ПКР характеризуются величиной продолжительности включения (в относительных единицах или процентах):

$$ПВ = \frac{t_{вкл}}{t_{вкл} + t_{откл}} = \frac{t_{вкл}}{t_{ц}}, \quad (1.4)$$

где $t_{вкл}$ – период работы; $t_{откл}$ – период отключения; $t_{ц}$ – время всего цикла.

Продолжительность цикла обычно не превышает 10 мин. Если $t_u > 10$ мин, то режим работы считается продолжительным.

Для ЭП повторно-кратковременного режима указанная в паспорте мощность повторно-кратковременного режима должна быть приведена к номинальной мощности продолжительного режима $P_{ном}$ при ПВ = 100%:

$$P_{ном} = P_{насп} \sqrt{ПВ_{насп}}, \quad (1.5)$$

где $P_{насп}$ – паспортная мощность ЭП, кВт; $ПВ_{насп}$ – паспортная продолжительность включения, относительных единиц (стандартный ряд значений ПВ: 15, 25, 40 и 60%).

Для сварочных машин и трансформаторов электрических печей, паспортная мощность которых указывается в кВ·А, активная номинальная мощность определяется по выражению:

$$P_{ном} = S_{насп} \cdot \cos \varphi_{насп} \sqrt{ПВ_{насп}}, \quad (1.6)$$

где $S_{насп}$ – паспортная мощность трансформатора; $\cos \varphi_{насп}$ и $ПВ_{насп}$ – паспортные значения коэффициента мощности и продолжительности включения.

Периодический повторно-кратковременный режим S_4 с влиянием пусковых процессов – S_4 (рис. 1.2) – это последовательность идентичных циклов работы, каждый из которых включает время пуска t_c , время работы при постоянной нагрузке t_p и время паузы t_n , за которое ЭП не охлаждается до температуры окружающей среды.

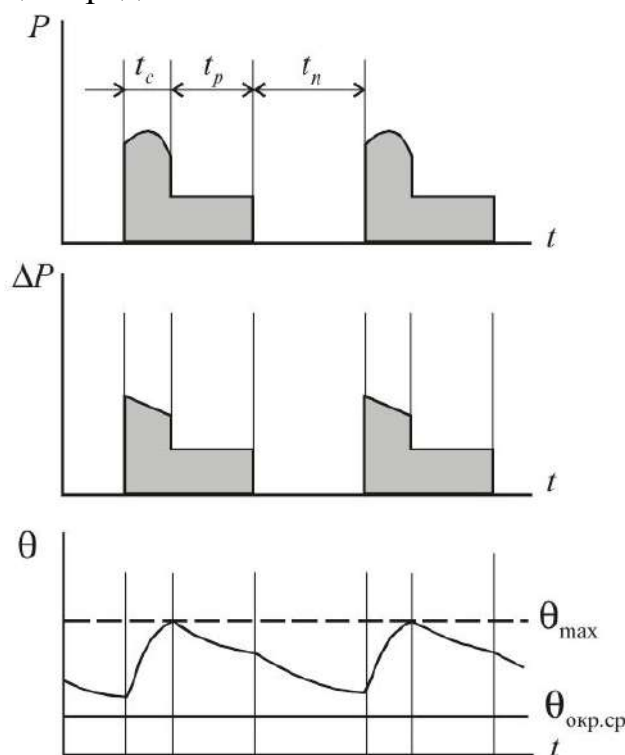


Рисунок 1.2 – Графики работы ЭП с повторно-кратковременным режимом с влиянием пусковых процессов

Периодический повторно-кратковременный режим с влиянием пусковых процессов и электрического торможения S_5 (рис. 1.3) – отличается от режима S_4 наличием дополнительного периода быстрого электрического торможения t_m . ГН характерен для приводов лифтов и подъемно-транспортных систем.

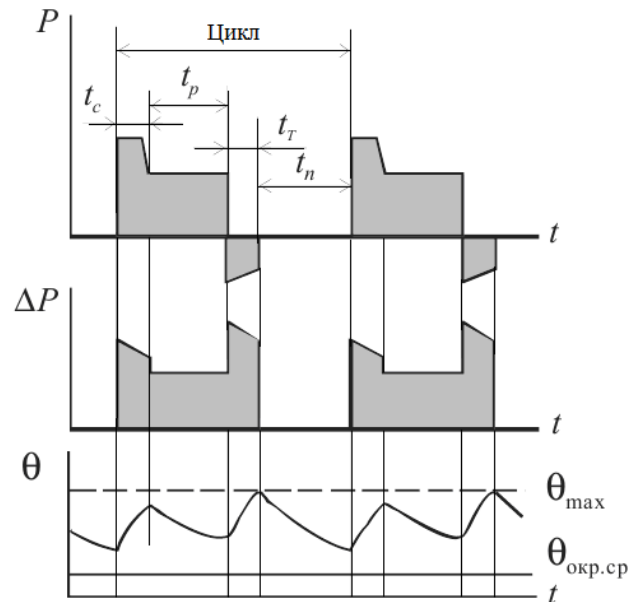


Рисунок 1.3 – Графики работы ЭП с повторно-кратковременным режимом с влиянием пусковых процессов и электрического торможения

Переключающийся режим работы S_6 (рис. 1.4) – это режим, при котором кратковременные периоды неизменной номинальной нагрузки установки t_p чередуются с периодами холостого хода t_{xx} . При этом превышения температуры частей электрооборудования не достигают установившихся значений.

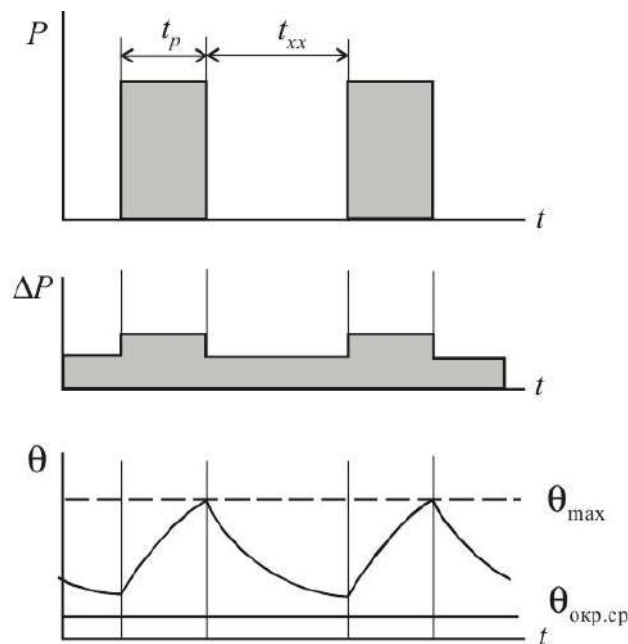


Рисунок 1.4 – Графики работы ЭП с переключающимся режимом

Относительная продолжительность нагрузки составляет:

$$ПН = \frac{t_p}{t_p + t_{xx}}, \quad (1.7)$$

где t_p – рабочее время механизма; t_{xx} – время его холостого хода.

Периодический перемежающийся режим с влиянием пусковых процессов и электрическим торможением S_7 – включает последовательность идентичных циклов, содержащих время пуска (старта) t_c , время работы с постоянной нагрузкой и время быстрого торможения t_T (рис. 1.5).

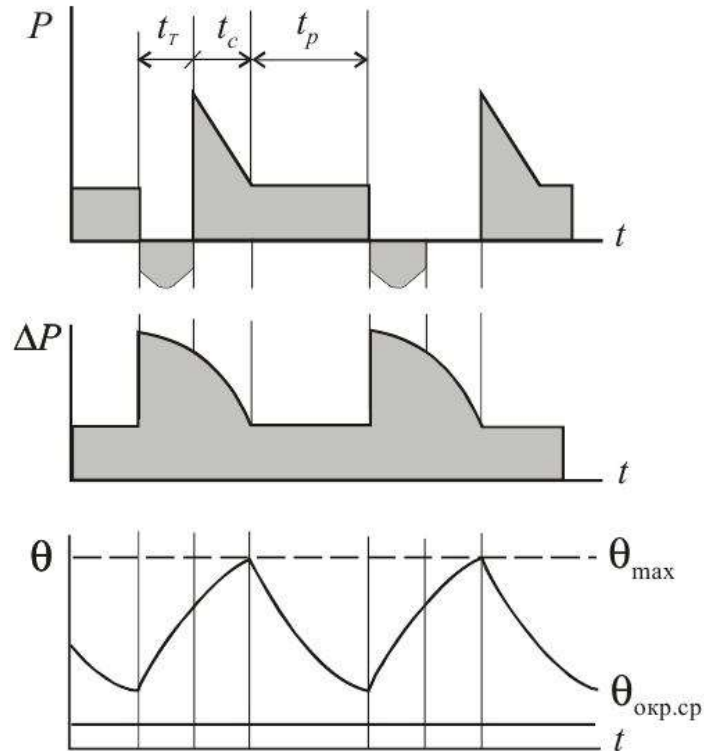


Рисунок 1.5 – Графики работы ЭП с перемежающимся режимом с влиянием пусковых процессов и электрическим торможением

Периодический перемежающийся режим с периодически изменяющейся частотой вращения S_8 – основным его отличием от S_7 является различная частота вращения при неизменных нагрузках на валу, то есть при мощности P_1 частота n_1 , при мощности $P_2 = P_1$ – частота n_2 и т.д. (рис. 1.6). Такой режим работы характерен для многоскоростных двигателей, работающих с неизменной нагрузкой на валу, например, в приводах моталок со ступенчатой намоткой или экструдерах.

Электрической нагрузкой считается мощность (скорость преобразования электрической энергии) электроприемника в установленный момент времени.

В качестве *расчетной нагрузки* принимается наибольшее из средних значений полной мощности за промежуток 30 минут (получасовой макси-

мум), которое может возникнуть на вводе к потребителю или в питающей сети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,95 [17].

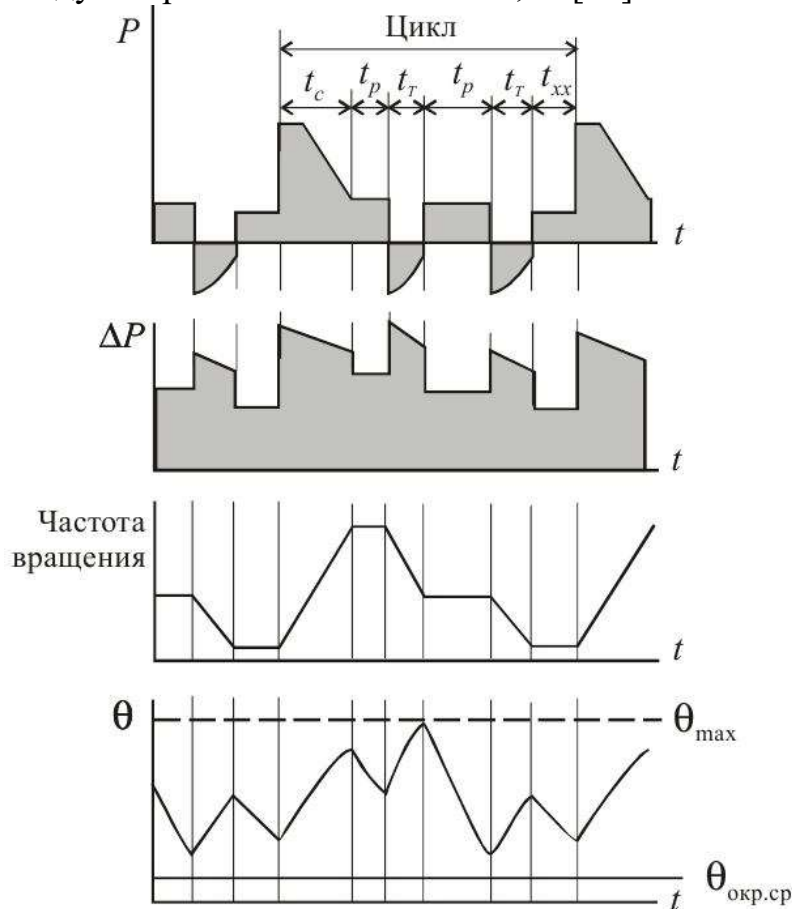


Рисунок 1.6 – Графики работы ЭП с перемежающимся режимом с периодически изменяющейся частотой вращения

Полная мощность складывается из активных и реактивных составляющих, поэтому различают *полную, активную и реактивную нагрузки*.

Понятие нагрузки часто распространяется также на электрический ток – *токовая нагрузка*.

Нагрузка ЭП и линий электропередачи (ЛЭП) задается: активной мощностью P , реактивной мощностью Q , полной мощностью S или током I .

Для характеристик электрических нагрузок используется ряд понятий.

Номинальная активная мощность ЭП – это мощность, указанная на заводской табличке или в паспорте ЭП (для источника света – на колбе или цоколе), при которой ЭП должен работать. Номинальная мощность электродвигателя – это мощность на валу при номинальной продолжительности включения.

Номинальная реактивная мощность ЭП – реактивная мощность потребляемой электроэнергии им из сети (знак плюс) или отдаваемую электроэнергия в сеть (знак минус) при номинальной активной мощности и номинальном напряжении.

Установленная мощность – это сумма номинальных мощностей однородных ЭП.

Присоединенная мощность – это мощность ЭП при полной его нагрузке. Присоединенная мощность равна установленной для всех ЭП, кроме электродвигателей. Для электродвигателей присоединенная мощность зависит от коэффициента загрузки рабочей машины, коэффициента полезного действия и коэффициента мощности.

1.3 Графики электрических нагрузок и их показатели

Режимы работы ЭП не остаются постоянными, а непрерывно изменяются в течение работы: суток, недель и месяцев года. Соответственно изменяется и нагрузка всех звеньев передачи и распределения электроэнергии (рис. 1.8). Изменение нагрузок электроустановок в течение времени принято изображать графически в виде *графиков нагрузки*.

Электрическая нагрузка представляет собой электрическую мощность $P(t)$ при равномерном потреблении электрической энергии W в течение времени t [5, 24]:

$$P = W / t. \quad (1.8)$$

Для рационального проектирования электроустановок и их эксплуатации необходимо знать изменение нагрузок в течение смены, суток, месяца, сезона, года. Это изменение характеризуется графиками нагрузок.

График нагрузки – это кривая (диаграмма), показывающая изменение нагрузок за определенный промежуток времени. Обычно графики нагрузки строятся и анализируются в период *базисного времени*, кратного длительности законченного технологического цикла. Различают ГН: индивидуальные и групповые; активных и реактивных нагрузок.

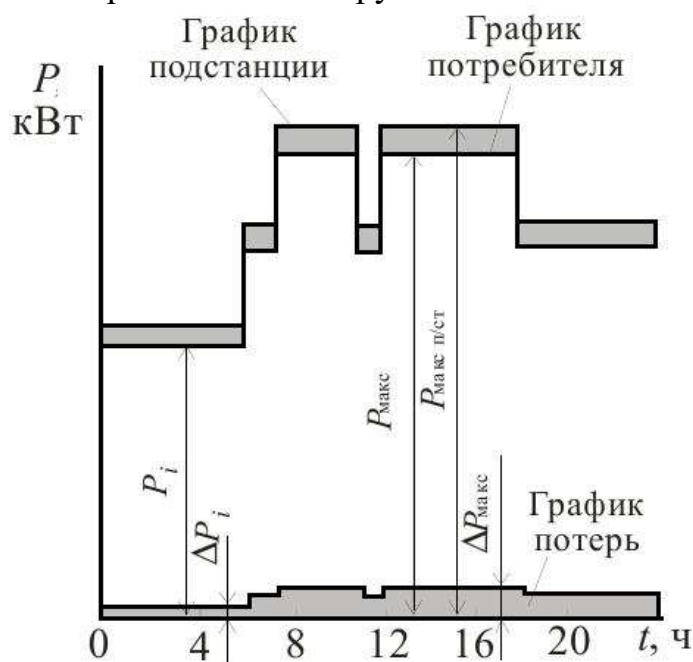


Рисунок 1.8 – Суммарный суточный график нагрузки агропромышленного предприятия

По продолжительности ГН строятся суточными, сезонными и годовыми. При построении суммарного суточного, сезонного или годового графика нагрузки необходимо определить нагрузки потребителей агропромышленного предприятия и учесть потери мощности в электрооборудовании и в сети (рис.1.8).

Предприятия каждой отрасли имеют свой, характерный ГН, определяемый технологическим процессом производства.

С точки зрения регулярности нагрузок их индивидуальные графики классифицируются как:

- 1) периодические;
- 2) циклические;
- 3) нециклические;
- 4) нерегулярные.

У *периодических графиков*, соответствующих поточному производству, время цикла t_y строго постоянно (рис. 1.9, а):

$$t_y = t_p + t_o, \quad (1.9)$$

где t_p , t_o – время работы и остановки (паузы), которые также постоянны.

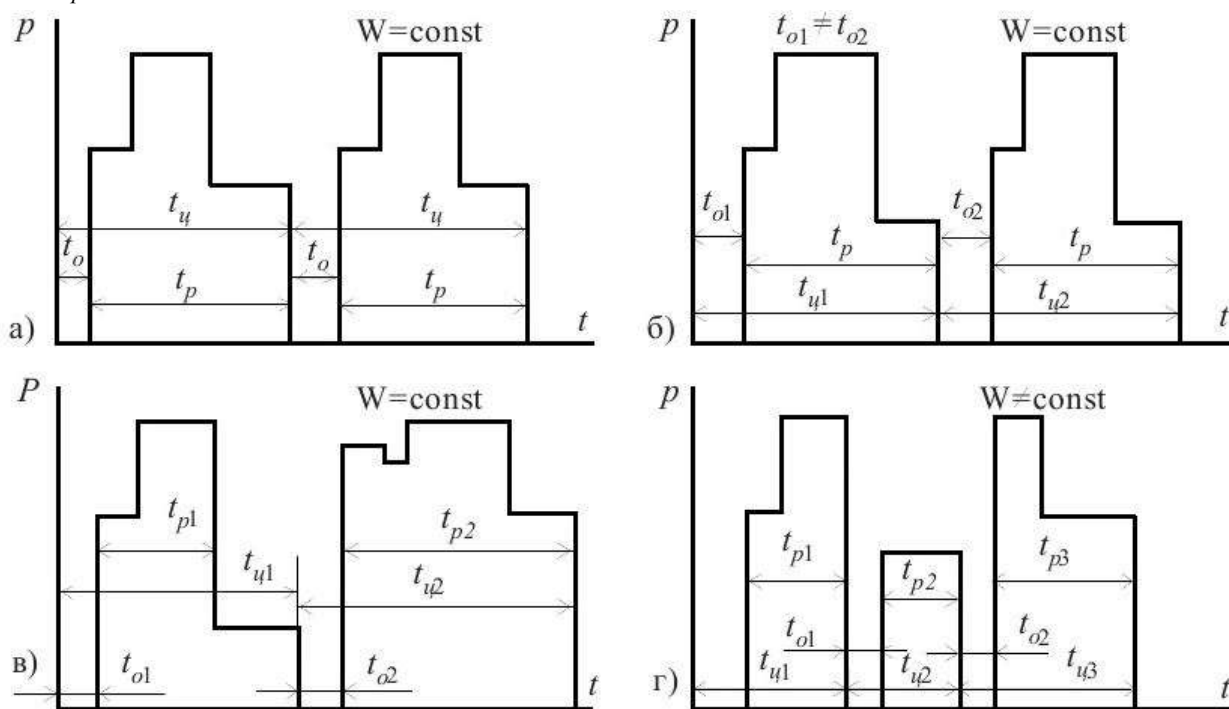


Рисунок 1.9 – Индивидуальные графики нагрузок: а – периодический; б – циклический; в – нециклический; г – нерегулярный

У *циклических графиков* (рис. 1.9, б), соответствующих не поточному производству, время остановок различно, но характер и продолжительность рабочих интервалов неизменен. За базисное время средняя продолжительность цикла составляет:

$$t_{y\text{ ср}} = t_p + \frac{\sum_{i=1}^n t_{oi}}{n}, \quad (1.10)$$

где n – число циклов за базисное время; t_{oi} – время остановки внутри циклов.

У нециклического (рис. 1.9, в) и нерегулярного (рис. 1.9, г) графиков время циклов, рабочее время и время пауз различно. Для всех графиков нагрузки, кроме нерегулярных, потребление электроэнергии за смену является постоянной величиной.

Групповые ГН определяются суммированием индивидуальных графиков нагрузок ЭП, входящих в данную группу. По степени регулярности они подразделяются на:

- 1) периодические;
- 2) почти периодические;
- 3) нерегулярные.

Групповые графики используются для проектирования и оптимизации систем электроснабжения.

Индивидуальные графики энергоемких ЭП с резкопеременной, толчковой нагрузкой необходимы для выбора электрических сетей этих электроприемников, расчета отклонений и колебаний напряжения, выбора мероприятий по улучшению качества электроэнергии.

Суточные и сезонные графики нагрузок потребителей могут строиться по показаниям счетчиков. Для суточных ГН фиксируют показания счетчиков активной и реактивной энергии через определенный интервал времени (30 или 60 мин.) и определяют среднюю мощность нагрузки за этот интервал.

Анализ графиков нагрузки позволяет определить значение сечений проводов и жил кабелей, оценить потери напряжения, выбрать мощности генераторов электростанций, решить технико-экономические вопросы выбора оборудования, спроектировать оптимальный вариант СЭС объекта. Суточные графики позволяют спланировать ремонт электрооборудования.

Годовые графики строятся по двум характерным суточным ГН: за зимние и летние сутки. Они используются в технико-экономических расчетах при определении оптимального типа и мощности трансформаторов подстанций, генераторов электростанций, при выборе вариантов схем электроснабжения.

Графики нагрузок характеризуются следующими параметрами:

• средняя активная и реактивная мощность нагрузки за наиболее загруженную смену:

$$P_{cp} = W / T_{cm}; \quad Q_{cp} = V / T_{cm}, \quad (1.11)$$

где W и V – расход активной и реактивной энергии за наиболее загруженную смену; T_{cm} – продолжительность смены.

Наиболее загруженной сменой считается смена с максимальным расходом активной энергии;

• среднесуточная мощность нагрузки (определяются аналогично среднесменным, только для суток);

• максимальная нагрузка заданной продолжительности – наибольшая из всех средних значений за заданный промежуток времени, например, из

средних 30-минутных нагрузок наиболее загруженной смены (получасовой максимум);

- *расчетная нагрузка по допустимому нагреву* – такая длительная неизменная нагрузка элемента системы электроснабжения, которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по тепловому воздействию. При переменном графике нагрузок принимаются максимальные нагрузки заданной продолжительности, а при мало изменяющемся (практически постоянном) – средняя нагрузка;

- *среднеквадратичная нагрузка:*

$$P_{СК} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (1.12)$$

где P_1, P_2, \dots, P_n – средние нагрузки за интервалы времени между замерами; t_1, t_2, \dots, t_n – принятый интервал времени между замерами.

Аналогично определяются реактивная и полная нагрузки.

При исследовании и расчете электрических нагрузок применяют безразмерные *показатели* (коэффициенты) ГН, характеризующие режим работы ЭП по мощности или во времени. Расчетные формулы для основных показателей приведены в табл. 1.1.

Пропускную способность СЭС и номинальную мощность подстанций также выбирают по максимальному или определенному по некоторому среднему за определенный промежуток времени значению нагрузки, которое называется *расчетной нагрузкой*.

Расчетные активная $P_{расч}$, реактивная $Q_{расч}$ и полная $S_{расч}$ мощности определяются по выражениям:

$$P_{расч} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{расч} \cdot \cos \varphi_{расч}; \quad (1.13)$$

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{расч}; \quad (1.14)$$

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (1.15)$$

где $I_{расч}$ – *расчетная токовая нагрузка* (расчетный ток); $\cos \varphi_{расч}$ – расчетный коэффициент мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{расч}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности, соответствующий значению $\cos \varphi_{расч}$.

Из-за сложности определения значений $\cos \varphi_{расч}$ допускается их принимать как *средневзвешенные значения* $\cos \varphi_{расч} = \cos \varphi_{ср.взв}$

$$\cos \varphi_{ср.взв} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{ном i} \cdot \cos \varphi_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}} \quad (1.16)$$

или по средним значениям: $\cos \varphi_{расч} = \cos \varphi_{ср}$.

Таблица 1.1 – Показатели графиков электрических нагрузок по активной мощности

Коэффициент	Расчетные формулы показателей	
	Индивидуальные графики	Групповые графики
Использования	$K_u = P_{см} / P_{ном}$ $K_u = K_{вкл} \cdot K_{загр}$	$K_u = \frac{P_{см}}{P_{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{ui} \cdot P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}$ $K_u = K_{вкл} \cdot K_{загр}$
Включения	$K_{вкл} = \frac{t_{вкл}}{t_{цикл}} = \frac{t_p + t_{хх}}{t_{цикл}}$	$K_{вкл} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{вкл i} \cdot P_{ном i}}{\sum_{i=1}^n P_{ном i}}$
Загрузки	$K_{загр} = \frac{P_{с. вкл}}{P_{ном}} = \frac{K_u}{K_{вкл}}$	$K_{загр} = \frac{K_u}{K_{вкл}}$
Формы графика нагрузки	$K_\phi = \frac{P_{ск}}{P_{см}}$	$K_\phi = \frac{P_{ск}}{P_{см}}$ $P_{ск} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}},$ <p>По показаниям счетчиков W_a за m интервалов времени t, на которое разбит график нагрузки.</p> $K_\phi = \sqrt{m} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta W_{ai})^2}}{W_a}$
Максимума	—	$K_m = \frac{P_p}{P_{см}}$
Спроса	—	$K_c = \frac{P_p}{P_{ном}}$ $K_c = K_u \cdot K_m$
Заполнения графика нагрузки	—	$K_{з.з.} = \frac{P_{см}}{P_p} = \frac{1}{K_m}$
Разновременности максимумов нагрузки	—	$K_{р.м.} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}$ $K_{р.м.} = 0,85 \div 1,0$

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. В чем отличие между электроприемником и потребителем электрической энергии?
2. Какие номинальные режимы работы электроприемников определяют графики нагрузок?
3. Каковы особенности продолжительного, кратковременного и периодического повторно-кратковременного режимов работы электроприемников?
4. Какой величиной характеризуется повторно-кратковременного режим работы электроприемников?
5. Каким образом указанная в паспорте мощность повторно-кратковременного режима приводится к номинальной мощности продолжительного режима?
6. Как определяется активная номинальная мощность сварочных машин и трансформаторов электрических печей?
7. В чем особенность периодического повторно-кратковременного режима с влиянием пусковых процессов?
8. В чем особенность периодического повторно-кратковременного режима с влиянием пусковых процессов и электрического торможения?
9. Как характеризуется перемежающийся режим работы электрооборудования и электроприемников?
10. Какую последовательность идентичных циклов включает периодический перемежающийся режим с влиянием пусковых процессов и электрическим торможением?
11. В чем состоит отличие периодического перемежающегося режима с периодически изменяющейся частотой вращения от периодического перемежающегося режима с влиянием пусковых процессов и электрическим торможением?
12. Какая нагрузка принимается в качестве расчетной?
13. Что понимается под присоединенной мощностью электроприемников и электродвигателей?
14. Для какого периода времени обычно строятся и анализируются графики нагрузки?
15. Как индивидуальные графики классифицируются по регулярности нагрузки?
16. Как групповые графики классифицируются по регулярности нагрузки?
17. На основе каких графиков нагрузки строятся годовые графики?
18. В чем особенность расчетной нагрузки по допустимому нагреву?
19. Какими параметрами характеризуются графики нагрузок?
20. Какими показателями характеризуются графики нагрузок по активной мощности?

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Методы расчета электрических нагрузок СЭС

Принцип иерархичности предполагает рассмотрение систем электропитания по *уровням (УР)* с целью последовательного наращивания сложности описания СЭС в сочетании с декомпозицией, например, разделение системы электропитания (рис. 2.1) при расчете электрических нагрузок по *функциональному принципу* [7]:

1) 1УР – отдельный электроприемник, электроустановка с многодвигательным приводом или другой группой ЭП, связанных технологически или территориально и образующих единое изделие с паспортной мощностью, питающийся по одной линии;

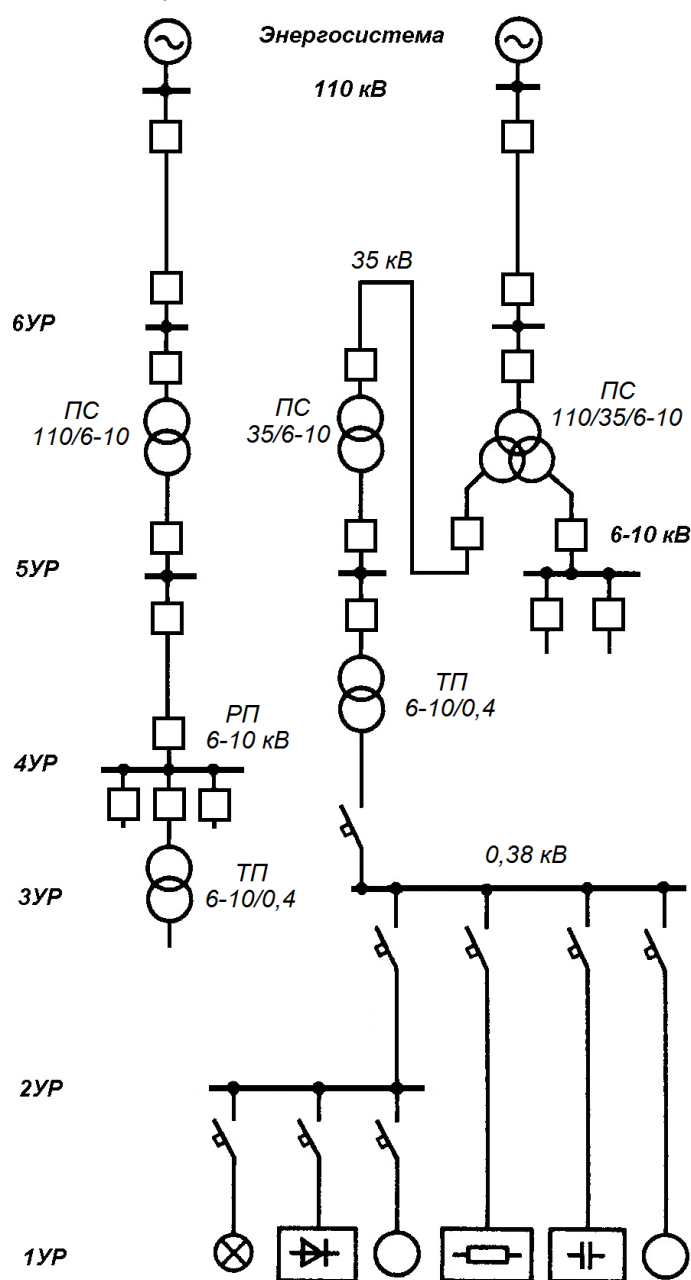


Рисунок 2.1 – Иерархия уровней-подсистем системы электропитания

2) 2УР – щиты распределительные напряжением до 1 кВ переменного тока, щиты управления, шкафы силовые, вводно-распределительные устройства, шинные выводы, сборки, магистрали;

3) 3УР – щит низкого напряжения *трансформаторной подстанции* 6–10/0,4–0,69 кВ или трансформатор с учетом потерь электроэнергии в нем;

4) 4УР – шины *распределительной подстанции* (РП) 6–10 кВ или нагрузка РП в целом;

5) 5УР – шины *районной подстанции*, подстанции глубокого ввода, главной понизительной подстанции;

6) 6УР – граница раздела балансовой принадлежности района электрических сетей и энергосистемы.

Теория расчета электрических нагрузок, сформировавшаяся в 1930-е годы, заключалась в определении и использовании набора формул, дающих однозначное решение при заданных ЭП и графиках (показателях графиков) электрических нагрузок. Такой подход при восходящем проектировании («снизу вверх» – от ЭП к источникам питания), опирающемся на исходные данные по отдельным ЭП и их группам, позволяет получить удовлетворительные результаты при расчете режимов работы небольшого числа ЭП [8, 9]. Известные данные ЭП СЭС второго третьего уровней – 2–3УР (рис. 2.1) и сложение ограниченного числа графиков составляют основу расчетов, закрепленных и в современных нормативных документах [12, 17, 18].

В 1980–1990-е гг. теория расчета электрических нагрузок в большей степени ориентировалась на неформализованные методы, в частности, комплексного метода РЭН [7, 24], элементы которого вошли в «Указания по расчету электрических нагрузок» [18].

Формализация расчета электрических нагрузок развивалась в нескольких направлениях по созданию практических методов: эмпирического; аналитического; комплексного [8, 24].

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Что предполагает принцип иерархичности при рассмотрении систем электроснабжения?

2. По какому принципу осуществляется разделение системы электроснабжения при расчете электрических нагрузок?

3. Какое количество уровней участвует в рассмотрении систем электроснабжения?

4. В чем заключается теория расчета электрических нагрузок при восходящем проектировании?

5. На какие методы в большей степени ориентировалась теория расчета электрических нагрузок в 1980–1990-е гг.?

6. В каких направлениях развивается формализация практических методов расчета электрических нагрузок?

2.2 Эмпирические методы расчета электрических нагрузок

Отсутствие в ряде случаев технологической и режимной информации об индивидуальных ЭП привело к необходимости разработки эмпирических методов РЭН. В основу эмпирических методов положена информация о режимах электропотребления нагрузки в виде коэффициентов и показателей. Эти методы достаточно просты, но точность расчета по ним зависит от соответствия типового технологического процесса и оборудования вновь проектируемого потребителя технологическому процессу и оборудованию потребителя, для которых получены значения показателей и коэффициентов, рекомендуемые в справочной литературе. К эмпирическим способам РЭН относятся методы [8, 9, 24]:

- 1) коэффициента спроса;
- 2) двухчленных эмпирических выражений;
- 3) удельных показателей – удельного расхода электроэнергии и удельных плотностей нагрузки;
- 4) технологического графика.

1. Метод коэффициента спроса K_c , предложенный в 1891 г. английским электротехником Р. Кромптоном, наиболее прост, широко распространен и с него начался процесс расчета электрических нагрузок. Метод заключается в использовании известной (задаваемой) установленной мощности P_y и табличных значений коэффициента спроса K_c , приводимых в справочных таблицах [22, 23, 24] (например, табл. 2.1, 2.2):

$$\begin{cases} P_{расч} = K_c \cdot P_y; \\ P_{расч} = \sum_{i=1}^m K_{ci} \cdot P_{номi} \cdot n_i = \sum_{i=1}^m K_{ci} \cdot S_{номi} \cdot \cos \varphi_i \cdot n_i, \end{cases} \quad (2.1)$$

где K_{ci} – коэффициент спроса однотипных ЭП; $P_{номi}$ – активная номинальная мощность однотипных ЭП; n – количество однотипных ЭП; m – количество групп однотипных ЭП; $S_{номi}$ – полная номинальная мощность ЭП; $\cos \varphi_i$ – коэффициент мощности ЭП.

Таблица 2.1 – Показатели электрических нагрузок

Наименование помещения, цеха	K_c	K_u	$\cos \varphi$
Административно-бытовой корпус	0,65	0,5	0,7
Гараж	0,5	0,4	0,75
Котельная	0,7	0,6	0,75
Насосная станция	0,85	0,7	0,8
Производственный цех	0,9	0,7	0,8
Ремонтный цех	0,8	0,6	0,75
Склад	0,6	0,5	0,76
Столовая	0,65	0,5	0,9
Химическая лаборатория	0,4	0,3	0,8

Физический смысл коэффициента спроса K_c – это доля суммы номинальных мощностей ЭП, статистически отражающая максимальный практически ожидаемый и встречающийся режим одновременной работы и загрузки некоторого неопределенного сочетания (реализации) установленных ЭП.

Таблица 2.2 – Значения коэффициентов спроса K_c и мощности $\cos\varphi$ для отдельных цехов, корпусов, установок и потребителей

Наименование потребителя	K_c	$\cos\varphi$
Ремонтно-механические	0,2—0,3	0,65—0,75
Электроремонтные	0,3—0,4	0,7—0,8
Насосные, кислородные и компрессорные станции с электродвигателями низкого напряжения	0,7—0,8	0,7—0,85
Вентиляционные установки и отопление	0,63—0,8	0,8
Газогенераторные станции	0,4—0,6	0,7—0,8
Литейные черных металлов	0,6—0,8	0,7—0,9
Литейные цветных металлов	0,7—0,8	0,8—0,95
Блоки основных цехов	0,3	0,75
Блоки вспомогательных цехов	0,25	0,7
Штамповочные, механические и токарные	0,25—0,4	0,6—0,8
Инструментальные	0,2—0,25	0,65—0,8
Механосборочные и заготовительные	0,25—0,4	0,65—0,75
Металлоконструкций	0,5—0,7	0,6
Закалочные	0,7	0,75
Кузнечнопрессовые	0,25—0,4	0,65—0,7
Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,8—0,9	0,85—0,95
Крановая нагрузка, подъемники	0,3—0,4	0,5—0,7
Электросварка	0,3—0,5	0,5—0,5
Деревообделочные, столярные	0,2—0,4	0,6—0,8
Собственные нужды электростанций	0,7—0,8	0,75—0,8
Лаборатории	0,6—0,9	0,7—0,9
Заводоуправление, проходные	0,5—0,6	0,5—0,7
Гаражи	0,4—0,6	0,65—0,8
Котельные	0,6—0,8	0,7—0,8
Склады закрытые, готовой продукции, магазины	0,6—0,8	0,8—1,0
Столовые	0,6—0,8	0,9
Лесозаводы	0,4—0,6	0,7

Значение K_c принимается постоянным вне зависимости от числа и мощности отдельных ЭП, характеризующих справочными данными. Коэффициент спроса может быть определен по коэффициенту использования K_u для данной группы ЭП при среднем значении коэффициента включения $K_{вкл} = 0,8$ [23, 24]:

$$K_c = K_u / K_{вкл}. \quad (2.2)$$

В общем случае K_c группы ЭП определяется как произведение K_u и коэффициента максимума K_m :

$$K_c = K_u \cdot K_m. \quad (2.3)$$

При этом K_u и K_m определяются соответственно как:

$$K_u = P_{см} / P_y; \quad (2.4)$$

$$K_m = P_{расч} / P_{см}, \quad (2.5)$$

где $P_{см}$ – средняя активная нагрузка рассматриваемой группы ЭП за наиболее загруженную смену.

При проектировании необходимо оценивать K_c в целом по потребителю (участку, отделению, цеху). Полезно выполнять анализ расчетных и действительных значений для всех близких по технологии объектов одного и того же уровня СЭС. Это позволит создать индивидуальный информационный банк и обеспечить точность расчетов. Приводимые справочные данные по K_c и коэффициенту использования K_u соответствуют максимальному значению, а не математическому ожиданию. Суммирование максимальных значений, а не средних значений неизбежно завышает нагрузку.

Для группы ЭП расчетные реактивная $Q_{расч}$ и полная $S_{расч}$ мощности определяются по выражениям (1.14) и (1.15).

При суммировании разнородных электрических нагрузок в проектировании используется много различных приемов. Один из них – сложение параметров разнородных электрических нагрузок и умножение результата на коэффициент разновременности максимумов $K_{р.м.}$. Расчетная нагрузка узла СЭС (передела, отделения, цеха, корпуса, предприятия) подлежит суммированию расчетных нагрузок отдельных групп ЭП, входящих в рассматриваемый узел, и определяется с учетом коэффициента разновременности максимумов нагрузки $K_{р.м.}$ по формуле:

$$S_{расч} = K_{р.м.} \cdot \sqrt{(\sum_{i=1}^n P_{расч})^2 + (\sum_{i=1}^n Q_{расч})^2}. \quad (2.6)$$

Коэффициент разновременности максимумов – величина достаточно неопределенная, ее значение принимают при проектировании из диапазона $K_{р.м.} = 0,85 \div 1,0$. Физически этот показатель тесно связан с заполнением суммарного графика нагрузки: чем более ровные графики составляют суммарный график нагрузок, тем выше этот коэффициент. На практике $K_{р.м.}$ связывают со временем использования максимума нагрузки.

2. Методы двухчленных эмпирических выражений. Суммирование электрических нагрузок отдельных ЭП считается более достоверным при вероятностном подходе, например, используя метод *парциальных максимумов*.

Согласно такому подходу общая расчетная нагрузка вычисляется как сумма *средней суммарной* $P_{ср}$ (получаемой простым сложением всех средних нагрузок) и *расчетной геометрически взвешенной парциальной добавки* $\sqrt{\sum_{i=1}^n \Delta P_i^2}$, определяемой формой составляющих график нагрузки всех ЭП:

$$P_{расч} = P_{ср} + \sqrt{\sum_{i=1}^n \Delta P_i^2}, \quad (2.7)$$

где ΔP_i – парциальная расчетная добавка, вносимая графиком i -й группы в суммарную расчетную нагрузку.

Значение ΔP_i , наиболее достоверно определяется как превышение максимальной нагрузкой каждой i -й группы над средней нагрузкой.

Согласно выражению (2.7) парциальные максимумы для более мощных ЭП при том же режиме работы относительно больше, чем для менее мощных, ввиду не только их большей средней нагрузки, но и большего значения их парциального коэффициента максимума. Это характерно, например, для структуры эмпирической формулы группы электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы:

$$P_{расч} = c_1 \cdot P_{ном1} + c_2 \cdot P_{ном2} + \dots + c_n \cdot P_{номn}, \quad (2.8)$$

где $P_{ном1}, P_{ном2}, \dots, P_{номn}$ – наибольшие мощности электроприемников; c_1, c_2, \dots, c_n – эмпирические постоянные, характеризующие режим работы электродвигателей группы.

В работе Д.С. Лившица (Расчетные нагрузки электросетей // Электричество. 1949. № 12) число слагаемых в правой части уравнения (2.8) было сокращено до двух:

$$P_{расч} = c \cdot P_{ном1} + b \cdot P_{ном}, \quad (2.9)$$

где $P_{ном1}$ – мощность наибольшего ЭП; c, b – эмпирические постоянные, характеризующие режимы работы ЭП.

Предложенный *метод двухчленной формулы* для определения расчетной мощности использовался в практике проектирования пятидесятых годов.

В 80-х годах методы двухчленных эмпирических выражений были закреплены в руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства [17].

Для РЭН потребителей применяется, в частности, *метод добавок*. Если значение нагрузок потребителей на расчетном участке отличается более чем в 4 раза, суммирование производится путем добавок к большей слагаемой нагрузке:

$$P_{расч} = P_{max} + \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (2.10)$$

где P_{max} – наибольшая из дневных или вечерних активных нагрузок на вводе потребителя расчетного участка; ΔP_i – добавки, определяемые по справочным данным [17].

Метод добавок относится к способам РЭН, в соответствии с которыми расчетную нагрузку можно определить либо добавлением к средней нагрузке некоторой величины σ , характеризующей отклонение расчетной нагрузки от средней:

$$P_{расч} = P_{ср} + \sigma, \quad (2.11)$$

либо умножением средней нагрузки на коэффициент $K \geq 1$

$$P_{расч} = K \cdot P_{ср} \cdot \quad (2.12)$$

К этой группе относится и метод РЭН по *средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузки* K_f [24].

3. Методы удельных показателей связаны с определением электрических нагрузок по удельным показателям производства и являются, как правило, оценочными и могут использоваться при прогнозных расчетах на некоторую перспективу или при выполнении технико-экономических обоснований. Однако при определенных условиях эти методы дают хорошую сходимость рассчитанных электрических нагрузок с фактическими значениями.

3.1. Метод удельного расхода электроэнергии применим для участков (установок) 2УР, отделений 3УР и цехов 4УР, где технологическая продукция однородная и количественно меняется мало и увеличение выпуска снижает, как правило, используются удельные расходы электроэнергии $W_{уд}$ (табл. 2.3).

Таблица 2.3 – Средние удельные нормы расхода электроэнергии на некоторые виды промышленных изделий

Продукция	Единица измерения	Средняя удельная норма расхода
Кислород	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{тыс. м}^3}$	469,7
Переработка газа		16,1
Сжатый воздух		80
Этилен	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}}$	2214,4
Ацетилен		3234,8
Чугун		9,7
Электротехническая сталь		677,2
Сталь мартовенская		11,9
Сталь кислородно-конверторная		25
Прокат черных металлов		102,5
Трубы стальные		133,3
Бумага		667,3
Производство масел		309,9
Добыча железной руды		$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}}$
Добыча марганцевой руды	90,2	
Ферросилилит 45 %	4726	
Цемент	106	
Асбест	600,5	
Гипс	24,3	
Пиломатериалы	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3}$	19
Древесностружечные плиты		169
Фанера клееная		104,6
Железобетонные конструкции	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{тыс. шт}}$	28,1
Кирпич красный		77,2
Кирпич силикатный		34,9
Шифер		55,7
Строительно-монтажные работы	$\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{тыс. руб}}$	22,63
Производство мебели		429

Условиями применения этого метода являются:

1) достаточно ровные и плотные в течение длительного времени графики электрических нагрузок при отсутствии заметных суточных, недельных, сезонных и т.п. колебаний нагрузки;

б) производства должны иметь достаточно стабильные удельные расходы электроэнергии на выработку единицы продукции;

в) предприятия должны иметь установившиеся объемы производства.

При выполнении этих условий принимается, что средние электрические нагрузки предприятий равны их расчетным нагрузкам:

$$P_{расч} = \frac{M_{см} \cdot W_{уд}}{T_{см}}, \quad (2.13)$$

где $M_{см}$ – выпуск за смену единиц продукции; $W_{уд}$ – расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч; $T_{см}$ – продолжительность смены, ч.

Если удельный расход $W_{уд}$ известен в годовом объеме M , то:

$$P_{расч} = \frac{M \cdot W_{уд}}{T_{им}}, \quad (2.14)$$

где $T_{им}$ – число часов использования максимума нагрузки.

3.2. Метод удельных плотностей нагрузок схож с предыдущим. Определение расчетной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади p_o (табл. 2.4, 2.5) применяется для производств с большой динамичностью технологического процесса и относительно равномерно распределенной по производственной площади нагрузкой. Расчет выполняется по выражению:

$$P_{расч} = p_o \cdot F, \quad (2.15)$$

где p_o – удельная расчетная нагрузка на 1 м² производственной площади, кВт/м²; F – производственная площадь, м².

Таблица 2.4 – Удельные плотности электрических нагрузок

Производственные здания	p_o , Вт/м ²
Литейные и плавильные цехи	230—370
Механические и сборочные цехи	200—300
Механосборочные цехи	280—390
Электросварочные и термические цехи	300—600
Штамповочные и фрезерные цехи	150—300
Цехи металлоконструкций	350—390
Инструментальные цехи	50—100
Прессовочные цехи для заводов пластмасс	100—200
Деревообрабатывающие и модельные цехи	75—140
Блоки вспомогательных цехов	260—300
Заводы горно-шахтного оборудования	400—420
Заводы бурового оборудования	260—330
Заводы краностроения	330—350
Заводы нефтеаппаратуры	220—270
Прессовые цехи	277—300

Таблица 2.5 – Удельная мощность осветительной нагрузки

Наименование объекта	$p_o, \text{Вт/м}^2$
Литейные и плавильные цеха	12—19
Механические и сборочные цеха	11—16
Электросварочные и термические цеха	13—15
Инструментальные цеха	15—16
Деревообрабатывающие и модельные цеха	15—18
Блоки вспомогательных цехов	17—18
Инженерные корпуса	16—20
Центральные заводские лаборатории	20—27
Заводы горно-шахтного оборудования	10—13
Освещение территории	0,16

4. **Метод технологического графика** опирается на график работы электроустановки, агрегата, линии или группы машин.

Метод прямого расчета группового графика нагрузки. Этот метод применяется для групп небольшого числа мощных ЭП, для которых известны их индивидуальные ГН (рис. 2.2) [17].

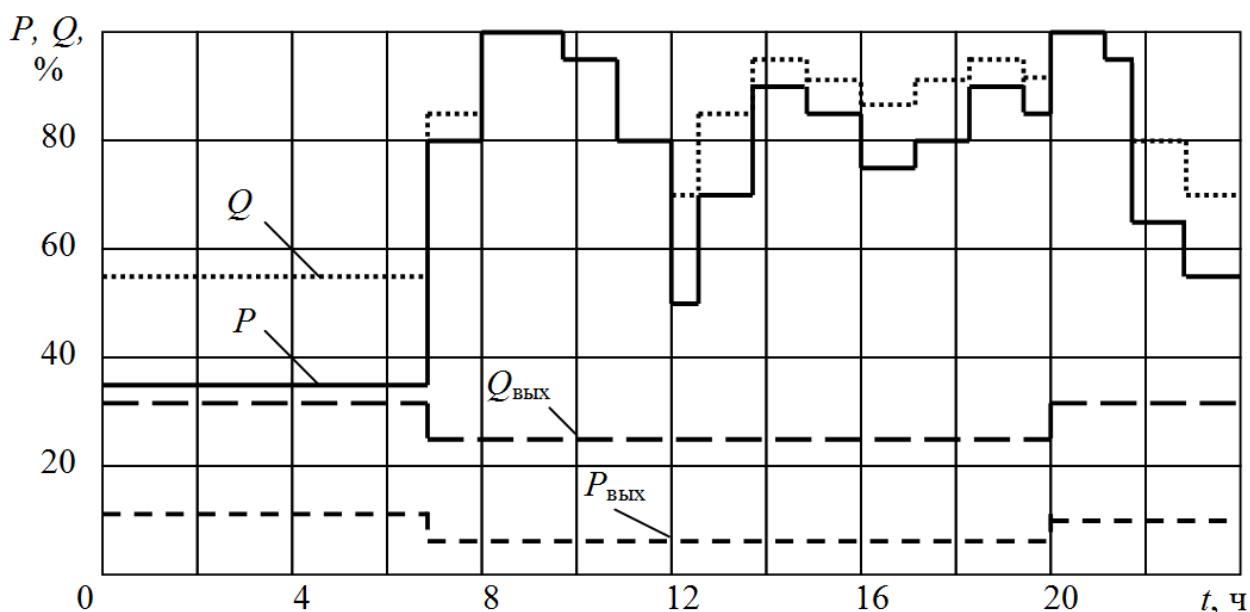


Рисунок 2.2 – Характерные суточные графики электрических нагрузок ремонтно-механического завода

Групповой график рассчитывается как сумма индивидуальных графиков отдельных ЭП по технологическому режиму работы, а расчетная нагрузка определяется как наибольшая, из множества ординат длительностью не менее 30 мин.

Метод суточного и годового графиков. При проектировании и эксплуатации СЭС часто требуются показатели суточных, сменных и годовых графиков нагрузки. *Суточный ГН* строится по показаниям счетчиков активной и

реактивной нагрузок, снятых в течение суток через каждый час. По построенным суточным ГН можно определить:

- 1) максимум активной P_m и реактивной Q_m нагрузки в течение суток;
- 2) коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$ в период максимума суточных нагрузок;
- 3) суточные расходы активной $W_{\text{сут}}$ и реактивной $V_{\text{сут}}$ энергии по площади соответствующего графика $P = f(t)$, $Q = f(t)$;
- 4) средневзвешенный за сутки коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.взв}}$;
- 5) коэффициенты максимума K_m , заполнения $K_{з.з.}$, формы K_ϕ .

Пример. Расчет электрических нагрузок методом построения суточного графика электрических нагрузок.

Исходными данными являются суточные показания счетчиков активной и реактивной нагрузок котельной хлебозавода (табл. 2.6) для зимнего режимного дня.

Таблица 2.6 – Показания счетчиков активной и реактивной нагрузок

Время замера, час.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_i , кВт	38	42	51	49	34	46	57	42	46	61	76	65
Q_i , квар	31	38	40	38	31	34	43	34	34	42	53	45
Время замера, час.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P_i , кВт	57	61	61	46	57	61	69	53	46	46	42	38
Q_i , квар	43	42	42	34	43	42	48	40	34	34	34	31

Решение. Значения показаний мощности P_i и Q_i откладываются на графике электрических нагрузок по оси ординат, по оси абсцисс – продолжительность между замерами показаний (рис. 2.3).

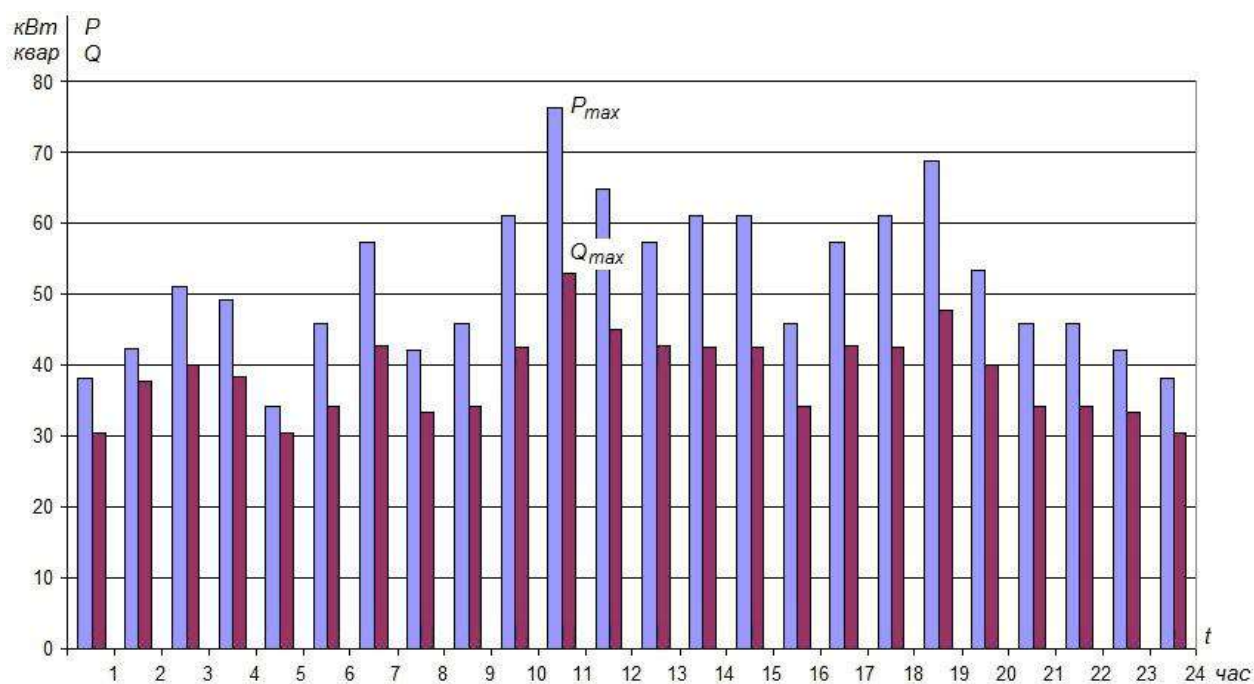


Рисунок 2.3 – Суточный график электрических нагрузок

Для определения получасового максимума на построенном графике выбирается участок, на котором в течение получаса эквивалентная мощность будет наибольшей.

В период с 11 до 12 часов наблюдается максимум электрических нагрузок: $P_{\max} = 76$ кВт; $Q_{\max} = 53$ квар; $\cos \varphi = 0,82$.

Годовой ГН строится в двух вариантах: по месяцам; упорядоченным по продолжительности, у которого нагрузки располагаются в порядке убывания значений по оси ординат (рис. 2.4).

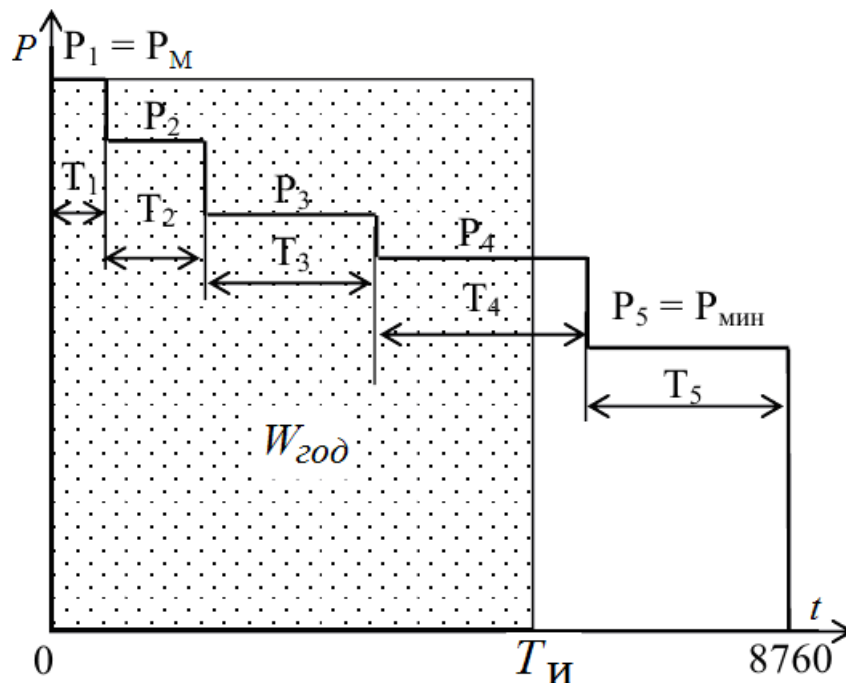


Рисунок 2.4 – Годовой график нагрузки, упорядоченный по продолжительности (T_u – число часов использования максимума)

Для построения упорядоченного по продолжительности годового ГН используются два суточных ГН (рис. 2.5), построенных:

- 1) в период зимнего максимума нагрузки (конец декабря);
- 2) в период летнего максимума нагрузки (конец июня).

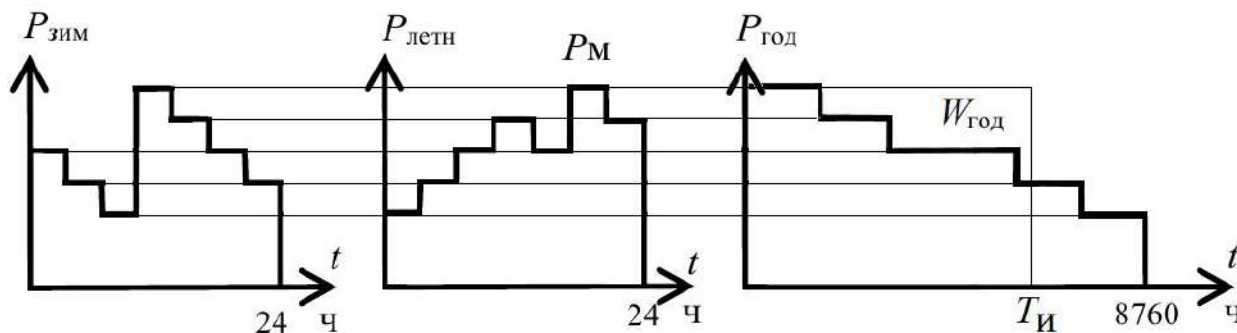


Рисунок 2.5 – Построение годовой графика нагрузки по продолжительности

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Какие факторы привели к необходимости разработки эмпирических методов расчета электрических нагрузок?
2. Что положено в основу эмпирических методов расчета электрических нагрузок?
3. Что относится к достоинствам и недостаткам эмпирических методов расчета электрических нагрузок?
4. Какие методы относятся к эмпирическим способам расчета электрических нагрузок?
5. В чем заключается метод расчета электрических нагрузок по коэффициенту спроса?
6. В чем физический смысл коэффициента спроса?
7. Как соотносится значение коэффициента спроса с числом и мощностью отдельных электроприемников, характеризуемых справочными данными?
8. По каким коэффициентам для данной группы электроприемников может быть определен коэффициент спроса?
9. Какой из известных приемов используется в проектировании при суммировании разнородных электрических нагрузок?
10. Как физически коэффициент одновременности максимумов связан с заполнением суммарного графика нагрузки?
11. В чем состоит достоинство методов двухчленных эмпирических выражений?
12. Как вычисляется общая расчетная нагрузка при использовании метода парциальных максимумов?
13. В чем особенности расчета электрических нагрузок по методу добавок?
14. Какова сфера применения методов расчета электрических нагрузок по удельным показателям?
15. Каковы условия применения метода расчета электрических нагрузок по удельному расходу электроэнергии?
16. Каковы условия применения метода расчета электрических нагрузок по удельной плотности нагрузок?
17. Для каких групп электроприемников применяется метод прямого расчета группового графика нагрузки?
18. Какие показатели можно определить по методу суточного и годового графиков?
19. В каких вариантах строится годовой график нагрузок?
20. Какие графики используются для построения упорядоченного по продолжительности годового графика нагрузок?

2.3 Аналитические методы расчета электрических нагрузок

Расчет электрических нагрузок проводится для определения токов, протекающих по проводам, кабелям, шинам, токоведущим частям и элементам СЭС (в дальнейшем для упрощения – *проводникам*), с точки зрения допустимости проводников по условиям нагрева. РЭН также необходим для принятия инженерных решений и определения объема затрат в СЭС.

Ток, протекающий по проводникам, вызывает их нагрев. Значение температуры нагрева проводников нормативно ограничивается по условиям износа изоляции и условиям их работы. В идеальном случае при неизменности значения тока в проводниках расчет их сечений можно было бы осуществлять, пользуясь допустимыми температурами нагрева. Например, согласно правилам устройства электроустановок [14] допустимые температуры нагрева $\theta_{дон}$ приняты для:

- неизолированных проводов и окрашенных шин $+70^{\circ}\text{C}$;
- жил проводов с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуров с резиновой изоляцией и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках $+65^{\circ}\text{C}$;
- кабелей напряжением 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке $+50^{\circ}\text{C}$.

В реальности ток, зависящий от режима работы ЭП, изменяющийся во времени, вызывает изменение температуры проводников. Поэтому в процессе выбора проводников для определения их технических характеристик (сечения, материала изоляции, способа прокладки, допустимых мощности и тока нагрузки, пропускной способности и др.) необходимо учитывать:

- максимальную температуру нагрева θ_{max} , которая была бы меньше допустимой $\theta_{дон}$;
- время, в течение которого проводник нагреется до допустимой температуры $\theta_{дон}$;
- влияние режима нагрузки: кратковременного, повторно-кратковременного, длительного;
- характер изменения режима нагрузки.

Следовательно, выбор проводников из условий нагрева является одним из основных этапов проектирования СЭС.

Максимальная температура нагрева проводника θ_{max} и постоянная времени нагрева T (определяющая время, в течение которого проводник нагреется до допустимой температуры $\theta_{дон} = \theta_{уст.}$ на рис. 1.1, а), в общем случае находится из уравнения теплового баланса, имеющего решение при неизменного во времени его переменных (для ЭП, имеющих постоянную во времени нагрузку).

Характер изменения годовой нагрузки одного ЭП достаточно сложен и зависит от неравномерности потребления электроэнергии в течение: времени суток; дней недели; сезона работы. Группа ЭП на распределительном щите или на подстанции, связанная с различными технологическими процессами,

порождает такой характер нагрузки, при котором уравнение теплового баланса неразрешимо из-за большой размерности и математических трудностей.

Поэтому сечение проводника приходится выбирать не по максимальной температуре нагрева θ_{\max} , а по расчетной токовой нагрузке $I_{\text{расч}}$, которая определяется на основании *принципа максимума средней нагрузки* [7]

$$I_{T_\theta}(t) = \frac{1}{T_\theta} \int_t^{t+T_\theta} I(t) dt, \quad (2.16)$$

где T_θ – длительность интервала осреднения, принимаемая для графиков нагрузки, практически неизменных во времени, $T_\theta = 3T$ (во всех остальных случаях $T_\theta < 3T$).

Для оценки нагрева проводников используется закон Джоуля–Ленца и расчет ведется по максимуму среднеквадратичного (эффективного) тока для каждого изменения за время Δt . Расчетный ток $I_{\text{расч}}$, равный максимуму среднего тока, можно считать приближением, обеспечивающим инженерную точность при построении схемы СЭС.

При переменной нагрузке, когда график носит с нашей точки зрения случайный характер, использование выражения (2.16) приводит к эквивалентному по эффектам нагрева расчетному току $I_{\text{расч}}$, который вызывает в проводнике или такой же максимальный нагрев над окружающей температурой, или тот же тепловой износ изоляции, что и заданная переменная нагрузка. Ток $I_{\text{расч}}$ обычно определяют по расчетной активной нагрузке.

В качестве расчетной нагрузки при выборе сечений проводников по условиям нагрева применяют среднюю нагрузку по активной мощности, где интервал реализации связывают с постоянной времени нагрева T :

$$P_T(t) = \frac{1}{T} \int_t^{t+T} P(t) dt. \quad (2.16)$$

Условно принимают постоянную времени нагрева $T = 10$ мин., тогда $T_\theta = 3T = 30$ мин. независимо от сечения проводника, что и приводит к понятию *получасового максимума* P_{\max} . Использование максимальной из средних нагрузок, в чем и заключается принцип максимума средней нагрузки, позволяет говорить о расчетном (проектном) максимуме, заявленном или фактическом (суточном, недельном, месячном, сезонном и годовом), 30-минутном, $P_{30} = P_{\max}$.

Исследования по определению расчетной нагрузки, как «греющего тока» можно разделить на два основных направления связанных с:

1) уточнением ряда значений и соотношений для конкретных производств и групп ЭП, не затрагивающих основ метода *упорядоченных диаграмм* (УД) [7, 17, 24];

2) принципиальными усовершенствованиями метода *упорядоченных диаграмм* и разработкой новых методов.

В рамках первого направления, анализируя причины завышения расчетных мощностей при использовании метода УД, ряд авторов предлагал различные корректировки коэффициентов и других величин, составляющих метод.

В рамках второго направления разрабатываются новые методы РЭН на тех же физических основах и на прямом решении уравнений теплового баланса проводника, а также предлагаются различные корректировки времени осреднения, вероятности не превышения расчетной нагрузки, отличные от принятого в методе УД.

Аналитические методы расчета электрических нагрузок основаны на классических законах физики, электротехники и на их аналитических преобразованиях. Основой этих методов являются математические модели электрических нагрузок и тепловые модели проводников. Вследствие этого аналитические методы являются более точными, чем эмпирические методы. К аналитическим методам относятся:

- 1) метод упорядоченных диаграмм, преобразованный в настоящее время в метод РЭН по коэффициенту расчетной активной мощности;
- 2) статистический метод;
- 3) комплексный метод.

Основными аналитическими методами РЭН являются метод упорядоченных диаграмм, разработанный Г.М. Каяловым, и статистический метод, разработанный Б.В. Гнеденко и Б.С. Мешелем. Развитие методов РЭН основывается на уточнении теоретической базы этих двух основополагающих методов [8, 9].

1. Метод упорядоченных диаграмм был предложен Г.М. Каяловым в 1937 г. и составлял основу «Указаний по расчету электрических нагрузок» [18]. Метод УД, в соответствии с действующими нормами, применяется для всех уровней системы электроснабжения и вне зависимости от стадии проектирования.

В основе этого метода лежат два положения:

- 1) принцип максимума средней нагрузки;
- 2) преобразование реального графика нагрузки в упорядоченную диаграмму (рис. 2.6).

Упорядоченная диаграмма имеет такие же, как и у реального графика, электрические нагрузки:

- 1) среднюю:

$$P_c = \frac{1}{T} \int_t^{t+\Delta t} P(t) dt; \quad (2.18)$$

- 2) эффективную:

$$P_э = \sqrt{\frac{1}{T} \int_t^{t+\Delta t} P^2(t) dt}; \quad (2.19)$$

- 3) максимальную:

$$P_{\max} = \max (P(t)). \quad (2.20)$$

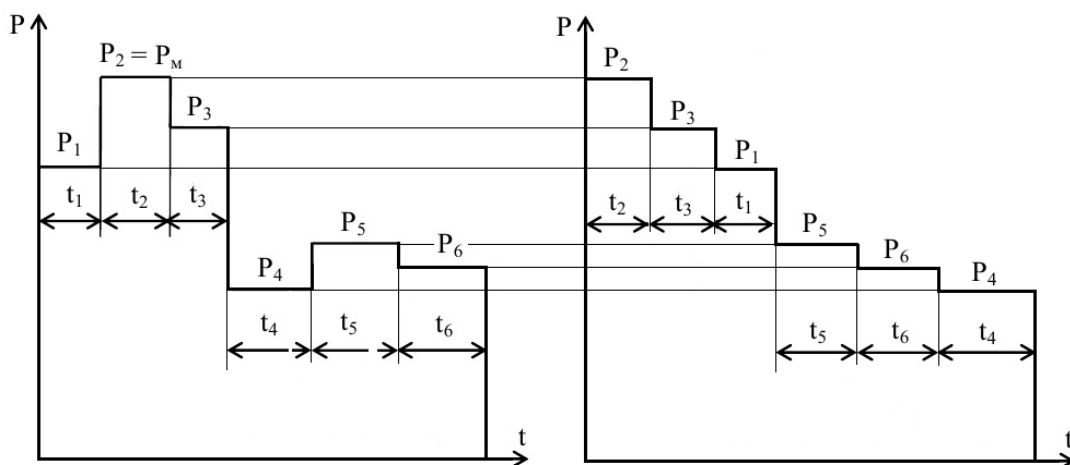


Рисунок 2.6 – Преобразование графика нагрузки в упорядоченную диаграмму

Упорядоченная диаграмма практически совпадает с кривой нормального закона распределения, благодаря чему коэффициент максимума K_m нагрузки определен математически строго.

За расчетную нагрузку в методе УД принята максимальная средняя нагрузка за получасовой интервал, это связано с тем, что минимальная возможная постоянная времени нагрева T для проводников на напряжении до 1 кВ близка к 10 минутам, а установившаяся температура нагрева проводника до 95% достигается через три постоянные времени нагрева ($3 \cdot T$). Таким образом, расчетная электрическая нагрузка в методе УД, имеет следующий вид:

$$P_{расч} = \max \left(\frac{1}{3T} \int_t^{t+3T} P(t) dt \right). \quad (2.21)$$

Метод изложен в нормативной [12, 18], справочной [23, 24] и учебной [5, 7, 10] литературе. Основная расчетная формула метода УД:

$$P_{расч} = K_m \cdot P_{см} = K_m \cdot \sum_{i=1}^n K_{ui} \cdot P_{ном i}, \quad (2.22)$$

где $P_{ном i}$ – номинальная мощность i -ой группы ЭП; K_{ui} – коэффициент использования i -ой группы ЭП, определяемый по справочным данным; K_m – коэффициент максимума, определяемый по справочным данным (табл. 2.7), (рис. 2.7):

$$K_m = f(n_э, K_u), \quad (2.23)$$

где $n_э$ – эффективное число ЭП, (число однородных по режиму работы ЭП, одинаковой мощности, которые обуславливают ту же расчетную нагрузку, что и рассматриваемая группа различных по номинальной мощности и режиму работы ЭП, и определяется по следующей формуле:

$$n_э = \left(\sum_{i=1}^n P_{ном i} \right)^2 / \sum_{i=1}^n P_{ном i}^2. \quad (2.24)$$

Таблица 2.7 – Определение коэффициента максимума

n_3	Коэффициент максимума K_M при K_U									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02

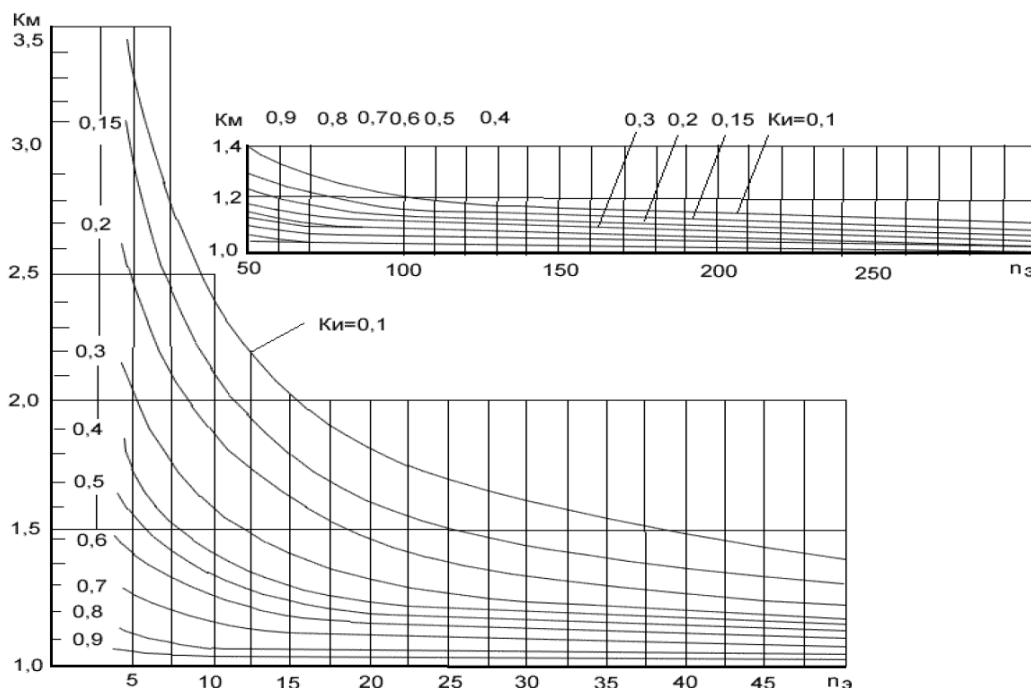


Рисунок 2.7 – Зависимость коэффициента максимума активной мощности от эффективного числа ЭП при различных коэффициентах использования

Упрощенно алгоритм расчета электрических нагрузок по методу УД выглядит следующим образом:

$$(n, P_{ном}, K_U, \cos \varphi) \rightarrow n_3 \rightarrow K_M \rightarrow P_{расч} \rightarrow Q_{расч} \rightarrow S_{расч}. \quad (2.25)$$

1. Для расчета электрических нагрузок группы ЭП необходимы исходные данные $(n, P_{ном}, K_U, \cos \varphi)$: количество ЭП n в группе; номинальные мощности ЭП $P_{ном}$; коэффициенты использования ЭП K_U и коэффициенты мощности ЭП $\cos \varphi$.

2. На основании исходных данных по формуле (2.24) вычисляется эффективное число ЭП $n_э$.

3. Затем по одному из способов РЭН определяется коэффициент максимума K_m :

1) по графикам зависимости $K_m = f(n_э, K_u)$ (рис. 2.5);

2) по таблицам $K_m = f(n_э, K_u)$ (табл. 2.7);

3) по приближенной формуле:

$$K_m = 1 + \frac{1,5}{\sqrt{n_э}} \cdot \sqrt{\frac{1 - K_u}{K_u}}. \quad (2.26)$$

4. Определяется расчетный получасовой максимум активной мощности $P_{расч}$ по средней активной мощности за наиболее загруженную смену $P_{см}$ для каждой j -группе ЭП:

$$\begin{cases} P_{расч} = K_m \cdot P_{см}, & n_э \geq 4; \\ P_{расч} = P_{см}, & n_э < 4. \end{cases} \quad (2.27)$$

$$P_{см} = \sum_{j=1}^m P_{номj} \cdot n_j \cdot K_{cj}. \quad (2.28)$$

5. Определяется расчетная реактивная мощность:

$$Q_{расч} = L_m \cdot Q_{см}, \quad (2.29)$$

где L_m – коэффициент максимума реактивной мощности; $Q_{см}$ – средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену:

$$\begin{cases} L_m = 1,0, & n_э > 10; \\ L_m = 1,1, & n_э \leq 10. \end{cases} \quad (2.30)$$

$$Q_{см} = \sum_{j=1}^m P_{номj} \cdot n_j \cdot K_{cj} \cdot \operatorname{tg} \varphi_j, \quad (\cos \varphi \rightarrow \operatorname{tg} \varphi). \quad (2.31)$$

6. Определяется полная расчетная мощность по формуле (1.15) и ток:

$$I_{расч} = \frac{S_{расч}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (2.32)$$

Многолетние расчеты электрических нагрузок по методу УД показали, что полученная расчетная нагрузка иногда превышает фактическую в 1,5–2,5 раза [2]. Основными недостатками метода УД и причинами завышения электрических нагрузок являются:

- неопределенность и неполнота исходной информации требует допущений: ЭП одного названия имеют одинаковые коэффициенты; исключаются резервные двигатели по условиям электрических нагрузок; коэффициент использования K_u считается независимым от числа ЭП в группе, выделяются ЭП с практически постоянным графиком нагрузки, исключаются из расчета наименьшие по мощности ЭП;

- недостаточная оперативность обновления справочных данных, в связи с появлением нового электрооборудования и новых видов производств;

- в качестве расчетной мощности используется средняя мощность за время осреднения, а не эффективная мощность, которая пропорциональна потерям в проводнике;

- метод не дифференцирован по различным уровням СЭС: использование 30-минутного интервала осреднения $3T$, справедливо для проводов и кабельных линий сечением не более 25 мм^2 , для которых постоянная времени нагрева T близка к 10 мин., что соответствует 1УР системы электроснабжения (рис. 2.1). Поэтому при выборе других сечений кабелей, других элементов с другой постоянной нагрева, необходимо применение формул пересчета;

- при построении зависимости $K_m = f(n_s, K_u)$, предполагается, что коэффициент загрузки ЭП $K_{загр} = 0,8$, что является завышенным значением для большинства ЭП;

- не всегда справедливые допущения о независимости режимов работы отдельных ЭП и что закон распределения электрической нагрузки соответствует распределению Гаусса.

Гарантированная точность метода УД получается при точно известных технологических режимах, известной технологической карте, строго циклическом процессе и т.д.

Метод упорядоченных диаграмм, директивно применявшийся в 1960–70-е гг. для всех уровней СЭС и на всех стадиях проектирования, в 1980–90-е гг. трансформировался в методику расчета электрических нагрузок по *коэффициенту расчетной активной мощности* [18]. При наличии данных о числе ЭП, их мощности, режимах работы его рекомендуют применять для расчета элементов системы электроснабжения 2УР, 3УР (провод, кабель, шинопровод, низковольтные ЭП распределительных и вводных щитов), питающих силовую нагрузку напряжением до 1 кВ, и – упрощенно для эффективно-го числа приемников всего цеха, т.е. для питающей сети напряжением 6–10 кВ 4УР.

В результате комплекса научно-исследовательских работ, проведенных институтом Тяжпромэлектропроект в период с 1980–1992 гг., была значительно повышена точность РЭН, в основе которой лежит рассмотренный метод УД. Формальное различие метода упорядоченных диаграмм и расчета по коэффициенту расчетной активной мощности заключается в замене коэффициента максимума K_m , всегда понимаемого как отношение $P_{расч} / P_{см}$ (2.5), *коэффициентом расчетной активной мощности* $K_p = f(n_s, K_u)$.

Методика РЭН по *коэффициенту расчетной активной мощности* будет подробно рассмотрена в главе 3.

2. Статистический метод был предложен академиком Гнеденко Б.В. и инженером Мешелем Б.С. В основе метода лежит предположение, что групповой ГН изменяется случайно, причем случайный ГН при числе ЭП больше восьми подчиняется нормальному закону распределения. Определяются две величины: математическое ожидание $P_{cp} = MP$ и дисперсия нагруз-

ки DP . Для случайных величин, распределяющихся по нормальному закону, справедливо:

$$P_{расч} = P_{ср} \pm \beta \cdot \sqrt{DP}, \quad (2.33)$$

где β – коэффициент надежности (обеспеченности) расчета (коэффициент, определяющий вероятность превышения значения расчетной нагрузки, связанный с точностью РЭН).

Статистический метод позволяет определять расчетную нагрузку с любой принятой вероятностью ее появления.

В теории вероятности часто используется правило трех сигм: $P_{max} = P_{ср} \pm 3\sigma$, что при нормальном распределении соответствует предельной вероятности 0,9973. Вероятности превышения нагрузки на $\pm 0,5\%$ соответствует $\beta = 2,5$; $\beta = 2$ соответствует вероятности 0,975. Для $\beta = 1,65$ обеспечивается $\pm 5\%$ вероятности ошибки. Для точности расчета $\pm 10\%$, что соответствует погрешности инженерных расчетов, значение коэффициента $\beta = 1,0$.

При РЭН отклонения дисперсии нагрузки в меньшую сторону не учитываются, следовательно, расчетная нагрузка будет определяться по выражению:

$$P_{расч} = P_{ср} + \beta \cdot \sqrt{DP}. \quad (2.34)$$

Применение этого метода целесообразно для определения нагрузок по отдельным группам и узлам ЭП напряжением до 1 кВ (2УР–3УР).

Из формулы (2.34) можно получить выражение:

$$K_c = K_u + \beta \cdot \sigma_{ср} / P_{ном}, \quad (2.35)$$

где $\sigma_{ср}$ – среднеквадратичное отклонение расчетной нагрузки от средней.

Мешелем Б.С. было сделано допущение о существовании связи между величинами K_u и $\sigma_{ср}$. Это позволило проводить расчеты с использованием данных только о коэффициенте использования K_u . Теоретически для определения связи между указанными величинами необходимо проведение большое количество опытов, крайне затруднительных на практике, что является одним из недостатков метода. Экспериментальное обоснование статистической связи между этими величинами приближает этот метод к эмпирическим, действующим для тех предприятий, где проходили статистические исследования. Основной причиной ограниченного применения данного метода было отсутствие статистических данных по $\sigma_{ср}$ для различных групп ЭП.

На основе многолетних экспериментальных исследований институтом Сельэнергопроект были определены основные вероятностные характеристики нагрузок сельскохозяйственных потребителей. Характеристики нагрузок сельскохозяйственных объектов закреплены нормативно в «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения» [17].

Расчетные активные и реактивные, дневные и вечерние нагрузки: на участках линий 0,38–110 кВ; на шинах соответствующих подстанций при разработке проектов сетей 0,38–110 кВ; для схем развития сетей 10 кВ районов электрических сетей; схем для перспективного развития сетей 35–110 кВ определяются на ЭВМ по приведенным ниже формулам.

Для РЭН на участках ЛЭП и шинах подстанций, к которым присоединено произвольное количество потребителей, необходимо знать среднеквадратичное отклонение или дисперсию $D = \sigma^2$ всех подключенных нагрузок.

Значения дисперсии активных $D(P)$ и реактивных $D(Q)$ нагрузок можно получить из приложений [17] по выражениям:

$$D(P) = \left(\frac{P_{\max} - \bar{P}}{2} \right)^2; \quad (2.36)$$

$$D(Q) = \left(\frac{Q_{\max} - \bar{Q}}{2} \right)^2. \quad (2.37)$$

Определив основные вероятностные характеристики электрических нагрузок потребителей, и, рассматривая нагрузки как случайные величины, для РЭН используют известные из курса теории вероятностей теоремы сложения математических ожиданий и дисперсий. Так, для математического ожидания суммарной активной \bar{P}_Σ и реактивной \bar{Q}_Σ нагрузок можно записать:

$$\bar{P}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \bar{P}_i; \quad \bar{Q}_\Sigma = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i. \quad (2.38)$$

Для независимых случайных величин (что характерно для нагрузок сельскохозяйственных потребителей) дисперсии суммарной активной и реактивной нагрузок потребителей определяются соответственно:

$$D(P)_\Sigma = \sum_{i=1}^n D(P)_i; \quad D(Q)_\Sigma = \sum_{i=1}^n D(Q)_i. \quad (2.39)$$

Расчетные активные и реактивные нагрузки ЛЭП и шин подстанций определяются по формулам:

$$P_{расч} = \sum_{i=1}^n \bar{P}_i + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \cdot \sigma_{P_i} \cdot P_i)^2}, \quad (2.40)$$

$$Q_{расч} = \sum_{i=1}^n \bar{Q}_i + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\beta \cdot \sigma_{Q_i} \cdot Q_i)^2}, \quad (2.41)$$

где \bar{P}_i , \bar{Q}_i – среднее значение (математическое ожидание) дневной или вечерней нагрузки P_i и Q_i на вводе i -го потребителя, на i -м участке линии, на шинах i -ой подстанции, кВт, квар; σ_{P_i} , σ_{Q_i} – среднеквадратическое отклонение соответствующей нагрузки, кВт, квар.

При этом статистический метод является надежным методом изучения нагрузок действующего предприятия, обеспечивающим относительно верное значение заявляемого предприятием максимума нагрузки в часы прохождения максимума в энергосистеме.

3. Комплексный метод РЭН, применяемый для расчета электрических нагрузок на всех уровнях СЭС, опирается на аналоги, в качестве которых должны выступать уже созданные и эксплуатируемые объекты [7, 8, 24].

Комплексный метод, предусматривающий определение нагрузок $P_{расч} = P_{max}$ при нисходящем проектировании «сверху–вниз» от верхних уровней системы электроснабжения, основан на одновременном применении нескольких способов расчета.

1. По электроемкости продукции на уровне БУР (рис. 2.1):

$$P_{max} = \sum_i \mathcal{E}_i \cdot M_i / T_{max}, \quad (2.42)$$

где \mathcal{E}_i – электроемкости продукции i -го вида; M_i – объем технологической продукции i -го вида; T_{max} – число часов использования максимума.

2. По общегодовому электропотреблению A или среднегодовой мощности $P_{ср}$ на БУР – 4УР:

$$P_{max} = K_m \cdot A / T_z = K_m \cdot P_{ср}, \quad (2.43)$$

где K_m – среднегодовой коэффициент максимума; $T_z = 8760$ – число часов в году.

3. По удельному годовому расходу электроэнергии $A_{уд}$ на 5УР – 3УР:

$$P_{max} = K_m \cdot \sum_{i=1}^n (A_{уд} \cdot M_i / T_z). \quad (2.44)$$

4. По среднегодовому коэффициенту спроса K_c на БУР–2УР:

$$P_{max} = K_c \cdot P_{уст}, \quad (2.45)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность.

5. По удельным мощностям нагрузок на БУР–2УР:

$$P_{max} = \gamma \cdot F, \quad (2.46)$$

где γ – удельная мощность (плотность нагрузки); F – площадь предприятия, цеха, отделения, участка.

6. Прогнозирования временных рядов на БУР–2УР:

$$P_{max} = f(W_j); W_1 = f_1(A, t); W_2 = f_2(M_1, t), \dots, \quad (2.47)$$

где W_j – матрица показателей, определяемая временным рядом.

7. Профессионально-логического анализа:

$$P_{max} = \{P_0, W_j\}, \quad (2.48)$$

где P_0 – матрица электрических показателей, характеризующая кластер объекта (электрического хозяйства).

В качестве расчетной мощности $P_{расч} = P_{max}$ для каждого ЭП 1УР с длительным режимом работы при выборе коммутационной аппаратуры и проводников принимают его номинальную (установленную) мощность $P_{расч} = P_{max} = P_{ном} = P_{уст}$. Изменением значения КПД и коэффициента мощно-

сти при изменении нагрузки пренебрегают. Под номинальной мощностью агрегата с многодвигательным приводом как ЭП понимают сумму номинальных мощностей все двигателей. Если два и три ЭП образуют группу, питающуюся по одному проводнику от одного коммутационного аппарата, то $P_{расч} = P_{max}$ определяется как сумма их номинальных мощностей.

Таким образом, для 1УР расчет электрических нагрузок для целей электроснабжения не производится, а выбор электрооборудования осуществляется по $P_{ном}$. Определение коэффициентов $K_{вкл}$, K_c , K_u , K_m , K_o и выделение резервных ЭП не требуются. Понятие наиболее загруженной смены не используется, коэффициент максимума не уменьшается.

Использование комплексного метода предполагает, что принимая за основу электрические показатели, специалист может оценить полученные результаты, сам же метод, по существу, представляет обобщение результатов. Речь идет о принятии концептуальных положений, соответствующих нынешнему этапу развития производства.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Каким является один из основных этапов проектирования СЭС по условиям нагрева?
2. Почему сечение проводников приходится выбирать не по максимальной температуре нагрева θ_{max} , а по расчетной токовой нагрузке $I_{расч}$, которая определяется на основании принципа максимума средней нагрузки?
3. Что принимается в качестве расчетной нагрузки при выборе сечений проводников по условиям нагрева?
4. На чем основаны аналитические методы расчета электрических нагрузок?
5. Какие способы расчета электрических нагрузок относятся к аналитическим методам?
6. Какие положения лежат в основе метода упорядоченных диаграмм?
7. Какими основными недостатками обладает метод упорядоченных диаграмм и что относится к причинам завышения электрических нагрузок?
8. Как называется метод расчета электрических нагрузок, получившийся на основе трансформации метода упорядоченных диаграмм?
9. Какое предположение лежит в основе статистического метода расчета электрических нагрузок?
10. В каких случаях целесообразно применение статистического метода расчета электрических нагрузок?
11. В каком нормативном документе закреплены характеристики нагрузок сельскохозяйственных объектов?
12. При каких условиях статистический метод является надежным способом изучения нагрузок действующего предприятия?
13. На каких уровнях СЭС применим комплексный метод расчета электрических нагрузок?

14. Какие способы расчета использованы в комплексном методе при нисходящем проектировании?

15. На принятие каких положений ориентирован комплексный метод?

3 ВЫБОР МЕТОДА РАСЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Общие сведения о способах расчета электрических нагрузок

Определение электрических нагрузок объектов электросетевого хозяйства должно производиться при разработке СЭС предприятий в курсовом проектировании и при выполнении выпускной квалификационной работы для решения вопросов выбора и проверки электропитающего, сетевого и подстанционного электрооборудования, а также возможного присоединения проектируемого объекта электроснабжения к сетям энергосистемы.

Расчет электрических нагрузок выполняется методом восходящего проектирования от низших к высшим ступеням СЭС (рис. 3.1) по отдельным расчетным узлам в сетях напряжением до 1 кВ и выше. На рис. 3.1 представлена схема электроснабжения агропромышленных потребителей с указанием наиболее характерных узлов, для которых производится РЭН.

В зависимости места расположения расчетного узла (и от стадии реального проектирования) в схеме электроснабжения применяются упрощенные или более точные методы расчета электрических нагрузок.

Расчет электрических нагрузок характерных узлов СЭС выполняется в целях выбора сечений питающих и распределительных сетей напряжением до 1 кВ и выше, числа и мощности трансформаторов ТП, районной ПС, главной понизительной подстанции, сечений шин распределительных устройств ТП, распределительной подстанции РП, коммутационной и защитной аппаратуры напряжением до 1 кВ и выше.

Ожидаемая электрическая нагрузка определяется расчетным путем, либо по фактическому электропотреблению предприятия-аналога, либо через удельные показатели электропотребления.

При восходящем проектировании РЭН производится параллельно с построением системы электроснабжения в следующей последовательности:

1) выполняется РЭН напряжением до 1 кВ в целом по корпусу (цеху, предприятию) в целях выявления общего количества и мощности цеховых и потребительских трансформаторных подстанций;

2) выполняется РЭН на напряжении 6–10 кВ и выше на сборных шинах РП или районной подстанции ПС.

Расчетные нагрузки ЭП напряжением до 1 кВ на вводах в отдельные здания и сооружения определяются одним из следующих способов.

Способ 1. Если имеется сменный или суточный технологический график работы силового, нагревательного и осветительного электрооборудования, то строится график электрических нагрузок, из которого определяется получасовой максимум с учетом средних значений коэффициентов загрузки

ЭП (табл. 3.1). РЭН выполняется в соответствии с «Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения», закрепленных «Руководящими материалами по проектированию электроснабжения сельского хозяйства» электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения» [17].

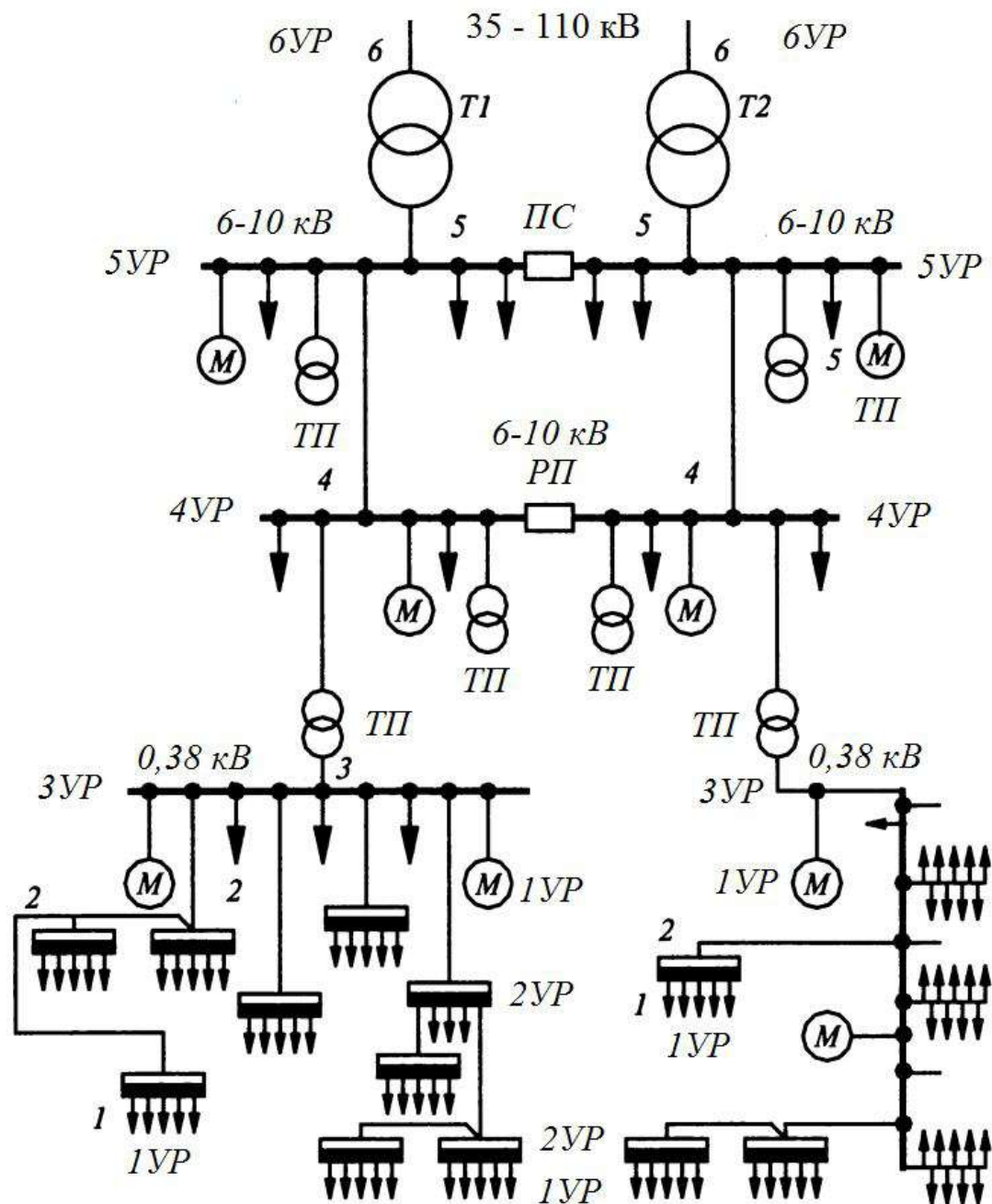


Рисунок 3.1 – Схема электроснабжения агропромышленных потребителей с указанием наиболее характерных узлов, для которых производится РЭН: *T1, T2* – силовые трансформаторы; *ПС* – районная понизительная подстанция; *РП* – распределительная подстанция; *M* – электродвигатели; *1 (1УР)* – приемник электроэнергии; *2 (2УР)* – шины распределительной сборки или магистрального шинопровода; *3 (3УР)* – шины распределительного устройства трансформаторной подстанции на напряжение 0,38 кВ; *4 (4УР)* – шины 6–10 кВ распределительной подстанции (*РП*); *5 (5УР)* – шины 6–10 кВ районной подстанции (*ПС*); *6 (6УР)* – граница раздела *ПС* и энергоснабжающей организации. Граница раздела предприятия и энергосистемы: заявляемый (договорной), присоединяемый, лимитируемый, контролируемый и отчетный уровень может совпадать и с 2УР, и с 3УР, и с 4УР, и с 5УР

Способ 2. Для однородных потребителей в соответствии с «Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения» [17] приняты два метода расчета нагрузок: при помощи *коэффициента одновременности* или по *методу добавок*.

Способ 2.1. Если нагрузки однородных потребителей отличаются по значению *не более* чем в четыре раза, то суммирование их производится с помощью *коэффициента одновременности*. Расчетные дневная и вечерняя нагрузки на участке линии или на шинах трансформаторной подстанции равна:

$$P_{Д\ расч} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Ди}; \quad P_{В\ расч} = K_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{Ви}, \quad (3.1)$$

где K_o – коэффициент одновременности; $P_{Ди}$, $P_{Ви}$ – дневная и вечерняя нагрузки на вводе i -го потребителя или i -го участка сети.

Коэффициенты одновременности в зависимости от уровня напряжения сети принимаются по табл. 3.2–3.4.

Таблица 3.1 – Средние значения коэффициентов загрузки ЭП

Наименование электроприемников	$K_{загр}$
Кормоприготовительные машины:	
- измельчение зерновых;	0,8
- измельчение сочных кормов и корнеплодов;	0,6
- измельчение грубых кормов	0,5
Транспортеры:	
- скребковые;	0,7
- шнековые	0,4
Смесители кормов	0,6
Кормораздатчики	0,5
Доильные установки	0,8
Вентиляторы	0,6–0,8
Навозоуборочные транспортеры	0,5
Насосы, компрессоры	0,7
Нагревательные установки	1,0
Осветительные электроустановки	1,0

Таблица 3.2 – Коэффициент одновременности K_o для суммирования электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе до 2 кВт/дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
То же, свыше 2 кВт/дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,30	0,25

Таблица 3.3 – Коэффициент K_o для суммирования электрических нагрузок в сетях 6–10 кВ

Количество ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности K_o	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65

Способ 2.2. Если нагрузки однородных потребителей отличаются по значению *более* чем в четыре раза, то суммирование их производится с помощью добавок к большей слагаемой нагрузки [17]:

$$P_{(Д,В)расч} = P_{(Д,В)i\max} + \sum_{i=1}^n \Delta P_{(Д,В)i}, \quad (3.2)$$

где $P_{(Д,В)i\max}$ – наибольшая из дневных или вечерних активных нагрузок на вводе потребителя расчетного участка, кВт; $\Delta P_{(Д,В)i}$ – добавки к большей слагаемой нагрузке (табл. 3.5).

Таблица 3.4 – Коэффициент K_o на шинах 6–10 кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6-10 кВ на сборных шинах РП и ГПП			
	2—4	5—8	9—25	более 25
$K_u < 0$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_u < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_u < 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_u > 0$	1,0	1,0	0,95	0,9

Средневзвешенные коэффициент активной мощности $\cos \varphi_{ср. вэв.}$ расчетного участка для дневного и вечернего максимумов нагрузки определяются по выражению (1.16).

Реактивная и полная мощность расчетных участков определяется по формулам (1.14) и (1.15).

Способ 3. По (3.1) и (3.2) производится также суммирование *разнородных нагрузок* – бытовой и производственной и определяется расчетная нагрузка на шинах трансформаторных подстанций [17]. Для расчета электрических сетей необходимо знать значения полных мощностей на участках:

$$S_{уч} = P_{уч} / \cos \varphi, \quad (3.3)$$

где значения $\cos \varphi$ принимают для сетей 0,38 кВ по табл. 3.6, а для сетей 10–110 кВ – по рис. 3.2 в зависимости от отношения расчетной нагрузки производственных потребителей P_n к общей расчетной нагрузке $P_{общ}$.

$$P_{общ} = P_n + P_{кб}, \quad (3.4)$$

где $P_{кб}$ – расчетная нагрузка коммунально-бытовых потребителей.

Таблица 3.5 – Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ
(нагрузки P и соответствующие добавки ΔP указаны в кВт)

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
0,2	0,2	19	11,8	52	35,4	100	69	166	120	232	176
0,3	0,2	20	12,5	53	36,1	102	70	168	122	234	177
0,4	0,3	21	13,1	54	36,8	104	72	170	123	236	179
0,5	0,3	22	13,8	55	37,5	106	73	172	124	238	180
0,6	0,4	23	14,4	56	38,2	108	75	174	126	240	182
0,8	0,5	24	15,0	57	38,9	110	76	176	127	242	184
1,0	0,6	25	15,7	58	39,6	112	78	178	129	244	185
1,5	0,9	26	16,4	59	40,3	114	80	180	130	246	187
2,0	1,2	27	17,0	60	41,0	116	81	182	132	248	188
2,5	1,5	28	17,7	61	41,7	118	82	184	134	250	190
3,0	1,8	29	18,4	62	42,4	120	84	186	136	252	192
3,5	2,1	30	19,0	63	43,0	122	86	188	138	254	193
4,0	2,4	31	19,7	64	43,8	124	87	190	140	256	195
4,5	2,7	32	20,4	65	44,5	126	89	192	142	258	196
5,0	3,0	33	21,4	66	45,2	128	90	194	144	260	198
5,5	3,3	34	22,0	67	45,9	130	92	196	146	262	200
6,0	3,6	35	22,8	68	46,6	132	94	198	148	264	201
6,5	3,9	36	23,5	69	47,3	134	95	200	150	266	203
7,0	4,2	37	24,2	70	48,0	136	97	202	152	268	204
7,5	4,5	38	25,0	72	49,4	138	98	204	153	270	206
8,0	4,8	39	25,9	74	50,2	140	100	206	155	272	208
8,5	5,1	40	26,5	76	52,2	142	102	208	156	274	209
9,0	5,4	41	27,2	78	53,6	144	103	210	158	276	211
9,5	5,7	42	28,0	80	55,0	146	105	212	160	278	212
10	6,0	43	28,8	82	56,4	148	106	214	161	280	214
11	6,7	44	29,5	84	57,4	150	108	216	163	282	216
12	7,3	45	30,2	86	59,0	152	110	218	164	284	217
13	7,9	46	31,0	88	60,6	154	111	220	166	286	219
14	8,5	47	31,8	90	62,0	156	113	222	168	288	220
15	9,2	48	32,5	92	63,4	158	114	224	169	290	222
16	9,8	49	33,2	94	64,8	160	116	226	171	292	224
17	10,5	50	34,0	96	66,2	162	117	228	172	296	227
18	11,2	51	34,7	98	67,6	164	119	230	174	300	230

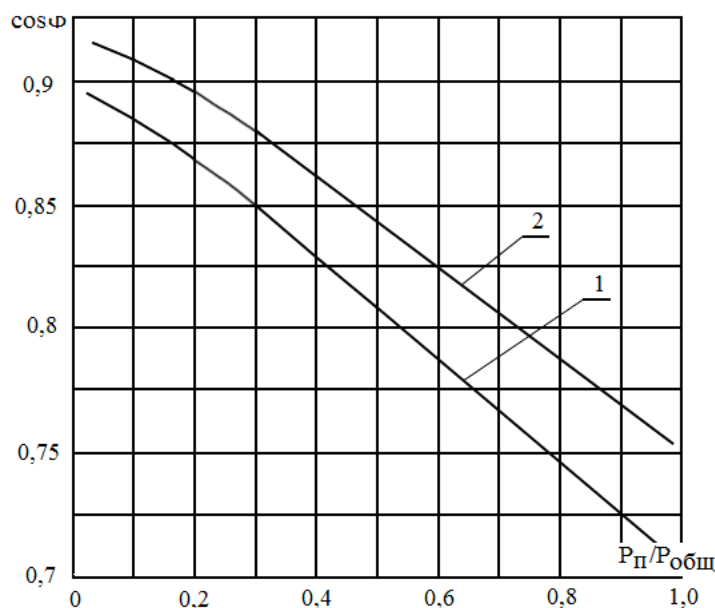


Рисунок 3.2 – Зависимость $\cos\varphi$ для сетей 10–110 кВ от соотношения $P_{\text{п}}/P_{\text{общ}}$ в максимум нагрузок: 1 – дневной, 2 – вечерний

В сельском хозяйстве широко распространены сезонные потребители, которые потребляют электроэнергию не круглый год, а по сезонам: осенью и летом – зернотока и пункты по переработке сельскохозяйственных продуктов; зимой и весной – теплицы и парники; весной, летом и осенью – орошение и т.д. Если в проектируемой зоне электроснабжения такие потребители есть, то расчетные нагрузки определяют с учетом коэффициентов сезонности $K_{сез}$, значения которых приведены в табл. 3.7.

Если суммарная нагрузка сезонных потребителей весной составляет более 20% мощности остальных потребителей, летом – более 30% и осенью – более 10%, то нагрузку, кроме расчетного зимнего сезона, определяют также и для других сезонов.

Таблица 3.6 – Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ и коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$ в максимум нагрузки			
	дневной		вечерний	
	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
То же, с электрообогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцеха	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0,70	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,70	1,02	0,75	0,88
Мельницы, маслобойки	0,80	0,75	0,85	0,62
Цеха по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,80	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,90	0,48
Жилые дома без электроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ:				
- с производственной нагрузкой	0,70	1,02	0,75	0,88
- с коммунально-бытовой	0,90	0,48	0,92	0,43
- со смешанной нагрузкой	0,80	0,75	0,83	0,67

Таблица 3.7 – Коэффициенты сезонности $K_{сез}$ сельскохозяйственных потребителей

Вид потребителя	Сезон			
	зима	весна	лето	осень
Традиционные потребители	1	0,8	0,7	0,9
Орошение	0–0,1	0,3–0,5	1	0,2–0,5
Закрытый грунт на электрообогреве	0,3	1	0	0
Осенне-летние потребители	0,2	0	1	1

Способ 4. Если для групп промышленных ЭП (технологических линий, производственных участков цехов, механических и ремонтных переделов и др.) известны технические данные установленного электрооборудования, в этом случае РЭН может выполняться в соответствии с «Указаниями по определению электрических нагрузок методом коэффициента расчетной активной мощности» [18]. Указания не распространяются на определение электрических нагрузок ЭП с резкопеременными графиками нагрузки (дуговых электродуговых, контактной сварки и т. п.), электрического транспорта, а также ЭП с известным графиком нагрузки.

Способ 5. Методы, согласно которым расчетная нагрузка определяется умножением значения установленной мощности на коэффициент $K \leq 1$ (K_c , K_o и др. [24]), т.е.:

$$P_{расч} = K \cdot P_{уст}. \quad (3.5)$$

Например, методы расчета с использованием коэффициента спроса K_c , а также коэффициента разновременности $K_{р.м.}$ (табл. 3.8), которые нашли широкое применение в проектировании электроустановок жилых и общественных зданий [22] и в определении высоковольтных нагрузок напряжением 6–10 кВ, создаваемых цехами или большими производственными участками.

Таблица 3.8 – Значения коэффициентов разновременности $K_{р.м.}$ на шинах 6–10 кВ трансформаторов ПС или ГПП

Коэффициент разновременности $K_{р.м.}$		
при $K_u \leq 0,3$	$0,3 < K_u < 0,5$	при $K_u \geq 0,5$
0,75	0,8	0,85

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. В каких случаях требуется определение электрических нагрузок систем электроснабжения?
2. Какие методы расчета электрических нагрузок используются в зависимости места расположения расчетного узла и от стадии проектирования?
3. В какой последовательности производится расчет электрических нагрузок при восходящем проектировании?
4. Какими способами определяются расчетные нагрузки ЭП напряжением до 1 кВ на вводах в отдельные здания и сооружения?
5. Какими методическими указаниями следует воспользоваться при расчете электрических нагрузок, если имеется сменный или суточный технологический график работы силового, нагревательного и осветительного электрооборудования?
6. Какие два метода расчета электрических нагрузок для однородных потребителей приняты в «Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения»?
7. Какой метод расчета электрических нагрузок следует использовать в случае, если нагрузки однородных потребителей отличаются по значению *не более* чем в четыре раза?
8. Какой метод расчета электрических нагрузок следует использовать в случае, если нагрузки однородных потребителей отличаются по значению *более* чем в четыре раза?
9. Какие данные необходимы при суммировании разнородных нагрузок – бытовой и производственной для определения расчетной нагрузки на шинах трансформаторных подстанций?
10. Какие коэффициенты следует учитывать, если в проектируемой зоне электроснабжения находятся сезонные потребители?
11. Какими указаниями следует воспользоваться при расчете электрических нагрузок, если известны технические данные установленного электрооборудования (без ЭП с резкопеременными графиками нагрузки)?
12. Какие методы расчета электрических нагрузок применимы в проектировании электроустановок жилых и общественных зданий и в определении высоковольтных нагрузок напряжением 6–10 кВ, создаваемых цехами или большими производственными участками?

3.2 Определение электрических нагрузок в сетях напряжением до 1 кВ методом коэффициента расчетной активной мощности

Расчет электрических нагрузок объектов электросетевого хозяйства и электроприемников напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания – распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного и

магистрального шинпровода, щита станций управления, троллей, цеховой трансформаторной подстанции, а также по цеху и корпусу в целом.

Проектирование электрических нагрузок осуществляется по методике руководящего технического материала – указаний по расчету электрических нагрузок РТМ 36.18.32.4-92 [12, 13, 18]. Проектирование основано на *методе упорядоченных диаграмм*, который применяли для всех уровней СЭС и на всех стадиях проектирования, затем расчет трансформировался в определение нагрузок по *коэффициенту расчетной активной мощности*. При наличии данных о числе ЭП, их мощности и режимах работы этот метод рекомендуют применять в первую очередь для расчета группы элементов системы электропитания, питающих нагрузку ЭП напряжением до 1 кВ. Различие метода упорядоченных диаграмм и вычислений по *коэффициенту расчетной активной мощности* заключается в замене коэффициента максимума K_m , понимаемого как отношение максимальных нагрузок к средним, коэффициентом расчетной активной мощности K_p , который определяется в зависимости от коэффициента использования K_u , эффективного числа электроприемников n_e и постоянной времени нагрева T .

Повышение точности определения расчетной нагрузки в [13, 18] достигнуто путем использования *статистического метода* [24], реализующего переход от детерминированного представления среднесменной нагрузки группы ЭП к вероятностному с учетом диапазонов возможных значений фактических постоянных времени нагрева элементов СЭС, для которых вычисляется максимальная (расчетная) нагрузка.

На основе корреляционного и регрессионного анализа результатов обследования действующих промышленных предприятий получены аналитические выражения, которые позволяют определять значения расчетной нагрузки на всех уровнях системы электроснабжения с коррекцией среднего значения максимальной нагрузки. По этим выражениям составлены таблицы и номограммы, снижающие трудоемкость расчетов. Рассматриваемая методика позволяет снизить погрешность определения электрических нагрузок до приемлемых в инженерных расчетах значений, сохраняя при этом возможность использования существующей справочно-информационной базы.

Методика определения электрических нагрузок является общей для проектирования систем электроснабжения потребителей электроэнергии *всех отраслей* народного хозяйства. Однако действие рассматриваемой методики не распространяются на определение электрических нагрузок ЭП с резкопеременным графиком нагрузки – электроприводов прокатных станов, дуговых электропечей, контактной электросварки, промышленного электрического транспорта, жилых и общественных зданий, а также ЭП, с известным графиком нагрузки.

Для представления электрических величин и коэффициентов, характеризующих электропотребление, принята следующая система обозначений:

• показатели электропотребления индивидуальных ЭП обозначаются строчными буквами, а групп ЭП – прописными буквами латинского или греческого алфавита;

• *номинальная (установленная) мощность одного ЭП* – это мощность, обозначенная в его паспорте. Применительно к агрегату с многодвигательным приводом под номинальной мощностью подразумевается наибольшая сумма номинальных мощностей одновременно работающих двигателей;

• *групповая номинальная (установленная) активная мощность* – это арифметическая сумма номинальных активных мощностей группы ЭП:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{ном i} = \sum_i P_{ном i}, \quad (3.6)$$

где n – число ЭП; $P_{ном}$ – номинальная (установленная) мощность одного ЭП, кВт;

• *номинальная реактивная мощность одного ЭП $q_{ном}$* – это реактивная мощность в сети при номинальной активной мощности и номинальном напряжении, а для синхронных двигателей – при номинальном токе возбуждения;

• *групповая номинальная реактивная мощность* – это алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей входящих в группу ЭП:

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n q_{ном i} = \sum_i P_{ном i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (3.7)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности;

• *групповая средняя активная и реактивная мощность за период времени T* определяется как частное от деления расхода активной W и реактивной V энергии всех входящих в группу ЭП на длительность периода:

$$P_{см} = W / T; \quad Q_{см} = V / T; \quad (3.8)$$

• *средняя активная (реактивная) мощность группы* равна сумме средних активных (реактивных) мощностей, входящих в группу ЭП, кроме резервных, малой мощности или работающих кратковременно. В дальнейшем в под термином, «средняя активная (реактивная) мощность» имеется в виду «наибольшее возможное значение средней активной (реактивной) мощности за наиболее загруженную смену продолжительности $T_{см}$ »;

• *коэффициент использования отдельного электроприемника k_u или группы ЭП K_u* – отношение средней активной мощности отдельного ЭП или группы ЭП за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$k_u = P_{см} / P_{ном}; \quad K_u = P_{см} / P_{ном}. \quad (3.9)$$

В справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты для определения электрических нагрузок предприятий, значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП. К

одной характерной категории относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, а также одинаковые технические данные;

- для группы, состоящей из ЭП различных категорий с разными значениями K_u , средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_u = \sum_i k_{ui} P_{ном i} / \sum_i P_{ном i}; \quad (3.10)$$

- при определении K_u группы ЭП как средневзвешенного справочного значения характерных категорий произведение $K_u \cdot P_{ном}$ не должно рассматриваться как среднее значение ожидаемой нагрузки, так как в нем не учтен фактор снижения расчетных значений K_u при увеличении числа ЭП в группе. Указанный фактор учитывается в номограмме (рис. 3.3) и табл. 3.9 и позволяет сохранить принятый алгоритм расчета;

- *эффективное число электроприемников $n_э$* – это такое число однородных по режиму работы ЭП одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности ЭП.

Значение $n_э$ рекомендуется определять по следующему выражению:

$$n_э = \frac{(\sum_i P_{ном})^2}{\sum_i n \cdot P_{ном}^2}. \quad (3.11)$$

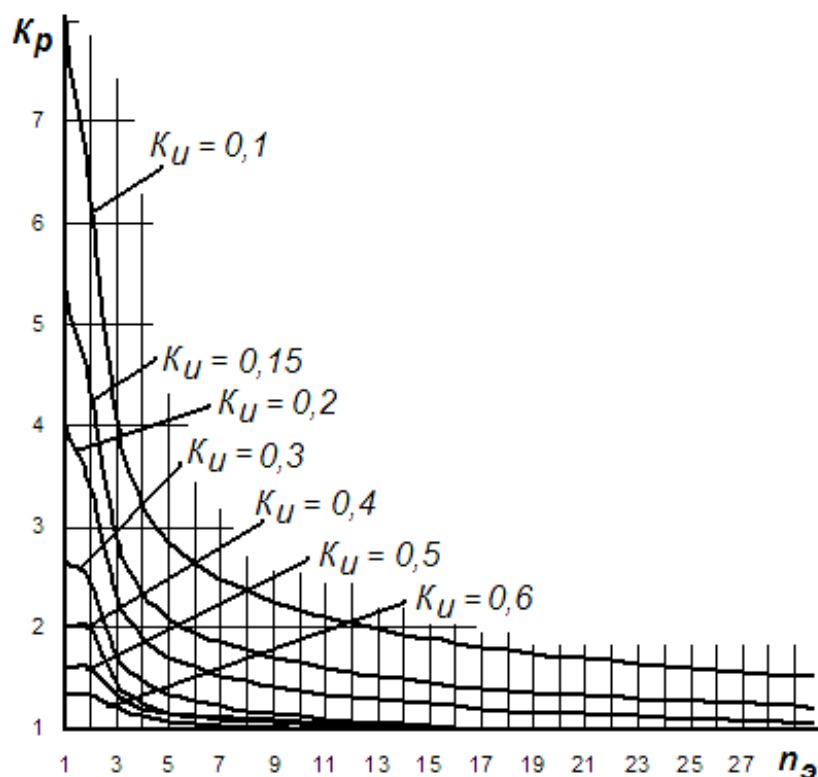


Рисунок 3.3 – Зависимости коэффициента расчетных нагрузок K_p для различных коэффициентов использования K_u в функции от $n_э$ для постоянной времени нагрева $T = 10$ мин

Таблица 3.9 – Значения коэффициентов K_p на шинах низкого напряжения трансформаторов и для магистральных винопроводов напряжением до 1 кВ

$n_э$	Коэффициент использования K_u							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6–8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9–10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10–25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25–50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

- *расчетная активная $P_{расч}$ (реактивная $Q_{расч}$) мощность* – это мощность, соответствующая такой неизменной токовой нагрузке $I_{расч}$, которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения. Вероятность превышения фактической нагрузки над расчетной не более 0,05 на интервале осреднения, длительность которого принята равной трем постоянным времени нагрева элемента СЭС, через который передается ток нагрузки кабеля, провода, шинопровода, трансформатора;

- для одиночных ЭП расчетная мощность принимается равной номинальной, для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима – равной номинальной, приведенной к длительному режиму, умножением номинальной мощности на $\sqrt{ПВ}$ ($P_{расч} = P_{наст} \cdot \sqrt{ПВ}$);

- *коэффициент расчетной мощности K_p* – отношение расчетной активной мощности $P_{расч}$ к значению $K_u \cdot P_{расч}$ группы ЭП:

$$K_p = P_{расч} / (P_{см}). \quad (3.12)$$

Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа ЭП, средневзвешенного коэффициента использования (рис. 3.3), а также от постоянной времени нагрева сети T , для которой рассчитываются электрические нагрузки;

- приняты следующие постоянные времени нагрева:

- $T = 10$ мин. – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 3.9;

- $T = 30$ мин. – для сетей напряжением выше 1 кВ;

в) $T = 150$ мин. – для трансформаторов (независимо от мощности) и магистральных шинопроводов, $K_p = 1$;

г) в случае применения проводников, для которых $10 < T < 40$ мин. (табл. 3.9) значение K_p подлежит уточнению по выражению:

$$K_{pT} = 1 + (K_p - 1) / \sqrt{T/10}, \quad (3.13)$$

где T – постоянная времени, определяемая по табл. 3.10.

Таблица 3.10 – Значения постоянных времени алюминиевых жил проводов и кабелей в зависимости от питающего напряжения, полной расчетной мощности и постоянной времени нагрева

$U_{ном}$, кВ	S_p , кВ·А			
	$T = 10$ мин.	$T = 20$ мин.	$T = 30$ мин.	$T = 40$ мин.
0,38	0–20	21–50	51–110	111–145

3.3 Порядок расчета методом коэффициента расчетной активной мощности

В соответствии с [13, 18] расчет электрических нагрузок осуществляется в виде таблицы (табл. 3.11) [21].

Таблица 3.11 – Форма таблицы для расчета электрических нагрузок ЭП

Электроустановки (тип, марка)	Исходные данные						Расчетные данные											
	По заданию			Справочные			$K_u \cdot F_{ном}$	$K_u \cdot P_{ном} \cdot n$	$K_u \cdot P_{ном} \cdot tg \varphi$	$(nF_{ном})^2$	$n(F_{ном})^2$	n_s	K_p	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	I_p , А	
	n , шт.	$P_{ном}$		K_u	Коэффициент мощности													
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1. Агрегат 1																		
2. Агрегат j																		
3. Агрегат n																		
Всего:																		

Для составления таблицы предварительно необходимо:

- определить рабочую смену с наибольшим потреблением электроэнергии и выделить характерные сутки;
- учесть особенности технологического процесса, влияющие на электропотребление, выделить ЭП с высокой неравномерностью нагрузки для последующего расчета по максимуму эффективной нагрузки;
- исключить из расчета ЭП: малой мощности; резервные; включаемые эпизодически или кратковременно. Резервные электроприемники, сварочные трансформаторы и другие ремонтные ЭП, а также ЭП, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности

пожарных насосов и других противоаварийных ЭП определяют выбор элементов сети электроснабжения);

• определить j -группы ЭП (в строке j -группы электроприемники имеют индекс $i = 1 \dots n$), обладающих одинаковым режимом работы, и выделить из них подгруппы, имеющие одинаковое значение индивидуального коэффициента использования.

Расчетная таблица (табл. 3.11) содержит j строк и 18 колонок: 7 колонок исходных данных и 11 колонок расчетных данных. Колонки 2–3 являются данными, определяемыми заданием; колонки 5–7 являются справочными данными электроприемников.

Исходные данные для расчета заполняются на основании полученных заданий на проектирование электротехнической части (колонки 1–4) и согласно справочным материалам (колонки 5–7), в которых приведены значения коэффициентов использования K_u и коэффициентов активной $\cos \varphi$ и реактивной мощности $tg \varphi$ для индивидуальных ЭП.

При этом все ЭП группируются по характерным j -категориям с одинаковыми K_u , $\cos \varphi$ и $tg \varphi$. В каждой j -строке указываются электроприемники одинаковой мощности.

Колонки 1–7 заполняются в следующей последовательности:

- 1) составить построчно перечень силовых ЭП;
- 2) указать в каждой j -строке соответственно количество ЭП n ;
- 3) указать соответственно номинальную (установленную) мощность одного ЭП $P_{ном}$;
- 4) рассчитать общую мощность j -группы электроприемников $n \cdot P_{ном}$;
- 5) вычислить групповой коэффициент использования K_{uj} по справочным данным или по формуле (3.10):

$$K_{uj} = \sum_i k_{ui} P_{номi} / \sum_i P_{номi};$$

6) указать коэффициент активной мощности каждой j -группы ЭП – $\cos \varphi$;

7) по значению $\cos \varphi$ определить коэффициент реактивной мощности каждой j -группы ЭП – $tg \varphi$.

На основе исходных данных продолжается заполнение колонок 8–17 расчетными данными в следующей последовательности:

- 8) вычислить произведение данных колонок 5 и 3 – $K_u \cdot P_{ном}$;
- 9) вычислить произведение данных колонок 8 и 2 – $K_u \cdot P_{ном} \cdot n$;
- 10) вычислить произведение данных колонок 8 и 7 – $K_u \cdot P_{ном} \cdot tg \varphi$;
- 11) вычислить квадрат произведения данных колонок 2 и 3 – $(n \cdot P_{ном})^2$;
- 12) вычислить произведение данных колонки 2 и квадрата значений колонки 3 – $n \cdot (P_{ном})^2$;

13) рассчитать эффективное число электроприемников $n_{э}$ в j -группе ЭП по формуле (3.11) как отношение данных колонок 11 и 12:

$$n_{эj} = (\sum_i P_{номi})^2 / \sum_i n_i \cdot P_{номi}^2 = \frac{(n \cdot P_{ном})^2}{n \cdot (P_{ном})^2}. \quad (3.14)$$

При значительном числе ЭП на магистральных шинопроводах, шинах цеховых трансформаторных подстанций, в целом по цеху, корпусу и предприятию $n_{э}$ может определяться по упрощенной формуле:

$$n_{э} = 2 \sum_i P_{номi} / P_{ном.макс}; \quad (3.15)$$

Если найденное по упрощенному выражению (3.15) число $n_{э}$ окажется больше n , то следует принимать $n_{э} = n$.

Если:

$$P_{ном.макс} / P_{ном.мин} \leq 3, \quad (3.16)$$

где $P_{ном.макс}$ – номинальная мощность наиболее мощного ЭП группы; $P_{ном.мин}$ – номинальная мощность наименее мощного ЭП группы, то также принимается $n_{э} = n$. Найденное по указанным выражениям значение $n_{э}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа;

14) по табл. 3.9 или по рис. 3.3 принять значение расчетного коэффициента K_p . Можно также воспользоваться результатами расчетов по формулам (3.12)–(3.13);

15) определить расчетный максимум активной нагрузки $P_{расчj}$ j -группы ЭП как произведение данных колонок 3, 5, 13 и 14 по формуле:

$$P_{расчj} = P_{номj} \cdot K_{иj} \cdot n_{эj} \cdot K_{pj}. \quad (3.17)$$

В случаях, когда расчетная мощность P_p окажется меньше номинальной наиболее мощного ЭП, следует принимать $P_{расч} = P_{ном.макс}$.

16) вычислить расчетное значение реактивной $Q_{расчj}$ мощности j -группы ЭП как произведение данных колонок 7 и 15 по формуле:

$$Q_{расчj} = K_Q \cdot \operatorname{tg} \varphi_j \cdot P_{расчj}. \quad (3.18)$$

Значение коэффициента K_Q определяется следующим образом для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от $n_{э}$:

а) при $n_{э} \leq 10$ $K_Q = 1,1$;

б) при $n_{э} > 10$ $K_Q = 1$;

17) вычислить расчетное значение полной мощности j -группы ЭП $S_{расчj}$ по данным колонок 15 и 16 по формуле:

$$S_{расчj} = \sqrt{P_{расчj}^2 + Q_{расчj}^2}; \quad (3.19)$$

18) найти расчетный ток на j -участках электрической сети по данным колонки 17 по формуле:

$$I_{расчj} = S_{расчj} / (\sqrt{3} U_{ном}); \quad (3.20)$$

19) распространить полученные результаты расчетов на все j -строки таблицы;

20) определить в строке «Всего:» установленную мощность всех ЭП как сумму всех значений колонки 4 по формуле:

$$P_{уст} = \sum_j n_j \cdot P_{номj}; \quad (3.21)$$

21) определить в строке «Всего:» расчетную мощность всех ЭП как сумму всех значений колонки 15 по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_j P_{расчj}; \quad (3.22)$$

22) определить в строке «Всего:» реактивную расчетную мощность всех ЭП как сумму всех значений колонки 16 по формуле:

$$Q_{расч} = \sum_j Q_{расчj}; \quad (3.23)$$

23) определить в строке «Всего:» полную расчетную мощность всех ЭП по суммарным значениям «Всего:» колонок 15 и 16 по формуле (3.19):

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2};$$

24) найти в строке «Всего:» расчетный ток электрической сети по суммарным данным «Всего:» колонки 17 по формуле (3.20):

$$I_{расч} = S_{расч} / (\sqrt{3} U_{ном}).$$

Для автоматизации расчета следует использовать редактор Microsoft Excel – «электронная таблица».

Например, результаты расчета цеховых электрические нагрузки на шинах ТП 10/0,4 кВ в сети напряжением 380 В сведены в табл. 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет электрических нагрузок цеховых ЭП

Электроустановки (тип, марка)	Исходные данные						Расчетные данные											
	По заданию			Справочные			$K_u \cdot P_{ном}$	$K_u \cdot P_{ном} \cdot n$	$K_u \cdot P_{ном} \cdot \lg \varphi$	$(n P_{ном})^2$	$n(P_{ном})^2$	n_s	K_p	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	I_p , А	
	n , шт.	$P_{ном}$		K_u	Кoeffициент мощности													
	$P_{ном}$	$n \cdot P_{ном}$			$\cos \varphi$	$\lg \varphi$												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1. Агрегат 1	8	8,3	66,4	0,5	0,98	0,20	4,15	33,2	0,84	4409	551	8	0,93	30,9	6,9	31,6	45,7	
2. Агрегат 2	12	7,5	90	0,4	0,97	0,25	3	36,0	0,75	8100	675	12	0,85	30,6	8,4	31,7	45,9	
3. Агрегат 3	3	4,2	12,6	0,6	0,81	0,72	2,52	7,6	1,82	159	53	3	1,08	8,2	6,5	10,4	15,1	
4. Агрегат 4	2	15	30	0,7	0,84	0,65	10,5	21,0	6,78	900	450	2	1,0	21,0	14,9	25,8	37,2	
5. Агрегат 5	2	1,5	3	0,7	0,87	0,57	1,05	2,1	0,60	9	5	2	1,0	2,1	1,3	2,5	3,6	
6. Агрегат 6	2	21,5	43	0,6	1	0,00	12,9	25,8	0,00	1849	925	2	1,11	28,6	0,0	28,6	41,4	
7. Агрегат 7	2	14	28	0,6	0,85	0,62	8,4	16,8	5,21	784	392	2	1,11	18,6	12,7	22,6	32,6	
8. Агрегат 8	2	20	40	0,6	0,87	0,57	12	24,0	6,80	1600	800	2	1,11	26,6	16,6	31,4	45,4	
Всего:			313											166,7	67,4	179,8	259,8	

РЭН для следующих уровней СЭС может быть выполнен по способу 2.1 (п. 3.1) с использованием коэффициентов одновременности (табл. 3.13).

3.4 Особенности расчета электрических нагрузок в сетях напряжением выше 1 кВ

Расчет электрических нагрузок объектов электросетевого хозяйства и электроприемников напряжением выше 1 кВ производится аналогично расчету, приведенному в п. 3.3, с учетом следующих особенностей:

- при получении исходных коэффициентов, характеризующих реальную загрузку высоковольтных электродвигателей, в колонку 5 (табл. 3.11) заносится вместо K_u значение коэффициента загрузки K_3 , в колонку 8 – значение произведения $K_p \cdot P_{ном}$;

- расчетная нагрузка ЦТП (с учетом осветительной нагрузки и потерь в трансформаторах заносится) в колонки 9 и 10;

- определяется число присоединений 6–10 кВ на сборных шинах РП, ГПП (колонка 2 итоговой строки), резервные ЭП не учитываются;

- эффективное число ЭП $n_э$ не определяется и колонки 11–13 не заполняются;

- в зависимости от числа присоединений и группового коэффициента использования $K_u = K_3$, занесенного в колонку 5 итоговой строки, в соответствии с табл. 3.13 определяется значение коэффициента одновременности K_o , которое заносится в колонку 14 (при этом $K_p = 1$). Табличные значения коэффициентов одновременности K_o приближены их к значениям, полученным при статистической обработке результатов обследований на основе анализа расчетного и фактического электропотребления на сборных шинах 6–10 кВ распределительных и главных понижающих подстанций предприятий;

- расчетная мощность в сети напряжением свыше 1 кВ (колонки 15–17) определяется по выражениям:

$$P_{расч} = K_o \sum_i K_{ui} \cdot P_{номi} ; \quad (3.24)$$

$$Q_{расч} = P_o \sum_i K_{ui} \cdot P_{номi} \cdot tg \varphi_i = P_{расч} \cdot tg \varphi ; \quad (3.25)$$

$$S_{расч} = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2} , \quad (3.26)$$

где K_o – коэффициент одновременности, вычисляемый как отношение расчетной мощности на шинах 6–10 кВ к сумме расчетных мощностей потребителей, подключенных к шинам 6–10 кВ РП, ПС, ГПП.

Таблица 3.13 – Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6–10 кВ РП и ПС

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6–10 кВ на сборных шинах РП, ПС, ГПП			
	2–4	5–8	9–25	Более 25
$K_u < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_u < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_u \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_u > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Результирующий расчет нагрузок рекомендуется выполнять для каждой подстанции в табличной форме. Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом средств КРМ и потерь мощности в трансформаторах.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. В чем различие метода упорядоченных диаграмм и вычислений по методике коэффициента расчетной активной мощности?
2. Чем достигнуто повышение точности определения расчетной нагрузки в методе вычислений по коэффициенту расчетной активной мощности?
3. Какова область применения методики вычислений по коэффициенту расчетной активной мощности?
4. На какие электрические нагрузки не распространяется метод вычислений по коэффициенту расчетной активной мощности?
5. Что понимается под номинальной (установленной) мощностью одного электроприемника?
6. Что понимается под групповой номинальной (установленной) мощностью ЭП?
7. Что является номинальной реактивной мощностью одного электроприемника?
8. Что является номинальной реактивной мощностью одного синхронного электродвигателя?
10. Что является групповой номинальной реактивной мощностью?
11. Как определяется групповая средняя активная (реактивная) мощность за период времени T ?
12. Чему равна средняя активная (реактивная) мощность группы?
13. Как определяется коэффициент использования отдельного электроприемника или группы?
14. Что в справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты, относится к одной характерной категории электроприемников?
15. Как для группы, состоящей из ЭП различных категорий с разными K_u , определяется средневзвешенный коэффициент использования?

16. Что не должно рассматриваться при определении K_u группы электроприемников как средневзвешенного справочного значения характерных категорий?

17. Что понимается под эффективным числом электроприемников?

18. Что означает расчетная активная (реактивная) мощность?

19. Чему равна расчетная активная (реактивная) мощность для одиночных электроприемников?

20. Чему равна расчетная активная (реактивная) мощность для одиночных электроприемников повторно-кратковременного режима?

21. Как определяется коэффициент расчетной мощности K_p ?

22. От каких факторов зависит значение коэффициента расчетной мощности K_p ?

23. Для каких элементов СЭС принята постоянная времени нагрева $T = 10$ мин?

24. Как определяются значения K_p для сетей, у которых постоянная времени нагрева $T = 10$ мин?

25. Для каких элементов СЭС принята постоянная времени нагрева $T \geq 30$ мин?

26. Чему равно значение K_p для элементов СЭС, у которых постоянная времени нагрева $T \geq 30$ мин?

27. Чему равно значение K_p для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов?

28. Какой порядок вычислений рекомендуется методикой использования коэффициента расчетной активной мощности?

29. В каком случае допускается принимать $n_s = n$ при числе ЭП в группе более четырех?

30. В каком случае допускается исключать из расчета «мелкие» ЭП?

31. Как учитываются резервные электроприемники, сварочные трансформаторы и другие ремонтные ЭП, а также ЭП, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т. п.), при подсчете расчетной мощности?

32. Как учитываются мощности пожарных насосов и других противонаварийных ЭП при подсчете расчетной мощности?

33. Как учитываются одновременно работающие электродвигатели многодвигательных приводов?

34. Как учитываются одновременно работающие электродвигатели многодвигательных приводов, если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые с тождественным режимом работы?

35. Как учитывается включение однофазного электроприемника на фазное напряжение?

36. Как учитывается включение однофазного электроприемника на линейное напряжение?

37. Как могут быть представлены в расчете группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью *не выше* 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе?

38. Как могут быть представлены в расчете группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью *выше* 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе?

39. Какое значение k_u следует принимать для расчета из имеющихся справочных интервальных значений?

40. В каких случаях n_3 может определяться по упрощенной формуле?

41. Какое значение следует принять, если найденное по упрощенному выражению число n_3 окажется больше n ?

42. При каком соотношении номинальных мощностей электроприемников группы принимается $n_3 = n$?

43. До какого ближайшего числа округляется n_3 ?

44. Что принимается в случаях, если расчетная активная мощность окажется меньше номинальной у наиболее мощного электроприемника?

45. Как определяется расчетная реактивная мощность для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от n_3 ?

46. Как определяется расчетная реактивная мощность для магистральных шинопроводов и на шинах ЦТП, а также в целом по цеху, корпусу и предприятию?

47. Как учитываются осветительные нагрузки среди электроприемников напряжением до 1 кВ?

3.5 Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением выше 1 кВ методом коэффициента спроса

Если число электроприемников низшей иерархии по отношению к группам ЗУР–5УР настолько велико, что их, не совпадающие во времени колебания нагрузок взаимно практически полностью сглаживаются, то активную расчетную мощность на уровнях высшей иерархии определяют по формуле:

$$P_{расч} = K_c \cdot P_{ном} \cdot n = \sum_{i=1}^m K_{ci} \cdot P_{номi} \cdot n_i = \sum_{i=1}^m K_{ci} \cdot S_{номi} \cdot \cos \varphi_i \cdot n_i, \quad (3.27)$$

где K_c – коэффициент спроса однотипных ЭП; $P_{ном}$ – активная номинальная мощность однотипного ЭП; n – количество однотипных ЭП; K_{ci} – коэффициент спроса однотипных ЭП i -ой группы; m – количество групп однотипных ЭП; $P_{номi}$ – активная номинальная мощность ЭП i -ой группы; n_i – количество ЭП i -ой группы; $S_{номi}$ – полная номинальная мощность ЭП i -ой группы; $\cos \varphi_i$ – коэффициент мощности ЭП i -ой группы.

Коэффициент спроса определяется обычно по групповым графикам электропотребления и им называется отношение расчетной мощности в условиях проектирования или потребляемой в условиях эксплуатации активной энергии к номинальной или установленной активной мощности (энергии) группы приемников. Значения коэффициентов спроса для различных групп приемников в различных отраслях промышленности и различных производств в целом определяются из опыта эксплуатации и принимаются при проектировании по справочным материалам [24]. Коэффициент спроса цехов и участков промышленных предприятий в зависимости от состава электроприемников и режима их работы находится в пределах 0,15–0,95 и по своим значениям в 1,06–1,2 раза превышает коэффициент использования K_u .

Метод расчета с использованием K_c нашел широкое применение в определении высоковольтных нагрузок, создаваемых цехами или большими производственными участками, в которых число низковольтных ЭП, подключенных к ЦТП, исчисляется сотнями – тысячами.

Если в группе число независимых друг от друга электроприемников с переменным режимом работы таково, что нагрузка группы в течение смены остается существенно неравномерной, то коэффициент спроса можно определить следующим образом:

$$K_c = K_u \cdot K_m, \quad (3.28)$$

$$K_u = P_{cp} / (P_{ном} \cdot n), \quad (3.29)$$

$$K_m = P_{расч} / P_{cp}, \quad (3.30)$$

где K_u – групповой коэффициент использования, зависящий от режима работы ЭП; $P_{ном}$ – средняя нагрузка ЭП; K_m – коэффициент максимума, зависящий от количества, распределения мощности и режима работы ЭП.

Расчетную реактивную мощность группы однородных по режиму работы электроприемников определяют по формуле:

$$Q_{расч} = P_p \cdot tg \varphi_{cp}, \text{ квар}, \quad (3.31)$$

где $tg \varphi_{cp}$ – среднее сменное значение коэффициента реактивной мощности для данной группы электроприемников.

При суммировании нагрузок, определенных методом коэффициента спроса, необходимо учитывать, что максимумы складываемых нагрузок обычно не совпадают во времени и их арифметическая сумма превышает фактическую результирующую максимальную нагрузку. Это обстоятельство учитывают при помощи коэффициентов одновременности. Коэффициент одновременности активных нагрузок находится в пределах 0,9–1. Графики реактивных нагрузок обычно более равномерны, и коэффициент их одновременности составляет 0,95–1. Следовательно, расчетную нагрузку узла системы электроснабжения, содержащего группы приемников электроэнергии с раз-

личными режимами работы, определяют с учетом коэффициентов одновременности – разновременности максимумов нагрузки отдельных групп:

$$S_{расч} = K_{рм} \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А}, \quad (3.32)$$

где $K_{рм}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузок отдельных групп электроприемников.

Значение $K_{рм}$ с учетом потерь мощности электроприемников приближенно принимают равным 0,9–1.

Таким образом, расчет электрических нагрузок также сводится к определению расчетных параметров $P_{расч}$, $Q_{расч}$ и $S_{расч}$.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Как изменяются расчетные коэффициенты при получении коэффициентов, характеризующих реальную загрузку высоковольтных электродвигателей?

2. Как определяется эффективное число электроприемников при расчете электрических нагрузок в сети напряжением выше 1 кВ?

3. Какие факторы влияют на определение значения коэффициента одновременности в методике коэффициента расчетной активной мощности?

4. В каких случаях расчет электрических нагрузок целесообразно вести методом коэффициент спроса?

5. По каким графикам электропотребления обычно определяется коэффициент спроса?

6. Что называется коэффициентом спроса?

7. Какие факторы влияют на значение коэффициента спроса?

8. В каком диапазоне находится значение коэффициента спроса?

9. Каково соотношение между коэффициентом спроса и коэффициентом использования?

10. Как можно определить коэффициент спроса, если в группе число независимых друг от друга электроприемников с переменным режимом работы таково, что нагрузка группы в течение смены остается существенно неравномерной?

11. Какое обстоятельство необходимо учитывать при суммировании нагрузок, выполняемом методом коэффициента спроса?

12. Каков диапазон величин коэффициента одновременности для активных и реактивных нагрузок?

13. Как определяется расчетная нагрузка узла системы электроснабжения, содержащего группы приемников электроэнергии с различными режимами работы?

14. Какое значение приобретает коэффициент разновременности максимумов нагрузок отдельных групп высоковольтных электроприемников?

3.6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторных подстанций

Обоснованное определение числа и мощности силовых трансформаторов ЦТП возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок напряжением до 1 кВ; учета перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и послеаварийных режимах; используемом шаге стандартных мощностей силовых трансформаторов; экономичности режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Количество ЦТП непосредственно связано с затратами на распределительные устройства напряжением 6–10 кВ, внутривозовские и цеховые электрические сети. Так, при уменьшении числа ЦТП, которое происходит при увеличении их единичной номинальной мощности, уменьшается число ячеек КРУ, суммарная длина линий и потери электроэнергии и напряжения в сетях 6–10 кВ, но возрастает стоимость сетей напряжением до 1 кВ и потери в них. Увеличение числа ЦТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек КРУ и затраты на сети напряжением 6–10 кВ. Следовательно, рассматривая несколько различных проектных вариантов, можно добиться минимума приведенных затрат при обеспечении заданной степени надежности электроснабжения. Такой вариант будет оптимальным, и его следует рассматривать как окончательный.

ЦТП с одним трансформатором рекомендуется применять при наличии в проектируемом цехе электроприемников, допускающих перерыв электроснабжения на время доставки «складского» резерва, или при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних ЦТП. Такой проектный вариант допустим для потребителей 3 и 2 категорий, а также при наличии в сети напряжением до 1 кВ не более 20% потребителей 1 категории.

Двухтрансформаторные ЦТП рекомендуется применять в следующих случаях:

- при преобладании потребителей 1 категории и наличии потребителей особой группы;
- для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения, например компрессорных или насосных станций;
- для цехов с высокой удельной плотностью нагрузок более $0,5 - 0,7$ кВ·А/м².

Двухтрансформаторным подстанциям также необходим складской резерв для быстрого восстановления нормального питания потребителей в случае выхода из строя одного трансформатора на длительный срок. Оставшийся в работе трансформатор должен обеспечивать электроснабжение всех потребителей 1 категории на время замены поврежденного трансформатора. Иногда оказывается целесообразным применение двухтрансформаторных подстанций при неравномерном суточном или годовом графике нагрузок. В этом

случае можно изменять присоединенную мощность трансформаторов, используя их в более рациональных режимах работы [24].

ЦТП с количеством трансформаторов более двух используются только при соответствующем обосновании.

Современные цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности [23]: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1250, 1600, 2500 кВ·А.

В настоящее время ЦТП выполняются комплектными и во всех случаях, когда этому не препятствуют условия окружающей среды и обслуживания, устанавливаются открыто.

3.7 Определение мощности цеховых трансформаторных подстанций

Применение упрощенных моделей проектирования СЭС на начальных этапах обусловливается принципиальной неопределенностью исходной проектной ситуации. Поскольку многие данные на этапе эскизного решения этой задачи отсутствуют или являются недостаточно достоверными, глобальный экстремум целевой проектной функции при формулировке задачи в терминах математического программирования принципиально недостижим. На практике такая задача решается путем нескольких итераций, число которых зависит от опыта, компетентности и эвристических способностей проектировщика.

Введение некоторых допущений позволяет решить эту задачу путем простого перебора вариантов на дискретно-целочисленной матрице проектных вариантов.

Одним из основных допущений является предположение о равенстве мощностей проектируемых ЦТП. Считается, что в основных цехах и подразделениях проектируемого предприятия применяются КТП с трансформаторами одинаковой мощности. Такое допущение предполагает, что отступление от оптимума не будет значительным вследствие уменьшения объема складского резерва трансформаторов, а также за счет ускорения и индустриализации монтажа и снижения издержек эксплуатации и ремонтов. При этом реализуется принцип унификации. Выбор цеховых трансформаторов производится по расчетной нагрузке, которая определяется на основе заданных проектных средних максимальных нагрузок в наиболее загруженную смену, что позволяет учесть значительно большие, по сравнению с проводниками сети, постоянные времени нагрева трансформаторов.

В зависимости от исходных данных различают три метода выбора номинальной мощности силовых трансформаторов ЦТП:

- 1) по заданному суточному графику нагрузки цеха, корпуса, отделения за характерные сутки года для нормальных и послеаварийных режимов;
- 2) по расчетной мощности для тех же режимов;
- 3) по удельной плотности нагрузки напряжением до 1 кВ.

Выбор цеховых трансформаторов в первом случае аналогичен выбору трансформаторов ГПП или ПС.

Во втором случае выбор мощности трансформаторов производится исходя из рациональной их загрузки в нормальном режиме и с учетом минимально необходимого резервирования в послеаварийном режиме. При этом номинальная мощность цеховых трансформаторов $S_{ном}$ определяется по средней нагрузке:

$$S_{ном} = S_{см} / N \cdot K_з, \text{ кВ}\cdot\text{А}, \quad (3.33)$$

где $S_{см}$ – средняя максимальная нагрузка за наиболее загруженную смену, кВ·А; N – число цеховых трансформаторов; $K_з$ – коэффициент загрузки трансформатора.

В третьем случае ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов согласуется с удельной плотностью нагрузки:

$$S_y = S_p / F_p, \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2, \quad (3.34)$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ – расчетная установленная нагрузка (напряжением до 1 кВ) цеха, корпуса, отделения, кВ·А; F_p – расчетная площадь цеха, корпуса, отделения, м².

Выбирая мощность ЦТП, следует учитывать нормативные соотношения [12] и технические характеристики трансформаторов (табл. 3.14):

- при удельной плотности нагрузки напряжением до 1 кВ, когда $S_y < 0,2$ кВ·А/м² целесообразно применять силовые трансформаторы мощностью до 1000 кВ·А включительно (как правило, мощностью 630 кВ·А);

- в случае $0,2 < S_y < 0,3$ кВ·А/м² рациональны трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А (на практике отдается предпочтение трансформаторам мощностью 1000 кВ·А);

- при удельной плотности нагрузки $0,3 < S_y < 0,5$ кВ·А/м² целесообразно применение трансформаторов мощностью 1600 – 2500 кВ·А. Мощность ЦТП 2500 кВ·А должна быть подтверждена дополнительным технико-экономическим расчетом;

- для условия $0,5 < S_y < 0,7$ рекомендуется использовать двухтрансформаторные ЦТП.

По требованиям надежности действия защиты от однофазных замыканий в сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью следует применять трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда – зигзаг» при мощности до 250 кВ·А включительно и со схемой «треугольник – звезда» при мощности 400 кВ·А и выше.

Выбор типа трансформатора осуществляют в зависимости от окружающей среды. При наружной установке применяют масляные трансформаторы, для внутренней также преимущественно рекомендуется их использование, но с ограничениями по количеству и мощности с учетом этажности установки.

Для сухих трансформаторов, с жидким негорючим или твердым диэлектриком, устанавливаемых на внутрицеховых подстанциях, отсутствуют ограничения по мощности, количеству, расстоянию между ними, этажу.

Трансформаторы с охлаждением негорючей жидкостью или литой изоляцией целесообразно применять в производственных помещениях, где по условиям среды, по количеству, значению мощности и этажности нельзя использовать масляные трансформаторы. Сухие трансформаторы мощностью от 160, но не более 630–1000 кВ·А устанавливают главным образом в административных и общественных зданиях, где возможны большие скопления людей (супермаркеты, спортивные и культурные сооружения, аэровокзалы), а также на испытательных станциях, в лабораториях и других помещениях с ограничениями по условиям обеспечения пожарной безопасности. Оба типа трансформаторов применяют в электроустановках промышленных предприятий.

3.8 Определение коэффициента загрузки и числа цеховых трансформаторных подстанций

Проектная загрузка ЦТП зависит от категории надежности электроприемников, от числа трансформаторов и способа их резервирования. Рекомендуется принимать следующие коэффициенты загрузки трансформаторов [22]:

- в случае преобладания нагрузок 1-й категории для двухтрансформаторных ЦТП $K_3 = 0,65–0,7$;
- при преобладании нагрузок 2-й категории для однострансформаторных ЦТП в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении $K_3 = 0,7–0,8$;
- если преобладают нагрузки 2-й категории и имеется централизованный складской резерв трансформаторов, а также при нагрузках 3-й категории принимается $K_3 = 0,9–0,95$.

В первых двух случаях значения K_3 определены из условия взаимного резервирования трансформаторов в послеаварийном режиме с учетом допустимой перегрузки оставшегося в работе трансформатора.

Более строгое определение коэффициента загрузки возможно по выражению:

$$K_3 = \frac{100}{1,43M_1 + 1,25M_2 + 1,11M_3}, \quad (3.35)$$

где M_1, M_2, M_3 – соответственно мощность электроприемников 1, 2 и 3-й категорий в суммарной нагрузке, %.

Предварительный выбор числа силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$N = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{ном} \cdot k_3}, \quad (3.36)$$

где P_p , Q_p – соответственно расчетная активная и реактивная нагрузка на напряжении до 1 кВ.

Принятые к установке силовые трансформаторы должны быть проверены на допустимые систематические перегрузки. На двухтрансформаторных подстанциях дополнительно проверяется перегрузка трансформаторов в послеаварийном режиме.

Пример. Рассчитать мощность и количество силовых трансформаторов для цеховых трансформаторных подстанций и проектируемого предприятия площадью 81600 м². Активная и реактивная нагрузка электроприемников на напряжении до 1 кВ составляет: $P_p = 19,7$ МВт; $Q_p = 15,8$ Мвар. Доля электроприемников 1–3 категории соответственно составляет: $M_1=10\%$, $M_2=70\%$ и $M_3=20\%$.

Решение

1. Подставляя в формулу (3.34) численные значения, получим удельную плотность нагрузки:

$$S_y = \frac{10^3 \sqrt{19,7^2 + 15,8^2}}{81600} = 0,31 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2.$$

2. При удельной плотности нагрузки $0,3 < S_y < 0,5$ кВ·А/м² целесообразно применение трансформаторов мощностью 1600 кВ·А.

3. ЦТП с одним трансформатором возможно применить при резервировании, осуществляемом по линиям низшего напряжения от соседних цеховых трансформаторных подстанций. Такой проектный вариант допустим для потребителей 3 и 2 категорий, а также при наличии в сети напряжением до 1 кВ не более 20% (по условию $M_1 = 10\%$) потребителей 1 категории.

4. Определить коэффициент загрузки цеховых трансформаторных подстанций по формуле (3.35):

$$K_3 = \frac{100}{1,43 \cdot 10 + 1,25 \cdot 70 + 1,11 \cdot 20} = 0,806.$$

5. Определить коэффициент мощности ЦТП по формуле:

$$\cos \varphi = \frac{P_p}{S_p} = \frac{19,7}{\sqrt{19,7^2 + 15,8^2}} = 0,78.$$

6. Для ориентировочного выбора числа силовых трансформаторов воспользуемся выражением (3.36):

$$N = \frac{10^3 \sqrt{19,7^2 + 15,8^2}}{0,806 \cdot 1600} = 19,6 \text{ шт.}$$

Выбираем 20 силовых трансформаторов номинальной мощностью $S_{ном} = 1600$ кВ·А.

7. Уточнить коэффициент загрузки силовых трансформаторов ЦТП

$$K'_3 = \frac{S_p}{N S_{ном}} = \frac{\sqrt{19,7^2 + 15,8^2}}{20 \cdot 1600} = 0,79.$$

На предварительном этапе проектирования для электроснабжения внутрицеховых электроприемников агропромышленного предприятия необходимо установить 20 силовых трансформаторов мощностью $S_{ном} = 1600$ кВ·А. При этом коэффициент мощности ЦТП составит $\cos \varphi = 0,78$ и коэффициент загрузки примет значение $K'_3 = 0,79$.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. С учетом каких факторов возможно обоснованное определение числа и мощности силовых трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций?
2. Какие факторы и как влияют на определение количества цеховых трансформаторных подстанций?
3. В каких случаях рекомендуется применять цеховые трансформаторные подстанции с одним силовым трансформатором?
4. Для потребителей каких категорий и какого их процентного соотношения допустим проектный вариант ЦТП с одним трансформатором?
5. В каких случаях рекомендуется применять двухтрансформаторные ЦТП?
6. Какой резерв необходим двухтрансформаторным подстанциям для восстановления нормального питания потребителей в случае выхода из строя одного трансформатора на длительный срок?
7. Какому условию должен отвечать оставшийся в работе трансформатор двухтрансформаторной ЦТП на время замены поврежденного трансформатора?
8. При каком характере суточного или годового графика нагрузок иногда оказывается целесообразным применение двухтрансформаторных подстанций?
9. В каких случаях рекомендуется применять цеховые трансформаторные подстанции с количеством трансформаторов более двух?
10. На какие стандартные номинальные мощности выпускаются цеховые трансформаторы?
11. В каких случаях комплектные цеховые трансформаторные подстанции устанавливаются открыто?
12. Чем обусловлено применение упрощенных моделей на начальных этапах проектирования СЭС?
13. Каким образом на практике решается задача нахождения глобального экстремума целевой проектной функции?

14. Что позволяет решить проектную задачу путем простого перебора вариантов на дискретно-целочисленной матрице проектных вариантов?

15. Каково одно из основных допущений, применяемых при обосновании мощности проектируемых цеховых трансформаторных подстанций?

16. Какой принцип реализуется предположением о равенстве мощностей проектируемых ЦТП?

17. Что позволяет учесть выбор цеховых трансформаторов по расчетной нагрузке в наиболее загруженную смену?

18. Какие методы в зависимости от исходных данных применяются для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов ЦТП?

19. При каких нормативных соотношениях удельной плотности нагрузки целесообразно применять силовые трансформаторы мощностью до 1000 кВ·А включительно?

20. При каких нормативных соотношениях удельной плотности нагрузки целесообразно применять силовые трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А?

21. При каких нормативных соотношениях удельной плотности нагрузки целесообразно применять трансформаторы мощностью 1600–2500 кВ·А?

22. Какой дополнительный расчет необходим для применения трансформаторов мощностью 2500 кВ·А?

23. При каких нормативных соотношениях удельной плотности нагрузки целесообразно применять двухтрансформаторные ЦТП?

24. Какой мощности следует применять трансформаторы ЦТП в зависимости от схемы соединения обмоток и по требованию надежности действия защиты от однофазных замыканий в сетях напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтрально?

25. Как осуществляется выбор типа трансформатора в зависимости от окружающей среды?

26. Какие ограничения отсутствуют для сухих трансформаторов или с жидким негорючим или твердым диэлектриком?

27. В каких случаях целесообразно применять трансформаторы с охлаждением негорючей жидкостью или с использованием литой изоляции?

28. В каких зданиях и в каком диапазоне мощности целесообразно применение сухих трансформаторов?

29. От каких факторов зависит проектная нагрузка ЦТП?

30. Какие коэффициенты загрузки трансформаторов рекомендуется принимать в случае преобладания нагрузок 1-й категории для двухтрансформаторных ЦТП?

31. Какие коэффициенты загрузки трансформаторов рекомендуется принимать в случае преобладания нагрузок 2-й категории для однострансформаторных ЦТП при взаимном резервировании трансформаторов на низшем напряжении?

32. Какие коэффициенты загрузки трансформаторов рекомендуется принимать в случае преобладания нагрузок 2-й категории и наличии центра-

лизованного складского резерва трансформаторов, а также при нагрузках 3-й категории?

33. Какое соотношение мощности электроприемников 1, 2 и 3-й категорий в суммарной нагрузке используется для более точного определения коэффициента загрузки?

34. Какие факторы определяют предварительный выбор числа силовых трансформаторов?

35. Какие условия должны быть проверены у принятых к установке силовых трансформаторов?

36. Какие условия должны быть дополнительно проверены у принятых к установке силовых трансформаторов на двухтрансформаторных ЦТП?

3.9 Расчет электрических нагрузок на сборных шинах низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций

Расчет электрических нагрузок ЦТП производится на форме табл. 3.11 [13, 18] по данным табл. 3.14.

Таблица 3.14 – Потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах масляных герметичных

$S_{\text{ТНОМ}}$, кВ·А	$P_{\text{хх}}$, кВт	$P_{\text{кз}}$, кВт	$Q_{\text{хх}}$, квар	$Q_{\text{нагр}}$, квар
250	0,78	3,7	5,8	11,3
400	1,08	5,5	5,25	18
630	1,68	7,6	11,4	35
1000	2,45	12,2	14	55

Для каждой подстанции суммируются итоговые расчетные значения по колонкам 8 и 10 по итогам колонок 11 и 12 определяется по выражению (3.14) n_z узлов питания, подключенных к сборным шинам низкого напряжения подстанции. По средневзвешенному K_u и n_z определяется по табл. 3.9 коэффициент расчетной нагрузки K_p и расчетная нагрузка на сборных шинах по выражениям (3.17), (3.18) и (3.19) для соответствующих колонок 15, 16 и 17.

Для двухтрансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ расчет электрической нагрузки выполняется по подстанции целиком и только в обоснованных случаях – по секциям сборных шин низкого напряжения. Результирующие нагрузки для каждой цеховой трансформаторной подстанции заносится в табл. 3.15. К расчетной мощности силовых ЭП добавляются осветительные нагрузки и потери в силовых трансформаторах.

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{хх}} + K_{\text{загр}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}}, \quad (3.36)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ и $\Delta P_{\text{кз}}$ – соответственно потери холостого хода и короткого замыкания, кВт. Принимаются согласно ГОСТ или техническим условиям (табл. 3.14); $K_{\text{загр}}$ – коэффициент загрузки трансформатора, который определяется

расчетом электрических нагрузок.

Потери реактивной мощности в трансформаторах (табл. 3.14):

$$\Delta Q = \Delta Q_{xx} + K_{загр}^2 \cdot \Delta Q_{нагр}, \quad (3.37)$$

где ΔQ_{xx} – потери холостого хода, квар; $\Delta Q_{нагр}$ – нагрузочные потери, квар.

Потери холостого хода и нагрузочные потери:

$$\Delta Q_{xx} = I_{xx} \cdot S_{T ном} / 100; \quad (3.38)$$

$$\Delta Q_{нагр} = u_k \cdot S_{T ном} / 100, \quad (3.39)$$

где I_{xx} и u_k (в %) – значения тока холостого хода и напряжения короткого замыкания принимаются согласно ГОСТ или технических условий [23, 24]; $S_{T ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВ·А.

Таблица 3.15 – Пример расчета электрических нагрузок ЭП на сборных шинах напряжения 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций

Наименование нагрузки	$\cos \varphi / tg \varphi$	Расчетная нагрузка			$S_{Тном},$ кВ·А
		$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$S_p,$ кВ·А	
Силовая нагрузка 0,4 кВ	0,85/0,62	125	77,5		
Нагревательные установки	1/0	54	-		
Осветительная нагрузка	0,7/1	18	18		
Итого на стороне 0,4 кВ		197	95,5	219	250
Потери в трансформаторах		3,6	14,5	14,9	
Итого на стороне ВН		200,6	110	229	

Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения ТП определяется с учетом средств компенсации реактивной мощности и потерь мощности в силовых трансформаторах ТП.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. Как выполняется расчет электрической нагрузки для двухтрансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ?
2. В каких случаях расчет электрической нагрузки для двухтрансформаторных подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ выполняется по секциям сборных шин низкого напряжения?
3. Какие нагрузки добавляются к расчетной мощности силовых электроприемников при расчете электрических нагрузок ТП напряжением 6–10/0,4 кВ?
4. Как определяются потери холостого хода и короткого замыкания трансформаторов ТП?
5. Как определяется результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения ТП 6–10/0,4 кВ?

3.10 Компенсация реактивной мощности при расчете электрических нагрузок

При проектировании электроустановок следует стремиться к тому, чтобы расчеты электрических нагрузок и средств компенсации реактивной мощности (КРМ) [21, 25] производились одновременно. Это позволяет выполнить в один этап расчеты электрических нагрузок, выбор средств КРМ, определение количества и мощности устанавливаемых трансформаторных подстанций.

Если при РЭН осуществляется лишь предварительный выбор количества и мощности трансформаторных подстанций, то расчет средств КРМ должен быть выполнен впоследствии. При выборе средств КРМ рекомендуется принимать следующие значения коэффициентов загрузки $K_{загр}$ силовых трансформаторов в нормальном режиме:

- 0,7; 0,8; 0,9 – для масляных трансформаторов с нагрузкой, преимущественно отнесенной к категориям I, II, III соответственно;
- 0,6; 0,7; 0,8 – для сухих трансформаторов с нагрузкой, преимущественно отнесенной к категориям I, II, III соответственно.

Мощность трансформаторов выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного на время ремонта или замены трансформаторы, оставшиеся в работе, с учетом допустимой по техническим условиям на трансформаторы перегрузки и резерва по сетям среднего и низшего напряжения обеспечивали питание нагрузки. Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч. в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов-изготовителей.

Анализ соотношений экономических затрат в различных подсистемах СЭС показывает, что основная доля капитальных вложений приходится на силовые трансформаторы. Следовательно, используя достаточно простые модели проектирования с небольшим числом влияющих факторов, можно получить приемлемое решение задачи проектирования ЦТП – определить номинальную мощность $S_{ном}$ и число цеховых трансформаторов N .

Компенсируя реактивную нагрузку в сети напряжением до 1 кВ, можно добиться снижения суммарной установленной мощности ЦТП. Это, в свою очередь, приведет к снижению суммарных экономических затрат и потерь электроэнергии в СЭС.

На этапе эскизного проектирования предполагается, что компенсирующие устройства в сети напряжением до 1 кВ устанавливаются на шинах низшего напряжения ЦТП. Поскольку стоимость КТП намного выше стоимости компенсирующих устройств, можно считать, что снижение числа КТП или же их суммарной мощности до оптимального значения всегда оправдано.

Уменьшение единичной мощности цеховых трансформаторов снижает затраты на цеховые сети при росте затрат в сетях 6–10 кВ и соответствующих

РУ. При этом реактивная мощность элементов СЭС напряжением выше 1 кВ, потери реактивной мощности в ЦТП и сетях, а также часть реактивной мощности В сетях напряжением до 1 кВ, которая остается нескомпенсированной, будет скомпенсирована синхронными двигателями или конденсаторными установками 4УР–5УР в сети 6–10 кВ.

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразном значении реактивной мощности, «передаваемой» через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

В соответствии с правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации, устанавливаются требования к расчету значений соотношения активной и реактивной мощности. Значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_{max}$ в часы больших суточных нагрузок электрической сети (табл. 3.16) [21] обеспечивается потребителями посредством соблюдения режимов потребления электрической энергии (мощности) либо использования устройств КРМ $Q_{КРМ}$:

$$Q_{КРМ} = P_{расч} \cdot (tg\varphi_{расч} - tg\varphi_{max}). \quad (3.40)$$

Таблица 3.16 – Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети*

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	$tg\varphi_{max}$
110 кВ	0,5
35 кВ	0,4
1–20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

* Приказ министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».

Батареи конденсаторов (БК) выпускаются на различные номинальные напряжения и мощности [23, 24]. БК на напряжение до 1 кВ обычно включаются по схеме треугольника, так как при этом к каждому конденсатору приложено линейное напряжение и в три раза увеличивается реактивная мощность по сравнению с соединением в звезду.

К основным достоинствам БК относятся: 1) малые удельные потери активной мощности 0,0025–0,005 Вт/вар; 2) простота производства монтажных работ – малые габариты, масса, отсутствие фундаментов; 3) простота эксплуатации ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей; 4) возможность их установки в центре реактивных нагрузок или около электроприемников; 5) для установки конденсаторов может быть использовано любое сухое помещение; 6) возможность постепенного увеличения мощности БК.

К недостаткам БК относятся: 1) квадратичная зависимость их реактивной мощности от напряжения; 2) недостаточная электрическая прочность, особенно при КЗ и перенапряжениях; 3) малый срок службы; 4) пожароопасность; 5) наличие остаточного заряда; 6) перегрев при повышении напряжения и наличии в сети высших гармоник, ведущих к повреждению конденсаторов; 7) сложность плавного регулирования реактивной мощности.

Батареи конденсаторов напряжением до 1 кВ могут размещаться в электротехнических помещениях или непосредственно в производственных помещениях. В производственных помещениях установка КРМ возможна при выполнении и соблюдении следующих условий:

- распределение электроэнергии производится магистральными шинопроводами;
- окружающая среда не содержит проводящей пыли, химически активных веществ, не отнесена к взрывоопасным и пожароопасным зонам;
- должны быть исключены механические воздействия от транспортных средств и перемещаемых грузов;
- степень защиты оболочки конденсаторных батарей должна быть не менее IP4X.

Если условия отличаются от перечисленных, то БК напряжением до 1 кВ рекомендуется устанавливать в помещениях цеховых ТП. Количество комплектных конденсаторных установок – не более двух на один трансформатор определяется мощностью трансформатора и степенью компенсации.

ККУ напряжением до 1 кВ должны иметь автоматическое ступенчатое регулирование мощности в функции реактивной мощности, реактивного или полного тока узла нагрузки.

Пример. Расчет электрических нагрузок цеха и выбор мощности цеховой трансформаторной подстанции. В случаях, когда значения нагрузок электроустановок в проектируемом цехе (табл. 3.17) отличается более чем в 4 раза, их суммирование выполняется с помощью добавок к большей слагаемой нагрузке [10, 17]. Нормативная методика расчета (2.10) и табл. 3.5 применяются для определения нагрузок на шинах напряжением 0,4 кВ потребительской трансформаторной подстанции.

Решение. В качестве наибольшей из активных нагрузок принимается мощность технологического участка $P_{\max} = 115,8$ кВт ($\cos \varphi = 0,85$). Добавки ΔP_i , определяемые по табл. 3.5 и расчетным нагрузкам (табл. 3.17) от других помещений и участков приведены в соответствующей колонке табл. 3.17. Расчетная нагрузка определяется по формуле (2.10):

$$P_{\text{расч}} = P_{\max} + \sum_{i=1}^n \Delta P_i,$$

где P_{\max} – наибольшая из активных нагрузок на вводе потребителя; ΔP_i – добавки, определяемые по справочным данным табл. 3.5.

Таблица 3.17 – Расчетные нагрузки и добавки от нагрузок помещений и электроустановок проектируемого цеха

Наименование помещения	$P_{расч}$, кВт	ΔP_i , кВт	$\cos \varphi$
Административно-бытовой корпус и столовая	38,5	25,5	0,88
Технологический участок	115,8	81	0,85
Технологическая линия	75,4	52,1	0,85
Отделение механической обработки	14	8,5	0,79
Компрессорная станция	17,3	10,6	0,82
Отделение упаковки продукции	32	20,4	0,83
Хранилища и экспедиция	24,6	15,7	0,78
Лаборатория	17,8	11,2	0,88
Отделение переработки отходов	26,3	16,5	0,81
Склад	8,5	5,1	0,82
Бойлерная	22,4	13,9	0,94
Гараж и мастерские	48	32,5	0,81
Вспомогательные помещения	6,4	3,8	0,85
Всего:	447	296,8	

$$P_{расч} = 115,8 + (25,5 + 52,1 + 8,5 + 10,6 + 20,4 + 15,7 + 11,2 + 16,5 + 5,1 + 13,9 + 32,5 + 3,8) = 331,6 \text{ кВт.}$$

Средневзвешенное значение коэффициента мощности определяется по формуле (1.16):

$$\cos \varphi_{ср\ взв} = \frac{\sum_i P_{расч i} \cdot \cos \varphi_{расч i}}{\sum_i P_{расч i}},$$

где $P_{расч i}$ – расчетные нагрузки P_{max} и добавки ΔP_i из табл. 3.15; $\cos \varphi_{расч i}$ – значения коэффициента мощности из табл. 3.17.

$$\begin{aligned} \cos \varphi_{ср\ взв} &= \frac{38,5 \cdot 0,88 + 115,8 \cdot 0,85 + 75,4 \cdot 0,85 + 14 \cdot 0,79}{38,5 + 115,8 + 75,4 + 14 +} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{+ 17,3 \cdot 0,82 + 32 \cdot 0,83 + 24,6 \cdot 0,78 +}{+ 17,3 + 32 + 24,6 +} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{+ 17,8 \cdot 0,88 + 26,3 \cdot 0,81 + 8,5 \cdot 0,82 +}{+ 17,8 + 26,3 + 8,5 +} \rightarrow \\ &\rightarrow \frac{+ 22,4 \cdot 0,94 + 48 \cdot 0,81 + 6,4 \cdot 0,85}{+ 22,4 + 48 + 6,4} = \frac{376,7}{447} = 0,843. \\ \text{tg} \varphi_{ср\ взв} &= 0,638. \end{aligned}$$

Полная расчетная мощность цеха определяется по формуле:

$$S_{расч} = P_{расч} / \cos \varphi_{ср\ взв};$$

$$S_{расч} = 331,6 / 0,843 = 393 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для выбора мощности потребительской трансформаторной подстанции необходим выбор мощности и типа компенсирующих устройств на напряжение 0,4 кВ.

Расчет средств компенсации реактивной мощности. Выбор электроустановок и расчеты электрических нагрузок цеха, а также средств для компенсации реактивной мощности производятся одновременно, что дает возможность сразу осуществить расчеты электрических нагрузок и определить технические параметры устанавливаемых на подстанции силовых трансформаторов. Значение коэффициента реактивной мощности $tg\varphi_{max}$ (табл. 3.16) в часы больших суточных нагрузок электрической сети обеспечивается потребителями посредством соблюдения режимов потребления электрической энергии (мощности) либо использования устройств КРМ $Q_{КРМ}$.

Установка батарей для КРМ в сетях напряжением до 1 кВ, подключая батареи к силовым щитам, позволяет уменьшить мощность силовых трансформаторов на подстанциях и снизить нагрузку питающих их линий.

Для КРМ до нормируемого значения коэффициента мощности $tg\varphi_{норм} = 0,35$ ($\cos\varphi_{норм} = 0,944$) необходима мощность конденсаторных батарей $Q_{кб}$, определяемая расчетом по формуле (3.40).

В соответствии с проведенными расчетами показатели мощности цеха составляют:

$$P_{расч} = 331,6 \text{ кВт}; \quad S_{расч} = 393 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad \cos\varphi_{ср\ взв} = 0,843,$$

следовательно, расчетная реактивная мощность $Q_{расч}$ и $tg\varphi_{расч}$ определяются по выражениям:

$$Q_{расч} = \sqrt{S_{расч}^2 - P_{расч}^2}; \quad Q_{расч} = \sqrt{393^2 - 331,6^2} = 211 \text{ квар.}$$

$$tg\varphi_{расч} = Q_{расч} / P_{расч}; \quad tg\varphi_{расч} = 211 / 331,6 = 0,636.$$

Необходимая для компенсации реактивная мощность конденсаторных батарей по (3.40) составляет:

$$Q_{кб} = P_{расч} \cdot (tg\varphi_{расч} - tg\varphi_{норм}), \text{ квар,}$$

$$Q_{кб} = 331,6 \cdot (0,636 - 0,35) = 94,8 \text{ квар.}$$

Для КРМ выбираются две установки ККУ-0,38-50 квар [23, 24]. Средства для КРМ размещаются в распределительном устройстве низкого напряжения трансформаторной подстанции и подключаются к шинам 0,4 кВ комплектной трансформаторной подстанции (КТП).

Определение мощности потребительской подстанции. Поскольку для КТП выбраны средства КРМ, то на этапе проектирования определяется мощность силовых трансформаторов с учетом реактивной мощности компенсирующих устройств $Q_{кб}$:

$$S_{расч}^{кб} = \sqrt{P_{расч}^2 + (Q_{расч} - Q_{кб})^2}; \quad S_{расч}^{кб} = \sqrt{331,6^2 + (211 - 2 \cdot 50)^2} = 350 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Для электроснабжения электроприемников второй категории надежности, к которым относится проектируемый цех, необходима двухтрансформаторная КТП напряжением 10/0,4 кВ. Мощность силовых трансформаторов КТП определяется по выражению:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}^{кб}}{n \cdot K_з},$$

где n – число СТ ($n = 2$); $K_з$ – коэффициент загрузки силовых трансформаторов (для электроснабжения потребителей 2 категории $K_з = 0,8$).

$$S_{ном} \geq \frac{350}{2 \cdot 0,8} \geq 219 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимается КТП с мощностью силовых трансформаторов 2×250 кВ·А напряжением 10/0,4 кВ.

Вопросы для самоподготовки и тестирования

1. На какие элементы подсистем СЭС приходится основная доля капитальных вложений?
2. К чему приводит компенсация реактивной нагрузки в сети напряжением до 1 кВ?
3. Какой положительный эффект дает компенсация реактивной нагрузки в сети напряжением до 1 кВ?
4. Какое допущение об установке компенсирующих устройств в сети напряжением до 1 кВ реализуется на этапе эскизного проектирования?
5. Каково соотношение стоимости комплектной трансформаторной подстанции и стоимости компенсирующих устройств в сети до 1 кВ?
6. Почему при КРМ снижение числа КТП или же их суммарной мощности до оптимального значения считается оправданным?
7. К чему приводит уменьшение единичной мощности цеховых трансформаторов?
8. Какой вопрос должен одновременно решаться при выборе числа и мощности цеховых трансформаторов?
9. Какова последовательность расчета мощности батарей конденсаторов при отсутствии достоверных стоимостных показателей влияющих факторов?
16. Какие схемы и почему используются для соединения трехфазных батарей конденсаторов?
17. Каковы основные достоинства батарей конденсаторов напряжением до 1 кВ?
18. Что относится к недостаткам батарей конденсаторов напряжением до 1 кВ?

19. Где могут размещаться батареи конденсаторов напряжением до 1 кВ?

20. При выполнении и соблюдении каких условий возможна установка батарей конденсаторов в производственных помещениях?

21. Где рекомендуется устанавливать БК, если условия их размещения отличаются от нормируемых для производственных помещений?

22. Какое количество комплектных конденсаторных установок можно подключить к одному трансформатору?

23. Чем определяется число комплектных конденсаторных установок, которые можно подключить к одному трансформатору?

24. В функции каких параметров комплектные конденсаторные установки напряжением до 1 кВ должны иметь автоматическое регулирование мощности?

4 КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Общие положения концепции

Концепция «Цифровая трансформация 2030» [6] разработана во исполнение указов Президента Российской Федерации Путина В.В. от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы» и от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года, а также распоряжения Правительства Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632р, утверждающего программу «Цифровая экономика Российской Федерации».

Концепция цифровой трансформации определяет основные направления проектных, технологических и организационных изменений работы для применения новых механизмов, способов, алгоритмов корпоративного и технологического управления процессами компании и их последующей трансформации для повышения эффективности и качества оказываемых услуг, их доступности. Цифровая трансформация позволит повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Одной из целей цифровой трансформации является изменение логики процессов и переход на проектирование и управление на основе внедрения цифровых технологий, обеспечивающих: наблюдаемость сетевых объектов и режимов их работы; автоматизацию проектирования и управления техноло-

гическими и корпоративными процессами; построение цифровой СИМ-модели по единому отраслевому стандарту и информационное взаимодействие со всеми контрагентами (сети, потребители и другие субъекты электроэнергетики); интеграция и объединение различных ИТ-систем на иерархических уровнях; сокращение сроков проектирования и технологического присоединения.

В основе цифровой трансформации лежит совершенствование единой технической политики компании с учетом необходимых изменений технологических и корпоративных процессов, разработки новых стандартов. Указанные изменения должны базироваться на онтологической модели деятельности – перспективной модели, основанной на обобщении компетенций, опыта и знаний, формализующих будущую структуру управления и взаимодействия, формирование которой позволит создать и реализовать указанные задачи с учетом требований сетцентрического подхода, особенность которого заключается в возможности размещения децентрализованного интеллекта и управления на всех уровнях получения и обработки информации.

Цифровая трансформация должна обеспечить рынок современными технологическими решениями, применяя которые компании обеспечат преимущество в темпах снижения удельных операционных и инвестиционных затрат, оптимизируют развитие, содержание инфраструктуры и структуру управления проектными и технологическими процессами.

Активный переход к внедрению цифровых технологий позволит значительно сократить время ответа на актуальные вызовы экономики и потребителей. Реализация стоящих перед российской электроэнергетикой задач может быть эффективно осуществлена эволюционным путем с применением инновационных, прорывных технологий и решений, в том числе посредством полного перехода к цифровым сетям, цифровым подстанциям и цифровому управлению компанией.

4.2 Процессный цифровой подход к проектированию систем электроснабжения

Проектирование – это сложный процесс создания описания нового или модернизируемого объекта на основе технического задания. Под описанием системы электроснабжения проектируемого предприятия понимается описание заданных технических характеристик, включая взаимодействие между отдельными составными частями и элементами СЭС, а также взаимодействие СЭС проектируемого объекта с энергоснабжающей организацией. Проектирование СЭС – это разработка технической документации, обеспечивающей создание и развитие СЭС, а также при необходимости – реконструкцию и перевооружение. Важной областью в организации проектно-изыскательских работ является управление динамикой проектных работ и разрабатываемых документов, требующих многочисленных пересмотров и уточнений в течение жизненного цикла проекта [1].

Одними из основных требований, предъявляемых к сложному проекту, является обеспечение наглядности и очевидности или в современной терминологии «прозрачности» предмета проектирования посредством его адекватного, лаконичного и удобного «цифрового» описания. Адекватность описания процессов обычно выполняется с помощью процедуры моделирования – создания образа системы как совокупности взаимодействующих компонентов и взаимосвязей между ними. В период развития и использования систем автоматизированного проектирования (САПР) особенно актуальной стала задача моделирования на основе концепции *процессного подхода* в соответствии с требованиями ГОСТ «Системы менеджмента качества» [2].

Процессный подход формализует этапы проектирования СЭС в виде информационного процесса преобразования входной информации в выходную (цифровую), учитывая управляющие воздействия и механизм реализации осуществляемых преобразований. Преимущество процессного цифрового подхода состоит в непрерывности управления, которое он обеспечивает на стыке отдельных процессов, стадий, этапов и процедур проектирования, а также при их комбинации и взаимодействии. Такой подход актуален как для выполнения учебных проектов и бизнес-планов, так и в условиях конкуренции, разработки и продвижения реальных проектов.

С точки зрения системного анализа, кибернетического моделирования [3] и процессного подхода при проектировании сложных электроэнергетических систем выделяются: объект моделирования – процесс проектирования (направление деятельности, предметная область САПР) и субъект моделирования – проектируемая система (предмет суждения, система как носитель свойств). Рассматриваемые иерархические процессы вместе с взаимосвязями и взаимодействиями представляют собой сеть проектных процессов.

Трудности, связанные с описанием сложных систем электроэнергетики, объясняются тем, что эти системы, с одной стороны, слишком велики для того, чтобы можно было просто перечислить все их компоненты. С другой стороны, они могут быть упрощены за счет обобщающих предположений, представляя сложные системы с помощью функциональных блоков. Функциональная модель отображает структуру предмета, производимые им действия и связи между этими действиями. Функциональная модель охватывает все стадии жизненного цикла как самой продукции (предмета проектирования), так и организационной деятельности (процесса проектирования). Следовательно, функциональное моделирование может быть успешно использовано в описании и объекта и субъекта проектирования. Для этого описание должно выполняться в виде модели делового процесса – совокупности процессов (операций, действий) и взаимодействий между ними, результатом (выходом) которой является продукция и/или услуги, поставляемые потребителям, а входами – материальные, информационные и трудовые ресурсы, поставляемые извне. *Функциональная цифровая модель* позволяет представить общую картину делового процесса и его взаимосвязи с другими процессами, определить состав и полноту исполняемых функций, распределить обязанности между

сотрудниками, выявить ненужные документы и дублирующие функции с помощью специальных методов.

Method Structured Analysis Design Technique (SADT) – структурно-аналитической технологии проектирования [26] позволяет оптимизировать проектные решения, принимаемые на ранних и последующих стадиях проектирования сложных систем, и обеспечивает итерационное взаимодействие «заказчик – разработчик» в процессе проектирования системы. Метод SADT заложен в стандарты IDEF0–3 (Integrated Definition Function for Modeling). Использование метода SADT в виде стандарта IDEF0 закреплено в качестве рекомендаций Госстандарта России «Методология функционального моделирования» [4].

IDEF0-диаграммы строятся при помощи блоков. Каждый блок описывает какое-либо законченное действие (функцию). Четыре стороны блока имеют разное назначение. Слева отображаются входные данные, справа – выходные данные, сверху – управление, снизу – механизм. Взаимодействие между блоками отображается в виде стрелок (рис. 4.1).

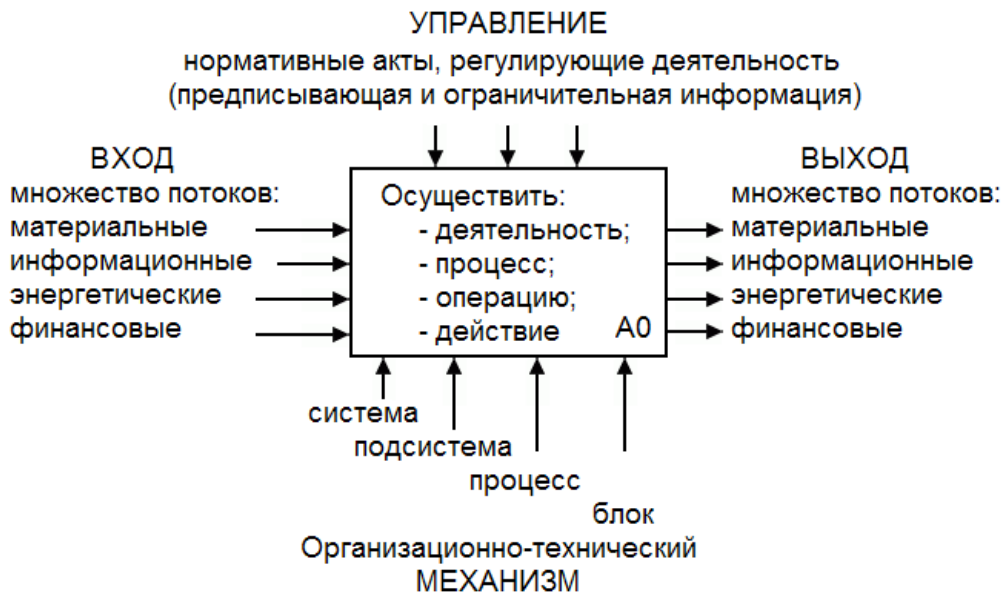


Рисунок 4.1 – Мета модель, контекстная диаграмма

Метод SADT был разработан сотрудниками Массачусетского технологического института Д. Маркой, К. МакГоуэном и Д. Россом в начале 60-х гг. и является методом моделирования систем [11, 26]: М моделирует С, если М отвечает на вопросы относительно С. Под *системой* понимается совокупность объектов и связей между ними. Каждая система имеет границу, поведение и сущность. *Граница* отделяет рассматриваемую систему от других. *Поведение* является совокупностью реакций системы на внешние воздействия. *Сущностью* системы является цель ее функционирования.

Целями метода SADT являются:

- оптимизация проектных решений, принимаемых на ранних стадия проектирования сложных систем;

- обеспечение итерационного взаимодействия «заказчик – разработчик» в процессе проектирования системы.

Проектирование любой системы проходит через ряд обязательных фаз:

- *анализ* – установление того, что система должна делать;
- *декомпозиция* – детализация системы на подсистемы и их разработка;
- *реализация* – практическое создание подсистем;
- *объединение* – интеграция подсистем в единую систему;
- *установка* – введение системы в опытную эксплуатацию;
- *эксплуатация* – использование системы.

Метод SADT в функциональном подходе основной структурной единицей модели использует SA-блок (Structured Analysis), представляющий собой абстракцию функции системы (рис. 4.1).

Функция системы рассматривается с *точки зрения* – позиции человека или объекта, с которой рассматривается система в действии.

Стандарт IDEF0. Использование метода SADT в виде стандарта IDEF0 закреплено в качестве рекомендаций Госстандарта России Р50.1.028–2001 «Методология функционального моделирования» [4]. В основу стандарта IDEF0 включены три базовых позиции:

1) *принцип функциональной декомпозиции* – любая функция может быть декомпозирована (детализирована, разбита) на более простые функции;

2) *принцип ограничения сложности* – количество блоков на диаграмме должно быть в пределах 2–6 (условие удобочитаемости);

3) *принцип контекста* – моделирование делового процесса начинается с построения контекстной диаграммы, на которой отображается только один блок – главная функция моделирующей системы, ограничивающая область границы моделирующей системы (регламентирует начальный этап построения модели).

IDEF0-диаграммы строятся при помощи блоков аналогично методу SADT. Каждый блок (рис. 4.1) описывает какое-либо законченное действие (функцию).

Четыре стороны блока имеют разное назначение. Слева отображаются входные данные, справа – выходные данные, сверху – управление, снизу – механизм.

Входные данные (вход) – исходные ресурсы для описываемой блоком функции (исходная информация, материалы).

Выходные данные (выход) – результирующие ресурсы, полученные в результате выполнения описываемой блоком функции (выходная информация, обработанные исходные материалы).

Управление – это то, что воздействует на процесс выполнения описываемой блоком функции и позволяет влиять на результат выполнения действия (средства управления, датчики, нормативные документы).

Механизм – это то, посредством чего осуществляется данное действие (устройства, ответственные исполнители, программное обеспечение).

Взаимодействие между блоками отображается в виде дуг (стрелок). Иногда стороны блока называют направлениями, а стрелки – потоками. Стрелки

можно подписывать. Подписи связываются с соответствующей стрелкой при помощи зигзага (молнии).

При декомпозиции (детализации) функции во вновь образуемой диаграмме отображаются все входящие и исходящие стрелки (дуги, потоки), связанные с разбиваемой функцией. Количество стрелок на любом уровне диаграммы и в любом направлении не ограничено. Диаграмма носит название разбиваемого блока (функции). Только название диаграммы-контекста совпадает с названием содержащейся в диаграмме функции.

В своей сущности диаграммы образуют дерево. Любая диаграмма выступает как диаграмма-контекст по отношению к диаграммам, расположенным ниже.

В рамках IDEF0-модели дуги в зависимости от их положения на диаграмме уже подразделены на четыре категории: входные, выходные, управления и механизма.

Дополнительно дуги могут быть классифицированы в зависимости от категории объектов, которые они представляют на диаграмме. К числу таких категорий могут относиться:

- материалы, сырье, продукция, ресурсы;
- информация, данные, записи качества, документы;
- распоряжения руководства, планы, графики; распорядительные документы;
- стандарты, нормативная документация;
- ответственные исполнители, проектировщики, сотрудники организации и т.д.

Документация, созданная в стандарте IDEF0, позволяет взглянуть на проект в целом и детально определить взаимосвязи между его отдельными частями. Применение IDEF0 на практике позволяет:

- минимизировать словесное описание структуры и принципы оптимального функционирования;
- упорядочить коллективную работу;
- эффективно управлять отдельными частями проекта.

Стандарт IDEF0 для описания алгоритма не предназначен. IDEF0-диаграммы описывают действия, его структуру и связи между его отдельными элементами. Методика IDEF0 связана с функциональными аспектами и позволяет отвечать на вопросы: «что делает система?», «как делает система?», и «кто делает в системе?».

4.3 Использование методики IDEF0 при проектировании СЭС

Эффективность и наглядность метода IDEF0 видна на примере декомпозиции процесса проектирования электрических нагрузок 2–5 уровней СЭС (рис. 4.2) [19, 20].

Входные данные (вход) – исходные ресурсы для описываемой блоком функции: номинальные параметры электроприемников $P_{ном}$, $S_{ном}$; количе-

ство электроприемников напряжением до 1 кВ n ; количество электроприемников напряжением выше 1 кВ N ; характеризующие коэффициенты мощности $\cos\varphi$, использования K_u , расчетной активной мощности K_p , спроса K_c и загрузки K_z ; КРМ – затраты на компенсацию реактивной мощности; по требованию энергоснабжающей организации нормируемое значение коэффициента мощности на шинах напряжением 6–10 кВ главной понизительной подстанции (ГПП) $\cos\varphi_{\text{норм}}^{\text{ГПП}}$.

Выходные данные (выход) – результирующие ресурсы, полученные в результате выполнения описываемой блоком функции: расчетные электрические нагрузки в сети напряжением до 1 кВ P_p, Q_p, S_p ; годовое потребление электроэнергии W_a и W_p ; расчетные электрические нагрузки в сети напряжением выше 1 кВ $P_{\text{расч}}, Q_{\text{расч}}, S_{\text{расч}}$; мощность и количество низковольтных батарей конденсаторов $Q_{\text{БК}}$ и $N_{\text{БК}}$; оптимальные число $N_{\text{ТП}}^{\text{ТП}}$ и коэффициент загрузки $K_{z\text{опт}}^{\text{ТП}}$ цеховых трансформаторных подстанций; реактивная мощность высоковольтных синхронных двигателей $Q_{\text{СД}}$; коэффициент мощности ГПП после КРМ $\cos\varphi^{\text{ГПП}}$; мощность и количество высоковольтных батарей конденсаторов $Q_{\text{БК}}$ и $N_{\text{БК}}$.

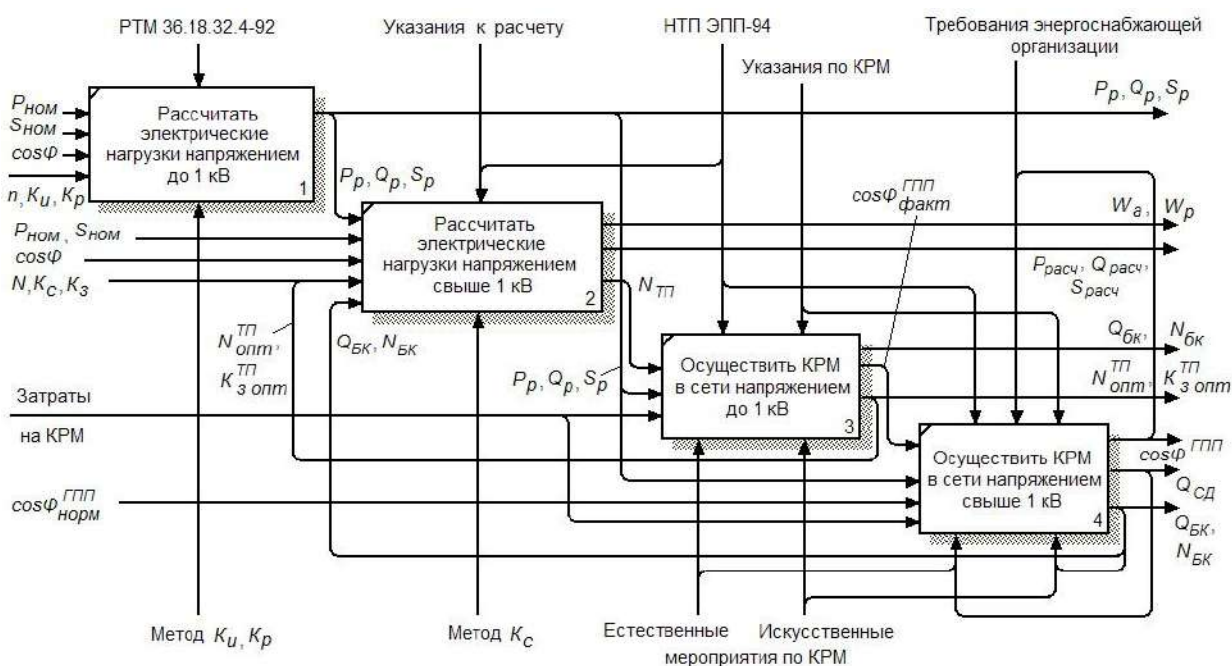


Рисунок 4.2 – IDEF0-модель декомпозиции процесса расчета электрических нагрузок и КРМ в системе электроснабжения

Управление – это то, что воздействует на процесс выполнения описываемой блоком функции и позволяет влиять на результат выполнения действия: в частности, нормативные документы и указания к расчету электрических нагрузок и КРМ [14, 18, 25].

Механизм – это то, посредством чего осуществляется данное действие: в частности, методы расчета электрических нагрузок с применением коэффициентов K_u и K_p , а также коэффициента спроса K_c ; естественные и искусственные мероприятия по КРМ.

Обратные связи придают гибкость и устойчивость рассматриваемой модели.

Обратные связи по входу « $N_{онт}^{ТП}, K_{зонт}^{ТП}$ » и « $Q_{БК}, N_{БК}$ » приводят к итерационному проектированию, уточнению, снижению погрешности и оптимизации проектных решений.

Обратная связь по механизму « $Q_{СД}$ » и « $Q_{БК}, N_{БК}$ » позволяет вносить изменения в структуру естественных и искусственных мероприятий по КРМ.

Обратная связь по управлению « $\cos\varphi^{ТП}$ » дает основания и возможность для уточнения договора с энергоснабжающей организацией.

Документация, созданная в стандарте IDEF0, позволяет взглянуть на проект СЭС в целом и после декомпозиции детально определить взаимосвязи между его отдельными частями. Применение IDEF0 на практике позволяет: минимизировать размытое словесное описание структуры и принципов ее функционирования; упорядочить коллективную работу; эффективно управлять отдельными частями проекта. Однако стандарт IDEF0 для описания алгоритма не предназначен. Его диаграммы описывают действия, структуру и связи между отдельными элементами.

4.4 Цифровизация процессов проектирования

Способ описания и цифровизации процессов с использованием структурированного метода регламентирует стандарт IDEF3 [26], позволяющий менеджеру проекта представить положение вещей как упорядоченную последовательность событий с одновременным описанием объектов, имеющих непосредственное отношение к процессу. IDEF3 является технологией, хорошо приспособленной для сбора данных, требующихся для проведения структурного анализа проектируемой системы. В отличие от большинства технологий моделирования деловых процессов, IDEF3 не имеет жестких синтаксических или семантических ограничений, делающих неудобным описание неполных или нечетких систем. В этом случае менеджер проекта будет избавлен от необходимости смешивать свои собственные предположения о функционировании системы с экспертными утверждениями в описании предметной области. IDEF3-методология дополняет моделирование с использованием стандарта IDEF0, распространяясь на путь построения моделей проектируемых систем и дальнейшего анализа имитационными методами эксплуатационных качеств СЭС. Основой модели IDEF3 служит так называемый сценарий делового процесса, который выделяет последовательность действий или подпроцессов анализируемой системы (рис. 4.3).

Поскольку сценарий определяет назначение и границы модели, как и в стандарте IDEF0, то для подбора необходимого имени блоков применяются стандартные рекомендации по предпочтительному использованию глаголов и отглагольных существительных, например «рассчитать электрические нагрузки» или «применить вакуумные выключатели». Сценарий для большинства моделей должен быть документирован. Обычно это название набора должностных обязанностей человека, являющегося источником информации о моделируемом процессе. Также важным для менеджера является понимание цели моделирования – набора вопросов, ответами на которые будет служить сама модель в границах моделирования (какие части системы войдут, а какие не будут отображены в модели) для целевой аудитории (для кого разрабатывается модель).

В построении диаграммы кроме менеджера проекта принимают участие системный аналитик и один или несколько экспертов предметной области, представляющие описание процесса. Для экспертов предметной области, подготавливающих описание моделируемого процесса, должны быть документированы границы моделирования, чтобы им была понятна необходимая глубина и полнота требуемого от них описания. IDEF3 реализуют поведенческое моделирование и детализирует ответ на вопрос: «как система это делает?».

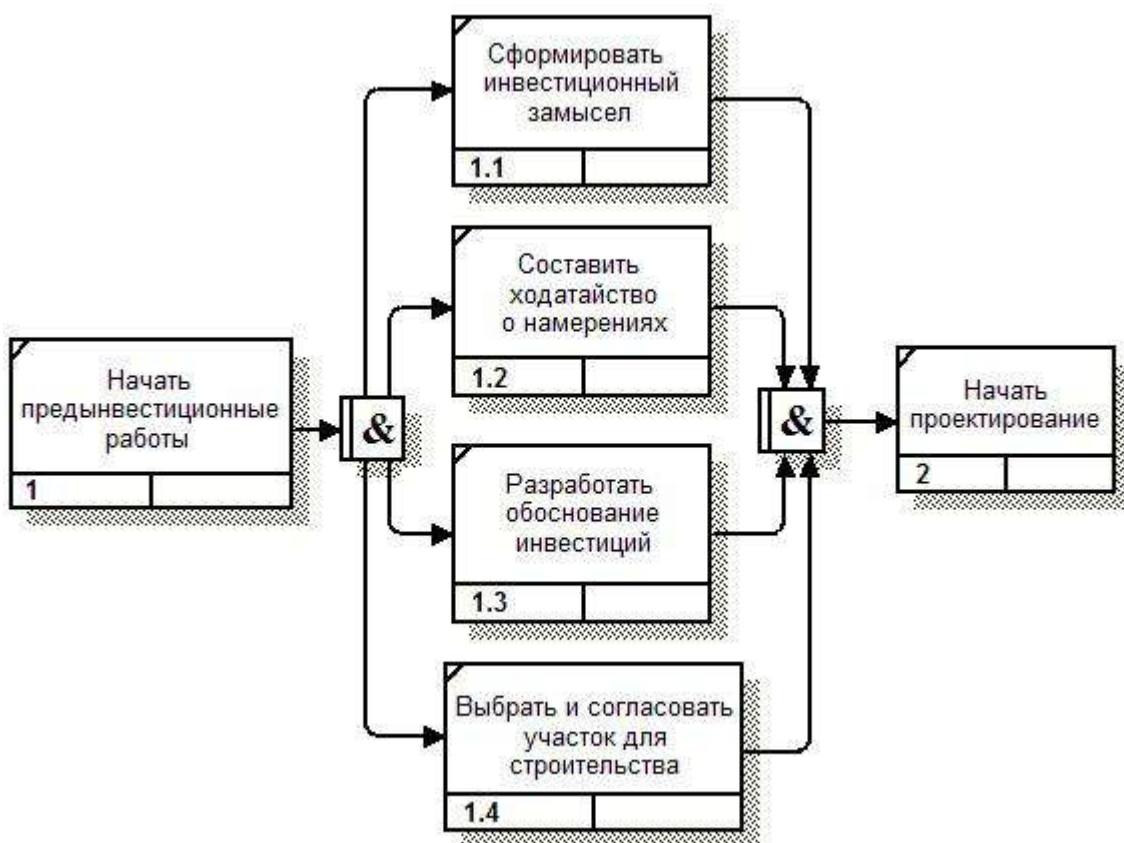


Рисунок 4.3 – IDEF3-диаграмма начала инвестиционной проектной деятельности

Для процессного моделирования системы как набора действий удобны Data Flow Diagrams (DFD) – диаграммы потоков данных [26], соединенные

друг с другом стрелками. Диаграммы потоков данных могут содержать два новых типа объектов: объекты, собирающие и хранящие информацию, – хранилища данных и внешние сущности; объекты, моделирующие взаимодействие с теми частями системы (или другими системами), которые выходят за границы моделирования.

В отличие от стрелок в IDEF0, которые показывают отношения, стрелки в DFD изображают объекты, включая и данные, которые реально перемещаются от одного действия к другому (рис. 4.4). Это представление потока обеспечивает отражение в DFD-моделях таких физических характеристик системы, как движение объектов (потоки данных), хранение объектов (хранилища данных), источники и потребители объектов (внешние сущности).

В отличие от стандарта IDEF0, рассматривающего систему как множество взаимно пересекающихся действий, в названиях объектов DFD-диаграмм преобладают имена существительные. Контекстная DFD-диаграмма часто состоит из одного функционального блока и нескольких внешних сущностей. Функциональный блок на этой диаграмме обычно имеет имя, совпадающее с именем всей системы. Добавление на диаграмму внешних ссылок не изменяет фундаментального требования, что модель должна строиться с единственной точки зрения и иметь четко определенные цель и границы. Как и действия IDEF3, функциональные блоки DFD имеют входы и выходы, но не имеют управления и механизма исполнения, как IDEF0.



Рисунок 4.4 – DFD-диаграмма инвестиционного процесса на 4 этапе проектирования

Функциональный блок DFD моделирует некоторую функцию, которая преобразует в терминах IDEF вход в выход. Стрелки описывают передвижение (поток) объектов от одной части системы к другой. Поскольку все стороны обозначающего функциональный блок DFD прямоугольника в отличие от IDEF0 равнозначны, стрелки могут начинаться и заканчиваться в любой части

блока. В DFD также используются двунаправленные стрелки, которые нужны для отображения взаимодействия между блоками (например, диалога типа «приказ – результат выполнения»).

Диаграммы DFD можно строить с использованием процессного подхода, аналогичного методу анализа и проектирования, применяемому в IDEF0. Вначале строится модель физической реализации типовой системы или проекта, которая используется в настоящее время. Затем создается логическая модель для моделирования основных требований новой проектируемой системы. После этого формируется логическая модель для отражения основных параметров разрабатываемой системы и создается новая физическая модель, реализующая логическую модель новой системы.

В настоящее время чаще применяется подход, использующий разделение событий, в котором для моделирования системы строится несколько моделей DFD. Вначале строится логическая модель, отображающая систему как набор действий и описывающая, что должна делать система. Затем строится модель окружения, описывающая систему как объект, отвечающий на события, порождаемые внешними сущностями. Такая модель обычно состоит из описания назначения системы, одной диаграммы контекстного уровня и списка событий. Контекстная диаграмма содержит один функциональный блок, представляющий систему в целом, и внешние сущности (окружения), с которыми система взаимодействует. На заключительном этапе создается модель поведения, показывающая, как система обрабатывает те или иные события. Эта модель начинается с единственной диаграммы с одним функциональным блоком на каждый ответ системы на событие, описанное в модели окружения. Поток применяется для соединения элементов диаграмм между собой и для проверки согласованности построенных моделей поведения и окружения.

Диаграммы потоков данных обеспечивают удобный способ описания передаваемой информации как между частями моделируемой системы, так и между системой и внешним окружением при информационном обмене и документообороте (рис. 4.3), например, на четвертом этапе проектирования объекта, содержащего СЭС, когда разрабатывается проектная документация для строительства в составе технико-экономического обоснования проекта или утверждаемой части рабочего проекта строительства и производится согласование, экспертиза и утверждение проектной документации.

Методология моделирования IDEF0–3 и DFD поддерживается компьютерными программами, что позволяет на стадии описания процессов не только повысить эффективность решения этой задачи, но также использовать эти модели, интегрируя их в САПР проектно-изыскательской организации и корпоративную информационную систему промышленного предприятия.

В условиях рыночных взаимоотношений между энергосистемой и потребителем моделирование помогает находить оптимальные варианты технико-экономических решений, удовлетворяющих обе стороны. При проектировании систем электроснабжения значительную часть общего электропотребления можно компенсировать за счет повышения энергетической эффективности технологических процессов, проведения изменений условий производст-

ва, снижения материалоемкости, активной энергосберегающей политики. Цифровые модели в значительной степени содействуют решению этих задач.

Подводя итог, обратимся к проектированию систем электроснабжения как к формальному процессу преобразования исходного описания в полный пакет технической документации, содержащий необходимые сведения для сооружения и эксплуатации системы электроснабжения в заданных условиях.

Информационная (цифровая) точка зрения отражает процесс преобразования входной информации (о системах электроснабжения, о состоянии знаний в области электроснабжения, электропривода, электроники и др., об опыте проектирования аналогичных систем электроснабжения) в выходную информацию в виде проектно-конструкторской и технологической документации, выполненной в нужной форме и содержащей описание систем электроснабжения для последующей реализации (строительство, реконструкция, частичная модернизация).

Проектирование систем электроснабжения *с точки зрения теории принятия решений* представляется как процесс принятия проектно-конструкторских решений, направленных на получение удовлетворяющего техническое задание описания систем электроснабжения с заданной степенью детализации. Проектирование систем электроснабжения рассматривается и как реализация цикла управления в операциях анализа и синтеза, оценки и выработки управляющего воздействия.

4.5 Инновационные методы проектирования электросетевых объектов

К инновационным методам проектирования, получившим воплощение в виде нового или усовершенствованного организационного метода в ведении деятельности, следует отнести [6, 15]:

- применение средств автоматизации, позволяющих существенно сократить процедуры проектно-изыскательских работ, подготовки проектной документации, процедуры согласования проектов, выполнения строительно-монтажных и наладочных работ (лазерное сканирование, применение САД, применение оборудования высокой заводской готовности);
- разработку, апробацию и обеспечение условий серийного внедрения инновационного оборудования и практик – с учетом факторов комплексной эффективности и на основе принципов управления жизненным циклом объектов на всех этапах: проектирование, разработка (производство), эксплуатация, утилизация (ликвидация).

Подобные мероприятия позволят сократить сроки проектирования и строительства электросетевых объектов: сокращение сроков проектирования ПС 10-35 кВ до 30 дней; ПС 110-220 кВ до 150 дней; сокращение сроков технического присоединения новых потребителей до 2 лет; для потребителей суммарной мощностью свыше 670 кВт до 4 месяцев [15].

Цифровые технологии проектирования позволяют существенно сократить сроки производства и снизить его себестоимость, что подтверждают ус-

пешные примеры из многих отраслей машиностроения. При этом, сама по себе технология цифровизации не даст большой положительный эффект, необходимо изменять подходы к проектированию и, в первую очередь, организовать подходы по проектированию с учетом жизненного цикла объекта.

Такие технологии проектирования известны в других отраслях (атомной, нефтегазовой), но в энергетике до настоящего времени не применялись. Между тем, внедрение (Product Lifecycle Management, PLM) PLM-решений – верный путь к значительному снижению издержек, направленных на возможность обоснования увеличения капитальных затрат, задача которой – в дальнейшем удешевить технические решения за счет создания рынка инновационных товаров и услуг.

Речь идет не просто о программном обеспечении, а о целых комплексах программ, обеспечивающих инженерный анализ, моделирование, виртуальные испытания, плюс одна из самых основных опций – электронная интеграция всех задействованных в производстве продукта предприятий и их поставщиков.

Одно из ключевых преимуществ использования цифровых систем проектирования заключается в отсутствии необходимости создания опытных объектов и проведения длительной опытно-промышленной эксплуатации, которая может быть сокращена или отменена вовсе благодаря возможности моделирования сети CIM (цифровая модель сети) и режимов работы DMS (система управления режимами работы сетей), аварийных ситуаций, виртуальных испытаний на автоматизированном проектном комплексе.

В дальнейшем, после ввода в эксплуатацию первых объектов, данный автоматизированный комплекс позволит проводить дальнейшее совершенствование объектов и модернизацию без затрагивания работающих объектов.

Благодаря применению таких комплексов сроки циклов проектирования, монтажа, наладки, проведения приемочных испытаний может быть снижены в 3–5 раз.

Такие технологии проектирования в настоящее время применяются в авиации, космической отрасли, атомной промышленности, автоиндустрии. В настоящее время рынок подобного оборудования, программных инструментов широко не развит и представлен несколькими компаниями: французской компанией Dassault Systemes и немецкой компанией Siemens PLM Software. Отечественных технологий пока нет, но их развитие необходимо, т.к. только российские разработчики смогут учесть в них всю специфику требований российских электросетевых компаний и требований российской нормативно-технической документации.

Важно, чтобы в цепочке цифровых технологий при цифровом проектировании с применением технологии PLM присутствовали все участники процесса: заказчик, разработчик, производитель и эксплуатация, в таком случае возможен переход на системное проектирование.

Реализация технологии PLM в электроэнергетике невозможна без развития технологии автоматизированного проектирования зданий и сооружений, в целях оптимизации планировочных решений, с учетом безопасности

эксплуатации и возможности обслуживания и ремонта основного оборудования. Для данных целей служит программный комплекс BIM (Building Information Modeling), который помимо планировочных решений содержит архитектурно-дизайнерские возможности формирования и поддержания единого корпоративного стиля электросетевых объектов.

Ключевые технологии направления цифровизации:

- системы создания модели сети в соответствии с единым стандартом данных;

- системы сбора и отображения информации (SCADA); системы управления режимами работы сетей (DMS); системы управления оперативными работами в сетях (OMS);

- системы отображения информации на карте местности (GIS); системы управления активами (EAM); системы цифрового проектирования сетей (DPS, PLM, BIM, CAD);

- системы обучения персонала (HRS); системы управления отношениями с клиентами (CRM); электронные каталоги и базы данных типовых технических решений; системы моделирования режимов работы сетей (PSS, PSCAD/EMTDC, RTDS); ССПИ, ССПТИ;

- цифровые системы мониторинга и диагностики; программно-технических комплексов и программного обеспечения для обеспечения защиты от кибератак; автоматические системы управления напряжением и реактивной мощностью с применением средств FACTS (СТК, СТАТКОМ, УПК, УШР, ФПУ); системы автоматического управления, позволяющие регулировать напряжение по нескольким критериям качества электроэнергии; создание адаптивных систем управления и обеспечения параллельной работы сети с возобновляемыми источниками электроэнергии; внедрение систем EAM, ERP, CAFM на базе системы стандартов серии 55000; системы интеллектуального мониторинга и диагностики; система управления рисками, системы моделирования последствий технологических нарушений, аварий.

Вопросы для самостоятельной подготовки

1. Какие основные направления определены в Концепции цифровой трансформации 2030?

2. На какие результаты ориентирована Концепция цифровой трансформации 2030?

3. Какую цель преследует цифровая трансформация в области проектирования в электроэнергетике?

4. Что составляет основу Концепции цифровой трансформации 2030?

5. Какими технологическими решениями должна обеспечить рынок цифровая трансформация?

6. Что даст активный переход к внедрению цифровых технологий?

7. Что даст реализация стоящих перед российской электроэнергетикой задач в результате цифровой трансформации?

8. Каковы основные требования, предъявляемые к сложному проекту?
9. Какие информационные системы используются в САПР?
10. Наличие какого набора средств и правил предполагает моделирование в сложных проектах?
11. Какие цели преследует метод структурно-аналитической технологии проектирования SADT?
12. Что является целями метода SADT?
13. Какие базовые принципы заложены в стандарт IDEF0?
14. Какое назначение имеют стороны блока IDEF0-диаграммы?
15. Какими преимуществами обладает проектная документация, созданная в стандарте IDEF0?
16. В чем особенности стандарта IDEF3?
17. Что является основой модели в стандарте IDEF3?
18. Как осуществляется моделирование с помощью диаграммы потоков данных? В чем отличие от стандарта IDEF3?
19. Какими особенностями обладает аналитическое моделирование?
20. Каковы преимущества имитационного моделирования по сравнению с аналитическим?
21. Какие операции проводятся при построении комбинированных моделей?
22. Каковы особенности проектирования систем электроснабжения с информационной точки зрения и в контексте теории принятия решений?
23. Что относится к инновационным методам проектирования электросетевых объектов?
24. Какие результаты могут быть достигнуты благодаря инновационным методам проектирования электросетевых объектов?
25. Что дает внедрение PLM-решений (Product Lifecycle Management) в проектировании?
26. В чем заключаются ключевые преимущества использования цифровых систем проектирования?
27. Каковы ключевые технологии направления цифровизации в электроэнергетике?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным направлением образовательной деятельности на заключительном этапе обучения является формирования у обучающегося профессиональных основ, потребности непрерывного обучения и самостоятельного развития предметных и личностных качеств. Наряду со знаниями, умениями и навыками особо выделяется его способность и готовность использовать приобретенную компетентность проектирования электрических нагрузок систем электроснабжения для решения профессиональных задач различной сложности с учетом индивидуальных особенностей, интересов и склонности.

В проектируемом варианте СЭС курсового и выпускного проектирования электроприемники выбираются по расчетным нагрузкам, учитывающим число и мощность устанавливаемых электроприемников, ожидаемую их нагрузку при компенсации реактивной мощности, осуществляя процессный подход. В результате такой курсовой проект, выполненный в виде бизнес-модели, дает упрощенное, но ясное системное видение этапов и всего проходящего процесса инвестиционного проектирования.

Инновационный путь рассмотрения и осуществления проектирования электрических нагрузок систем электроснабжения и переход от учебного к квазипрофессиональному (от бакалавриата к магистратуре), а затем и профессиональному инвестиционному бизнес-проектированию опирается на триаду: бизнес-идея, бизнес-модель и бизнес-план. Концепция процессного подхода, формализующего этапы проектирования электрических нагрузок систем электроснабжения в виде непрерывного потока – информационного цифрового процесса, преобразует входную информацию в выходную, учитывая управляющие воздействия и механизм реализации осуществляемых преобразований. Преемственность курсовых и выпускных тематик закрепляется в процессе «сквозного» проектирования. Таким образом, важную роль приобретают мультидисциплинарные связи, которые при условии сохранения теоретической и практической целостности каждой дисциплины осуществляют междисциплинарную интеграцию.

Проектирование электрических нагрузок системы электроснабжения позволяет на завершающих этапах обучения реализовать цели и задачи Федеральных государственных образовательных стандартов высшего образования по направлению 13.03.02 (бакалавриат) «Электроэнергетика и электротехника», а также требования к профессиональным компетенциям, предъявляемых к выпускникам на рынке труда.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ВСН 381-87. Инструкция о составе и оформлении электротехнической рабочей документации для промышленного строительства. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 1987.
2. ГОСТ Р ИСО 9001-2001. Системы менеджмента качества. М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001.
3. Веников В.А., Тюханов Ю.М. Кибернетическое моделирование систем электроснабжения. Электричество. 1990, № 7.
4. Информационные технологии поддержки жизненного цикла продукции. Методология функционального моделирования. Рекомендации по стандартизации: Р50.1.028–2001. М.: Госстандарт России, 2001.
5. Кабышев А.В. Электроснабжение объектов. Ч.1. Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования: учебное пособие / А.В. Кабышев. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007.
6. Концепция «Цифровая трансформация 2030». М.: ПАО «Россети», 2018.
7. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов вузов. 2-е изд. М.: Интернет Инжиниринг, 2006.
8. Кудрин Б.И. Расчет электрических нагрузок потребителей: история, состояние, комплексный метод // Промышленная энергетика. 2015. № 5.
9. Кудрин Б.И., Цырук С.А. Электроснабжение, инвестиционное проектирование и закрытие проблемы расчета электрических нагрузок // Электрика. 2006. № 4.
10. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства. М.: КолосС, 2008.
11. Марка Д.А., МакГоуэн К.Л. SADT – методология структурного анализа и проектирования. М.: Метатехнология, 1993.
12. НТП ЭПП-94 (Нормы технологического проектирования). Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. М.: «ВНИПИ Тяжпромэлектропроект», 1994.
13. Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» (вторая редакция). М.: «ВНИПИ Тяжпромэлектропроект», 1993.
14. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2007.
15. Программа инновационного развития ПАО «Россети» на период 2016–2020 гг. с перспективой до 2025 г. М.: ПАО «Россети», 2016.
16. Профессиональный стандарт 16.047. Специалист в области проектирования систем электроснабжения объектов капитального строительства. М.: Минтруд России, 2018.
17. РД 34.20.178. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38–110 кВ сельскохозяйственного назначения. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Дата актуализации 12.02.2016. М.: Сельэнергопроект, 2016.

18. РТМ 34.18.32.4-92 Указания по расчету электрических нагрузок. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. М.: «ВНИПИ Тяжпромэлектропроект», 1993.
19. Сазыкин В.Г. Проектирование систем электроснабжения. Кн. 2. Принципы и технология / Норильский индустриальный ин-т. Норильск, 2008.
20. Сазыкин В.Г. Процессный подход к проектированию систем электроснабжения / Промышленная энергетика, 2008. № 12. С. 28–32.
21. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Расчет электрических нагрузок в системах электроснабжения АПК: методические указания. Краснодар: КубГАУ, 2017.
22. СП 31-110-2003. Свод правил по проектированию и строительству. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой России, 2004.
23. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина. М.: Энергоатомиздат, 2000.
24. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / Под общ. ред. профессоров МЭИ (ТУ) С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. М.: Издательский дом МЭИ, 2010.
25. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий: РТМ 36.18.32.6-92). Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. М.: ОАО ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект», 1993.
26. Черемных С.В., Семенов И.О., Ручкин В.С. Структурный анализ систем: IDEF-технологии. М.: Финансы и статистика, 2001.

Сазыкин Василий Георгиевич

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Книга 2. Проектирование электрических нагрузок

Учебное пособие
по направлению подготовки
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
направленность «Электроэнергетика»
по программе бакалавриата

Электронное издание