

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Амурский государственный университет»



Н.В. Савина

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ,

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

Учебное пособие

Благовещенск

2022

ББК 31.27 я 73

С 13

*Печатается по решению
редакционно-издательского совета
Амурского государственного
университета*

Рецензенты:

Бакай Александр Васильевич, заместитель генерального директора по техническим вопросам - главный инженер АО «ДРСК»

Казакул Алексей Александрович, кандидат технических наук, доцент кафедры энергетики ФГБОУ ВО «Амурский государственный университет»

С 13 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети, Ч. 2 : учебное пособие / Н.В. Савина; Амур. гос. ун-т, Энергет. фак. - Благовещенск: АмГУ, 2022. – 248 с.

В пособии приведены организационная структура современной электроэнергетики, рассмотрены вопросы проектирования электрических сетей, основы расчета установившихся режимов в электроэнергетических системах большой сложности, пути повышения экономичности функционирования электрических сетей. Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавриата 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

В авторской редакции.

© Амурский государственный университет, 2022

© САВИНА Н.В., 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
1. Организационная структура современной электроэнергетики	7
1.1. Поставщики электрической энергии	10
1.2. Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть	14
1.3. Распределительные электрические сети	15
1.4. АО «Системный оператор Единой энергетической системы»	19
1.5. Рынки электрической энергии и мощности	23
1.6. Энергосбытовые организации	39
1.7. Контрольные вопросы к разделу 1	41
2. Проектирование электрических сетей	43
2.1. Общая характеристика проектирования электрических сетей	43
2.2. Определение электрических нагрузок узлов электрической сети	55
2.3. Техничко-экономическое сопоставление вариантов проектирования электрических сетей	63
2.4. Разработка конкурентоспособных вариантов конфигурации электрической сети	85
2.5. Выбор номинального напряжения	96
2.6. Выбор и проверка сечений линий электропередачи	99
2.7. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях	127
2.8. Выбор количества и мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях	151
2.9. Рекомендации по проектированию электрических сетей разных номинальных напряжений	158
2.10. Контрольные вопросы к разделу 2	164
3. Основы расчета установившихся режимов в ЭЭС большой сложности	165
3.1. Уравнения узловых напряжений и преобразование схемы замещения электрической сети для выбора ее эквивалента при расчете режимов	166

3.2. Эквивалентирование схемы сети при расчетах установившихся режимов	189
3.3. Решение уравнений узловых напряжений при расчете установившегося режима ЭЭС на ПЭВМ	197
3.4. Существование, единственность и чувствительность решения нелинейных уравнений установившегося режима	217
3.5. Контрольные вопросы к разделу 3	225
4. Повышение экономичности функционирования электрических сетей	226
4.1. Оптимизация режима электрической сети	226
4.2. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей	231
4.3. Размыкание контуров сети	235
4.4. Регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы максимума ЭЭС	237
4.5. Обеспечение экономически целесообразного режима работы трансформаторов	238
4.6. Повышение экономичности функционирования сети путем замены оборудования, повышения напряжения при транспорте электроэнергии	241
4.7. Контрольные вопросы по разделу 4	242
Заключение	244
Список литературы	245

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика играет ведущую роль в системе жизнедеятельности и жизнеобеспечения любой страны мира. По сути, состояние электроэнергетики определяет состояние всей экономики страны. В последние годы в электроэнергетике произошли и происходят существенные изменения, как в организационном, так и технологическом плане.

Технологической базой электроэнергетики являются электроэнергетические системы, сформировавшие централизованное электроснабжение потребителей. Они отличаются структурной сложностью, большой протяженностью и практически охватывают территорию всей страны. Электроэнергетические системы работают по единому технологическому циклу, включающему производство, передачу и распределение, потребление электроэнергии. Их отличительной особенностью является высокая степень автоматизации всех технологических процессов, диспетчерского управления, высокая надежность функционирования системы. В России действует Единая энергетическая система, оперативно-технологическое управление которой обеспечивает АО «Системный оператор Единой энергетической системы» по иерархическому признаку (принята трехуровневая система управления). В то же время организационная структура электроэнергетики, в отличие от технологической структуры сформирована по видам деятельности. На территории страны также функционируют и технологически изолированные энергосистемы, у которых сохранился иерархический принцип управления как в технологической инфраструктуре, так и в организационной структуре.

Развитие электроэнергетических систем невозможно без проектирования новых объектов и реконструкции существующих. При проектировании должны учитываться особенности функционирования электроэнергетических систем, характеризующиеся одновременностью процессов производства и потребления элек-

троэнергии, неоднородностью системы, неопределенностью, обусловленной как работой рынков энергии и мощности, так и суточными, сезонными и территориальными изменениями потребления электроэнергии.

Учитывая вышесказанное, данное учебное пособие включает теоретический материал, раскрывающий организационную структуру электроэнергетики, проектирование электрических сетей, вопросы компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических сетях, особенности расчета режимов ЭЭС, характеризующихся сложноразветвленной топологией, большой размерностью. Здесь рассматриваются методические подходы к разработке и анализу вариантов конфигурации электрической сети, показано, как осуществляется технико-экономическое сопоставление вариантов сети, какими экономическими критериями целесообразно пользоваться. Особое внимание в учебном пособии уделено вопросам проектирования электрических сетей. Показана особенность расчета установившихся режимов электроэнергетических систем большой сложности, основы их расчетов, заложенные в программно-вычислительные комплексы, широко применяемые в электроэнергетике. Уделено внимание и вопросам повышения эффективности функционирования электрических сетей.

Из-за сложности и большого объема теоретического материала, раскрывающего сущность, условия функционирования и особенности проектирования электроэнергетических систем изложить весь материал в одном учебном пособии представляется нецелесообразным. Поэтому, автором принято решение разделить весь объем на две части. Учебное пособие, включающее первую часть, издано ранее. Данное учебное пособие включает вторую часть.

Пособие предназначено для бакалавров, получающих подготовку по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника». Оно направлено на освоение обучающимися профессиональных компетенций, закрепленных за дисциплиной «Электроэнергетические системы и сети».

1. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА СОВРЕМЕННОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

За последние годы в электроэнергетике России произошли радикальные преобразования: изменилась система государственного регулирования отрасли, сформировался конкурентный рынок электроэнергии, были созданы новые компании. Изменилась и структура отрасли. Это связано с изменением политического и экономического устройства России, которые происходили с начала 90-х годов XX века. В 1991 – 1993 гг. осуществлялись приватизация и акционирование предприятий электроэнергетического комплекса, было создано РАО «ЕЭС России». Его задачами являлись обеспечение функционирования и развития Единой энергетической системы страны. К 2000 г. в состав РАО «ЕЭС России» в итоге структурных изменений вошли 72 электроэнергетических системы АО-энерго, из которых 13 были сбалансированы по мощности и электропотреблению, 19 были энергоизбыточными, а 40 – энергодефицитными. Часть энергосистем не вошли в состав «РАО ЕЭС России» и остались под контролем региональных администраций и действующих в этих регионах финансово-промышленных групп (независимые АО-энерго). К ним относятся Иркутскэнерго, Татэнерго, Башкирэнерго, Новосибирскэнерго. В состав АО-энерго входили электрические станции (генерация), электрические сети всех уровней напряжения, диспетчерское управление и энергосбыт. Крупные электрические станции получили статус федеральных. Организационная структура управления электроэнергетикой была вертикальной (см. рис. 1). Атомная энергетика не входила в состав РАО «ЕЭС России», но также представляла собой вертикальную структуру.

Начиная с 2001 г. в электроэнергетике начались серьезные структурные изменения, которые продолжались до 2008 г., когда была сформирована целевая структура электроэнергетики, смысл которой заключался в преобладании конкурентных отношений на рынке электроэнергии. Этот период называют ре-

структуризация электроэнергетической отрасли или реформа в электроэнергетике. 01.07.2008 г. прекратило свое существование РАО «ЕЭС России».

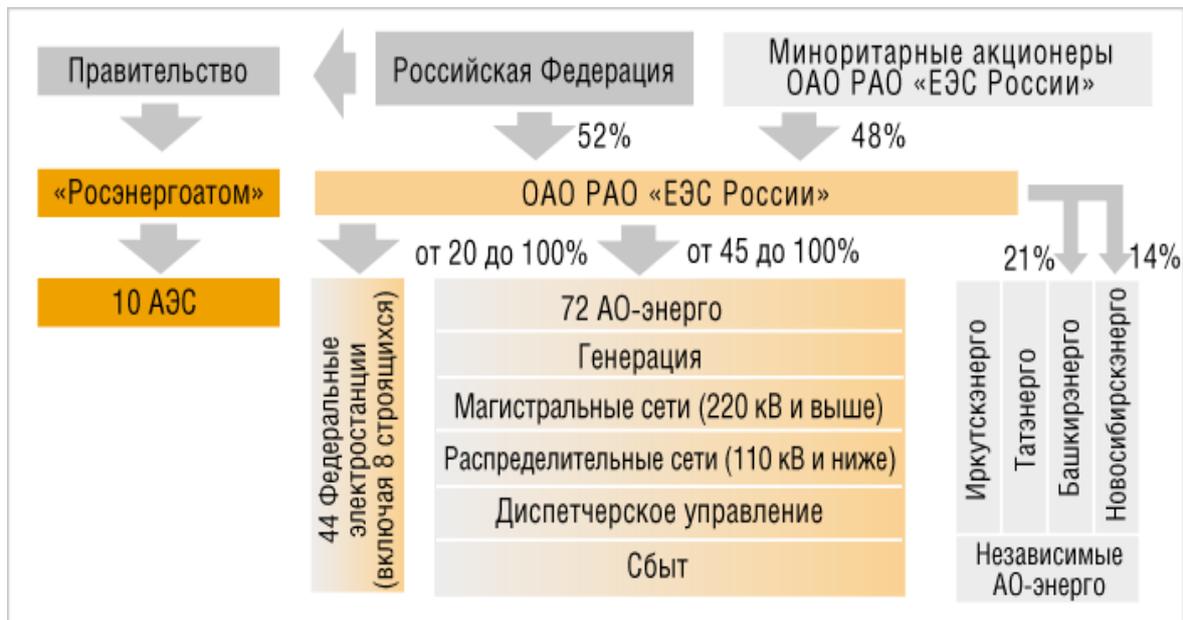


Рис. 1. Организационная структура электроэнергетики к 2000 г.

Сущность реформы электроэнергетики заключалась в разделении на естественно–монопольные и потенциально конкурентные сегменты для создания в отрасли конкурентной среды путем формирования конкурентного рынка энергии и мощности и изменения структуры электроэнергетики. К естественно-монопольным сегментам относятся передача и распределение электроэнергии и оперативно – диспетчерское управление. К потенциально конкурентным сегментам – производство электроэнергии, сбыт электроэнергии, ремонт и сервис. Естественно-монопольные сегменты переходят под непосредственный контроль государства. Потенциально конкурентные сегменты – под контроль частных собственников.

Таким образом, вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, созданы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности – генерации, распределении электроэнергии, диспетчеризации и сбыте (см. рис. 2).

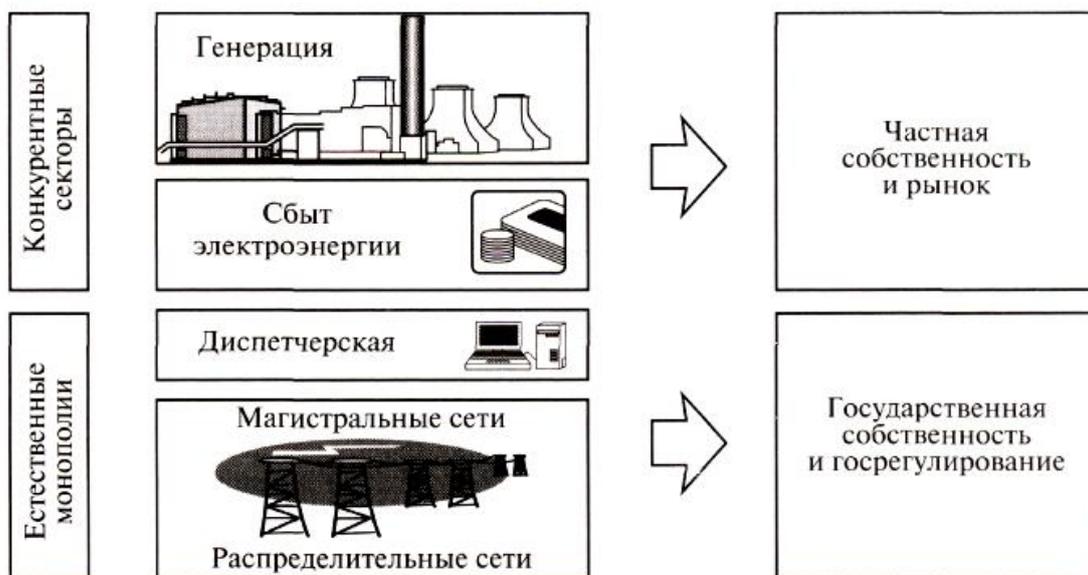


Рис. 2. Структура электроэнергетики после реформы

Итогом реформы является создание в отрасли конкурентной среды путем формирования конкурентного рынка энергии и мощности и изменения структуры электроэнергетики.

Целевая структура электроэнергетики, сложившаяся после реформы, приведена на рис. 3.



Рис. 3. Целевая структура электроэнергетики после реформы

Рассмотрим современную структуру электроэнергетики.

1.1. Поставщики электрической энергии

Поставщики электроэнергии (генерация) – это юридические лица, имеющие на праве собственности или ином законном основании генерирующее оборудование для производства электроэнергии.

В настоящее время наиболее крупными поставщиками электроэнергии являются:

- АО «Концерн Росэнергоатом»;
- Оптовые генерирующие компании (ОГК), включающие 6 тепловых ОГК и ПАО «РусГидро»;
- Территориальные генерирующие компании (ТГК);
- ОАО «Интер РАО»;
- ОАО «Иркутскэнерго»;
- ОАО «СИБЭКО» (бывшая «Новосибирскэнерго»);
- ОАО «Генерирующая компания» (бывшая «Татэнерго»).

АО «Концерн Росэнергоатом»

АО «Концерн Росэнергоатом» - единственная в России компания, выполняющая функции эксплуатирующей организации (оператора) атомных станций. Ее основной вид деятельности - производство электрической и тепловой энергии атомными станциями и выполнение функций эксплуатирующей организации ядерных установок (атомных станций), радиационных источников, пунктов хранения ядерных материалов и радиоактивных веществ.

В состав АО «Концерн Росэнергоатом» на правах филиалов входят действующие атомные станции, дирекции строящихся атомных станций, а также Научно-технический центр по аварийно-техническим работам на АЭС, Проектно-конструкторский и Технологический филиалы. АО «Концерн Росэнергоатом» имеет представительство в КНР. Установленная мощность составляет 29500 МВт, объем выработки электрической энергии – 222,436 млрд кВт·ч¹.

Перечень действующих АЭС включает: Балаковскую АЭС; Билибинскую

¹ По состоянию на конец 2021 г.

АЭС; Белоярскую АЭС; Калининскую АЭС; Кольскую АЭС; Курскую АЭС; Ленинградскую АЭС; Нововоронежскую АЭС; Ростовскую АЭС; Смоленскую АЭС и плавучую атомную теплоэлектростанцию. В эксплуатации находятся 37 энергоблоков. В настоящее время доля атомной генерации превышает 20% от всего объема выработки электроэнергии в стране.

Оптовые генерирующие компании - ОГК

Оптовые генерирующие компании сформированы по следующим принципам:

- объединение по способу выработки электроэнергии и масштабу – на базе наиболее крупных тепловых конденсационных электростанций, т.е. электростанций, которые не производят или практически не производят тепловой энергии;
- минимизация возможностей для монопольных злоупотреблений за счет включения в их состав конкурирующих между собой электростанций, расположенных в различных регионах;
- укрупнение масштаба. Фактическая установленная мощность тепловых ОГК колеблется в пределах 8—10 ГВт, что соответствует установленной мощности электростанций небольших европейских стран;
- сопоставимые стартовые условия (по установленной мощности, стоимости активов, среднему износу оборудования).

ОГК объединяют электростанции, специализированные на производстве почти исключительно электрической энергии. В их состав входит 6 тепловых ОГК (ОГК-1, ОГК-2 и т.д.) и ПАО «РусГидро».

Тепловые ОГК построены по экстерриториальному принципу. Шесть тепловых ОГК являются основными конкурентами на оптовом рынке электроэнергии. Свободная конкуренция данных ОГК на этом рынке в значительной мере обеспечивает формирование рыночных цен.

ПАО «РусГидро» является одним из крупнейших российских энергетических холдингов, лидером в производстве энергии на базе возобновляемых ис-

точников, развивающим генерацию на основе энергии водных потоков, солнца, ветра и геотермальной энергии. Холдинг объединяет более 70 объектов возобновляемой энергетики, в том числе:

- Саяно-Шушенскую ГЭС в Хакасии,
- 9 станций Волжско-Камского каскада общей установленной мощностью более 10 ГВт,
- мощные ГЭС на Дальнем Востоке:
Бурейскую ГЭС (2 010 МВт) и Зейскую ГЭС (1 330 МВт) в Амурской области,
Колымскую ГЭС (900 МВт) в Магаданской области,
- Новосибирскую ГЭС (455 МВт),
- несколько десятков гидростанций на Северном Кавказе, в том числе Чиркейскую ГЭС (1000 МВт).

Также в состав РусГидро входят геотермальные станции на Камчатке и высокоманевренные мощности Загорской гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС) в Московской области, используемые для выравнивания суточной неравномерности графика электрической нагрузки в ОЭС Центра.

С 2011 года в Группу РусГидро вошло ЗАО «Международная энергетическая корпорация», основным активом которой является Севано-Разданский каскад ГЭС в Республике Армения - 7 станций совокупной установленной мощностью 561 МВт.

Ветровые, солнечные и геотермальные электростанции ПАО «РусГидро» в 2021 г. произвели 430 млн кВт·ч.

Гидроэлектростанции в мировой практике, как правило, сохраняются в собственности государства. Это мотивируется основными отличиями гидроэнергетики, в том числе способностью ГЭС оперативно изменять нагрузку, и дешевизной гидроэнергии, обеспечивающими контроль энергосистемы и состояния рынка.

Нецелесообразно одновременно включать ГЭС и ТЭС в конфигурацию

отдельной ОГК, поскольку это создает конкурентные преимущества такой ОГК на рынке и одновременно нивелирует стимулы развития ее тепловых мощностей, которые в этом случае субсидируются гидростанциями.

Территориальные генерирующие компании

Территориальные генерирующие компании (ТГК) сформированы по следующим базовым принципам:

- объединение электростанций по территориальному признаку;
- создание крупных компаний;
- минимизация возможностей для злоупотреблений монополистов.

В состав 14 ТГК включены генерирующие мощности электростанций, не вошедшие в состав ОГК. В состав ТГК входят главным образом теплоэлектроцентрали, которые производят как электрическую, так и тепловую энергию. ТГК объединяют станции соседних регионов. Примером служит Дальневосточная генерирующая компания (ДГК), которая эксплуатирует тепловые электростанции общей мощностью около 6 ГВт в Приморском и Хабаровском краях, Амурской области, Еврейской АО, на юге Республики Саха (Якутия).

АО «Интер РАО - электрогенерация»

Группа «Интер РАО – электрогенерация» является диверсифицированным энергетическим холдингом, управляющим активами в России, а также в странах Европы и СНГ. Состав АО «Интер РАО - электрогенерация» включает 37 тепловых и 13 гидроэлектростанций (в том числе 9 малых ГЭС) на территории России, Казахстана, Грузии, Молдавии и Турции, 2 ветропарка в Литве и Башкирии, а также 9 генерирующих установок малой мощности (газотурбинные и газопоршневые агрегаты) в Республике Башкирия. В состав АО «Интер РАО - электрогенерация» также включены парогазовые мощности Сочинской, Северо-Западной и Калининградской ТЭЦ, а также Ивановской ГРЭС.

Совокупная мощность генерирующих активов холдинга составляет 33,7 ГВт. Объем выработки электрической энергии – 132,5 млрд кВт·ч.²

² По состоянию на декабрь 2021 г.

В настоящее время установленная мощность электростанций ЕЭС России составляет 246,56 ГВт.

1.2. Единая национальная электрическая сеть

Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть (ЕНЭС) — совокупность линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства, находящихся в едином оперативном и технологическом управлении, имеющих стратегическое значение для обеспечения устойчивого электроснабжения потребителей и функционирования оптового рынка электроэнергии, а также обеспечения параллельной работы ЕЭС России и энергосистем других государств, включая экспорт и импорт электроэнергии.

Критерии отнесения линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства к ЕНЭС – обеспечение технологической целостности магистрального сетевого хозяйства России. Это ЛЭП (воздушные и кабельные) различных классов напряжения, обеспечивающие работу энергетических систем различных субъектов РФ, трансформаторные и иные подстанции, комплекс оборудования для технического обслуживания и эксплуатации объектов электросетевого хозяйства, системы и средства управления объектами электросетевого хозяйства.

ЕНЭС еще называют магистральными сетями, они используются:

- для передачи по высоковольтным ЛЭП (220 кВ и выше) электроэнергии между регионами, обеспечивая их соединение, параллельную работу, а также регулирование энергетического баланса данных регионов и России в целом;
- для передачи по высоковольтным ЛЭП (220 кВ и выше) электроэнергии в распределительные сети, обеспечивая участие потребителей и производителей в торгах на оптовом рынке электроэнергии и мощности, а также связь оптового рынка с розничным;
- для связи энергосистемы России с энергосистемами других стран, обеспечивая процесс экспорта-импорта электроэнергии (ЛЭП любого класса напря-

жения).

Управлением ЕНЭС занимается ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») – дочерняя компания ПАО «Российские сети».

Основа коммерческой деятельности ПАО «ФСК ЕЭС» – оказание услуг по передаче электрической энергии.

Контрагентами ПАО «ФСК ЕЭС» являются субъекты оптового рынка электрической энергии (мощности), непосредственно присоединенные к сетям ЕНЭС, а также распределительные сетевые компании. ПАО «ФСК ЕЭС» также оказывает услуги по присоединению к ЕНЭС новых потребителей.

Полученные в результате коммерческой деятельности доходы направляются на реализацию основных направлений инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС», в том числе:

- на новое строительство сетевых объектов;
- на техническое перевооружение и реконструкцию существующих объектов;
- на сооружение объектов технологического управления сетью и создание элементов технологической инфраструктуры конкурентного рынка электроэнергии.

В зоне ответственности ПАО «ФСК ЕЭС» находятся 146 тыс. км высоковольтных магистральных линий электропередачи и 958 подстанций общей установленной мощностью 352 тыс. МВА. Компания обеспечивает надежное энергоснабжение потребителей в 79 регионах России, обслуживая площадь около 15,1 млн кв. км.³

1.3. Распределительные электрические сети

Распределительные сетевые компании (РСК) осуществляют деятельность по передаче электроэнергии по распределительным сетям с использованием

³ По состоянию на начало 2022 г.

объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к ЕНЭС, по присоединению установок потребителя к распределительным электрическим сетям. Для каждой РСК основными функциями являются повышение надежности и качества функционирования распределительного электросетевого комплекса; позиционирование компаний распределительного электросетевого комплекса на рынке; повышение финансовой эффективности деятельности; привлечение капитала и присоединение новых потребителей.

РСК включают в себя: ПАО «Россети»; АО «ДРСК»; территориальные сетевые организации (ТСО).

ПАО «Российские сети»

ПАО «Российские сети» (ПАО «Россети») - крупнейшая электросетевая компания России, объединяющая в своей структуре магистральную электросетевую комплекс, межрегиональные и региональные распределительные электросетевые компании, научно-исследовательские и проектно-конструкторские институты, строительные и сбытовые организации. Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает 35 акционерных дочерних и зависимых обществ, в том числе 15 межрегиональных (МРСК), региональных (РСК) и магистральную сетевую компанию (ФСК), расположенные в 73 субъектах Российской Федерации. Контролирующим акционером является государство, владеющее долей в размере 88,04%. Протяженность линий электропередачи компании насчитывает более 2,4 млн. км, трансформаторная мощность более чем 528 тысяч подстанций составляет более 809 гигаВольт-ампера. Общая численность персонала ПАО «Россети» составляет более 212 тысяч человек.

Состав ПАО «Российские сети» включает 11 межрегиональных распределительных сетевых компаний (МРСК): ПАО «МРСК Центра»; ПАО «МРСК Урала»; ПАО «МРСК Волги»; ПАО «МРСК Юга»; ПАО «МРСК Северо-Запада»; ПАО «МОЭСК»; ПАО «МРСК Северного Кавказа»; ПАО «Ленэнерго»; ПАО «МРСК Сибири»; АО «Тюменьэнерго»; ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и 4 РСК: АО Янтарьэнерго, АО ТРК (Томская распределительная ком-

пания), ПАО электроэнергетики и электрификации Кубани, АО Чеченэнерго. Зоны ответственности компаний ПАО «Россети» приведены на рис. 4



Рис. 4. Состав ПАО «Россети»

АО «ДРСК»

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (АО «ДРСК») – одна из крупнейших российских энергетических компаний, работает в составе ОЭС Востока. АО «ДРСК» осуществляет транспорт электрической энергии по распределительным сетям на территориях Амурской области, Хабаровского края, Еврейской автономной области, Приморского края, Южного района республики САХА (Якутия). Поставка электроэнергии осуществляется 75 транзитным организациям и конечным потребителям. АО «ДРСК» обеспечивает работой 7248 человек. Общая площадь обслуживания составляет 1604,3 тыс. кв. км, общая протяженность сетей – 59527 км, количество обслуживаемых подстанций – 12615 общей мощностью 16 240 МВА.

Распределительный сетевой комплекс Дальнего Востока – это высокоавтоматизированная система электроснабжения, обеспечивающая бесперебойное

питание электроэнергией потребителей, обслуживаемая высококвалифицированным персоналом.

АО «ДРСК» имеет следующие филиалы: «Амурские электрические сети», «Приморские электрические сети», «Хабаровские электрические сети», «Электрические сети Еврейской автономной области», «Южно-Якутские электрические сети». Территория, обслуживаемая АО «ДРСК» с указанием филиалов, приведена на рис. 5, а характеристика их сетей – в табл. 1.

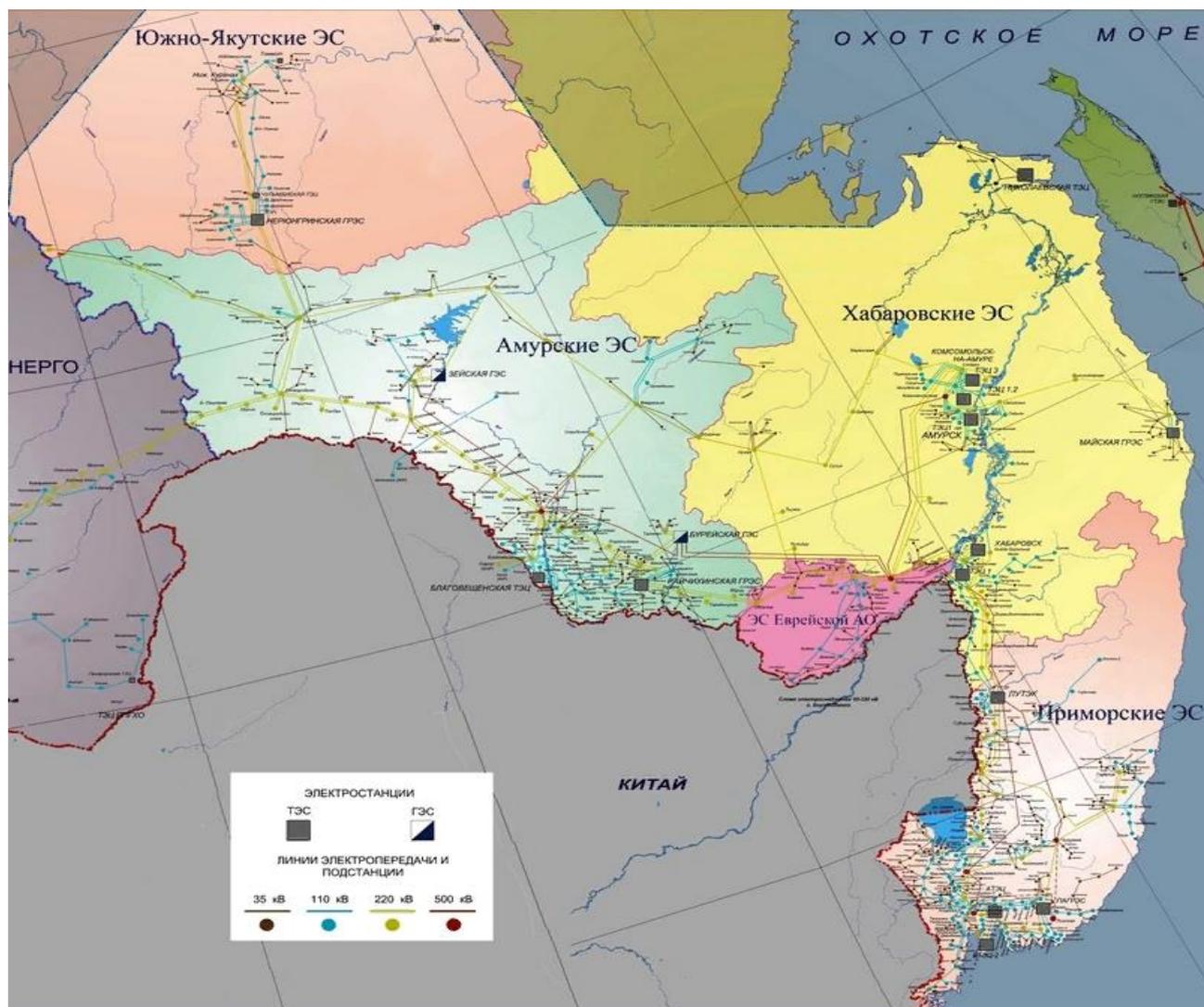


Рис. 5. Зона обслуживания распределительных сетей АО «ДРСК» и ее филиалов.

Таблица 1- Характеристика зоны обслуживания АО «ДРСК»⁴

Филиал ДРСК	К-во ПС 35/110 кВ	Протяженность ВЛ и КЛ, км	К-во ТП 6-10/0,4 кВ
Амурские ЭС	168 / 44	24 357,2	4 826
Приморские ЭС	161 / 110	20 614,7	4 105
Хабаровские ЭС	89 / 70	8 147,8	1 638
Электрические сети ЕАО	34 / 9	4 720,2	1028
Южно-Якутские ЭС	17 / 20	1 687,5	296
АО «ДРСК»	469 / 253	59 527,4	11 893

1.4. АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Под системой оперативно-диспетчерского управления понимается комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей в пределах ЕЭС России и технологически изолированных энергосистем.

Системный оператор Единой энергетической системы (Системный оператор) осуществляет единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномочен на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой. Системный оператор является государственной компанией и осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление технологическим режимом ЕЭС России на территории 81 субъекта Российской Федерации.

Управление технологическими режимами Системным оператором осуществляется через иерархическую *трехуровневую систему диспетчерских центров*:

- *Центральное диспетчерское управление (СО-ЦДУ)* осуществляет управление режимами работы ЕЭС России, деятельностью диспетчерских цен-

⁴ Данные с официального сайта АО «ДРСК» по состоянию на январь 2022 г.

тров второго уровня и организует совместную работу ЕЭС России с энергосистемами других государств;

- *Объединенные диспетчерские управления (СО-ОДУ) (7 филиалов, рис. б) осуществляют управление режимами работы на части территории ЕЭС России (управляют энергообъединениями) и управляют деятельностью диспетчерских центров третьего уровня;*

- *Региональные диспетчерские управления (СО-РДУ) (49 филиалов) осуществляют управление режимами работы на части территории ЕЭС России под руководством вышестоящих диспетчерских центров Системного оператора ЕЭС, т.е. управляют энергосистемами одного или нескольких субъектов РФ.*

С 2007 года в составе Системного оператора в качестве дочернего общества работает «Научно-технический центр Единой энергетической системы» (до 07.06.2012 - ОАО «Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения» - НИИПТ).



Рис. 6. Объединенные диспетчерские управления – филиалы СО ЕЭС

Основным видом деятельности Системного оператора является оказание субъектам электроэнергетики, участникам рынков электрической энергии (мощности) услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике. Основная цель деятельности Системного оператора - обеспечение устойчивого энергоснабжения и качества электроэнергии, соответствующих требова-

ниям технических регламентов и иных нормативных актов путем непрерывного управления производством, передачей и распределением электроэнергии.

В деятельности Системного оператора выделяются следующие основные направления:

- Краткосрочное планирование и оперативное управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России;
- Долгосрочное и перспективное планирование, участие в развитии ЕЭС России;
- Технологическая поддержка торговых процедур и сопровождение рынка электроэнергии (мощности);
- Участие в осуществлении контроля за техническим состоянием энергообъектов;
- Развитие автоматизированной системы диспетчерского управления;
- Координация синхронной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем;
- Развитие международного научно-технического и информационного сотрудничества.

В рамках обеспечения надежного функционирования Единой энергетической системы России, Системный оператор управляет электроэнергетическим режимом ЕЭС и выполняет следующие функции:

- расчет электроэнергетических режимов, анализ устойчивости энергосистемы, расчет допустимых потоков мощности по отдельным сетевым элементам и их группам;
- планирование электроэнергетических режимов работы энергообъектов и энергосистем, формирование диспетчерского графика нагрузок электростанций;
- оперативное управление режимом энергосистем в реальном времени;
- управление режимами параллельной работы ЕЭС России с энергосистемами зарубежных государств;

- участие в контроле фактического технического состояния объектов энергетики и расследовании нарушений, влияющих на системную надежность ЕЭС;
- развитие и обеспечение функционирования систем релейной защиты, автоматического управления режимом и противоаварийной автоматики;
- обеспечение надежного функционирования технологических систем диспетчерских центров, создание и обеспечение функционирования системы резервных диспетчерских центров;
- подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала.

Условия надежного функционирования ЕЭС

Одна из особенностей электрической энергии состоит в том, что она не поддается накоплению в экономически значимых промышленных объемах и передается практически мгновенно – со скоростью распространения электромагнитного поля, то есть потребляется в момент производства. Поэтому надежное функционирование энергосистемы обеспечивается при одновременном соблюдении следующих параметров:

- точное соответствие объемов произведенной и потребленной электроэнергии в каждый момент времени (баланс электроэнергии)
- нахождение всех технических параметров системы в области допустимых значений.

Для обеспечения такого соответствия, с одной стороны, необходимо точное планирование потребления электроэнергии, топологии и пропускной способности сети, с другой стороны, необходимо наличие генерации, способной покрыть это потребление, на любом интервале времени — на секунду, на сутки, на годы вперед. Также для обеспечения баланса между мощностью генерации и мощностью потребления необходим механизм непрерывного управления электрическими станциями, позволяющий оперативно увеличивать или уменьшать их мощность.

В единый процесс производства, распределения и потребления электриче-

ской энергии в масштабах Единой энергосистемы России вовлечены одновременно сотни электростанций, тысячи линий электропередачи и миллионы потребителей. Задачами Системного оператора являются заблаговременно рассчитать и спланировать режимы работы всех объектов энергосистемы, затем в реальном времени решить задачу управления непрерывным производством, передачей, распределением и потреблением электроэнергии так, чтобы обеспечить в каждый момент времени в каждой точке энергосистемы равенство между производством и потреблением электроэнергии и мощности.

С этой целью Системный оператор наделен уникальными правами:

- определять перечень объектов диспетчеризации – объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим работы энергосистемы;
- планировать режимы работы этих объектов;
- отдавать на объекты обязательные для исполнения команды и разрешения.

Соответствующие полномочия Системного оператора закреплены Федеральным законом № 35 ФЗ «Об электроэнергетике».

Системный оператор является основной технологической инфраструктурой, обеспечивающей функционирование и развитие оптовых рынков электроэнергии и мощности.

1.5. Рынки электрической энергии и мощности

В России действуют 2 вида рынков энергии и мощности: оптовый и розничный. Каждый из них функционирует по своим правилам, утвержденным соответствующими постановлениями Правительства РФ. Структура рынков показана на рис. 7. На рынках торговля электрической энергией и мощностью осуществляется как по тарифам на электроэнергию, так и по нерегулируемой (свободной) цене.

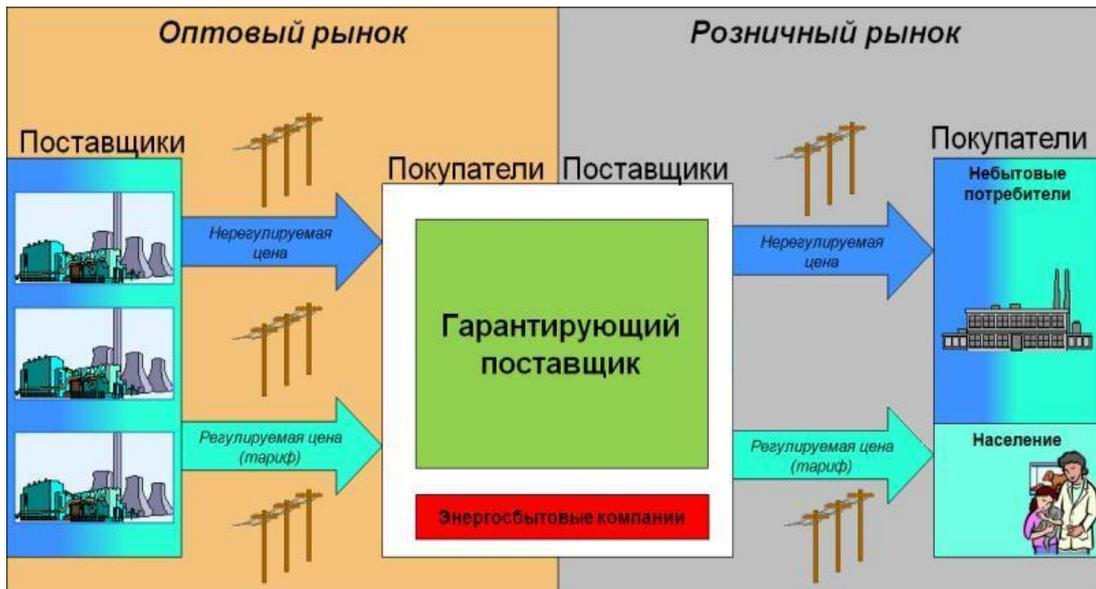


Рис. 7. Рынки энергии и мощности в России

Оптовый рынок

На оптовом рынке действуют те субъекты электроэнергетики, которые осуществляют куплю-продажу электроэнергии, как правило, в значительных объемах, и службы, обеспечивающие работу инфраструктуры оптового рынка (инфраструктурные организации), вместе называемые субъектами оптового рынка. Каждый из субъектов оптового рынка играет свою роль в процессе его функционирования (см. рис. 8).

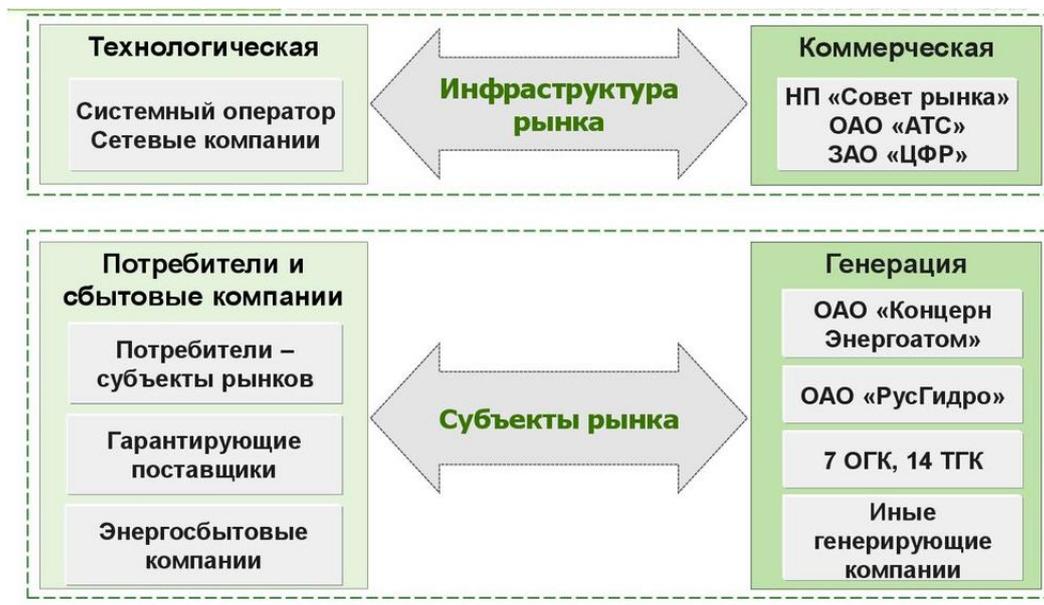


Рис. 8 Субъекты и инфраструктура оптового рынка

К продавцам оптового рынка относятся:

- генерирующие компании (поставщики электроэнергии), в состав которых входят генерирующие объекты электроэнергетической отрасли, удовлетворяющие количественным и техническим требованиям оптового рынка;
- импортеры электроэнергии (операторы экспортно-импортной деятельности) – организации, осуществляющие деятельность по поставке на отечественный оптовый рынок электроэнергии, купленной ими у зарубежных энергосистем.

Покупатели оптового рынка являются:

- потребители, покупающие электроэнергию для удовлетворения собственных производственных нужд;
- сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие электроэнергию в целях дальнейшей перепродажи конечным потребителям и действующие от своего имени;
- экспортеры (операторы экспорта) электроэнергии – организации, осуществляющие деятельность по покупке электрической энергии с отечественного оптового рынка в целях экспорта в зарубежные энергосистемы.

Инфраструктура оптового рынка представлена технологической и коммерческой составляющей. Технологическая инфраструктура включает Системного оператора и сетевые компании. Коммерческая инфраструктура включает НП «Совет рынка», Администратора торговой системы (АТС) и Центр финансовых расчетов (ЦФР). Основной управляющей организацией оптового рынка является некоммерческое партнерство (НП) «Совет рынка», выполняющий следующие основные функции:

- Формирование правил и процедур работы на оптовом рынке;
- Контроль за соблюдением правил инфраструктурными организациями и участниками;
- Формирование требований по коммерческому учету;
- Урегулирование споров между участниками рынка.

Спецификой Совета рынка является структура его Наблюдательного совета. В состав Наблюдательного совета входят представители государства: четыре представителя поставщиков и потребителей и четыре представителя инфраструктурных организаций – Системный оператор, ПАО «ФСК ЕЭС», Администратор торговой системы, Совет рынка.

Администратор торговой системы (АО «АТС») является 100%-ной дочерней организацией Совета рынка и предоставляет субъектам оптового рынка услуги по организации торговли на оптовом рынке электроэнергии и мощности, обеспечивая с учетом особенностей функционирования оптового рынка расчет взаимных обязательств, заключение и исполнение сделок

Инфраструктурные организации на оптовом рынке выполняют следующие функции:

- ✓ Системный оператор обеспечивает качество поставляемой электроэнергии и надежность работы системы, осуществляет планирование и управление режимами;
- ✓ коммерческий оператор предоставляет услуги по организации торговли на оптовом рынке и осуществлению централизованного клиринга;
- ✓ сетевые организации предоставляют услуги по присоединению к сети и ее использованию для передачи электроэнергии от производителей к потребителям.

Основные принципы функционирования оптового рынка

Оптовый рынок функционирует на всей территории ЕЭС России, которая разделена на ценовые и неценовые зоны оптового рынка. К ценовым зонам отнесены территории РФ, где возможна конкуренция между производителями электроэнергии. Они охватывают всю европейскую часть РФ, включая Урал, а также Сибирь. Исключение составляют Архангельская область, Республика Коми, Калининградская область, входящие в неценовые зоны оптового рынка. Самая большая территория неценовой зоны оптового рынка – Дальний Восток. В настоящее время в стране 2 ценовых зоны. Первая ценовая зона включает

территории Центрального, Северо-Западного, Южного, Северо-Кавказского, Приволжского и Уральского федеральных округов, вторая ценовая зона – Сибирский федеральный округ. На территориях, являющихся технологически изолированными от ЕЭС России (включая Камчатскую и Магаданскую области, западный и центральный районы электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия), Сахалинскую область, Чукотский АО, Таймырский (Долгано-Ненецкий) АО), оптовый рынок отсутствует. Вся торговля электроэнергией происходит в рамках регулируемого государством розничного рынка.

В неценовых зонах оптового рынка по технологическим причинам отсутствует возможность для конкуренции между производителями электроэнергии, реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам на основе цен и объемов, ежегодно регулируемых ФСТ РФ (Федеральная служба тарифов).

Оптовый рынок электроэнергии состоит из рынка двухсторонних договоров (регулируемых и свободных), из конкурентного рынка «на сутки вперед», из конкурентного балансирующего рынка. С 1.09.2006 г. начала действовать система *регулируемых договоров* между продавцами и покупателями электроэнергии. Договоры называются регулируемыми, поскольку цены на электроэнергию и мощность в рамках этих договоров устанавливаются ФСТ РФ. Такие договоры действуют в течение периода регулирования. Начиная с 2007 г. продавцам и покупателям оптового рынка было предоставлено право заключать долгосрочные регулируемые договоры (от одного года), при этом объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, стали планомерно уменьшаться. Конструкция регулируемых договоров позволяет без изменения ее конфигурации, постепенно снижая объемы электроэнергии (мощности) по регулируемым договорам, расширять сферу действия свободных (нерегулируемых) цен. С 2019 года конкурентный отбор мощности (КОМ) проводится на шесть лет вперед, что позволяет участни-

кам оптового рынка электрической энергии (мощности) прогнозировать финансовые потоки в долгосрочной перспективе, стимулировать генерирующие организации на вывод неэффективного оборудования из эксплуатации.

Регулируемые договоры заключаются в отношении отдельно торгуемых мощности и электроэнергии. Контрагенты по регулируемым договорам (поставщики и покупатели) определяются коммерческим оператором – Администратором торговой системы. Каждый покупатель заключает договор с несколькими поставщиками, а каждый поставщик – с несколькими покупателями. Регулируемые договоры основываются на принципе обязательной поставки и покупки. Поставщик обязан либо произвести указанный в договоре объем электроэнергии, либо купить его по нерегулируемым ценам на рынке «на сутки вперед» или по заключенному с другим поставщиком свободному двухстороннему договору. Покупатель обязан заплатить за объем электроэнергии, включенный в регулируемый договор, вне зависимости от того, был ли им потреблен весь объем или нет. Если покупатель потребляет объем меньше объема электроэнергии, включенного в регулируемые договоры, он продает превышение (разницу) по нерегулируемым ценам на рынке «на сутки вперед» (либо по свободному двухстороннему договору). Если объем потребления больше объема регулируемого договора, покупатель докупает необходимую электроэнергию по нерегулируемой цене. Третьей стороной регулируемого договора является АТС, но исключительно по выполнению инфраструктурных функций и без взимания дополнительных платежей; он также администрирует систему платежей и следит за выполнением условий регулируемых договоров.

Объемы электроэнергии, на которые не заключены регулируемые договоры, продаются по свободным ценам посредством заключения свободных двухсторонних договоров и на рынке «на сутки вперед» или, когда происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, уже на более дорогом балансирующем рынке. При этом свободные двухсторонние

договоры являются финансовыми договорами. Наличие двухсторонних договоров не влияет на планирование и управление режимами ЕЭС России. Стороны договоров регистрируют договоры в АТС в части договорных почасовых объемов для определения обязательств участников оптового рынка с учетом данных договоров, а также для прогноза их потребления. Цены на рынке «на сутки вперед» и балансирующем рынке формируются в почасовом режиме и для каждого из узлов расчетной модели, отражая равновесие между спросом и предложением электроэнергии в заданный час в заданном узле (см. пример на рис. 9).

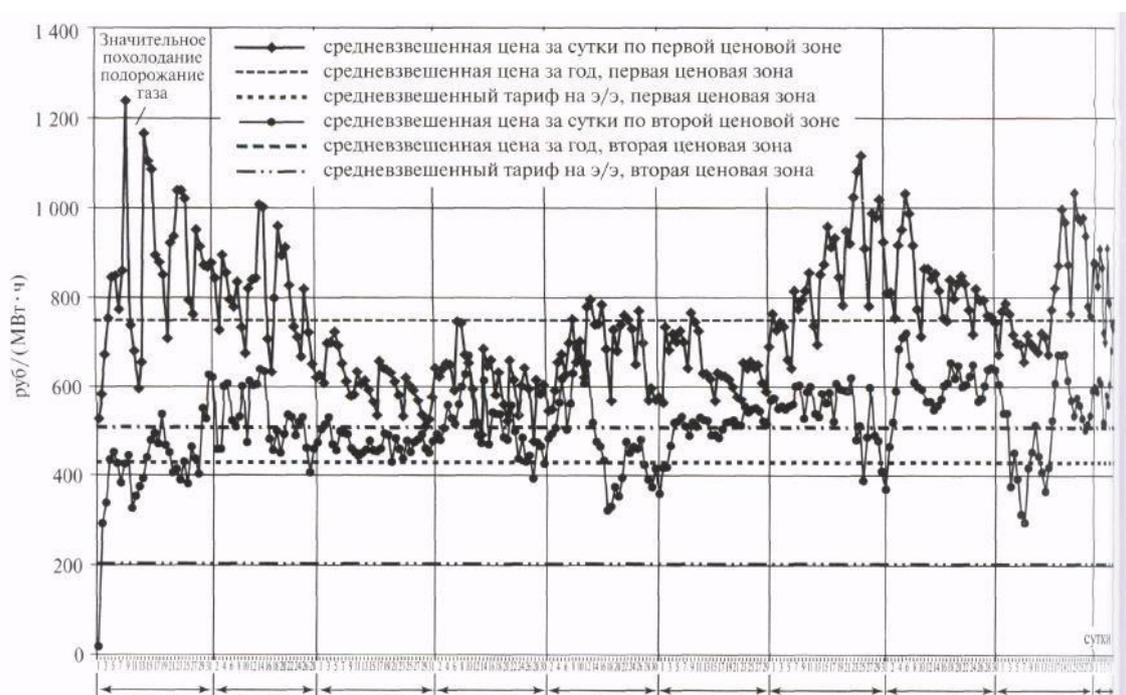


Рис. 9 Динамика равновесных цен на сутки вперед

Приведенная на рис. 9 динамика узловых цен показывает, что цены действительно зависят от изменений в спросе и предложении и отражают реальную рыночную стоимость электроэнергии.

В России на рынке мощности конкурентные отборы проводятся на основании прогнозного баланса, ежегодно формируемого государственным регулирующим органом - ФСТ РФ. В то же время осуществляется заключение двухсторонних договорных отношений поставщиков и покупателей на

оптовом рынке. При заключении двухсторонних договоров возникает конкурентная среда и формируются конкурентные цены. В качестве механизма поиска контрагентов по таким договорам и определения конкурентных цен на мощность используются механизмы биржевой торговли.

Поставщики, не продавшие свою мощность по свободным договорам, продают ее по цене, указанной ими в заявке на конкурентный отбор мощности. Также и покупатели на оптовом рынке могут исполнить свои обязательства по покупке мощности как по свободным договорам, так и покупая мощность, продаваемую поставщиками по цене в заявке. В последнем случае покупка будет осуществляться по средневзвешенной цене мощности таких поставщиков.

Конкурентные отборы мощности проводятся с учетом разбивки территории России на зоны свободного перетока мощности, в границах которых большую часть времени отсутствуют существенные системные ограничения, и мощность одного генерирующего объекта может быть замещена мощностью иного генерирующего объекта с аналогичными характеристиками, расположенного в той же зоне свободного перетока. Критерии отбора генерирующего оборудования формируются с учетом минимизации стоимостной нагрузки на покупателей, причем не только в части оплаты мощности. Отбор осуществляется по принципу минимизации совокупных затрат на оплату и электроэнергии, и мощности генерирующего оборудования. Границы зон свободного перетока мощности, объемы и параметры мощности, необходимой в каждой зоне свободного перетока, а также возможные перетоки мощности между зонами определяются Системным оператором на основе среднесрочных и долгосрочных прогнозов потребления электроэнергии и данных о системных ограничениях по перетокам мощности с учетом планов развития сетей.

Поставщики, не продавшие свою мощность по двухсторонним договорам, должны иметь возможность воспользоваться гарантией оплаты мощности,

полученной по итогам конкурентного отбора, и оплаты электроэнергии по цене, отвечающей его топливным затратам. Использование поставщиком такой гарантии позволяет ему окупать затраты на производство электроэнергии, но не дает возможности дополнительно заработать на рынке.

Принята следующая структура оптового рынка:

- рынок электроэнергии;
- рынок мощности;
- рынок системных услуг;
- рынок финансовых производных.

Рынок электроэнергии обеспечивает краткосрочную надежность и экономическую эффективность, формирует наиболее эффективную загрузку существующего ресурса генерации, обеспечивает реализуемость (существование) электрических режимов, дает ценовые сигналы для энергоэффективного потребления. Рынок мощности обеспечивает долгосрочную надежность путем предупреждения дефицита генерации, формирует наиболее эффективную структуру генерации, обеспечивая наименьшие совокупные затраты, дает ценовые сигналы для развития электропотребления в регионах в зависимости от достаточности и стоимости строительства генерации. Рынок системных услуг формирует оплату услуг по системной надежности. Рынок финансовых производных обеспечивает возможность хеджирования ценовых рисков.

Совместно с Ассоциацией НП «Совет рынка» и АО «АТС» Системный оператор выполняет полный комплекс работ, необходимых для функционирования рыночных механизмов и обеспечения надежной работы энергосистемы в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии (мощности). Рассмотрим их.

Рынки электроэнергии

На рынке на сутки вперед (РСВ) осуществляется конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии с определением цен и объемов поставки на каждый час наступаю-

щих суток. На РСВ цена зависит от часа суток, дня недели, периода года. Главный критерий, по которому отбираются поставщики электроэнергии на ближайшие сутки, – конкурентоспособность ценовых заявок. Это дает поставщикам электроэнергии прямую экономическую заинтересованность в использовании всех своих технологических возможностей для снижения стоимости.

Балансирующий рынок. Все изменения уровня потребления, сетевые ограничения, состояние генерирующего оборудования невозможно спрогнозировать заранее с абсолютной точностью. При управлении режимом работы энергосистемы в реальном времени необходимо компенсировать возникающие отклонения от режима, запланированного сутки назад. Расчет и доведение до объектов управления графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени реализуется в рамках балансирующего рынка.

В течение суток Системный оператор многократно проводит формирование прогнозов спроса (потребления), актуализацию расчетной модели с учетом изменившихся системных условий. На основании данной информации проводятся конкурентные отборы ценовых заявок поставщиков, обеспечивающие экономическую эффективность загрузки станций и требования к надежности. Управление режимами в реальном времени основано на минимизации стоимости поставки электроэнергии, а также мерах, делающих невыгодными самовольные отклонения от плановых значений и стимулирующих выполнение команд Системного оператора по управлению режимом. На балансирующем рынке при возникновении отклонений фактического потребления или выработки от плановых значений участники рынка «штрафуются», если отклонения обусловлены собственной инициативой, или «премируются», если отклонения являются следствием исполнения команды Системного оператора.

Основная задача АО «СО ЕЭС» в оптовых рынках электроэнергии – обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии – осуществляется экономическими методами с использованием ценовых сигналов:

- рынка на сутки вперед: дифференциация цен рынка в зависимости от часов суток/дня/ периода года дает участнику прямую экономическую заинтересованность использовать все имеющиеся технологические возможности для выравнивания графика потребления;
- балансирующего рынка: участники рынка заинтересованы в точном исполнении графика, заданного АО «СО ЕЭС». Самостоятельное отклонение от заданного режима работы оплачивается участнику по наименее выгодной в данный час цене. Кроме того, поставщики электроэнергии дополнительно заинтересованы и в изменении графика генерации по команде АО «СО ЕЭС» – данные отклонения квалифицируются как внешняя инициатива и оплачиваются по наиболее выгодной в данный час цене.

Обеспечением функционирования системы расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования на неделю вперед, формированием актуализированной расчетной модели для проведения Коммерческим оператором конкурентного отбора в рынке на сутки вперед, обеспечением функционирования балансирующего рынка – расчет и доведение графиков генерации при фактическом управлении ЕЭС в режиме реального времени занимается Системный оператор

Рынок мощности

Мощность – особый товар, покупка которого предоставляет участнику оптового рынка право требовать от продавцов мощности поддерживать генерирующее оборудование в состоянии готовности к выработке электроэнергии. Рынок мощности позволяет избежать дефицита мощности в среднесрочной и долгосрочной перспективе, сформировать у собственников генерирующего оборудования обязательства по поддержанию мощностей в состоянии готовности к работе, а также возместить часть условно-постоянных издержек при эксплуатации генерирующих объектов. За счет функционирования рыночных механизмов, учитывающих доходность на инвестированный капитал, повышается инвестиционная привлекательность строительства и эксплуатации объектов электро-

энергетики.

Основная задача АО «СО ЕЭС» в рынке мощности – обеспечить функционирование экономических механизмов, стимулирующих поддержание и развитие генерирующих мощностей:

- в требуемом объеме;
- с требуемыми технологическими параметрами;
- в требуемые сроки;
- с учетом прогноза развития сетевой инфраструктуры.

Организацией проведения процедур конкурентного отбора мощности с соблюдением заданных условий также занимается Системный оператор.

Рынок системных услуг

Рынок услуг по обеспечению системной надежности (рынок системных услуг) создает источник для финансирования специфических расходов владельцев оборудования, которые не могут быть компенсированы в рамках рынка электроэнергии или мощности. Основная задача АО «СО ЕЭС» в рынке системных услуг – обеспечить функционирование экономических механизмов, стимулирующих поддержание и развитие в ЕЭС России оборудования со специфическими, необязательными для всех субъектов, характеристиками:

- способность участия в нормированном первичном регулировании частоты;
- способность участвовать в автоматическом вторичном регулировании частоты на ТЭС;
- регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, не участвующего в производстве активной мощности;
- эксплуатация элементов систем противоаварийного управления в ЕЭС России, создаваемых в целях увеличения пропускной способности в контролируемых сечениях электрической сети.

Функции по отбору субъектов электроэнергетики, оказывающих услуги

по обеспечению системной надежности, заключению с такими субъектами договоров и оплате услуг, а также координации действий участников рынка системных услуг возложены на АО «СО ЕЭС».

Рынки неценовых зон

В неценовых зонах АО «СО ЕЭС» осуществляет все деловые процессы, исполняемые для функционирования рынков электроэнергии и мощности в ценовых зонах, за исключением процедур, связанных с конкурентным отбором ценовых заявок поставщиков, т.к. оплата поставок осуществляется по тарифам.

Розничный рынок электроэнергии

Розничный рынок электрической энергии – это система отношений, складывающихся между различными юридическими и физическими лицами в связи с производством, распределением и потреблением электрической энергии вне оптового рынка; отношений, связанных с перепродажей объемов электроэнергии, купленных на оптовом рынке, конечным средним и мелкими потребителям. Можно сказать, что это сфера обращения электроэнергии вне оптового рынка с участием потребителей электроэнергии. Продавец электроэнергии на таком рынке, как правило, имеет значительное количество покупателей относительно небольших объемов электроэнергии. Основой взаимоотношений на розничном рынке электроэнергии являются двухсторонние договоры между покупателем и продавцом и отсутствие, как правило, централизованных торговых площадок. К технологической инфраструктуре розничного рынка относятся распределительные сети, система оперативно-диспетчерского управления, приборы коммерческого учета электроэнергии и их обслуживание.

В России принята конкурентная модель розничного рынка, которая регулируется правилами функционирования розничных рынков электрической энергии. Правила содержат положения о порядке заключения и исполнения публичных договоров на розничном рынке и примерный договор поставки электрической энергии для населения. Правила устанавливают основы взаимодействия на розничном рынке электроэнергии участников розничного рын-

ка, к которым относятся гарантирующий поставщик, энергосбытовые организации, производители электроэнергии, сетевые организации и потребители электроэнергии.

Субъектами розничных рынков являются участники отношений по производству, передаче, купле-продаже (поставке) и потреблению электроэнергии (мощности) на розничных рынках, а также по оказанию услуг, которые являются неотъемлемой частью процесса поставки электроэнергии потребителям. К субъектам розничного рынка относятся: поставщики электрической энергии, в том числе гарантирующие поставщики, энергосбытовые организации, энергоснабжающие организации, производители электроэнергии на розничном рынке; сетевые организации; субъекты оперативно-диспетчерского управления; исполнители коммунальных услуг; потребители (покупатели) электрической энергии. К субъектам оперативно-диспетчерского управления относятся Системный оператор и субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных ЭЭС (ТИЭС).

Производителями электрической энергии на розничном рынке являются генерирующие компании, не соответствующие критериям оптового рынка, которые осуществляют продажу электрической энергии (мощности) на розничном рынке. Если производитель по своим характеристикам может участвовать в оптовом рынке, то гарантирующий поставщик должен покупать электроэнергию у такого производителя по цене, не превышающей цену на оптовом рынке. Производители электрической энергии, не имеющие возможности участвовать в оптовом рынке, могут заключать прямые договоры с энергосбытовыми компаниями и потребителями, не являющимися участниками оптового рынка. Производитель, осуществляющий продажу электрической энергии непосредственно потребителям электрической энергии или сбытовым компаниям для дальнейшей перепродажи, сам выступает в роли сбытовой компании, поэтому должен соблюдать все установленные для таких случаев требования.

Механизмы функционирования конкурентного рынка электроэнергии

На розничном рынке действует большое количество энергосбытовых компаний, конкурирующих между собой за потребителя. Потребитель, независимо от того, к сетям какой сетевой организации подсоединено его энергопринимающее оборудование, может выбрать любого поставщика (гарантирующего поставщика или одну из энергосбытовых компаний, функционирующих в данном регионе). Взаимоотношения потребителя, сетевой и энергосбытовой компаний регулируются нормативными документами.

Деятельность гарантирующих поставщиков (в части установления сбытовой надбавки гарантирующего поставщика) и сетевых компаний (в части установления тарифов на передачу электрической энергии) регулируется государством.

Энергосбытовые компании конкурируют между собой и гарантирующим поставщиком за потребителей. Сбытовая надбавка энергосбытовых компаний не регулируется государством, поэтому они могут предлагать более выгодные условия своим потребителям, но для этого им приходится вести рискованную ценовую политику на оптовом рынке электроэнергии. Энергосбытовые компании заключают двухсторонние договоры на оптовом рынке электрической энергии (мощности), подают ценовые заявки на рынок «на сутки вперед» (в отличие от гарантирующего поставщика, который подает ценопринимающие заявки), стремятся максимально снижать собственные издержки, чтобы предложить потребителю цену ниже, чем у остальных. Чтобы быть эффективной, энергосбытовой компании необходимо предлагать потребителю различные тарифные планы; предоставлять конкурентные условия расчетов; использовать биллинговую систему; качественно представлять интересы потребителя в отношениях с сетевыми организациями, Системным оператором и другими инфраструктурными организациями. Сбытовым компаниям необходимо уметь формировать пакет своих потребителей и стимулировать их к потреблению по определенному графику, чтобы экономить на

стоимости приобретения электрической энергии (мощности) на оптовом рынке. Цены на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям энергосбытовыми компаниями, свободные, складывающиеся под воздействием спроса и предложения, и не подлежат государственному регулированию.

Виды деятельности субъектов розничного рынка электроэнергии (РРЭ) представлены в таблице 2.

Таблица 2. – Виды деятельности субъектов розничного рынка

Субъект РРЭ	Продавец	Покупатель	Потребитель
Гарантирующие поставщики	Купля-продажа электроэнергии (мощности) на РРЭ		–
Энергосбытовые (энергоснабжающие организации)	Купля-продажа электроэнергии (мощности) на РРЭ		–
Производители электроэнергии на РРЭ	Купля-продажа электроэнергии (мощности) на РРЭ		Приобретение электроэнергии для собственных производственных нужд
Сетевые организации	–	–	Приобретение электроэнергии для собственных (хозяйственных) нужд и в целях компенсации потерь электроэнергии в сетях
Иные владельцы объектов электро-сетевого хозяйства	–	–	Приобретение электроэнергии в целях компенсации потерь электроэнергии в сетях

Система договоров на конкурентных розничных рынках

На розничном рынке электроэнергии (мощности) действуют следующие виды договоров: договор энергоснабжения, договор купли-продажи и договор поставки электрической энергии. Потребитель свободен в выборе контрагента по договору купли-продажи, договору поставки электрической энергии. Сетевая организация не вправе отказать потребителю в заключении договора оказания услуг по передаче электрической энергии по основаниям, связанным с выбором потребителем определенного поставщика. Если потребитель же-

ляет, он может заключить договор энергоснабжения, по которому гарантирующий поставщик (сбытовая компания) сам будет регулировать отношения по передаче электрической энергии с сетевой организацией. Договор оказания услуг по передаче электрической энергии является публичным. Его существенные условия, порядок заключения и исполнения определяются Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии. Потребитель и поставщик не вправе расторгнуть договор купли-продажи, договор поставки электрической энергии до момента надлежащего уведомления сетевой организации о своем намерении расторгнуть договор.

Сравнительный анализ видов договоров, обеспечивающих продажу электроэнергии приведен на рис. 10.



Рис. 10. Сравнение видов договоров, обеспечивающих продажу электроэнергии на розничном рынке

1.6. Энергосбытовые организации

Основная функция энергосбытовых компаний – продажа электрической энергии ее потребителям на розничном рынке. Продажа электрической энергии конечным потребителям осуществляется на основании договоров купли-

продажи электроэнергии или энергоснабжения.

Помимо участия в розничном рынке электрической энергии, сбытовые компании являются участниками оптового рынка электрической энергии (мощности). Статус субъектов оптового рынка – участников обращения электрической энергии в оптовом рынке – получают энергосбытовые организации, которые приобретают электрическую энергию в целях последующей ее реализации на розничных рынках и количественные показатели в заявках на приобретение электрической энергии которых превышают минимально допустимые значения, устанавливаемые основными положениями функционирования оптового рынка. На деятельность энергосбытовых компаний как участников оптового рынка распространяются все его правила.

Все энергосбытовые компании делятся на гарантирующих поставщиков и конкурентные сбытовые компании.

Деятельность конкурентных энергосбытовых компаний на розничном рынке осуществляется в системе свободных договорных отношений, где организации свободны в выборе контрагента. Всем участникам обеспечиваются равные условия.

На оптовом рынке энергосбытовые компании могут приобретать электроэнергию от своего имени, а могут выступать в качестве агента. Они могут заключать договоры от имени и в интересах потребителя электрической энергии в целях его присоединения к системе оптового рынка и участия в обороте электрической энергии непосредственно.

Гарантирующий поставщик

В отличие от конкурентной сбытовой деятельности деятельность гарантирующего поставщика относится к сфере регулируемого бизнеса.

Статус гарантирующего поставщика определен в ФЗ «Об электроэнергетике». *Основная цель создания института гарантирующих поставщиков – развитие системы надежного обеспечения потребителей электрической энергией. Одним из специальных условий осуществления деятельности гарантиру-*

ющим поставщиком является обязанность обслуживать каждого потребителя, который к нему обратится.

На это указывает публичный характер договоров, заключаемых гарантирующим поставщиком с потребителем электрической энергии.

Правительством РФ определяются границы зон деятельности гарантирующих поставщиков в пределах территорий соответствующих субъектов Российской Федерации.

На территории одного субъекта Российской Федерации могут функционировать несколько гарантирующих поставщиков. При формировании цены на поставляемую ими электрическую энергию осуществляется государственное регулирование сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков.

Порядок присвоения статуса гарантирующего поставщика определяется основными положениями функционирования розничных рынков, утверждаемыми Правительством Российской Федерации.

На гарантирующих поставщиков не распространяется запрет на совмещение сбытовой деятельности с деятельностью по распределению электрической энергии в отличие от конкурентной сбытовой деятельности.

1.7. Контрольные вопросы к разделу 1

1. Приведите сравнительный анализ организационной структуры электроэнергетики до и после реформы (реструктуризации).
2. Какова роль поставщиков электроэнергии в современной структуре электроэнергетики?
3. Приведите характеристику основных поставщиков электроэнергии.
4. Что понимают под Единой национальной электрической сетью?
5. Какая компания обслуживает ЕНЭС, ее характеристика.
6. Какие сети относятся к распределительным?
7. Какие компании обслуживают электросетевые комплексы, их характеристика.

8. В чем заключается роль Системного оператора при функционировании оптового рынка электрической энергии и мощности.
9. Какие задачи решает Системный оператор, какова его структура?
10. Приведите основные отличия оптового и розничного рынков электроэнергии.
11. Как сформирован оптовый рынок электрической энергии и мощности?
12. Что входит в технологическую инфраструктуру оптового рынка?
13. Что входит в коммерческую инфраструктуру оптового рынка?
14. Какие виды рынков, входящих в состав оптового рынка Вы знаете? Их назначение.
15. Как формируется цена на оптовом рынке электрической энергии и мощности?
16. Что понимают под ценовой зоной? Сколько ценовых зон действует в настоящее время?
17. Как сформирован розничный рынок?
18. Перечислите основных участников розничного рынка.
19. Назовите технологическую инфраструктуру розничного рынка и дайте ее характеристику.
20. Какие виды договоров действуют на розничном рынке? В чем их отличие?
21. Какова роль энергосбытовых организаций в современной электроэнергетике?
22. Приведите характеристику деятельности энергосбытовых организаций.
23. Что понимают под термином Гарантирующий поставщик?
24. Сколько гарантирующих поставщиков может быть на одной территории?
25. В чем отличие гарантирующих поставщиков и энергосбытовых организаций?
26. Кто определяет сбытовую надбавку?

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1. Общая характеристика проектирования электрических сетей

Проектирование ЭЭС состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих ее развитие, обеспечивающих при наименьших затратах снабжение потребителей электрической и тепловой энергией при выполнении технических ограничений по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии. Отсюда можно определить цель проектирования электрических сетей, являющихся подсистемой ЭЭС.

Цель проектирования электрических сетей заключается в обеспечении надежности и эффективности транспорта электроэнергии, а также надежного и эффективного электроснабжения потребителей.

Проектирование электрических сетей подразделяется на следующие этапы:

- Проектирование магистральных, системообразующих сетей;
- Проектирование распределительных сетей;
- Проектирование систем внешнего электроснабжения крупных потребителей.

Проектирование энергетических систем и электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности и включает следующие основные уровни.

1. *Разработка схемы развития единой энергосистемы (ЕЭС) и объединенных энергосистем (ОЭС).*

В составе указанных работ выполняется обоснование развития основной электрической сети (ЕНЭС), выбор конфигурации, основных параметров и очередности сооружения основной сети напряжением 500 кВ и выше (уровень ЕЭС) и 220 кВ и выше (уровень ОЭС). На уровне ЕЭС обосновывается развитие системообразующих связей, представляющих собой возможные связи с энергосистемами других государств, связи между отдельными ОЭС, а также важные

магистралах внутри ОЭС, загрузка которых определяется режимом работы ЕЭС в целом. На уровне проектирования сетей ОЭС осуществляется обоснование развития системообразующих связей ОЭС:

- сетей для выдачи мощности крупных электростанций;
- межсистемных связей между региональными энергосистемами;
- наиболее важных внутренних связей региональных энергосистем, загрузка которых определяется режимами работы ОЭС.

2. Разработка схем развития региональных (территориальных) электроэнергетических систем.

Задачами проектирования являются разработка и обоснование развития региональных электроэнергетических систем, определение очередности строительства сетей 110 кВ и выше с учетом перспективы.

3. Разработка схем развития электрических сетей 110 кВ и выше для сетей энергосистемы в целом или для крупных энергосистем по отдельным сетевым районам (как правило, в границах отдельной области).

Схемы развития электрических сетей 110 кВ и выше разрабатываются на основе решений, принятых по схемам развития ОЭС и региональных электроэнергетических систем.

4. Разработка схем внешнего энергоснабжения объектов: электрифицируемых участков железных дорог, нефте- и газопроводов, промышленных узлов, отдельных предприятий и др.

Проектирование ведется в соответствии с намеченными сроками строительства, расширением или реконструкцией объекта по заданию заказчиков работ (акционерных обществ, проектных институтов отдельных отраслей, юридических и физических лиц и др.).

Такая организация проектирования обеспечивает возможность корректировки ранее намеченных планов развития электрических сетей (в нереализованной части) на основе уточненной исходной информации. В процессе проектирования осуществляются взаимный обмен информацией и увязка решений по

развитию электрических сетей различных назначений и напряжений. В результате выполнения указанных работ формируются обосновывающие материалы для определения экономической эффективности и целесообразности проектирования, строительства, расширения или реконструкции электросетевых объектов большой стоимости. После утверждения обосновывающих материалов начинается конкретное проектирование электросетевых объектов.

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы для каждого объекта, как правило, он называется «Схема развития электрической сети энергосистемы» (объединенной, региональной, города, промышленного узла и др.), но может быть выполнен в виде единого проекта.

Примеры таких проектов приведены ниже:

- ✓ Схема и программа развития электроэнергетики Камчатского края на 2019 – 2023 годы;
- ✓ Схема развития распределительных электрических сетей 35 кВ и выше Ванино – Советско-Гаванского энергоузла Хабаровского края на период до 2020 г. с учётом перспективы до 2025г.;
- ✓ Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период (2021 — 2025 годы).

При различном составе и объеме задач, решаемых на отдельных уровнях проектирования электрических сетей, указанные работы включают следующие примерно одинаковые этапы:

- анализ существующей сети энергосистемы (района, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, топологии сети, выявления «узких» мест;
- определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых подстанций и линий электропередачи;

- выбор расчетных режимов работы электростанций, если к рассматриваемой сети присоединены электростанции, и определение загрузки проектируемой электрической сети;
- электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схем построения сети на рассматриваемые расчетные уровни; проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций (выполняются при проектировании электрических сетей объединенных или мощных отдельных энергосистем), выявление основных требований к системной противоаварийной автоматике;
- составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типов и мощности;
- расчеты токов короткого замыкания в проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов короткого замыкания;
- выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (производится для сетей 35 кВ и ниже);
- сводные данные по намеченному объему проектирования электрической сети, натуральные и стоимостные показатели, очередность проектирования.

Применительно к электрическим сетям в зависимости от их назначения условно можно выделить следующие задачи:

- выдача мощности проектируемой электростанции в систему;
- присоединение нового потребителя к существующей электрической сети;
- развитие электрической сети для повышения надежности электроснабжения потребителей;
- развитие электрической сети для повышения экономичности ее функционирования.

Конечно, объекты электрических сетей могут иметь и комплексное назначение. Например, присоединение новой электростанции для выдачи ее мощности в систему одновременно может служить и средством повышения надежности системообразующей сети. Если решается задача подключения к сети нового потребителя, то эффект проявляется прежде всего за счет продажи дополнительной электроэнергии. При этом, однако, как, правило, принятие решения по варианту развития электрической сети осуществляется на основании сравнительной эффективности различных вариантов, которые могут учитывать одновременно и фактор надежности.

Если основной целью развития сети является повышение надежности, то она может быть достигнута за счет сооружения дополнительных резервных линий и поперечных связей, глубоких вводов повышенного напряжения в центры нагрузок, увеличения числа трансформаторов на подстанции и др. Данные мероприятия одновременно способствуют повышению экономичности функционирования сети за счет снижения потерь мощности и электроэнергии.

Любое решение по развитию электрической сети связано с более общей задачей развития энергосистемы в целом. Например, подключение к сети нового потребителя может быть осуществлено лишь в том случае, если в системе есть резерв генерирующей мощности. В противном случае должны быть учтены затраты на создание дополнительных генерирующих источников и их эксплуатацию. Однако при решении частных задач электрических сетей произвести оценку эффективности развития всей энергосистемы бывает затруднительно. Поэтому обычно в таких случаях учет необходимого развития генерирующих мощностей осуществляют посредством соответствующей оценки стоимости $1\text{кВт}\cdot\text{ч}$ потерь электроэнергии в электрических сетях.

Методика технико-экономических расчетов и соответствующие критерии экономической эффективности выбираются в зависимости от формулировки задачи.

Общая задача, возникающая при проектировании электрических сетей, заключается в выборе рациональных и технически осуществимых решений, из которых выбирается лучшее, и в выборе наилучших параметров этих решений. При этом приходится решать следующие наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная, кабельно-воздушная);
- выбор числа цепей каждой из линий и числа трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения электрической сети;
- выбор материала и площади сечений проводов линий, кабелей, марки проводников;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

Основными вопросами, решаемыми при проектировании электрических сетей, являются следующие:

- характеристика района проектирования сети;
- расчет электрических нагрузок;
- разработка конкурентноспособных вариантов электрической сети;
- выбор оптимального варианта выполнения электрической сети и его детальная проработка;
- расчет и анализ установившихся режимов;
- регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности;
- экономическая эффективность проекта.

Основной исходной информацией для проектирования электрических сетей являются:

- исходные данные для расчета электрических нагрузок и составления балансов активной и реактивной мощности;
- карта-схема существующей электрической сети с источниками питания и указанием места расположения вводимых потребителей;
- исходные данные для расчета токов короткого замыкания.

Пример карты-схемы электрической сети приведен на рис. 11.

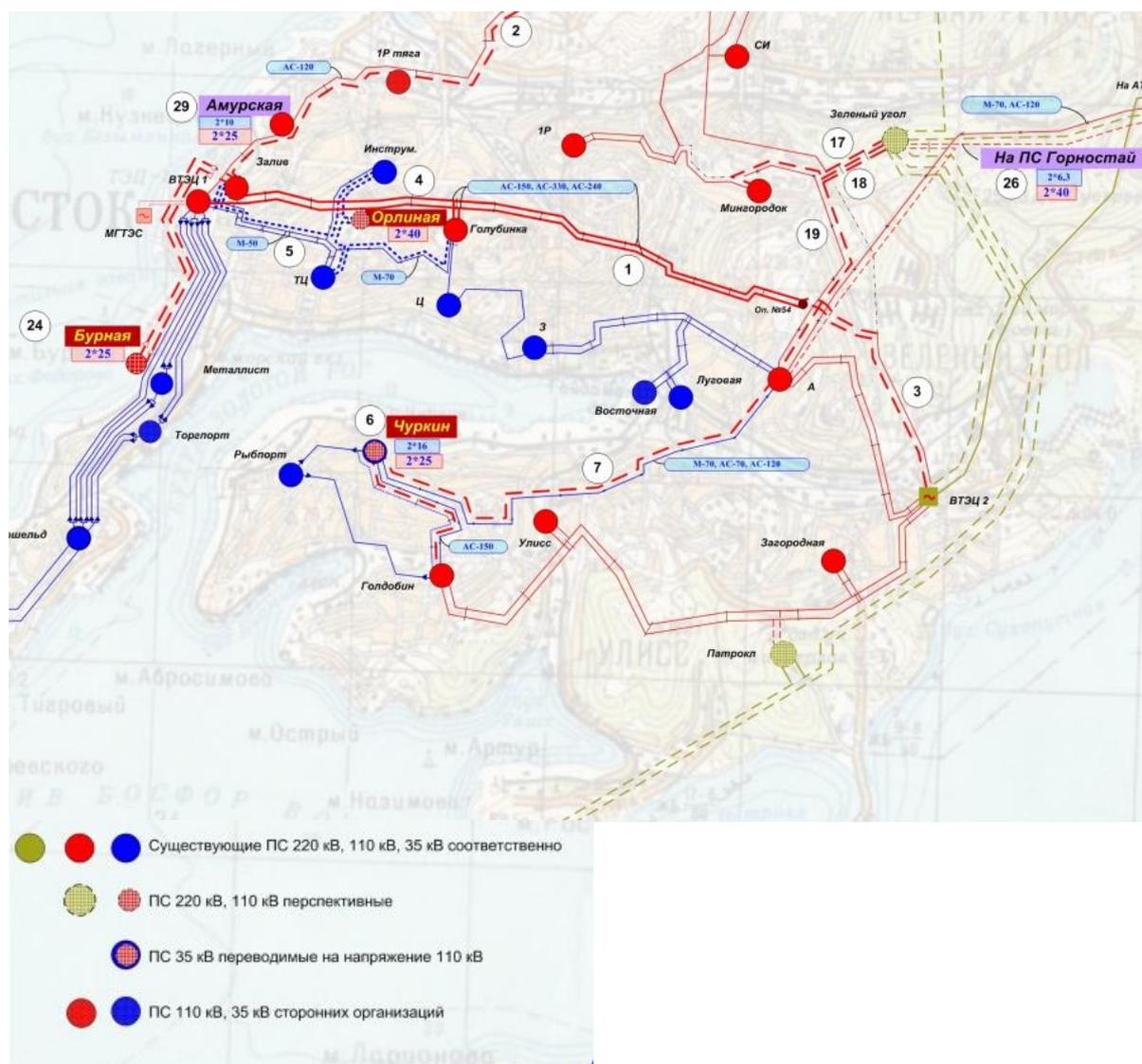


Рис. 11. Пример карты-схемы электрической сети

Характеристика района проектирования электрической сети

Прежде чем начинать проектирование электрических сетей осуществляют анализ места расположения будущей электрической сети, приводят характеристику возможных источников питания для рассматриваемой сети, потребителей, подключаемых к сети, анализируют существующую сеть, к которой будет подключаться проектируемая. Рассмотрим как выполняется этот подготовительный к проектированию этап.

Климатическая и географическая характеристика района проектирования электрических сетей

Вначале рассматривают географическое расположение района проектирования электрической сети с указанием площади и протяженности района, рельефа местности, высоты над уровнем моря, сейсмичности, характеристики грунта. При характеристике грунта рассматриваются состав грунта, его электрофизические характеристики, глубина промерзания. Затем приводится характеристика основных климатических параметров: температуры, ветра, грозовой активности района, гололедообразования, типа климата (по уровню влажности).

Характеризуя температуру в районе расположения сетей, выделяют среднегодовую, максимальную и минимальную температуру. Характеристика рассматриваемого района по ветру включает следующую информацию: район по ветру, скоростной напор ветра, основные направления ветров в осенне-зимний и весенне-летний период. Гололедообразование характеризуется районом по гололеду, толщиной стенки гололеда, грозовая активность – числом грозовых часов в год, плотностью разрядов молнии на землю. Кроме этого, анализируется степень загрязненности окружающей среды в район расположения электрической сети.

Задача заключается в правильном выборе требуемого объема климатической и географической характеристики под поставленные в проекте задачи с соотношением их и имеющейся информации.

Источники питания

Источниками питания электрической сети могут быть электрические станции и узловые подстанции. Выбор возможных источников питания осуществляется по следующим критериям:

- ✓ близость к проектируемой сети;
- ✓ наличие избыточной (свободной) мощности;
- ✓ наличие свободных ячеек для подключения новых линий или места для их установки на распределительном устройстве (РУ).

Для каждого источника питания (ИП) при проектировании приводится главная схема, дается характеристика каждого распределительного устройства, с указанием класса номинального напряжения, типа схемы, количества линейных, трансформаторных ячеек, наличия обходных, межсистемных, секционных выключателей, указывается связь с другими источниками питания, приводится число и мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) или генераторов, их тип и характеристики.

Характеристика основных потребителей района проектирования

При проектировании электрических сетей пользуются укрупненной структурой потребителей, которая имеет следующий вид:

- промышленные потребители и приравненные к ним;
- производственные сельскохозяйственные потребители;
- бытовые потребители;
- общественно-коммунальные потребители (учреждения, организации, предприятия торговли и общественного питания и др.)

К промышленным потребителям приравнены следующие предприятия: строительные, транспорта, шахты, рудники, карьеры, нефтяные, газовые и другие промыслы, связи, коммунального хозяйства и бытового обслуживания. Среди промышленных потребителей, как правило, выделяются потребители с большой установленной мощностью. Потребители с малой мощно-

стью относятся к категории «мелкомоторная нагрузка», при анализе их мощность суммируется.

Для каждого типа потребителей указывается категоричность по надежности с выделением процентного соотношения потребителей первой и второй категории, режим работы, коэффициент реактивной мощности, влияние на ЭЭС.

Потребители структурируются по графикам электрических нагрузок. Каждый из них имеет свое назначение при проектировании ЭЭС и электрических сетей. Важно правильно выбрать соответствующие графики электрических нагрузок. Целесообразно пользоваться результатами контрольных замеров, проводимых 2 раза в год, в зимний и летний периоды, в ЭЭС в целом, на электрических станциях, в электросетевых комплексах.

Ниже приведены характерные графики электрических нагрузок, которые целесообразно применять при проектировании электрических сетей.

Для системообразующих, межсистемных и магистральных электрических сетей целесообразно применять годовой график месячных максимальных нагрузок ЭЭС, характерные суточные графики электрических нагрузок ЭЭС (см. рис. 12, 13).

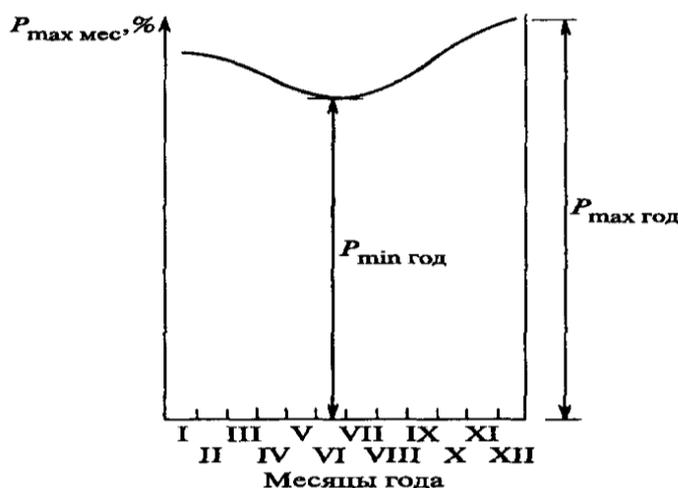


Рис. 12. Годовой график месячных максимальных нагрузок ЭЭС

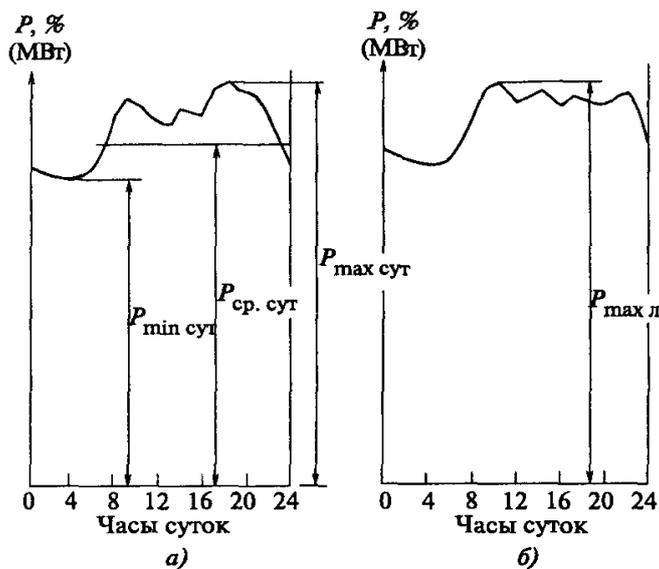


Рис. 13. Характерные суточные графики электрических нагрузок ЭЭС:

а) – для зимнего периода, б) – для летнего периода

Для распределительных электрических сетей целесообразно пользоваться суточными графиками нагрузки промышленных потребителей, города, включая осветительную нагрузку, подстанции. Примеры таких графиков приведены на рис. 14 – 16.

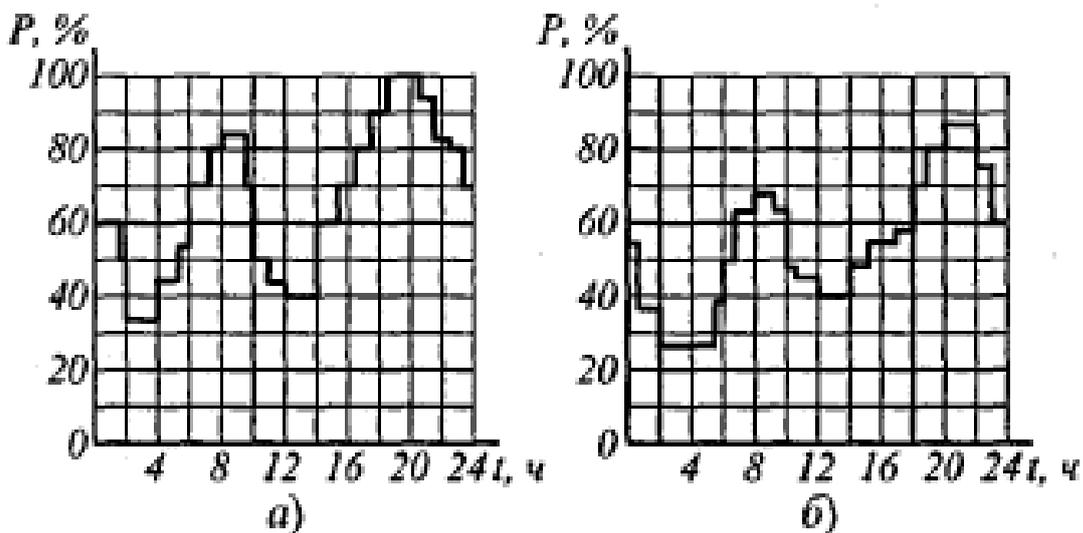


Рис. 14. Суточные графики электрической нагрузки города:

а) зимний период; б) – летний период

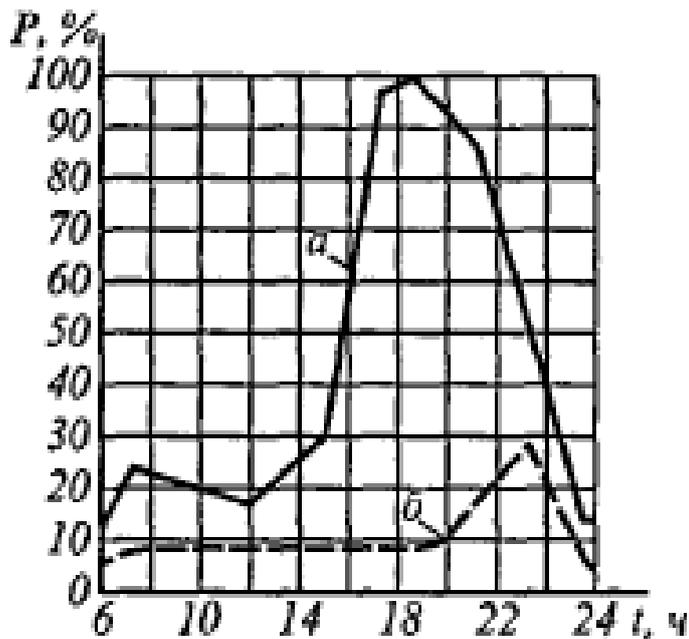


Рис. 15. Суточные графики осветительной нагрузки города:
 а) зимний период; б) летний период

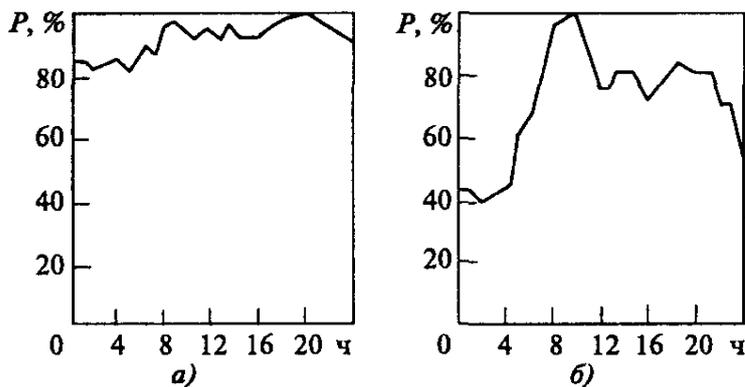


Рис. 16. Суточные графики нагрузки подстанции
 а) преобладание промышленных производств;
 б) преобладание коммунально-бытовых потребителей.

Характеристика существующих электрических сетей

В рассматриваемом районе проектирования выделяется часть ЭЭС, к которой планируется подключение проектируемой электрической сети. Существующие электрические сети систематизируются по следующим признакам: класс номинального напряжения, конфигурация; способ присоединения подстанций к сети, количество и тип РУ на каждой подстанции; число и мощность

силовых трансформаторов (автотрансформаторов), их характеристики; протяженность и сечение линий, конструктивное исполнение линий, профиль трассы, условия прокладки (для кабельных линий). В результате анализа выявляются проблемные места сети, определяется возможность подключения новых потребителей, линий электропередачи.

Проводится анализ параметров режима по результатам контрольных замеров (зимний и летний периоды). При этом определяются по каждому узлу отклонение напряжения от номинального и возможность его регулирования, по каждой подстанции рассчитывается коэффициент реактивной мощности на шинах ВН, СН (при наличии), НН, определяется загрузка подстанции. По каждой линии определяется передаваемый ток, нагрузочная плотность тока, попадание тока в экономические токовые интервалы. Также определяются суммарные потери мощности и проводится их анализ. При проектировании проводится серия расчетов режимов существующей сети, как нормальной схемы, так и ремонтных и послеаварийных, результаты которых затем используются при проектировании.

2.2. Определение электрических нагрузок узлов электрической сети

Рассмотрим электрические нагрузки и их представление для проектирования электрических сетей. Выбор метода расчета электрических нагрузок зависит от состава исходных данных. При проектировании электрических сетей исходными данными для расчета электрических нагрузок могут являться:

- результаты контрольных замеров;
- показания счетчиков электроэнергии;
- мощность, указанная в заявке на технологическое присоединение;
- мощность потребителя-аналога;
- типовые графики электрических нагрузок.

В зависимости от полноты и достоверности имеющейся исходной информации применяют детерминированные или вероятностные методы расчета электрических нагрузок. Более точными являются вероятностные методы.

Рассмотрим один из вероятностных подходов, позволяющий определять вероятностные характеристики активной и реактивной мощности, которые можно получить путем ретроспективного анализа результатов контрольных замеров, анализа электропотребления, в том числе потребителей-аналогов, путем использования типовых графиков электрических нагрузок. Независимо от способа задания исходной информации, основой рассматриваемого подхода является построение графика электрических нагрузок (ГЭН).

По результатам контрольных замеров строятся графики электрических нагрузок, при этом вначале определяется мощность на каждый момент времени, например, час.

При использовании потребителей-аналогов по их электропотреблению определяется средняя мощность, затем удельная мощность на единицу продукции или на квартиру, м² и т. д. Следующий шаг заключается в определении нагрузки, необходимой для ожидаемого выпуска продукции или на жилой дом и т. д.

Типовые графики электрических нагрузок приводятся в относительных единицах (процентах) и используются следующим образом. Необходимо перестроить ординату типового графика, т.е. мощность из относительных единиц (процентов) перевести в именованные единицы. Для этого за 100% или единицу принимается максимальная заявленная мощность (приводится в договоре на технологическое присоединение или договоре энергоснабжения) и по ней пересчитываются все остальные ординаты графика в реальные значения для рассматриваемого объекта (МВт или кВт).

После построения графика нагрузки любым из перечисленных способов формируется математическая модель электрической нагрузки в вероятностно-статистической форме, т.е. определяются вероятностные характеристики: средняя, эффективная и максимальная мощности и показатели графиков: коэффициент заполнения графика, коэффициент формы графика, число часов максимальной нагрузки и т.д.

Средняя мощность нужна для расчета электропотребления и выбора силовых трансформаторов, среднеквадратичная или эффективная – для расчета потерь мощности и энергии, максимальная – для выбора элементов электрической сети, расчета и анализа установившихся режимов.

Средняя мощность за время T , P_{cp} — это величина, зависящая лишь от конфигурации графика и продолжительности периода наблюдения T . Средняя электрическая нагрузка, в общем случае математическое ожидание нагрузки, является центральной интегральной характеристикой электропотребления, учитывающей в сжатом виде все электрические режимы за рассматриваемый интервал времени T .

Эффективная (среднеквадратичная) мощность за некоторый интервал времени T , $P_{эф}$, характеризуют эффект нагрева проводника неизменным током, который, протекая по линии в течение времени T , дает суммарные потери мощности и электроэнергии.

Максимальная мощность, P_{max} – это усредненное значение нагрузки за время получасового максимума. Как видно из приведенных ранее графиков нагрузки различают утренний и вечерний максимумы нагрузки. Вероятностная характеристика относится к большему из них.

Их определяют по графикам электрических нагрузок по следующим выражениям:

$$\begin{aligned}
 P_{cp} &= \frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i t_i; \\
 P_{эф} &= \sqrt{\frac{1}{T_H} \sum_{i=1}^m P_i^2 t_i}; \\
 P_{max} &= P_{cp} (1 + t_\beta \sqrt{K_\phi^2 - 1})
 \end{aligned}
 \tag{2.1}$$

Здесь P_i – i -тая ордината графика нагрузки продолжительностью t_i ;

T_H – период наблюдения за электрической нагрузкой, например, сутки;

t_{β} - кратность средних квадратических отклонений, обычно ее принимают равной 1,96;

K_{ϕ} – коэффициент формы.

Коэффициент заполнения суточного графика и коэффициент формы графика нагрузок характеризуют равномерность, плотность электропотребления, так как опираются на учет всего многообразия режимов в течение времени T .

Коэффициент формы $K_{\phi} = \frac{P_{эф}}{P_{cp}}$ – отношение эффективной мощности к средней. Он характеризует неравномерность графика во времени.

Коэффициент заполнения $K_{зан} = \frac{P_{cp}}{P_{max}}$ – отношение средней мощности к максимальной. Он характеризует заполнение, т.е. форму графика.

Коэффициент формы k_{ϕ} является сравнительно устойчивой характеристикой графика нагрузки и изменяется в достаточно узких пределах.

Годовой график нагрузки удобно характеризовать показателем, который называется временем (продолжительностью) использования максимальной (наибольшей) нагрузки $T_{но}$ или T_{max} . Оно определяет такое условное время $T_{max} < 8760$ ч, в течение которого, работая с наибольшей неизменной нагрузкой, потребитель получил бы из сети такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительно изменяющемуся в течение года графику нагрузки. Величина T_{max} играет большую роль в расчетах электропотребления, при определении годового расхода электроэнергии и потерь электроэнергии, экономических нагрузок токоведущих элементов и др. Она имеет определенное характерное значение для каждой отрасли промышленности и отдельных видов предприятий и потребителей и приводится в справочниках.

При проектировании используют также следующие коэффициенты.

Коэффициент летнего снижения максимума нагрузки – отношение максимальной мощности в летний период, $P_{max}^л$ к максимальной мощности в зимний период $P_{max}^з$:

$$K_{л} = \frac{P_{max}^л}{P_{max}^з}$$

Коэффициент попадания в максимум нагрузки энергосистемы – отношение максимальной мощности потребителей к максимальной мощности ЭЭС:

$$K_{max} = \frac{P_{max}^{номп}}{P_{max}^{ЭЭС}}$$

Если к подстанции подключено или планируется подключить несколько потребителей, то для построения суточных графиков электрических нагрузок рассчитаем активные и реактивные мощности для понизительных подстанций по формулам:

$$P_i^{(t_j - t_{j+1})} = P_*^{(t_j - t_{j+1})} \cdot a_{*i} \cdot P_{max}, \quad (2.2)$$

где P_i – активная мощность для интервала времени $(t_j - t_{j+1})$;

P_{*i} – относительная ордината суточного графика активной мощности для интервала времени $(t_j - t_{j+1})$;

a_{*i} – процентное соотношение активной нагрузки i -го потребителя, определяется как мощность потребителя, деленная на суммарную мощность подстанции;

P_{max} – максимальное значение мощности, определенное любым указанным выше способом для подстанции, например, путем суммирования максимальных мощностей, указанных в заявках на технологическое присоединение каждого потребителя, подключаемого к подстанции.

Аналогично поступают и с реактивной мощностью:

$$Q_i^{(t_j - t_{j+1})} = Q_*^{(t_j - t_{j+1})} \cdot a_{**i} \cdot P_{max}, \quad (2.3)$$

где Q_i – реактивная мощность для интервала времени $(t_j - t_{j+1})$;

Q_* – относительная ордината суточного графика реактивной мощности для интервала времени $(t_j - t_{j+1})$;

a_{**i} – процентное соотношение реактивной нагрузки потребителя;

P_{max} – максимальное значение активной мощности, указанное в задании.

Характеристикой потребителей также является годовой график по продолжительности активной нагрузки. Площадь, ограниченная этим графиком и осями координат, пропорциональна активной энергии, потребляемой в год W . По ней можно определить еще одну характеристику – число часов использования наибольшей нагрузки T_{max} :

$$T_{max} = W / P_{max} = \sum P_i \cdot \Delta T_i / P_{max}$$

Для суточного графика нагрузки вероятностные характеристики определяются по следующим формулам:

Средняя нагрузка:

$$P_{cp} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^n P_i t_i$$

$$Q_{cp} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^n Q_i t_i$$

Эффективная нагрузка:

$$P_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}$$

$$Q_{эф} = \sqrt{\frac{1}{24} \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i}$$

Максимальная нагрузка:

$$P_{max} = P_{cp} (1 + 1,96 \sqrt{K_{\phi p}^2 - 1})$$

$$Q_{max} = Q_{cp} (1 + 1,96 \sqrt{K_{\phi p}^2 - 1})$$

Коэффициент формы определяется следующим образом:

$$K_{\phi p} = P_{\phi p} / P_{cp}$$

$$K_{\phi Q} = Q_{\phi p} / Q_{cp}$$

Рассмотрим как осуществляется построение и обработка ГЭН на примере активной мощности, для реактивной подход аналогичный.

Случай 1. Построение ГЭН по результатам контрольных замеров или показаниям счетчиков активной (реактивной) энергии

Данный случай основан на ретроспективном анализе и применим к действующим подстанциям.

Определение активной мощности по результатам контрольных замеров, показаниям счетчиков осуществляется по формуле

$$P = ((N_{j+1} - N_j) K_{TT} K_{TN}) / T \quad (2.4)$$

где $N_{j+1}; N_j$ - соответственно последующее и предыдущее показание счетчика активной энергии;

K_{TT} - коэффициент трансформации трансформатора тока;

K_{TN} - коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

T – рассматриваемый период времени

Затем по полученным значениям активной мощности на каждый момент времени, например час, строят ГЭН по вводным присоединениям, после их построения путем суммирования – по ПС в целом (см. рис. 17). По построенному ГЭН определяются вероятностные характеристики и показатели графиков электрических нагрузок, приведенные выше.

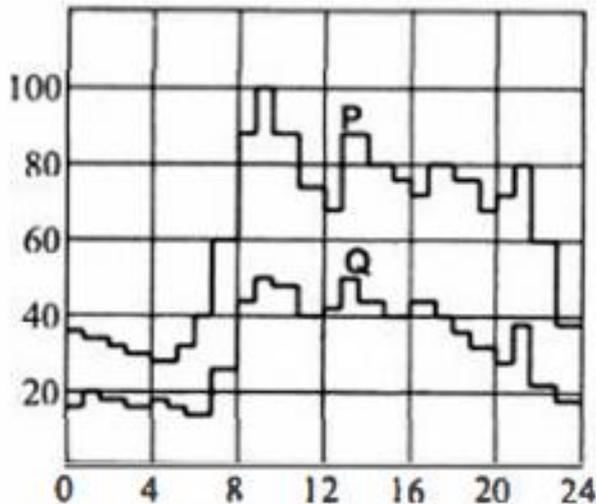


Рис. 17. ГЭН по активной и реактивной мощности ПС

Случай 2. Построение ГЭН из типового графика

Данный случай основан на типовых графиках электрических нагрузок и заявленной максимальной мощности.

Вначале выбирается типовой ГЭН потребителя или типовые ГЭН группы потребителей, указанных в заявке на технологическое присоединение, например из [20]. Из типового ГЭН для каждого потребителя строится ГЭН в именованных единицах, используя заявленную максимальную мощность, P_{max} . Для этого на каждый момент времени рассчитывается ордината мощности в именованных единицах (МВт):

$$P_i^{t,j} = P_*^{t,j} \cdot a_{*i} \cdot P_{max} \tag{2.5}$$

Здесь a_{*i} – процентное соотношение активной нагрузки i -го потребителя, определяется как заявленная мощность потребителя, деленная на суммарную заявленную мощность потребителей, подключаемых к подстанции.

Затем полученные графики электрических нагрузок в именованных единицах для всех потребителей суммируются, тем самым строится суммарный ГЭН ПС:

$$P_{\Sigma}^{tj} = \sum P_i^{tj} \quad (2.6)$$

По построенному ГЭН определяются вероятностные характеристики, приведенные выше.

Случай 3. Построение ГЭН на основе графика электрических нагрузок потребителя-аналога

Данный случай основан на реальных графиках нагрузок существующего потребителя, выбранного по технологическим характеристикам потребителем-аналогом.

По результатам замеров (например, контрольных) на потребителе-аналоге строится реальный график электрических нагрузок, затем он переводится в относительные единицы путем деления каждой ординаты мощности на максимальную мощность. Полученные ординаты в относительных единицах умножаются на заявленную мощность потребителя, подключаемого к проектируемой ПС, по ним строится ГЭН в именованных единицах для каждого из потребителей, подключаемых к проектируемой ПС. Затем их графики суммируются и определяются вероятностные характеристики.

Таким образом, определяется вероятностная нагрузка каждого узла проектируемой сети, т.е. ПС. Она является исходной информацией для проектирования сети.

2.3. Технико-экономическое сопоставление вариантов проектирования электрических сетей

Задача проектирования электроэнергетических систем состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих их развитие и обеспечивающих оптимальный вариант электроснабжения потребителей при выполнении технических ограничений по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

Задача проектирования оптимального варианта электрической сети заменяется выбором наиболее рационального решения из совокупности вариантов.

Выбор наиболее рационального варианта выполняется по результатам анализа их сравнительной эффективности. При анализе сравнительной эффективности вариантов возникают задачи разработки вариантов конфигурации электрических сетей и их технико-экономического обоснования. При этом в первую очередь рассматриваются конфигурации схем, включающие разомкнутые радиальные и разветвленные схемы, схемы с двусторонним питанием и кольцевые, затем – сложноразомкнутые схемы, как было показано выше. В технико-экономическом сравнении вариантов конфигурации электрической сети участвуют только такие варианты схем сетей, в которых потребители обеспечиваются электроэнергией требуемого качества при заданной степени надежности, то есть допустимые по техническим требованиям варианты. Сравнивают их между собой на основе экономического критерия, в состав которого входят технико-экономические показатели проектирования электрических сетей.

Рассмотрим их.

Капитальные вложения (инвестиции) (K) – это расходы, необходимые для сооружения энергетических объектов: электрических сетей, электрических станций, систем электроснабжения.

Для электрической сети капитальные вложения равны:

$$K = K_L + K_{ПС}, \quad (2.7)$$

где K_L – капитальные вложения на сооружение линий,

$K_{ПС}$ – капитальные вложения на сооружение подстанций.

Капитальные вложения на сооружение линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение и транспортировку опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, монтажные и другие работы. Капиталовложения в линию определяются следующим образом:

$$K_L = c_0 l n,$$

где c_0 – стоимость сооружения 1 км линии, руб./км;

l - длина линии, км;

n - число параллельных цепей проектируемой линии.

Для проектируемой сети капиталовложения в каждую линию суммируются. Стоимость сооружения 1 км линии определяется по [6]. Учитывая тот факт, что укрупненные показатели определены на базовый год, а не год проектирования, капиталовложения в линии определяют с учетом индекса изменения сметной стоимости и районного коэффициента:

$$K_{Л} = (l_{\Sigma} \cdot c_0 \cdot n) \cdot K_p \cdot K_{инф}, \quad (2.8)$$

где K_p - районный коэффициент;

$K_{инф}$ - индекс изменения сметной стоимости.

Капитальные вложения при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей, разъединителей и прочего электротехнического оборудования, затрат на строительные и монтажные работы, компенсирующие устройства. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов ПС или по специально составленным сметам. При сопоставлении вариантов проектирования электрической сети обычно учитывается только наиболее капиталоемкое оборудование – силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели (или ячейки) и компенсирующие устройства.

Капиталовложения в подстанцию определяются по формуле:

$$K_{ПС} = (K_{РУ_{\Sigma}} + K_{ТР_{\Sigma}} + K_{КУ} + K_{П}) \cdot K_p \cdot K_{инф}, \quad (2.9)$$

где $K_{РУ_{\Sigma}}$ – суммарная стоимость распределительных устройств (РУ) проектируемой ПС (РУВН, РУСН (при наличии), РУНН). Стоимость РУ определяется как сумма стоимости всех ячеек с выключателями, установленных в РУ или самих выключателей;

$K_{ТР}$ – суммарная стоимость трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$K_{КУ}$ – суммарная стоимость компенсирующих устройств.

$K_{П}$ – постоянная часть капитальных затрат.

Постоянная часть капитальных затрат учитывает подготовку и благоустройство территории ПС, ОПУ, устройство собственных нужд ПС, систему оперативного постоянного тока, компрессорную, внутриплощадочные тепло-снабжение и водоснабжение, канализацию и подъездные дороги, средства связи и телемеханики, наружное освещение, ограду и прочие элементы. Постоянная часть затрат принимается с учетом схемы электрических соединений и высшего напряжения ПС и определяется в укрупненных показателях.

Вторым важным технико-экономическим показателем являются *ежегодные эксплуатационные расходы или издержки (далее эксплуатационные издержки)*, необходимые для эксплуатации энергетических объектов (в нашем случае электрических сетей) в течение одного года.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (2.10)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию линий и подстанций;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию линий и ПС;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт линий и ПС вычисляются по формуле:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.L} + I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.L} \cdot K_L + \alpha_{P.O.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (2.11)$$

где $\alpha_{P.O.L}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [6];

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций [6].

Стоимость годовых потерь электроэнергии в сети определяется как:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (2.12)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии в электрических сетях, руб./МВт · ч.

В настоящее время величина стоимости единицы потерь электроэнергии определяется Энергетической комиссией региона (для сетей 150 кВ и ниже) или ФСТ (федеральной службой тарифов) для сетей 220 кВ и выше.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{Л} + \Delta W_{ПС} + \Delta W_{КУ}, \quad (2.13)$$

где $\Delta W_{Л}$ – потери электроэнергии в линиях;

$\Delta W_{ПС}$ – потери электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta W_{КУ}$ – потери электроэнергии в КУ.

Потери электроэнергии состоят из нагрузочных и условно-постоянных. К условно-постоянным потерям относят потери в стали (потери холостого хода) трансформаторного оборудования, потери на коронный разряд в воздушных линиях, диэлектрические потери в кабелях и конденсаторах и т. п.

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях (трансформаторах) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{Л} = \frac{P_{расч}^2 + Q_{неск.}^2}{U_{ном}^2} \cdot R_{Л(ТР)} \cdot T_{Г}, \quad (2.14)$$

где $P_{расч.}$, $Q_{неск.}$ – потоки активной и некомпенсированной реактивной мощности, протекающие по линии или через трансформатор;

$T_{Г}$ – количество часов в году (8760), ч;

$R_{Л(ТР)}$ – сопротивление линии (силового трансформатора или автотрансформатора).

Например, условно-постоянные потери электроэнергии в воздушных линиях определяются потерями мощности на корону и вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{УП} = \Delta W_{УД.КОР.} \cdot l_{\Sigma} \cdot T_{Г}, \quad (2.15)$$

где $\Delta W_{УД.КОР.}$ – удельные потери мощности на корону на 1 км линии, кВт/км;

l_{Σ} – суммарная длина всех линий в рассматриваемой сети, км.

Условно-постоянные потери электроэнергии в силовых трансформаторах (автотрансформаторах) вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{ТР} = \Delta P_{xx} \cdot T_{Г}, \quad (2.16)$$

где ΔP_{xx} – активные потери мощности в режиме холостого хода трансформатора (автотрансформатора).

Потери в КУ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{КУ} = \Delta W_{КУ} \cdot Q_{КУ} \cdot T_{Г}, \quad (2.17)$$

где $\Delta W_{КУ}$ – удельные потери активной мощности в КУ (МВт/Мвар).

Подробный расчет потерь электроэнергии приведен в [15].

В качестве экономического критерия в задачах проектирования электрической сети, то есть при анализе сравнительной эффективности вариантов проектирования электрических сетей, обычно используется функция приведенных затрат. Тот вариант электрической сети, которому соответствует минимальное значение **приведенных затрат**, считается лучшим и реализуется. В зависимости от принятых условий проектирования функция приведенных затрат может

быть представлена в статической или динамической формах. Для выбора наиболее рационального варианта электрической сети выполняется технико-экономическое сравнение допустимых по техническим требованиям вариантов. Вторым экономическим критерием – **чистый дисконтированный доход (ЧДД)**. В настоящее время используются и другие виды из системы экономических критериев.

При сравнении двух вариантов проектирования электрической сети необходимо определить для каждого варианта его технико-экономические показатели – капитальные вложения K_1 и K_2 , эксплуатационные издержки I_1 и I_2 , а затем сравнить их между собой. Если $K_1 > K_2$ и $I_1 > I_2$, то наиболее экономически выгодным будет второй вариант электрической сети. Однако чаще встречается более сложный для сравнения вариантов случай, когда $K_1 > K_2$, а $I_1 < I_2$ или наоборот. В таких случаях сравнение вариантов электрической сети выполняется по величине затрат или ЧДД.

В настоящее время отсутствует единая методика определения вида экономического критерия, в то же время существуют несколько методических подходов по его формированию, которые, по сути, опираются на одни и те же условия надежного и качественного обеспечения электроэнергией потребителей, а также на технико-экономические характеристики электроэнергетических объектов.

Сопоставление вариантов во всех методиках производится по результатам расчетов *сравнительной экономической эффективности*. Во всех методиках используются понятия *продолжительности расчетного периода и нормативов приведения или дисконтирования разновременных капиталовложений и издержек*. Существенное влияние на приведенные, дисконтированные и интегральные технико-экономические характеристики оказывают величина продолжительности расчетного периода T , нормативы дисконтирования (нормы дисконта) E или приведения E_H . В настоящее время все эти параметры в нормативных документах не зафиксированы.

Ставка дисконтирования обычно определяется с учетом среднего уровня годового банковского процента по депозитным вкладам в твердой валюте, оценки риска вложения средств в проект, а также субъективных оценок «цены» капитала инвесторами. В качестве продолжительности расчетного периода T в ряде случаев используется срок полезной службы объекта (физический срок службы). Для объектов электрической сети (линий электропередачи, трансформаторных подстанций) сроки службы существенно различаются, поэтому при таком подходе затруднительно обосновать значение общего для этих объектов расчетного периода. Вместе с тем в ряде стран расчетный период принимается намного меньше срока полезной службы объекта (5–15 лет). Для электрических сетей с номинальным напряжением от 110 до 220 кВ рекомендуется принимать значение T равным 5–10 лет, что соответствует практике их перспективного проектирования.

Сопоставление вариантов проектирования сети должно происходить при условии, что все сопоставляемые варианты сети обладают одинаковым энергетическим эффектом, то есть во всех вариантах обеспечивается одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям, соответствующий требованиям потребителей, уровням мощностей нагрузок подстанций и динамике их роста во времени.

При определении значений технико-экономических характеристик конкурирующих вариантов для более яркого выявления степени их эффективности желательно исключить из сопоставления одинаковые объекты, повторяющиеся во всех вариантах сети.

Практическое использование экономических критериев в любой форме в динамическом или статическом виде правомерно лишь в том случае, когда сравниваемые варианты сети обеспечивают бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией. Если же в каком-либо варианте схемные решения не гарантируют отсутствия перерывов электроснабжения (например, при питании подстанций по схеме без резервирования), то в составе суммарных затрат по

данному варианту должен быть учтен суммарный вероятный среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, $У$.

При сопоставлении отдельных объектов или участков электрической сети равно-экономичными считаются варианты, значения суммарных затрат для которых отличаются не более чем на 5 %. Выбор варианта из числа равно-экономичных производится с учетом ряда дополнительных характеристик, которые обычно не имеют строгих экономических эквивалентов. К ним относятся простота, надежность и оперативная гибкость схемы, возможность ее дальнейшего развития (расширения) при росте нагрузок, удобство эксплуатации, расход цветного металла на провода и количество требуемого электрооборудования, а также показатели работы сети за пределами расчетного периода.

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности сравниваемых вариантов:

- без учёта фактора времени (равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные);
- с учётом фактора времени.

В соответствии с этим методы оценки экономической эффективности сопоставляемых вариантов проектирования электрической сети подразделяются на две группы: статические и методы дисконтирования (динамические).

Динамические приведенные затраты

Динамические приведенные затраты используются в качестве экономического критерия выбора варианта проектирования электрической сети при постановке задачи проектирования в динамической форме.

Для электрических сетей, сооружаемых в несколько этапов, необходимо выполнить приведение всех затрат, рассчитанных для различных этапов, к какому-либо одному моменту развития сети. В качестве такого момента удобно выбирать год начала строительства, который можно назвать нулевым годом.

Если некоторые затраты Z_t произведены через t лет от начала строительства, то приведенные к году начала строительства эти затраты Z'

составляют:

$$Z' = Z_t (1 + E_{НП})^t, \quad (2.18)$$

где $E_{НП}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат.

Величина приведенных динамических затрат составляет (приведение к первому году строительства по формуле Д. С. Щавелева):

$$Z = \sum_{\tau=1}^T (E_n K_{\tau} + \Delta I_{\tau}) (1 + E_{НП})^{(t_0 - t_{\tau})} \quad (2.19)$$

где τ - номер этапа;

t_{τ} - год окончания этапа;

t_0 - год начала рассматриваемого периода (начало строительства);

T - расчетный период сооружения сети;

K_{τ} - капитальные вложения на этапе τ ;

E_n — нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений;

$\Delta I_{\tau} = (I_{\tau} - I_{\tau-1})$ - изменение эксплуатационных издержек этапа года τ по сравнению с этапом $(\tau - 1)$.

При использовании вышеприведенной формулы необходимо учитывать следующее:

- ✓ строительство электрической сети продолжается в течение нескольких лет и капитальные вложения в строительство по годам различны;
- ✓ расчетный период сооружения сети равен T , за его пределами капитальные вложения не производятся;
- ✓ ежегодные эксплуатационные расходы в период сооружения сети неодинаковы для разных лет;
- ✓ ежегодные эксплуатационные расходы за пределами периода сооружения сети являются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети.

Динамические приведенные затраты и их составляющие графически показаны на рис 18.

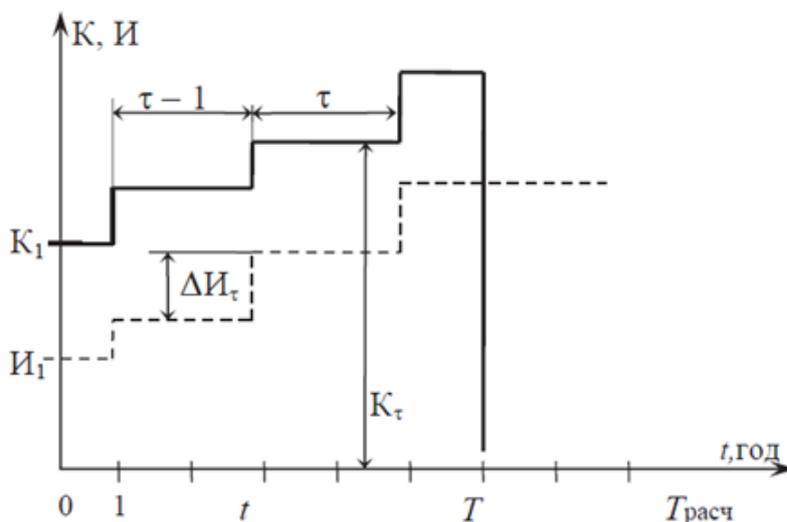


Рис. 18. Составляющие динамических приведенных затрат

Таким образом, при динамической постановке задачи проектирования электрической сети выбор одного варианта из совокупности допустимых вариантов по экономическому критерию сводится к поиску варианта с минимальными динамическими затратами при условии, что продолжительность каждого этапа $\tau = t = 1$ год:

$$Z^{min} = \min \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \Delta I_t) (1 + E_{нп})^{-(t-1)} \quad (2.20)$$

Статические приведенные затраты

Статические приведенные затраты являются экономическим критерием развития электрической сети, если предполагается, что капитальные вложения в электрическую сеть вкладываются в первый год одновременно, после чего дополнительные капиталовложения не вносятся, а система выходит на стационарный режим с неизменными ежегодными показателями.

Использование статических приведенных затрат основано на следующих положениях:

- ✓ длительность строительства составляет не более длительности одного этапа и капитальные вложения используются сразу (единовременно);
- ✓ ежегодные эксплуатационные расходы являются неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации сети.

При статической постановке задачи проектирования развития электрической сети выбор одного варианта из совокупности допустимых вариантов по экономическому критерию сводится к поиску варианта с минимальными статическими затратами.

Приведенные затраты при этом определяются аналогично динамическим, но преобразуются к виду:

$$Z^{min} = \min \sum_{t=1}^T (E_H K_t + \Delta I_t) (1 + E_{HP})^{-(t-1)} = \min [(E_H K + I)]. \quad (2.21)$$

Тогда статические приведенные затраты можно определить по следующему выражению:

$$Z = E_H K + I, \quad (2.22)$$

где K - единовременные капитальные вложения на сооружение сети;

I - ежегодные эксплуатационные издержки (расходы);

E_H - коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений.

Графическая иллюстрация составляющих статических затрат приведена на рис. 19.

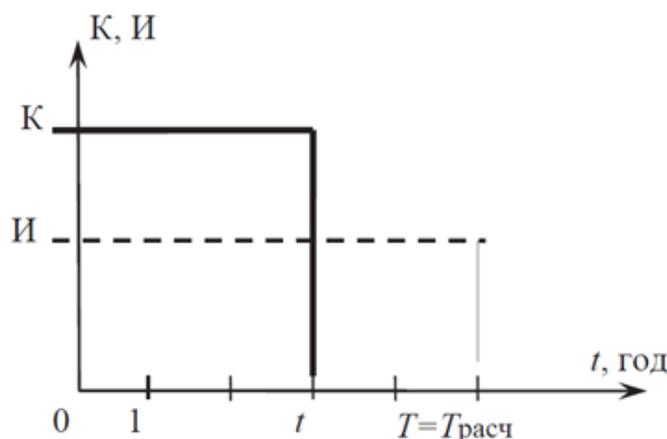


Рис. 19. Составляющие статических приведенных затрат

Метод динамических дисконтированных затрат

Формула дисконтированных затрат на сооружение и эксплуатацию какого-либо объекта в течение расчетного периода T имеет вид:

$$Z_D = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t - K_{ЛС}) (1 + E)^{-t} \quad (2.23)$$

где K_t - соответственно капиталовложения на сооружение объекта,

I_t - суммарные годовые издержки эксплуатации объекта в год t ;

$K_{ЛС}$ - ликвидационная или остаточная стоимость объекта на момент окончания расчетного периода $t = T$;

E - норматив дисконтирования (приведения разновременных затрат).

Суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию электросетевого объекта I_t складываются из отчислений на ремонт и обслуживание $I_{р.об.t}$, без учета отчислений на реновацию, и издержек на возмещение потерь электроэнергии ΔW_t .

$$I_t = I_{р.об.t} + I_{\Delta W t},$$

$$I_{р.об.t} = (\alpha - \alpha_{рен}) K_{\Sigma Д},$$

где $K_{\Sigma Д}$ - суммарная дисконтированная стоимость сооружения объекта на момент начала его эксплуатации, то есть за период строительства $t = T_c$;

α - коэффициент общей нормы отчислений на ремонт и обслуживание объекта;

$\alpha_{рен}$ - коэффициент отчислений на реновацию.

Ликвидационная стоимость определяется через коэффициент отчислений на реновацию и время эксплуатации объекта до окончания расчетного периода $T_э = T - T_c$,

$$K_{ЛС} = K_{\Sigma Д} (1 - \alpha_{рен} T_э).$$

Суммарные дисконтированные затраты Z_D могут быть представлены в виде суммы четырех составляющих: затрат на сооружение объекта Z_c ; затрат на

обслуживание $Z_{об.}$; ликвидационных затрат $Z_{Л}$; затрат на возмещение потерь электроэнергии $Z_{ЛW}$. Первые три составляющие дисконтированных затрат определяются стоимостью сооружения объекта, то есть суммарной дисконтированной величиной капиталовложений. Поэтому их целесообразно объединить в общий параметр, присвоив ему условное название «капитальные затраты».

Окончательное выражение для дисконтированных затрат имеет вид:

$$Z_{Д} = D_{эkv} K_{\Sigma Д} + Z_{ЛW}, \quad (2.24)$$

где $D_{эkv}$ - эквивалентный дисконтирующий множитель.

Он равен:

$$D_{эkv} = 1 + (\alpha - \alpha_{рен}) D_{расч. экс.} - (1 - \alpha_{рен} T_{э}) (1 + E)^{-T}, \quad (2.25)$$

где $D_{расч. экс.}$ - расчетный дисконтирующий множитель по сроку эксплуатации до окончания расчетного периода:

$$D_{расч. экс.} = \sum_{t=T_c+1}^T (1 + E)^{-t}$$

Таким образом, применяя при проектировании метод динамических дисконтированных затрат, при выборе наилучшего варианта из некоторой совокупности альтернативных вариантов следует использовать критерий минимума суммарных дисконтированных затрат, а именно:

$$Z_{Д}^{min} = \min(D_{эkv} K_{\Sigma Д} + Z_{ЛW}), \quad (2.26)$$

который формулируется следующим образом: оптимальному варианту электрической сети соответствует наименьшее значение суммарных дисконтированных затрат на ее сооружение и эксплуатацию в течение заданного расчетного периода.

Интегральные приведенные затраты

Поиски иных методов оценки эффективности вариантов развития производственных систем и их объектов привели к созданию методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов как решения задачи абсолютной эффективности капиталовложений. Разработанные методические

подходы предусматривают расчет дисконтированного финансового потока за расчетный срок реализации проекта T с определением чистого дисконтированного дохода как интегрального эффекта за этот срок. Однако использование критерия максимизации чистого дисконтированного дохода при сопоставлении конкурирующих вариантов развития требует знания величины дохода от реализации продукции, что всегда сопряжено с увеличением степени неопределенности исходной информации и, следовательно, чревато риском ошибочных решений. В условиях, когда сопоставляемые варианты различаются своим производственным эффектом, другого выхода практически нет. В то же время имеется широкий класс задач сопоставления вариантов развития, характеризующихся условием тождества эффекта. Для таких задач целесообразнее использовать критерий минимума дисконтированных интегральных приведенных затрат за расчетный срок. Интегральные приведенные затраты за весь расчетный срок T можно определить прямым счетом всех капиталовложений K_t ($t = 1, 2, \dots, T$) и ежегодных издержек I_t , связанных с реализацией проекта, дисконтированных с нормой дисконта E . Величина расчетного срока должна определяться выбором такого срока прогнозирования, для которого погрешность прогноза сохраняет приемлемые значения.

Интегральные приведенные затраты представляются в следующем виде:

$$Z_T = \sum_{t=1}^T K_t (1+E)^{1-t} + \sum_{t=1}^T I_t (1+E)^{1-t} - O_T (1-\alpha)^{-T} \quad (2.27)$$

где

$$O_T = \sum_{t=1}^T K_t (1 - \alpha_{\text{пен}} (T - t + 1))$$

$$I_t = I_{\text{ам.обс.}t} + I_{\Delta Wt}$$

$$I_{\text{ам.обс.}t} = \alpha_{\text{ам.обс.}} \sum_{t=1}^T K_t$$

В выражении для интегральных приведенных затрат капиталовложения реализуются в начале года, а издержки – в конце года. Остаточная стоимость

оценивается с учетом ежегодных реновационных отчислений от капиталовложений, доля которых равна $\alpha_{рен} = 1 / T_{сл}$, где $T_{сл}$ – срок службы объекта.

Чистый дисконтированный доход

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени, один из основных показателей эффективности инвестиционного проекта

Данный показатель относится к интегральным критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени. В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Дисконтированием называют приведение разновременных значений денежных потоков (денежных поступлений, капиталовложений и др.) к их ценности на определенный период времени, который называется моментом приведения.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = D_t - I_t - H_t - K_t = P_{чt} + I_{AMt} - K_t, \quad (2.28)$$

где $K_t = K/T_p$ – величина инвестиций в год t .

Расчетный период T_p не ограничивается сроком службы объекта.

Величина чистой прибыли после вычета налогов ($P_{чt}$), равна прибыли от реализации ($P_{бt}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль (H_t):

$$P_{чt} = P_{бt} - H_t = D_t - I_t - H_t, \quad (2.29)$$

где D_t – суммарный доход в год, включающий плату за электроэнергию, получаемую потребителями, без НДС;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год t .

Основной задачей стоимостной оценки результатов проектирования и строительства электрической сети является оценка выручки от реализации проекта и определение полезно отпускаемой электроэнергии в год, т.е. суммарный доход в год, включающий плату за электроэнергию, получаемую потребителями, без НДС. При проектировании новой сети такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t . Суммарный доход в год равен:

$$D_t = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot d_i, \quad (2.30)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителям, подключаемым к сети, электроэнергия, МВт·ч;

N – число потребителей, подключаемых к проектируемой сети;

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя руб/МВт·ч.

d_i – доля i -го потребителя в годовом потреблении электроэнергии, о.е.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}, \quad (2.31)$$

где E – норма дисконта, выражаемая в долях единицы или в процентах в один год (определяется по размеру ставки рефинансирования Банка России).

ЧДД применяют при сравнении вариантов с различным производственным эффектом. Лучше тот вариант, у которого ЧДД наибольший.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в проектируемую сеть является условие: $ЧДД > 0$; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Пример жизненного цикла проекта показан на рис. 20.

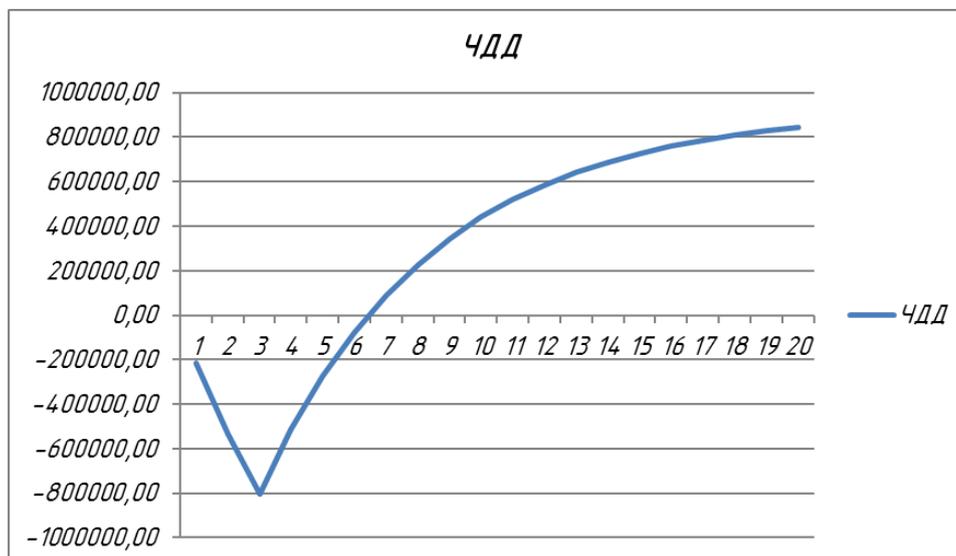


Рис. 20. Жизненный цикл проекта

Как видно из рис. 20, проект окупается через 6 лет и затем начинает приносить прибыль.

Таким образом, при проектировании электрических сетей, если объект строится в течение одного года, например, короткие воздушные линии, подстанции небольшой мощности, распределительные сети, компенсирующие устройства, а эксплуатационные издержки по годам мало отличаются, то целесообразно применять формулу статических приведенных затрат:

$$З = E_n K + И.$$

В противном случае – чистый дисконтированный доход.

Кроме рассмотренных основных показателей технико-экономического сопоставления вариантов проектирования электрической сети используются и другие показатели оценки эффективности инвестиционных проектов.

Простая норма прибыли (ПНП)

ПНП или простая норма прибыли определяется по характерному году расчетного периода, когда достигнут проектный уровень производства, но еще продолжается возврат инвестиционного капитала.

Расчетный период (срок жизни проекта) – это период времени, в течение которого инвестор планирует отдачу от первоначально вложенного капитала, и обычно принимается равным сроку службы наиболее важной части основного капитала.

ПНП определяется как отношение чистой прибыли к суммарным инвестициям:

$$ПНП = \frac{П_{чt}}{K} \quad (2.32)$$

где K – суммарная величина инвестиций (капиталовложений).

Сравнивая расчетную величину ПНП с минимальным или средним уровнем доходности, можно прийти к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта.

Простой срок окупаемости

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{OK_П}} (D_t - I_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{OK_П}} (П_{чt} - I_{AMt}) \quad (2.33)$$

где t_c – срок завершения инвестиций (окончание строительства);

t_n – момент начала производства;

$I_{AM,t}$ – амортизационные отчисления.

При равномерном поступлении чистого дохода срок окупаемости можно определить по формуле:

$$T_{ок-п} = \frac{K}{\Pi_{чt} + I_{AMt}}. \quad (2.34)$$

Существенный недостаток этого метода заключается в том, что он не учитывает деятельности проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности длительного цикла.

Рентабельность инвестиций

Рентабельность инвестиций (коммерческий показатель, интересующий владельца сети) рассчитывается по каждому году расчетного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. Рентабельность инвестиций оценивается по формуле:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I'_t - H_t}{K} \quad (2.35)$$

где K – капитальные затраты (инвестиции);

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год t ;

I'_t – общие годовые эксплуатационные расходы по электросетевому объекту без учета затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль (устанавливается через процент балансовой прибыли).

Полученные значения рентабельности должны превышать величину среднего норматива дисконтирования.

Внутренняя норма доходности

Внутренней нормой доходности (ВНД) называется такое положительное число $E_в$, при котором при норме дисконта $E = E_в$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших значениях E – отрицателен, при всех меньших значениях E – положителен.

Для оценки эффективности инвестиционного проекта значение ВНД необходимо сопоставлять с нормой дисконта E . Инвестиционные проекты, у которых $ВНД > E$, имеют положительный ЧДД, т. е. эффективны. Проекты, у которых $ВНД < E$, имеют отрицательный ЧДД, т. е. неэффективны.

ВНД может быть использована для экономической оценки проектных решений, если известны приемлемые значения ВНД (зависящие от области применения) у проектов данного типа.

Дисконтированный срок окупаемости

Дисконтированным сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным.

При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения. В отсутствие рекомендаций государственных регулирующих органов срок окупаемости капитальных вложений в электрические сети можно принимать равным восьми – десяти годам после начала эксплуатации.

Себестоимость передачи электроэнергии

Расчетная стоимость передачи электроэнергии – удельные приведенные затраты, приходящиеся на единицу передаваемой электроэнергии:

$$C_{п} = Z/W = Z / (P_{ср} T_2) \quad (2.36)$$

Условия сопоставимости вариантов

Сопоставляемые варианты развития электрической сети должны удовлетворять условиям технической, экономической и социальной сопоставимости, т. е. обеспечивать:

- выполнение решаемой задачи с учетом требований нормативных документов и руководящих указаний по вопросам проектирования электрических сетей;
- одинаковый производственный эффект – полезный отпуск электроэнергии и мощности – в течение каждого года всего рассматриваемого периода;
- выполнение требований по охране окружающей среды и социальным условиям;
- нормативные требования к надежности электроснабжения. При этом, если уровень надежности по вариантам различен, но не ниже нормативного, выравнивание вариантов по надежности необязательно.

Непосредственный учет надежности в технико-экономических расчетах рекомендуется в случаях:

- сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемого потребителем уровня надежности;
- обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований.

Одинаковый производственный эффект как условие сопоставимости вариантов относится только к расчетам по приведенным затратам и необязателен при сравнении вариантов по остальным показателям.

Все экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня по источникам равной достоверности. Стоимостные показатели формируются в соответствии с реально сложившимися отчетными и прогнозируемыми на перспективу ценами на электроэнергию, электрооборудование, материалы, строительные и монтажные работы.

Денежные показатели могут выражаться в текущих, прогнозных или дефлированных ценах. Текущими называются цены, заложенные в проект без учета инфляции. Прогнозными называются ожидаемые (с учетом инфляции) цены. Дефлированными называются прогнозные цены, приведенные к уровню цен фиксированного момента времени путем деления на общий базисный уровень инфляции.

При сопоставлении вариантных решений отдельных объектов, сооружаемых в течение 2–3 лет, стоимостные показатели могут приниматься в неизменных ценах базового или очередного года.

Потери электроэнергии при сравнении вариантов учитываются в объеме изменения потерь по энергосистеме (участку сети) в целом. Если проектируемый электросетевой объект предназначен для выдачи мощности электростанции или электроснабжения узла нагрузки, то потерям электроэнергии соответствуют потери в этом объекте от поступающей электроэнергии.

Если объект сооружается в замкнутой сети, и его ввод приводит к перераспределению потоков мощности на соседних участках сети, то потери электроэнергии должны соответствовать дополнительной электроэнергии, которая будет поступать в рассматриваемый участок сети в связи с вводом проектируемого объекта, а сами потери – изменению потерь в этой сети (с соответствующим знаком):

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}'' - \Delta \mathcal{E}',$$

где $\Delta \mathcal{E}''$ – потери в сети после ввода объекта;

$\Delta \mathcal{E}'$ – потери в сети до ввода объекта (без учета дополнительной передачи электроэнергии).

Выбранный вариант должен удовлетворять условию, при котором его экономическое преимущество устойчиво сохраняется при небольших изменениях исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений. Такие показатели, как цены (тарифы), перспективные нагрузки потребителей,

экономические нормативы (рентабельность) и др., не могут быть определены однозначно. Поэтому основой для принятия решения о целесообразности инвестиций в ряде случаев должно служить не формально подсчитанное значение критерия эффективности, а совокупность его ожидаемых значений, ограниченная возможными изменениями исходных показателей и экономических нормативов. Особенно важна проверка устойчивости результата при варьировании исходной информации для масштабных задач, требующих значительных затрат и сроков реализации.

Анализ полученных результатов по эффективности затрат при проектировании электрических сетей и по отдельным объектам ЭЭС позволяет оценить интегральную эффективность решений, рекомендуемых при разработке схемы с учетом специфики сооружения сетевых объектов.

2.4. Разработка конкурентоспособных вариантов конфигурации электрической сети

Выбор рациональной схемы электрической сети осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов, которые разрабатываются проектировщиком. Сопоставляемые варианты должны отвечать условиям технической осуществимости каждого из них по параметрам основного электрооборудования (марки и сечения проводников, силовые трансформаторы и т.д.), а также быть равноценными по надежности электроснабжения потребителей, относящихся к I категории.

Необходимость составления вариантов схемы электрической сети обусловливается тем, что различные типы схем обладают различными и зачастую конкурирующими техническими и технико-экономическими показателями при их сооружении и дальнейшей эксплуатации.

Задачами формирования вариантов схемы электрической сети являются разработка технически осуществимых вариантов конфигурации электрической сети, их технический анализ и выбор двух-трех конкурентоспособных вариантов для дальнейшей проработки.

Для каждого технически осуществимого варианта выбираются номинальное напряжение электрической сети, ее схема, образуемая линиями электропередачи, схемы электрических соединений понижающих подстанций, марки и сечения проводов воздушных линий или марки и сечения кабельных линий, число и номинальные мощности трансформаторов и (или) автотрансформаторов подстанций (ПС).

Эти фундаментальные характеристики определяют капиталовложения и расходы по эксплуатации электрической сети, и потому их комплекс должен отвечать требованиям экономической целесообразности. При этом следует учитывать, что указанные характеристики и параметры сети находятся в тесной технико-экономической взаимосвязи. Так, изменение схемы сети может повлечь необходимость изменений не только сечений проводников линий электропередачи и схем подстанций, но и изменения ее номинального напряжения (по техническим условиям или по технико-экономическим соображениям).

В общем виде требования к комплексу схемы, номинального напряжения и основных параметров сети должны обеспечивать экономическую ее целесообразность (на основе принятых или нормированных технико-экономических критериев) при обеспечении обоснованной (или заданной) надежности электроснабжения потребителей электроэнергии и нормированного качества электроэнергии.

Решение данной сложной задачи, как правило, осуществляется на основе формирования ряда вариантов выполнения сети, обладающих отличающимися техническими и технико-экономическими характеристиками и показателями; при этом используются сведения, характеристики и закономерности, полученные в научных исследованиях и на основе практики проектирования ЭЭС.

В успешном решении задач проектирования электрических сетей очевидна роль технически грамотного формирования конфигураций электрических сетей, схем и выбора параметров электрических сетей районов, являющихся связующей подсистемой между электрическими станциями и электроустановками

непосредственных потребителей электроэнергии. В настоящее время в нашей стране большая часть электрических сетей указанного назначения осуществляется на напряжениях классов 110 и 220 кВ, суммарная протяженность которых в электроэнергетических системах составляет весьма значительную долю в общей протяженности электрических сетей всех классов номинального напряжения выше 1 кВ.

Источником(ами) питания может быть крупная электростанция или узловая подстанция 110—750 кВ, входящая в состав электроэнергетической системы.

Общие принципы экономически целесообразного формирования электрических сетей, следующие:

а) схема сети должна быть по возможности (обоснованно) простой, и передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий, потерь мощности и экономию электроэнергии;

б) схемы электрических соединений понижающих подстанций также должны быть, возможно (обоснованно) простыми, что обеспечивает снижение их стоимости сооружения и эксплуатации, а также — повышение надежности их работы;

в) следует стремиться осуществлять электрические сети с минимальным количеством трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов, а также потери мощности и электроэнергии;

г) комплекс номинального напряжения и схемы сети должен обеспечивать необходимое качество электроснабжения потребителей и выполнение технических ограничений электрооборудования линий и подстанций (по токам в различных режимах сети, по механической прочности и т. п.);

д) разветвление электрической сети целесообразно осуществлять в узле нагрузки;

е) в разомкнутых сетях или в их разомкнутых участках необходимо исключать обратные потоки мощности;

ж) замыкать сети в кольцо нужно на одном классе номинального напряжения, иначе будет высокая степень неоднородности сети.

Пользуясь принципами составления вариантов, как правило, разрабатывают 8 – 16 вариантов конфигурации электрической сети, учитывая требования к надежности потребителей.

Вот некоторые указания как это сделать.

Разработку вариантов необходимо начинать не по пути «всевозможных сочетаний» линий, подстанций и номинальных напряжений, а на основе принципов, приведенных выше, и с учетом соображений альтернативности качеств и показателей определенных типов схем сетей.

При наличии потребителей I и II категорий по надежности подстанции должны иметь 2 трансформатора и получать питание не менее, чем по двум линиям, подключенным к независимым источникам питания. При выходе из строя одной линии оставшиеся в работе линии должны обеспечить всю нагрузку. При выходе из строя одного из источников питания, оставшиеся в работе, должны обеспечить питание всех потребителей I и II категорий. При выходе из строя одного трансформатора оставшийся в работе с учетом допустимой перегрузки должен обеспечить питание всех потребителей I и II категорий.

Разрабатывая варианты целесообразно отдавать предпочтение разомкнутым и простым замкнутым схемам.

Исходя из вышесказанного, можно рекомендовать формирование в первую очередь вариантов схем сетей:

а) радиально-магистрального типа, при котором линии (двухцепные или одноцепные) не образуют замкнутых контуров (рис. 21);

б) простейшего замкнутого кольцевого (петлевого) типа (рис.22).

Радиальные и магистрально-радиальные сети, как правило:

а) имеют наименьшую длину трасс линий;

б) обладают меньшими величинами потерь напряжения, мощности и электроэнергии;

в) позволяют применять простые схемы на стороне высшего напряжения тупиковых и ответвительных подстанций (например, ПС 2 на рис. 21);

г) могут иметь высокую суммарную длину и стоимость линий, которые на большей части (или на всех участках) должны сооружаться двухцепными по условию надежного питания ответственных и крупных подстанций;

д) обладают большими резервами по пропускной способности линий при перспективном росте нагрузок в заданных пунктах.

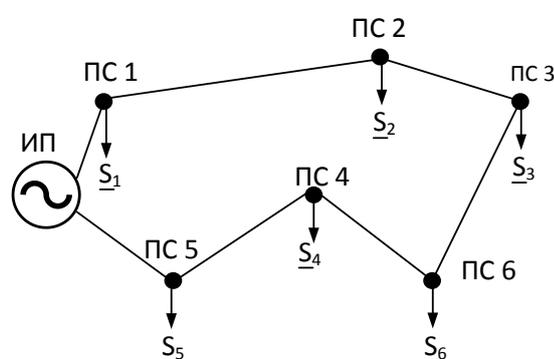
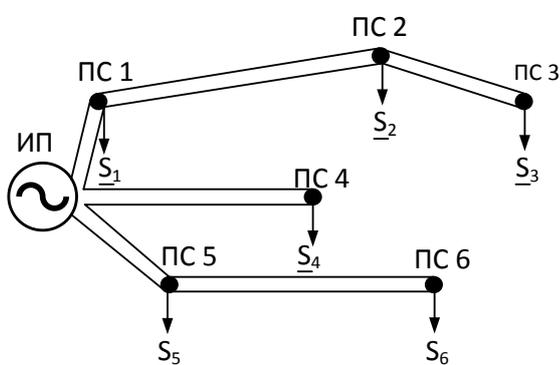


Рис. 21. Схема магистрально-радиального типа	Рис. 22. Схема кольцевого типа
--	--------------------------------

Кольцевые (петлевые) схемы обычно:

а) обладают повышенной длиной трасс линий;

б) имеют повышенные потери мощности и электроэнергии и большие потери напряжения в послеаварийных режимах (отключение участка «ИП—ПС 1» или «ИП—ПС 5» — на рис. 22);

в) могут иметь весьма простые схемы транзитных (мостиковых) подстанций (ПС 1, 2 и др. на рис. 22);

г) могут иметь пониженную суммарную стоимость линий – одноцепных на всех или большей части участков;

д) обладают хорошими возможностями присоединения новых подстанций, располагающихся по территории района.

Промежуточными («компромиссными») техническими и технико-экономическими характеристиками могут обладать сложнзамкнутые сети, образуемые сооружением диагональных линий в составе кольцевых сетей (рис. 23). В некоторых случаях такое выполнение схемы сети может оказаться рациональным (например, при преобладающей нагрузке ПС 3).

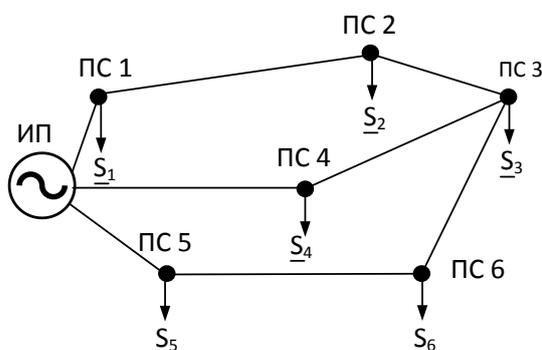


Рис. 23. Схема сложнзамкнутого типа

Питание мелких подстанций, в составе потребителей которых отсутствует первая категория по надежности, в ряде случаев может осуществляться по одноцепным воздушным линиям. При этом надо иметь в виду, что любая группа потребителей с суммарной максимальной нагрузкой 10 МВт и более относится к первой категории. Технико-экономическая обоснованность питания по одноцепной воздушной линии подстанции без потребителей первой категории может быть установлена специальным анализом, о котором говорится ниже.

Применение в обсуждаемых случаях вариантов с одноцепными нерезервированными линиями в большинстве случаев не означает осуществление и однотрансформаторных подстанций. Это связано с тем, что:

а) все плановые ремонты воздушных линий могут быть выполнены без ее отключения, а аварийные ремонты производятся за относительно короткое время (одноцепных линий 8 – 10 час, двухцепных линий 20 – 30 час);

б) все плановые ремонты трансформаторов требуют его отключения на длительный срок (600 – 700 час) и в некоторых случаях этот ремонт должен выполняться с доставкой трансформатора в специальные мастерские.

Таким образом, осуществление однострансформаторных понижающих подстанций возможно лишь при наличии передвижного трансформаторного резерва в рассматриваемой сети. Такое выполнение подстанций осуществимо при наличии развитой сети хороших шоссейных дорог, применяется при трансформаторах напряжением до 110 кВ и мощностью до 6,3 МВА и экономически оправдывается при обслуживании передвижным резервом не менее 2–3-х подстанций, расположенных в общем районе.

Намечая конфигурацию электрической сети и ее схему следует иметь в виду, что ее структура находится в тесной взаимосвязи с величиной номинального напряжения отдельных ее участков. Поэтому, проектировщик, разрабатывая вариант конфигурации электрической сети одновременно выполняет оценку номинального напряжения ее участков (звеньев).

Выбор схем электрических соединений подстанций

Схемы электрических соединений (типы схем) понижающих подстанций (ПС) 110 (35) — 220/10 кВ на стороне высшего напряжения (ВН) определяются назначением каждой из ПС и ее «местоположением» в составе сети. Это могут быть узловая, проходная (транзитная), тупиковая или ответвительная (отпаечная) ПС. Их принципиальные электрические схемы приведены в [17].

ПС можно разделить на три группы:

1. ПС 110 (35) – 330 кВ, осуществляемые по, так называемым, упрощенным схемам на стороне ВН с минимальным количеством или без выключателей, с одним или двумя трансформаторами, питающимся по одной или двум линиям ВН; на стороне среднего напряжения (СН, 110 или 35 кВ) может быть до шести присоединений воздушных линий.

2. ПС проходные (транзитные) 110 – 500 кВ с количеством трансформаторов или автотрансформаторов от двух до четырех, с количествами присоединяемых воздушных линий ВН — до четырех и на СН до десяти и с количеством выключателей на ВН до девяти.

3. Узловые ПС (общесистемного значения) 220 – 1150 кВ с количеством автотрансформаторов – до четырех, воздушных линий на ВН – до восьми и на СН – до 10.

Рассмотрим краткие характеристики областей применения основных типов схем ПС, применяемых в электрических сетях.

Для тупиковых ПС применяется схема с двумя блочными соединениями воздушных линий и трансформаторов. В цепях присоединений трансформаторов имеются выключатели. Со стороны линий ВН имеется перемычка с двумя разъединителями, один из которых отключен в нормальных режимах работы. Перемычка используется (при обоих включенных разъединителях) после отключения поврежденной линии, что позволяет сохранить в работе оба трансформатора; это повышает надежность электроснабжения потребителей и экономичность режима ПС. Указанное расположение перемычки объясняется существенно большей повреждаемостью воздушных линий по сравнению с трансформаторами.

Аналогичная схема применяется при присоединении ПС на ответвлении (на «отпайке») к одной или двум магистральным воздушным линиям.

Для ПС кольцевых сетей широко применяется схема «мостика» с выключателем в цепях трансформаторов или линий. Имеющаяся в схеме дополнительная перемычка (с разъединителями), разомкнутая в нормальных режимах, позволяет при ревизиях и ремонтах выключателя перемычки сохранить кольцевую сеть в замкнутом состоянии.

Для крупных ПС 220 кВ со значительной мощностью двух трансформаторов или автотрансформаторов, питающихся по двум линиям, рекомендуется применение схемы «четырёхугольника», обеспечивающей высокую надежность электроснабжения потребителей. Вариант этой схемы может применяться при присоединении ПС указанного типа к двум транзитным воздушным линиям.

При количестве присоединений на стороне ВН ПС более 6 при напряжениях 110—220 кВ рекомендуется схема с одной рабочей, секционированной

выключателем, и обходной системами шин. Подача напряжения на обходную систему шин осуществляется только при включении предназначенного для этого выключателя. Такая операция нужна при ремонте или замене любого иного выключателя данной схемы.

Схемы ПС с трехобмоточными трансформаторами или с автотрансформаторами на стороне СН определяются числом отходящих воздушных линий. При четном числе отходящих линий (от 4 до 10) рекомендуется применять на стороне СН одиночную секционированную систему шин с выключателями в цепях трансформаторов или автотрансформаторов. При этом следует учесть необходимость – по условиям надежности питания потребителей – каждую цепь двухцепной линии СН подключать к разным секциям шин.

При включении на шины НН конденсаторных установок следует предусмотреть для них соответствующие ячейки выключателей.

На стороне низшего напряжения ПС могут применяться различные типы схем в зависимости от разнообразных условий непосредственного электропитания промышленных, коммунально-бытовых, сельскохозяйственных и электротранспортных потребителей. На ПС блочного типа обычно используются секционированные шины НН. При применении трансформаторов с расщепленной обмоткой НН рекомендуется двойная секционированная система шин. Секционные выключатели НН, как правило, разомкнуты в нормальных режимах работы ПС и автоматически включаются при аварийном (или плановом) отключении одного из трансформаторов.

Таким образом, выбор схем подстанций осуществляется в соответствии с типовыми схемами распределительных устройств, например, для отпаечных или тупиковых подстанций целесообразно применять схему 4Н «два блока (линия – трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой (из разъединителей) со стороны линий».

Техническая осуществимость вариантов проверяется, руководствуясь номинальными мощностями силовых трансформаторов, выпускаемых промыш-

ленностью для разных классов напряжения, пропускной способностью линий. При этом необходимо учесть, что коэффициент загрузки трансформаторов должен быть не ниже 0,5, а токи в линиях в нормальном режиме не должны превышать предельного для данного напряжения значения экономических токовых интервалов.

Приемлемость по техническим показателям намеченных вариантов комплексов схем и номинальных напряжений сети в первом приближении может проверяться по допустимым номинальным напряжениям сечением токоведущей части проводов (только сталеалюминиевых). Указанные сечения проводов в общем случае должны находиться в пределах: при напряжении 35 кВ—50—150 мм²; при 110 кВ—70—240 мм²; 220 кВ — 240— 400 мм².

Технический анализ вариантов и их технико-экономическое сопоставление

Из числа разработанных вариантов выполнения электрической сети должен быть выбран оптимальный, т.е. вариант, обладающий минимальными приведенными затратами или максимальным ЧДД.

Его выбор осуществляется в два этапа.

На **первом этапе** варианты с одинаковым номинальным напряжением сопоставляются по натуральным количественным показателям.

К ним относятся:

- протяженность трасс линий;
- протяженность линий в одноцепном исчислении;
- суммарное количество ячеек выключателей РУВН и РУСН (при наличии) в сети.

При этом осуществляется попарный анализ сходных по конфигурации вариантов. В окончательно отобранном количестве вариантов должны быть варианты радиально-магистрального типа и замкнутого типа. В результате технического анализа при проектировании отбирают 3 – 4 варианта для дальнейшего

технико-экономического сопоставления. В учебном проектировании достаточно выбрать два варианта.

На **втором этапе** отобранные 3 – 4 варианта сравниваются между собой по приведенным затратам или ЧДД.

2.5. Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на ее технические характеристики и технико-экономические показатели.

При повышении номинального напряжения снижаются потери электроэнергии, уменьшаются сечения линий, растут предельные передаваемые мощности, снижаются эксплуатационные расходы, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети.

Номинальное напряжение приближенно можно определить одним из следующих способов: по эмпирическим выражениям, по номограмме, по пропускной способности и дальности электропередачи.

Эмпирические выражения позволяют определить рациональные напряжения сети. К ним относятся: формула Стилла, формула Илларионова, формула Залесского.

Формула Стилла

Областью применения данной формулы являются следующие условия: мощность нагрузки до 60 МВт включительно, длина линии до 250 км включительно.

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{l + 16P} \quad (2.37)$$

Формула Залесского

Область применения формулы определяется мощностью нагрузки выше 60 МВт, длиной линии до 1000 км включительно.

$$U_{\text{рац}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})} \quad (2.38)$$

Формула Илларионова

Область применения формулы - сети напряжением 35 кВ и выше.

$$U_{\text{рац}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (2.39)$$

Во всех рассмотренных формулах приняты следующие обозначения:

P – мощность, передаваемая по одной цепи линии, в МВт;

l – длина линии, в км, определяется по длине трассы линии.

Найденные рациональные напряжения округляются до ближайшего номинального напряжения.

Номограммы

Номограммы – это обобщающие зависимости, построенные в результате сравнения приведенных затрат для многочисленных вариантов сети с разными активными мощностями, длиной и номинальным напряжением. Они приведены на рис. 24.

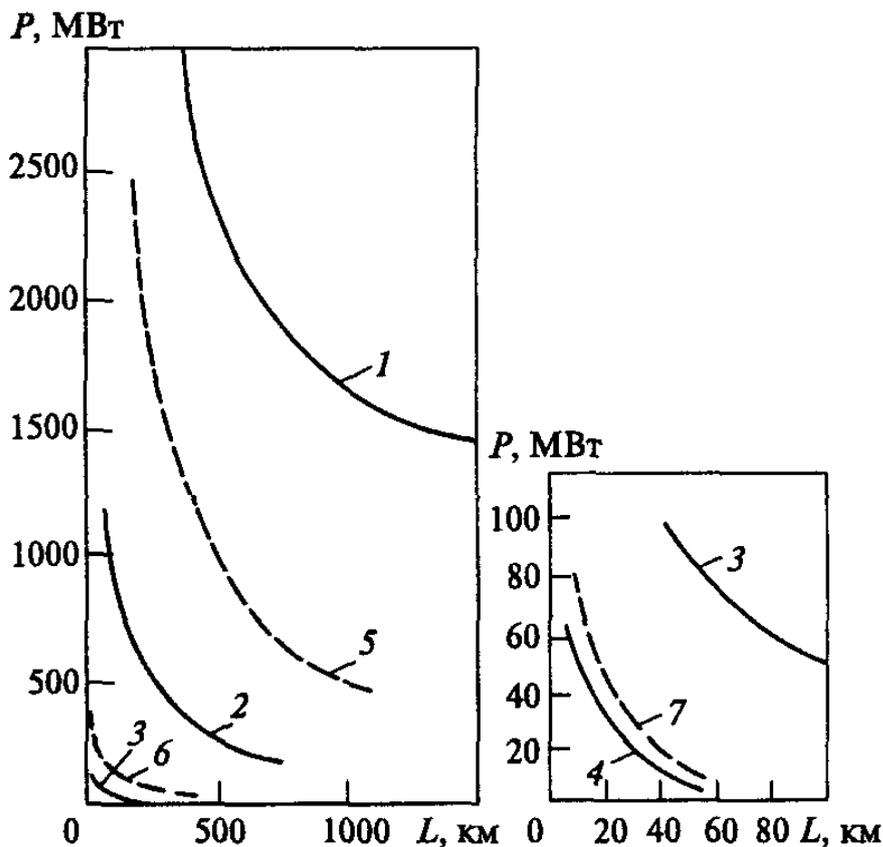


Рис. 24. Номограммы для определения номинального напряжения сети

1 – 1150 и 500 кВ; 2 – 500 и 220 кВ; 3 – 220 и 110 кВ; 4 – 110 и 35 кВ; 5 – 750 и 330 кВ; 6 – 330 и 150 кВ; 7 – 150 и 35 кВ.

Для выбора номинального напряжения можно воспользоваться таблицей 3, характеризующей область применения стандартных номинальных напряжений 110-1150 кВ в зависимости от мощности и дальности электропередачи [20]. Определяя мощность, передаваемую по одной цепи, длину линии по ее трассе, выбирается номинальное напряжение. Например, по линии передается 40 МВт, длина линии 50 км. По таблице 3 получается номинальное напряжение 110 кВ.

Таблица 3. – Пропускная способность электропередачи 110 – 1150 кВ

Напряжение линии, кВ	Натуральная мощность, МВт, при волновом сопротивлении, Ом			Передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Длина передачи, км
	400	300-314	250-275		
110	30	-	-	25-50	50-150
220	120	160	-	100-200	150-250
330	270	350	-	300-400	200-300
500	600	-	900	700-900	800-1200
750	-	-	2100	1800-2200	1200-2000
1150	-	-	5200	4000-6000	2500-3000

Также при сравнении вариантов конфигурации схем электрических сетей номинальное напряжение выбирают по экономически целесообразным параметрам линий электропередачи, приведенным в таблице 4.

Таблица 4. – Экономически целесообразные параметры линий электропередачи

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность, МВт	Наибольшее расстояние передачи, км
0 38	0,05—0,15	0,5—1,0
10	2,0—3,0	10—15
35	5—10	30—50
110	25—50	50—150
150	40—70	100—200
220	100—200	150—250
330	200—300	300—400
500	700—900	800—1200
750	1800—2200	1000—1500
1150	4000—6000	2000—3000

Варианты проектируемой электрической сети или ее отдельные участки могут иметь разные номинальные напряжения. Вначале определяют напряжения головных участков. В кольцевой сети все участки необходимо выполнять на одно номинальное напряжение для исключения неоднородности сети и повышения надежности схемы сети.

В приближенной форме допустимо сформулировать целесообразность передачи электроэнергии при напряжении: 35 кВ – до 10-15 МВт на расстояния до 10-20 км; напряжении 110 кВ – десятков МВт на десятки км; 220 кВ – 100-250 МВт на 150-250 км. Таким подходом можно пользоваться только при разработке вариантов, чтобы не получить технически не осуществимый вариант.

Не рекомендуется без серьезных обоснований применение напряжения 35 кВ, как экономически нецелесообразного. Экономически неоправданно применение близких по техническим и технико-экономическим показателям номинальных напряжений в пределах одной и той же сети (например, 110 и 150 кВ или 220 и 330 кВ).

2.6. Выбор и проверка сечений линий электропередачи

2.6.1. Принципы выбора сечений проводов и кабелей

Сечение – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов и кабелей линий электропередачи возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

При проектировании основным принципом выбора сечений проводов и кабелей линий электропередачи является принцип экономической целесообразности варианта электрической сети, для сооружения которой эти линии предназначаются. Количественной характеристикой этого условия служит минимальное значение используемого экономического функционала на сооружение и эксплуатацию линии сети, выполненной выбранными проводами и кабелями.

Провода и кабели различаются материалом и номинальным сечением токоведущей части, поэтому при проектировании выбираются сечения проводов и кабелей, а также материал, из которого они должны быть выполнены.

При выборе проводов и кабелей по условию экономической эффективности принимаются во внимание нормальные длительные рабочие режимы электрических сетей. Как правило, к таким режимам относятся нормальные режимы максимальных нагрузок, однако для отдельных линий максимальная длительная их загрузка может наступить в режиме минимальных нагрузок. Таким примером может быть режим работы линии связи между районом, характеризующимся избыточной генерацией и электростанциями с неизменными графиками работы, и остальной электрической системой. Очевидно, что по линии связи в режиме минимальных нагрузок передается большая мощность, чем в максимальном, такой режим является нормальным рабочим режимом и его следует принимать в качестве расчетного.

При выборе сечений проводов и кабелей следует учитывать ограничения по нагреву и по потере напряжения.

По условиям допустимого нагрева должны проверяться при проектировании сечения всех сетей независимо от их конструктивного выполнения и назначения. Проверке подвергаются сечения, выбранные как по экономическому критерию, так и по другим условиям, например, по критерию качества электроэнергии.

При проверке по нагреву рассматриваются нормальные, ремонтные режимы или послеаварийные режимы, в которых по проектируемой линии длительно протекают наибольшие токи.

Требования поддерживать необходимый уровень напряжения на шинах потребителей влияют на выбор сечений проводов и кабелей. Особенно эта проблема возникает в электрических сетях до 35 кВ при ограниченном применении устройств регулирования напряжения. Поэтому при выборе сечений проводов и кабелей распределительных сетей до 35 кВ сетей необходимо обеспечить такую

максимальную потерю напряжения в них, чтобы она не превосходила допускаемого ПУЭ значения, и обеспечивала требования ГОСТ 32144-2013 по качеству электроэнергии.

При проектировании электрических сетей напряжением 35 кВ и выше ограничение по потере напряжения не учитывается. Объясняется это прежде всего тем, что потребители электроэнергии связаны с линиями электрической сети трансформаторами и автотрансформаторами, способными регулировать напряжение в распределительных сетях. Другой причиной является сравнительно малая зависимость потерь напряжения от сечений проводов в таких сетях, поскольку в сетях напряжением 35 кВ и выше потери напряжения определяются реактивными сопротивлениями. Указанные причины позволяют при выборе сечений проводов линий таких сетей отказаться от учета ограничения, связанного с сохранением допустимой потери напряжения в сети.

В сетях 110 кВ и выше при проектировании передачи воздушными линиями принимаются во внимание другие ограничения. Одно из них определяется необходимостью предотвращения развития коронного разряда на проводах. Характеристики короны определяются величиной напряженности электрического поля на поверхности провода, которая при прочих равных условиях зависит от кривизны этой поверхности и, следовательно, от диаметра провода. При малых диаметрах напряженность электрического поля велика, увеличение диаметра может снизить величину этой напряженности до значений, при которых корона либо вообще не развивается, либо проявляется в незначительной степени.

В ПУЭ [13] указаны минимально допустимые диаметры проводов воздушных линий, выполненных сплошными проводами:

- для линии напряжением 110 кВ — 11,3 мм;
- для линий 150 кВ — 15,2 мм;
- для линий 220 кВ — 21,6 мм.

Ограничение минимально допустимых диаметров сталеалюминиевых проводов воздушных линий сводится к ограничению минимальных сечений для различных классов номинальных напряжений:

- для линии напряжением 110 кВ — АС- 70;
- для линий 150 кВ — АС- 120;
- для линий 220 кВ — АС- 240.

Для линий 330, 500, 750 и 1150 кВ, выполняемых расщепленными проводами, в соответствии с ПУЭ необходимо обеспечить соответствующим выбором диаметра и числа проводов в фазе напряженность электрического поля, не превышающую 26 кВ/см.

Провода воздушных линий электрической сети испытывают значительные механические нагрузки. Уменьшение диаметра проводов сверх определенных значений может привести к их обрыву, поэтому вводится ограничение для диаметров проводов воздушных линий по условию механической прочности.

Следует отметить, что для определения сечений по различным условиям можно использовать несколько методик, дающих один и тот же результат.

Первая методика предполагает нахождение стандартного сечения по каждому условию и дальнейший выбор наибольшего из них. Вторая заключается в первоначальном выборе сечения проводника по одному, наиболее определяющему условию, например, по экономическому критерию, и в дальнейшей проверке этого сечения по другим условиям, например, по допустимой потере напряжения или по нагреву.

На практике обычно применяется более простая вторая методика. При ее использовании важное значение имеет определение основного условия, в соответствии с которым первоначально выбирается сечение. Это условие зависит от характера сети и нагрузки и может быть различным для системообразующих, питающих, распределительных, городских, промышленных и сельских сетей.

В электрических сетях 35 кВ и выше выбор сечений выполняется по условию экономичности, при этом ограничения по допустимым потерям

напряжения обычно заведомо выполняются. Проверка нужна по нагреву длительно допустимым током, механической прочности, в сетях 110 кВ и выше и на коронный разряд.

Особенности выбора сечений в распределительных сетях 0,38–20 кВ обусловлены необходимостью одновременно учитывать при выборе сечений условия экономичности, допустимых потерь напряжения и нагрева.

С учетом опыта проектирования сечения в сетях 6–20 кВ определяются по экономической плотности тока $j_{эк}$, по допустимой потере напряжения и по допустимому нагреву. Сечения в сетях до 1 кВ определяются только по допустимой потере напряжения и по допустимому нагреву.

2.6.2. Определение сечений проводов и кабелей по экономической плотности тока

Классический подход к выбору сечений воздушных и кабельных линий электропередачи по экономическому критерию основан на использовании методов экономической плотности тока или экономических токовых интервалов сечений. Оба метода разработаны на основе одного экономического критерия проектирования электрической сети – статических приведенных затрат.

Ниже показано изложение классических методов выбора сечений проводника по экономической плотности тока и методом экономических токовых интервалов сечений.

Сечение, соответствующее минимуму функции приведенных затрат, называется экономически целесообразным. Функция приведенных затрат имеет вид:

$$Z(F) = E_{\pi}K + И$$

Стоимость линии зависит от ее длины:

$$K = K_0 l; \quad K = (a + bF)l;$$

где l – длина линии, км;

K_0 – удельные капитальные вложения в линию, руб./км:

a – капитальные вложения в 1 км линии, не зависящие от сечения (затраты на подготовку просеки, на дороги, осушение болот и т.д.), руб./км;

b – часть удельных капитальных вложений, пропорциональная сечению провода, руб./ $(\text{км}\cdot\text{мм}^2)$ (стоимость металла, опор, арматуры).

Составляющие эксплуатационных издержек, зависящие от сечения, представлены ниже:

$$I_a + I_p = \alpha_s K = \alpha_s (a + bF)l;$$

где α_s – ежегодные отчисления на амортизацию и текущий ремонт линии в относительных единицах, 1/год.

Стоимость потерь электроэнергии определяется через время наибольших потерь τ , стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии c_0 и максимальный ток, протекающий по линии, I_{max} :

$$I_{\Delta W} = c_0 \Delta P_{max} \tau = 3c_0 I_{max}^2 R_L \tau = 3c_0 I_{max}^2 \rho \frac{l}{F} \tau$$

Время наибольших потерь τ зависит числа часов использования наибольшей нагрузки T_{max} .

Функция приведенных затрат, выраженная через сечение линии, имеет вид:

$$Z(F) = (E_n + \alpha_s)(a + bF)l + 3c_0 I_{max}^2 \rho \frac{l}{F} \tau = Z_1 + Z_2 \quad (2.40)$$

Зависимость приведенных затрат от сечения проводов линии показана на рис. 25.

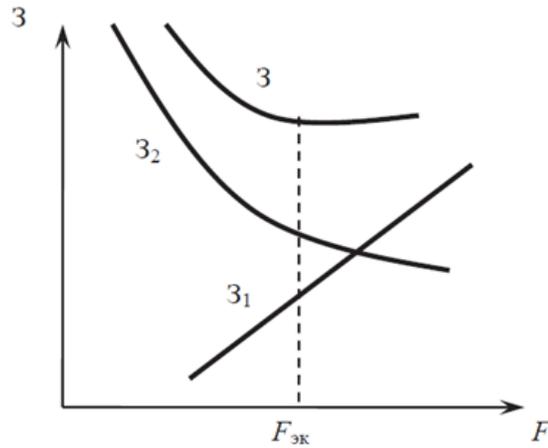


Рис. 25. Зависимость приведенных затрат от сечения провода

Z_1 на рис. представляет ту часть расчетных затрат, которая растет при росте сечения, Z_2 – это стоимость потерь электроэнергии, убывающая при росте сечения.

Дифференцируя $Z(F)$ по сечению и приравнявая производную к нулю, найдем условие минимума функции приведенных затрат:

$$\frac{\partial Z(F)}{\partial F} = (E_n + \alpha_s)bl - 3c_0 I_{\max}^2 \rho \frac{l}{F^2} \tau = 0 \quad (2.41)$$

Отсюда экономически целесообразное сечение равно:

$$F_{\text{эк}} = I_{\max} \sqrt{\frac{3c_0 \rho \tau}{(E_n + \alpha_s)b}}; \quad \rightarrow \quad j_{\text{эк}} = \frac{I_{\max}}{F_{\text{эк}}} \quad (2.42)$$

Экономическая плотность тока, $j_{\text{эк}}$, А/мм², – это отношение наибольшего протекающего в линии тока к экономическому сечению. Ее можно представить в виде:

$$j_{\text{эк}} = \sqrt{\frac{(E_n + \alpha_s)b}{3c_0 \rho \tau}} \quad (2.43)$$

Как видно из вышеприведенного выражения, экономическая плотность тока при прочих равных условиях имеет меньшие значения для проводов с большим удельным сопротивлением и для нагрузки с большим числом часов максимальной мощности, так как рост T_{max} сопровождается увеличением τ . Экономическая плотность тока зависит также от стоимости потерь электроэнергии, стоимости сооружения линии, нормы амортизационных отчислений, а также от E_n – коэффициента сравнительной эффективности капитальных вложений (или срока окупаемости линии, так как $T_{ок} = I/E_n$). Эти величины меняются с развитием энергетики и зависят от состояния экономики и технической политики в данный период времени. При снижении сроков окупаемости объектов происходит увеличение составляющей удельных приведенных затрат Z_l и снижение значения экономического сечения $F_{эк}$.

В настоящее время выражение для экономической плотности тока в указанном виде не применяется, но оно отражает сущность экономической плотности тока. В ПУЭ приведено нормативное значение экономической плотности тока, которое не отражает сути экономического критерия и реально не является экономически целесообразным значением.

В соответствие с ПУЭ нормативное значение экономической плотности тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования наибольшей (максимальной) нагрузки, нормативные значения $j_{эк}$ приведены в табл. 5 [13].

При выборе сечения кабельных и воздушных линий электропередачи по экономической плотности тока в ПУЭ рекомендуется использовать в качестве максимального тока расчетную токовую нагрузку, учитывающую изменения нагрузки по годам эксплуатации линии, и также число часов использования наибольшей нагрузки, так, как предложено в методе экономических токовых интервалов (приведен ниже).

Таблица 5. Нормативные значения экономической плотности тока, указанные в ПУЭ

Вид проводника	Экономическая плотность тока $j_{эк}$, А/мм ² при числе часов использования максимума		
	$T_{max} < 3000$ ч	$3000 \leq T_{max} \leq 5000$ ч	$T_{max} > 5000$ ч
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	2,5	2,1	1,8
	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлор- виниловой изоляцией жилы: медные алюминиевые	3,0	2,5	2,0
	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и по- лихлорвиниловой изоляци- ей жилы: медные алюминиевые	3,5	3,1	2,7
	1,9	1,7	1,6

Практически для выбора сечения линии по экономической плотности тока сначала из таблиц ПУЭ (см. табл. 5) находят экономическую плотность тока, затем рассчитывают экономическое сечение по выражению

$$F_{эк} = \frac{I_{max}}{j_{эк}} \quad (2.44)$$

и округляют до ближайшего стандартного сечения.

Область применения. Метод экономической плотности тока в течение многих лет применяется для выбора сечений линий напряжением выше 1 кВ. Его достоинство заключается только в простоте применения. В настоящее время по экономической плотности тока выбирают сечения кабельных линий при $U_{ном} > 1$ кВ, а также воздушных линий 6–20 кВ, но с дополнительными проверками, указанными ниже.

Сечение проводов и кабелей, выбранное по экономической плотности тока, проверяют по нагреву, по допустимой потере напряжения, по механической прочности, на корону (коронный разряд). Если сечение проводника, выбранное

по экономической плотности тока, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям, то надо выбирать наибольшее сечение, определяемое этими условиями.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий с напряжением до 1 кВ при времени наибольшей нагрузки до 4000–5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В и осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет. В последние годы по экономической плотности тока нецелесообразно выбирать сечения проводов воздушных линий с номинальным напряжением 35 кВ и выше, т.к. велика ошибка выбора. В практике проектирования применяют выбор сечения проводов для воздушных линий электропередачи 35–750 кВ по экономическим токовым интервалам.

Недостатки метода: применение экономической плотности тока для выбора сечения воздушных линий приводит к ошибкам, поскольку следует из не вполне обоснованных допущений.

Во-первых, выражение для $j_{эк}$ получено в предположении линейной зависимости капитальных вложений в линию от ее длины. Линейная зависимость нарушается при переходе к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах. Промышленность изготавливает ограниченное количество унифицированных типов опор, каждый из которых предназначен для подвеса проводов только нескольких стандартных сечений. Очевидно, что изменение сечения в пределах, допускающих применение одного и того же типа опор, приводит к существенно меньшему изменению приведенных затрат на линию, чем при переходе к следующему типу опор, требующему больше материалов и затрат для изготовления и монтажа. Кроме того, затраты на опоры составляют большую долю капитальных вложений, чем затраты на провод. Поэтому строительство некоторых воздушных линий 110 кВ с меньшими сечениями требует больших капитальных вложений, чем воздушных линий с больши-

ми сечениями. Например, одноцепная линия со стальными опорами с сечением 70 мм^2 требует больших капитальных вложений, чем одноцепная линия с железобетонными опорами с сечением 240 мм^2 .

Во-вторых, необоснованное допущение при выводе выражения для экономической плотности тока состоит в предположении непрерывности сечения в выражении приведенных затрат. В действительности сечения изменяются дискретно и определять минимум затрат нельзя.

Третье допущение состоит в предположении, что в выражении затрат наибольший ток в линии постоянен. Это не так. Для равных линий наибольший ток разный, и его следует считать переменной величиной. В этом случае экономическое сечение должно определяться не только из условия равенства нулю производной затрат по сечению, но равенства нулю производной затрат по наибольшему току.

Этот метод не дает однозначного решения выбора сечения. Отсюда следует необходимость учета дополнительных условий по снижению или увеличению сечения, если таких условий нет, то требуются дополнительные расчеты для сравнения двух вариантов стандартных сечений – большего и меньшего. Если выбрать меньшее сечение, чем полученное по экономической плотности тока, то может быть уменьшен расход цветного металла без заметного увеличения приведенных затрат. Если выбрать ближайшее большее сечение по отношению к $F_{эж}$, то увеличивается пропускная способность линии и улучшается адаптация сети к росту нагрузок.

2.6.3. Выбор сечений ВЛ по экономическим токовым интервалам

Метод выбора сечений, свободный от недостатков метода экономической плотности тока, получил название «метод экономических интервалов». Метод экономических интервалов сечений позволяет однозначно выбрать сечения линий электропередачи и этим отличается от метода экономической плотности тока. Классический метод экономических токовых интервалов сечений, так же

как метод экономической плотности тока, опирается на использование статических приведенных затрат.

При проектировании электрической сети к моменту выбора сечений должны быть разработаны варианты конфигурации сети и намечены наиболее экономичные классы номинальных напряжений, следовательно, определена шкала возможных стандартных сечений линий электропередачи.

Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора сечения провода определяются следующим образом. Для различных стандартных сечений проводов воздушных линий 35–750 кВ строятся зависимости приведенных затрат на линию от тока наибольшего тока I_{max} (рис. 26). Для каждого сечения приведенные затраты определяются по выражению:

$$Z = (E_n + \alpha_s)K + 3c_0 I_{max}^2 R\tau \quad (2.45)$$

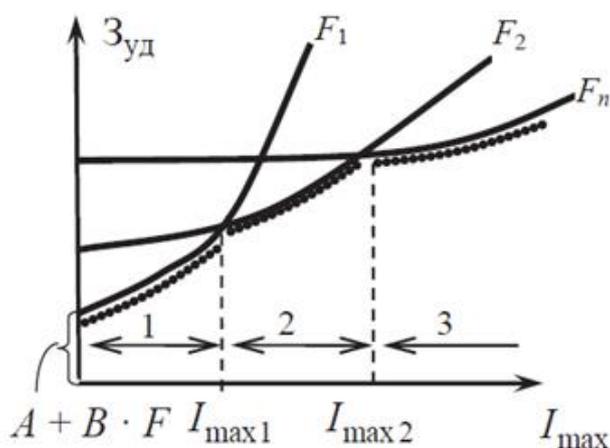


Рис. 26. Зависимости $Z=f(I_{max})$

На рис. 26 зависимости расчетных затрат показаны для сечений F_1 , F_2 и F_n причем $F_n > F_2 > F_1$. Постоянная часть затрат соответствует первому слагаемому в вышеприведенном выражении (на рис. 26 соответствует A). Второе слагаемое соответствует стоимости потерь электроэнергии и зависит от квадрата тока, поэтому кривые приведенных затрат – параболы (на рис. 26 соответствует $B \cdot F$). Чем больше сечение, тем больше пологость парабол. Точка пересечения

кривой F_1 с кривой F_2 определяет значение наибольшего тока I_{max1} , при котором приведенные затраты в варианте с сечением F_1 равны приведенным затратам в варианте с сечением F_2 . Если ток в линии меньше I_{max1} , то наименьшие затраты соответствуют сечению F_1 , т.е. экономически целесообразно выбрать именно это сечение. Значения тока от нуля до I_{max1} , – экономический интервал для первого сечения. Если ток находится в пределах от I_{max1} до I_{max2} экономически целесообразным будет второе сечение. При токе, большем I_{max2} выбирается сечение F_n .

При использовании экономических интервалов тока необходимо уточнение понятия наибольшего тока линии I_{max} . Сечения проводов надо выбирать по расчетной токовой нагрузке линии I_p , которая определяется по выражению:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{max \delta} \quad (2.46)$$

$$I_{max \delta} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (2.47)$$

где $I_{расч}$ - ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сетей из расчета режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_T - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии T_{max} и коэффициент ее попадания в максимум энергосистем K_m .

$I_{max \delta}$ - максимальное значение тока, протекающего по линии, на год ее проектирования.

Для линий 110–220 кВ значение α_i , принимается равным 1,05, для линий более высокого напряжения этот коэффициент определяется по специальным выражениям, приведенным в [20], а коэффициент α_T – по таблице 6 [20].

Таблица 6. – Усредненные значения коэффициента α_T для ВЛ 110 – 750 кВ

Напряже- нис ли- нии, кВ	K_M	$T_{a \max}, \text{ ч}$					
		2000	3000	4000	5000	6000	более 6000
110—330	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,0	1,1	1,3	1,5	1,8	2,2
500—750	1,0	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4
	0,6	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9

Экономические интервалы тока для выбора сечений проводов воздушных линий 110–750 кВ приведены в [20] в зависимости от номинального напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии в виде таблиц, составленных для всех стандартных сечений проводов. В качестве примера в табл. 7 показаны экономические токовые интервалы для выбора сечений ВЛ для Дальнего Востока, взятые из [20].

Если расчетная токовая нагрузка превышает верхнюю границу интервала использования максимального сечения для данного напряжения, то надо рассмотреть варианты усиления сети. Это может быть сооружение дополнительной параллельной линии или второй цепи, или сооружение линии более высокого номинального напряжения. Если расчетная токовая нагрузка меньше нижней границы интервала применения минимального сечения данного напряжения, то целесообразно использовать линии более низкого напряжения. Например, для линии 110 кВ наибольшее сечение равно 240 мм². Предельная экономическая нагрузка на одну цепь одноцепной линии 110 кВ с железобетонными опорами при сечении 240 мм² равна 370 А. Допустим, что наибольшая расчетная нагрузка равна 450 А, т. е. больше, чем предельная нагрузка при $F = 240$ мм². В этом случае необходимо технико-экономическое сравнение варианта одноцепной линии 110 кВ с $F = 240$ мм² и наибольшей расчетной нагрузкой 450 А

с вариантом двухцепной линии этого же напряжения при нагрузке на одну цепь 225 А, а также с вариантом линии напряжением 220 кВ.

Таблица 7. Экономические токовые интервалы для выбора сечений проводов ВЛ европейской части страны и Дальнего Востока

ВЛ 110 кВ

Материал опор	Район по гололеду (ПУЭ)	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм ²					
		70	95	120	150	185	240
Железобетон	I	До 30	—	31—100	101—135	136—150	151—285
		До 50	51—65	66—125	126—180	—	181—255
	II	—	—	До 85	86—130	131—135	136—285
		—	До 55	56—105	106—135	—	136—255
	III	—	—	До 65	66—70	71—155	156—285
		—	—	До 100	101—115	116—120	121—255
	IV	—	—	—	До 125	126—150	151—285
		—	—	До 100	101—110	111—120	121—255
Сталь	I	—	До 90	—	91—150	—	151—285
		До 35	36—85	—	86—155	—	156—255
	II	—	До 60	—	61—130	—	131—285
		—	До 60	—	61—145	—	146—255
	III	—	—	—	До 95	96—105	106—285
		—	До 20	21—35	36—120	—	121—255
	IV	—	До 20	—	21—55	56—135	136—285
		—	До 35	36—45	—	46—145	146—255

ВЛ 220 и 330 кВ

Материал опор	Район по гололеду (ПУЭ)	Нагрузка на одну цепь, А (одноцепная/двухцепная), при сечении проводов, мм ²						
		ВЛ 220 кВ				ВЛ 330 кВ		
		240	300	400	500	2×300	2×400	2×500
Железобетон	I	До 165	166—240	241—310	311—700*	До 425	426—550	551—870
		До 205	206—220	221—285	286—480			
	II	До 165	166—240	241—310	311—700*	До 425	426—550	551—870
		До 205	206—220	221—285	286—480			
	III	До 175	176—225	226—305	306—700*	До 390	391—555	556—870
		—	До 215	216—285	286—480			
	IV	До 190	191—280	281—360	361—700*	До 270	271—600	601—870
		До 125	126—260	261—280	281—480			
Сталь	I	До 135	136—240	241—340	341—700*	До 575	—	576—870
		До 135	136—275	276—305	306—480			
	II	До 135	136—225	226—340	341—700*	До 515	516—545	546—870
		До 140	141—260	261—305	306—480			
	III	До 145	146—190	191—295	296—700*	206—465	466—510	511—870
		До 135	136—230	321—315	316—480			
	IV	До 135	136—190	191—265	266—700*	До 380	381—540	541—870
		До 140	141—195	196—325	326—480			

* Верхняя граница токового интервала двухцепной ВЛ соответствует допустимому току при условии отключения одной цепи.

Примечание. Продолжительность использования максимальной нагрузки T_M принималась: для ВЛ 110—330 кВ $T_M = 5000$ ч, 500—750 кВ $T_M = 6000$ ч.

Экономические интервалы токов подсчитаны для сечений, которые равны минимально допустимым по условиям короны или больше них. Поэтому проверять по условиям короны надо только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря.

Проверять по допустимым потерям и отклонениям напряжения сечения воздушных линий 110 кВ и выше не надо, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий экономически нецелесообразно. Сечения проводов воздушных линий необходимо проверить по допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

2.6.4. Сравнительный анализ методов экономической плотности тока и экономических токовых интервалов

Представление экономического критерия в виде статических приведенных затрат не соответствует современным экономическим отношениям, поэтому приведенные в справочной литературе числовые характеристики экономической плотности тока и экономических интервалов сечений не могут быть использованы при проектировании в чистом виде и должны быть подвержены корректировке.

Корректировка экономических токовых интервалов сечений должна быть выполнена с учетом ценовых интервалов удельных капитальных вложений в сооружение электрической сети и удельных затрат на компенсацию потерь электроэнергии, которые в настоящее время в условиях инфляции определить практически невозможно.

Определение объективного значения экономической плотности тока невозможно по тем же причинам, однако можно воспользоваться опытом проектирования. Анализ реальных, уже реализованных или находящихся на этапе конкретного проектирования, проектов развития электрических сетей различных классов номинального напряжения показал, что значения экономической плотности тока имеют тенденцию к некоторому снижению по сравнению с используемыми ранее нормативными значениями. Это явление наблюдается, не-

смотря на снижение сроков окупаемости объектов, что, согласно классической теории, должно способствовать росту экономической плотности тока. Следует отметить, что четкого обоснования причин снижения экономической плотности тока на вновь проектируемых линиях нет и оно, скорее всего, объясняется пожеланиями заказчиков проектов и снижением номенклатуры сечений проводов. Таким образом, в настоящее время отсутствует метод выбора сечений проводников по экономическому критерию, адекватный современным условиям функционирования ЭЭС.

С учетом изложенного в настоящее время целесообразно применять метод экономических токовых интервалов, как обладающий меньшим набором недостатков по сравнению с методом экономической плотности тока. В реальном проектировании целесообразно уточнять меняющиеся показатели в формуле для определения экономических токовых интервалов.

Согласно ПУЭ, выбор сечений проводников должен осуществляться по нормированному значению экономической плотности тока в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки, что приводит к грубым ошибкам при выборе сечений проводников. Поэтому, если проектировщик принимает решение выбирать сечение проводников по нормативным значениям экономической плотности тока, то он должен проверить его по всем остальным критериям выбора и согласовать с заказчиком. Опыт эксплуатации подтверждает нецелесообразность применения метода экономической плотности тока увеличивающимися случаями неоптимальных режимов и невозможностью приведения параметров режима в оптимальную область без дополнительных капитальных вложений.

2.6.5. Определение сечений линий в распределительных сетях по допустимой потере напряжения

Допустимая потеря напряжения в распределительной сети – это такая потеря напряжения, при которой в результате регулирования напряжения отклонения напряжения на зажимах всех электроприемников (ЭП) не выходят за

пределы предусмотренных ПУЭ технически допустимых значений. Допустимая потеря напряжения в распределительной сети всегда должна быть больше наибольшей потери напряжения или равна ей, т. е. должно выполняться следующее условие:

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}. \quad (2.48)$$

Напряжение источника питания примерно постоянно. Если наибольшая потеря напряжения больше, чем допустимая, то в конце линии будет очень низкое напряжение и обеспечить выполнение требований ПУЭ невозможно. В распределительных сетях 0,38–20 кВ сечение линий надо выбирать так, чтобы выполнялось условие (2.48). Если при проектировании увеличить сечение провода линии, то уменьшатся активное и реактивное сопротивления и соответственно уменьшится наибольшая потеря напряжения, исходя из нижеприведенного выражения:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{ном}}$$

Зависимости погонных активных и индуктивных сопротивлений проводов от сечения показаны на рис. 27.

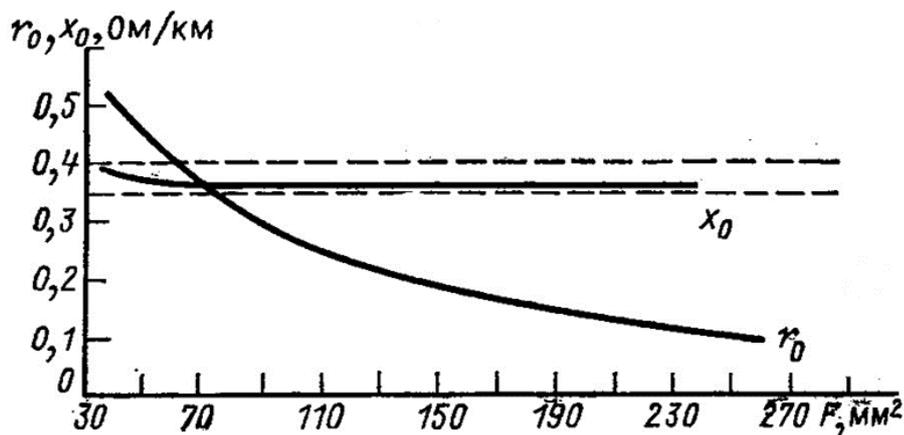


Рис. 27. Зависимость погонных сопротивлений линии от сечения

При изменении сечения в питающих сетях погонное индуктивное сопротивление x_0 меняется мало, оно всегда больше погонного активного сопротив-

ления r_0 . В питающих сетях возможности регулирования U велики и изменение сечения для уменьшения потерь напряжения экономически не оправдано, поэтому условие (2.48) при выборе сечения не учитывается. В распределительных сетях погонное активное сопротивление выше погонного индуктивного сопротивления. При увеличении сечения сильно уменьшается r_0 и потери напряжения существенно снижаются. В распределительных сетях возможности регулирования U невелики и при выборе F учитывается условие (2.48).

Особенности выбора сечений в распределительных сетях 0,38–20 кВ обусловлены необходимостью учитывать при выборе F условия экономичности, допустимых потерь напряжения и нагрева.

Выбор сечения из условия его равенства на всех участках линии,

$$F_{ij} = \text{const} = F$$

Это условие используется при выборе сечения проводов и кабелей в городских электрических сетях. Равенство сечений проводов обеспечивает наиболее выгодные условия для строительства и монтажа сети или ее участков. Особые преимущества такая структура имеет для линий с большим количеством нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу.

Исходные данные для расчета:

- ✓ конструкции линии и марки проводников (но не их сечения);
- ✓ мощности i -го узла S_i ,
- ✓ расстояние между узлами l_{ij} ,
- ✓ допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{дон}}$.

Необходимо определить сечение F .

Наибольшая потеря напряжения в линии, состоящей из нескольких участков, находится по формуле:

$$\Delta U_{\text{нб}} = \sum_{i=1}^m \frac{P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}}{U_{\text{ном}}} \quad (2.49)$$

где i – начало участка линии; j – конец участка линии.

Представим допустимую потерю напряжения в линии в виде двух слагаемых:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп.а}} + \Delta U_{\text{доп.р}} \quad (2.50)$$

где $\Delta U_{\text{доп.а}}$ - допустимая потеря напряжения в активном сопротивлении линии;
 $\Delta U_{\text{доп.р}}$ - допустимая потеря напряжения в реактивном сопротивлении линии.

Пусть наибольшая потеря напряжения равна допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{нб}} \quad (2.51)$$

или

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\sum_{ij}^m P_{ij} R_{ij}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{ij}^m Q_{ij} X_{ij}}{U_{\text{ном}}} \quad (2.52)$$

Отсюда получим

$$\Delta U_{\text{доп.а}} = \frac{\sum_{ij}^m P_{ij} R_{ij}}{U_{\text{ном}}} \quad (2.53)$$

$$\Delta U_{\text{доп.р}} = \frac{\sum_{ij}^m Q_{ij} X_{ij}}{U_{\text{ном}}} \quad (2.54)$$

Реактивное погонное сопротивление при изменении сечения изменяется мало (рис. 27). Поэтому для распределительной сети при постоянном сечении участков линии выбор сечения ведется в следующем порядке:

а) задаем значение x_0 :

$$X_0 = 0.4 \text{ Ом / км} \quad \text{для ВЛ 6 – 35 кВ}$$

$$X_0 = 0.3 \text{ Ом / км} \quad \text{для ВЛ 0,4 кВ}$$

$$X_0 = 0.09 \text{ Ом / км} \quad \text{для КЛ 6 – 20 кВ}$$

$$X_0 = 0.06 \text{ Ом / км} \quad \text{для КЛ 0,38 кВ}$$

б) находим допустимую реактивную потерю напряжения по формуле (2.54)

в) находим из (2.52) допустимую активную потерю напряжения

$$\Delta U_{\text{дон.а}} = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_{\text{дон.р}} \quad (2.55)$$

г) определяем сечение F следующим образом.

Представляя погонное активное сопротивление через сечение и удельную проводимость, допустимую потерю напряжения на активном сопротивлении линии выразим в виде:

$$\Delta U_{\text{дон.а}} = \frac{\sum_1^m P_{ij} r_0 l_{ij}}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sum_1^m P_{ij} l_{ij}}{\gamma F U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma F} \sum_1^m I_{ij} l_{ij} \cos \varphi_{ij} \quad (2.56)$$

Отсюда сечение можно определить следующим образом:

$$F_{\Delta U} = \frac{\sqrt{3} \sum_1^m I_{ij} l_{ij} \cos \varphi_{ij}}{\gamma \Delta U_{\text{дон.а}}} \quad (2.57)$$

Найденное сечение F должно быть округлено до ближайшего стандартного, после чего проверяется условие (2.48). Если данное условие не выполняется, то сечение надо увеличить.

Выбор сечения из условия минимума потерь мощности

Минимум потерь мощности соответствует постоянной плотности тока, то есть при этом условии плотность тока на всех участках линии одинакова:

$$J_{\Delta U} = \frac{I_{ij}}{F_{ij}} = \text{const} \quad (2.58)$$

где $J_{\Delta U}$ – плотность тока, выбираемая по допустимой потере напряжения.

Это дополнительное условие используется при выборе сечений в сетях систем электроснабжения промышленных предприятий. В этих сетях относительно короткие линии и большие нагрузки, т. е. расход металла мал, а потери электроэнергии велики. Экономия потерь мощности и электроэнергии имеет особенно важное значение в промышленных сетях.

Условия выбора сечения те же, что и в предыдущем случае. Известны мощности i -го узла S_i , расстояние между узлами l_{ij} , допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$.

Надо определить сечение на участках F_{ij} . Разница в том, что сечение на участках F_{ij} , разное, но постоянна плотность тока $j_{\Delta U}$.

Для распределительной сети при одинаковой плотности тока на всех участках линии расчет ведется в следующем порядке:

а) задаем значение x_0 как в предыдущем случае;

б) находим по выражениям (2.54), (2.55) допустимую реактивную потерю, затем активную потерю напряжения.

в) находим плотность тока по допустимой потере напряжения $j_{\Delta U}$ из выражения (2.58):

$$\gamma_{\Delta U} = \frac{\Delta U_{\text{доп.а}} \gamma}{\sqrt{3} \sum_I^m \cos \varphi_{ij} l_{ij}} \quad (2.59)$$

г) по найденной плотности тока определяем расчетные сечения:

$$F_{ij} = \frac{I_{ij}}{j_{\Delta U}} \quad (2.60)$$

Расчетные сечения округляем до ближайших стандартных.

д) Выполняем проверку.

Определяем активное и реактивное сопротивления на участках линии r_{ij} , x_{ij} . Рассчитываем наибольшую потерю напряжения по (2.49), используя параметры линии, выполненной проводниками найденных сечений, и проверяем, удовлетворяют ли выбранные стандартные сечения требованию (2.48). Если это условие не выполняется, то увеличиваем сечения.

Выбор сечения из условия минимального расхода проводникового материала на сооружение линии

Это дополнительное условие используется в сельских сетях при малой их нагрузке, где экономия металла важнее, чем экономия потерь электроэнергии.

В случае n нагрузок сечение последнего $(n-1),n$ -го участка линии определяется следующей формулой:

$$F_{(n-1),n} = \frac{\rho \sqrt{P_{(n-1),n}}}{\Delta U_{\text{доп.а}} U_{\text{ном}}} \sum_1^n l_{ij} \sqrt{P_{ij}} \quad (2.61)$$

где $F_{(n-1),n}$ $P_{(n-1),n}$ - сечение и поток мощности последнего участка $(n-1),n$;

P_{ij} , l_{ij} – мощность и длина участка ij .

ρ – расчетное удельное сопротивление проводника.

Сечения остальных участков могут быть найдены на основании соотношения

$$\frac{F_{12}^2}{P_{12}} = \frac{F_{23}^2}{P_{23}} = \dots = \frac{F_{(n-2)(n-1)}^2}{P_{(n-2)(n-1)}} = \frac{F_{(n-1),n}^2}{P_{(n-1),n}}. \quad (2.62)$$

Дальнейший ход выбора, как и в ранее рассмотренных случаях, предусматривает округление найденных значений сечений до ближайших стандартных, проверку условия (2.48) и изменение найденных сечений, если это условие не удовлетворяется.

2.6.6. Определение сечений проводников по условиям допустимого нагрева

Провода и кабели линий электрических сетей любого назначения, номинального напряжения и конструкции либо выбираются, либо проверяются при проектировании на нагрев. Защита от перегрева проводов и кабелей является важной задачей, имеющей первостепенное значение для надежной работы не только электрических сетей низкого напряжения – городских, промышленных и

сельских, но и сетей высоких напряжений. Нарушения электрических и механических свойств проводников обычно возникают в местах соединений, в которых выделяется больше тепла при протекании тока. Для обеспечения нормальных условий работы линии под нагрузкой, в частности для обеспечения надежной работы соединительных контактов и изоляции проводов, при протекании токов по проводу температура нагрева не должна превышать допустимых значений.

Допустимая температура – это такая наибольшая температура нагрева, при которой провода или кабели сохраняют свои электрические и механические свойства. Допустимые температуры нагрева установлены в зависимости от марки проводов и кабелей, и материала изоляции.

Для неизолированных проводов воздушных линий и неизолированных проводов, прокладываемых внутри зданий, установлена допустимая температура не выше 70 °С. Указанная предельная температура провода, как выявлено при эксплуатации, гарантирует нормальную работу соединительных контактов.

Для воздушных линий электропередачи эта температура обусловлена свойствами соединительных контактов, нагрев которых выше 70 °С приводит к интенсивной коррозии и возрастанию переходных сопротивлений. Кроме того, нагрев контакта до более высокой температуры вызывает его ослабление при последующем охлаждении, что приводит к дополнительному увеличению его сопротивления и дальнейшему перегреву.

Допустимая температура для неизолированных проводов, прокладываемых внутри помещений, определяется, помимо указанных выше соображений, еще и требованиями пожарной безопасности, и экологическими требованиями. Необходимо, чтобы случайное попадание легко воспламеняющихся материалов на нагретый провод не приводило к пожару либо к выделению вредных газов.

Металлические оболочки кабелей выполняются из свинца и алюминия, фазная и поясная изоляция – из неметаллических материалов. Изоляция при нагревании расширяется, а при охлаждении сжимается больше, чем металличе-

ские оболочки. Между металлическими оболочками и изоляцией образуется вакуум, который под действием электрического поля ионизируется и может привести к пробое изоляции кабеля.

Допустимая температура для кабелей установлена в интервале от 50 до 80 °С. Она зависит от рабочего напряжения кабелей и типа изоляции, наличия и состава пропиточной массы, изоляционного масла (для маслонаполненных кабелей) и ряда других факторов. Чем выше напряжение кабеля, тем больше напряженность электрического поля и меньше допустимая температура $\theta_{доп}$.

Изменение температуры проводника при его нагревании током определяется показательной функцией (графически это кривая 2 на рис. 28, а) и описывается следующим выражением:

$$\Delta\theta = \theta - \theta_{окр} = (\theta_{нб} - \theta_{окр})(1 - e^{-t/T}), \quad (2.63)$$

где $\Delta\theta$ – разность температур провода и окружающей среды;

θ – температура проводника через t секунд после начала включения тока;

$\theta_{окр}$ – температура окружающей среды;

$\theta_{нб}$ – предельная максимальная установившаяся температура проводника;

T – постоянная времени нагрева.

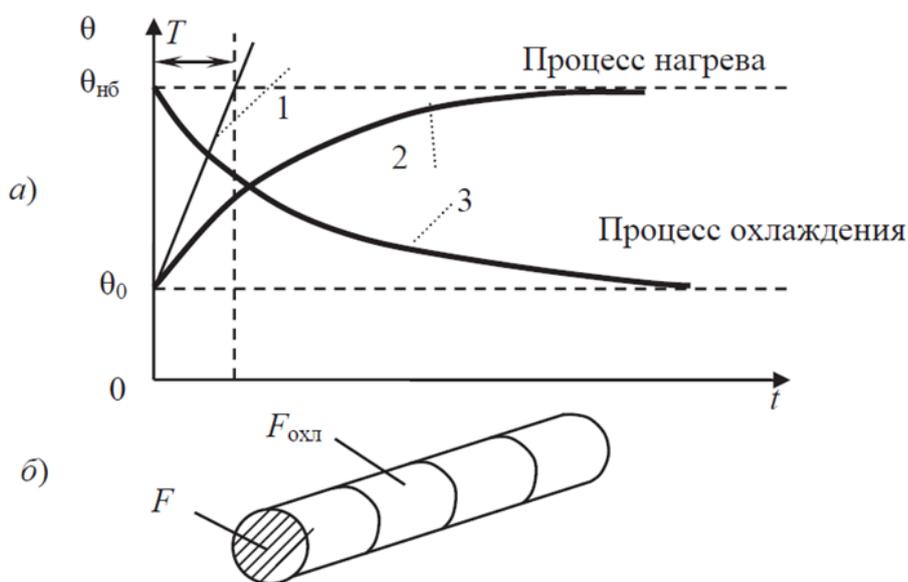


Рис. 28. Нагрев и охлаждение проводов

а) кривые нагрева (1) и охлаждения (2); б) сечение и поверхность провода

При протекании электрического тока в проводе выделяется тепло, одна часть которого идет на нагревание провода, а другая отводится в окружающую среду. Если бы тепло не отводилось в окружающую среду, то процесс нагрева определялся бы прямой линией (на рис. 28, а линия 1). Разность температур достигла бы максимального значения через время T . В действительности не все количество тепла идет на нагрев провода, часть его отводится в окружающую среду. Поэтому температура изменяется не по прямой, а в соответствии с кривой 2 на рис. 28, а и асимптотически стремится к предельной температуре $\theta_{нб}$. Через период времени $t = (3-4)T$ температура достигает значения $\theta_{нб} = (0,95 - 0,98) \theta_{max}$. Практически в этот момент наступает равновесие между теплом, выделяемым в проводнике, и теплом, отдаваемым в окружающую среду. Температура проводника больше не повышается и сохраняет постоянное значение, зависящее от тока нагрузки.

Таким образом, определенному длительно протекающему по проводнику току при заданных условиях охлаждения соответствует вполне определенное превышение температурой провода температуры окружающей среды.

Понижение температуры проводника после прекращения тока нагрузки представляется зависимостью, кривая 3 на рис. 28, а, которая является зеркальным отображением кривой нагрева:

$$\Delta\theta = \theta - \theta_{окр} = (\theta_{нб} - \theta_{окр})e^{-t/T}. \quad (2.64)$$

При протекании тока I в проводнике с сопротивлением R за единицу времени выделяется количество теплоты:

$$\theta_{выд} = K_I I^2 R = K_I I^2 \rho \frac{l}{F}, \quad (2.65)$$

где K_I — коэффициент перевода электрической мощности в теплоту;

ρ — удельное сопротивление проводника;

l — его длина;

F — поперечное сечение проводника (рис. 28, б).

Отдаваемое в окружающую среду количество теплоты равно

$$\theta_{охл} = K_2 (\theta - \theta_{окр}) F_{охл}, \quad (2.66)$$

где K_2 – коэффициент теплопроводности, равный количеству теплоты, отводимой в окружающую среду в единицу времени через единицу поверхности охлаждения при разности температур $\Delta\theta$ между проводником и окружающей средой в 1 °С;

$F_{охл}$ – поверхность охлаждения проводника.

В установившемся режиме количество теплоты, выделяемой в единицу времени, равно отдаваемому в окружающую среду: $\theta_{выд} = \theta_{охл}$. Если при длительном протекании некоторого тока $I = I_{дон}$ наступает установившийся режим, а температура проводника становится равной допустимой $\theta = \theta_{дон}$, то такой ток называется допустимым.

Допустимый ток – это такой ток, при длительном протекании которого проводник нагревается до допустимой температуры:

$$I_{дон} = \sqrt{\frac{K_2}{K_1}} \sqrt{\frac{F(\theta_{дон} - \theta_{окр})F_{охл}}{\rho l}} \quad (2.67)$$

Отсюда выявляются параметры, от которых зависит допустимый ток:

$$\begin{aligned} I_{дон} &\cong \sqrt{(\theta_{дон} - \theta_{окр})} \\ I_{дон} &\cong \sqrt{\frac{I}{\rho l}} \\ I_{дон} &\cong \sqrt{FF_{охл}} \cong d^{3/2} \end{aligned} \quad (2.68)$$

Из этих соотношений видно, что допустимый ток возрастает при увеличении допустимой разности температур $\Delta\theta_{дон}$ и росте диаметра проводника.

Допустимая по нагреву плотность тока убывает с ростом диаметра проводника:

$$j_{\theta} = \frac{I_{\text{доп}}}{F} \cong \frac{d^{3/2}}{d^2} \cong d^{-1/2} \quad (2.69)$$

Таким образом, в проводниках большего сечения допустимая по нагреву плотность тока меньше, чем в проводниках малого сечения. Это объясняется тем, что чем больше сечение провода или кабеля, тем меньше охлаждаемая поверхность, приходящаяся на единицу поперечного сечения, и тем, следовательно, меньше допустимая по нагреву плотность тока, так как поверхность проводника зависит от первой степени диаметра, а сечение — от квадрата его.

При практических расчетах значение допустимого тока $I_{\text{доп}}^{\text{табл}}$ обычно определяется по таблицам и приведено в ПУЭ и справочной литературе.

Прокладка рядом нескольких кабелей в земляной траншее ухудшает условия теплоотдачи в грунт из-за теплового влияния кабелей друг на друга. В этих случаях допустимые по нагреву нагрузки, указанные в справочных таблицах, должны быть уменьшены введением поправочного коэффициента на число кабелей (без учета резервных), K_{Π} .

К табличной величине вводятся поправки:

- для воздушных проводников на температуру окружающей среды и допустимую температуру коэффициентом K_{θ} ;
- для кабелей на число кабелей в траншее коэффициентом K_{Π} и на температуру окружающей среды и допустимую температуру коэффициентом K_{θ} .

С учетом поправочных коэффициентов K_{Π} и K_{θ} , которые приводятся в справочной литературе, допустимый по нагреву ток определяется выражением:

$$I_{\text{доп}} = K_{\theta} K_{\Pi} I_{\text{доп}}^{\text{табл}} \quad (2.70)$$

Условия проверки сечения по нагреву.

Для обеспечения нормальных условий работы линии надо выбирать такое сечение проводника, для которого допустимый ток удовлетворяет двум условиям.

Первое условие связывает наибольший рабочий ток, определяемый в нормальном максимальном режиме, и допустимый по нагреву токи линии:

$$I_{max} \leq I_{don} \quad (2.71)$$

Второе условие относится к послеаварийным режимам, в которых допускается перегрузка линий:

$$I_{n/ав} \leq K_{n/ав} I_{don}, \quad (2.72)$$

где $I_{n/ав}$ – наибольший ток в наиболее тяжелом послеаварийном режиме;

$K_{n/ав}$ – допустимый коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме. Его значения приводятся в справочной литературе и находятся в интервале 1,1–1,5 в зависимости от условий прокладки линии, предварительной нагрузки в нормальном режиме и длительности наибольшей нагрузки.

2.7. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях

2.7.1. Потребители реактивной мощности

Потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели, силовые трансформаторы, преобразователи переменного тока в постоянный; преобразователи тока промышленной частоты в ток повышенной или пониженной частоты; печная нагрузка: индукционные печи; дуговые сталеплавильные печи, рудно-термические печи, печи электрошлакового переплава; сварка: сварочные трансформаторы, агрегаты, выпрямители; точечная, контактная и др. Это обусловлено их низким коэффициентом мощности. Ниже приведена интервальная оценка естественного $\cos \varphi$ для различных групп потребителей:

- промышленные потребители: 0,65 – 0,9;
- коммунально-бытовые потребители: 0,8 – 0,92;
- сельскохозяйственное производство: 0,8 – 0,85.

Целесообразность компенсации реактивной мощности (КРМ) объясняется рис. 29.

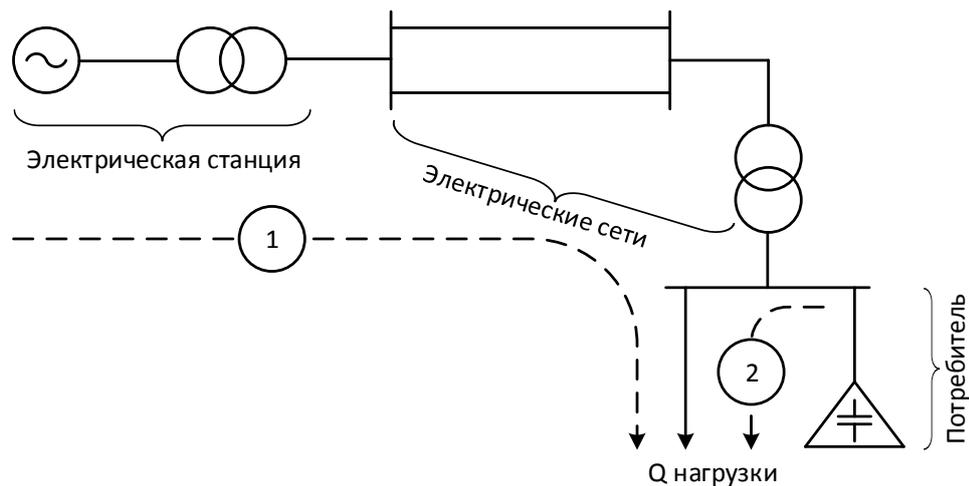


Рис. 29. Пояснение целесообразности компенсации реактивной мощности

Требуемая потребителю реактивная мощность может быть получена тремя путями: из ЭЭС; от компенсирующих устройств (КУ), установленных на шинах ПС потребителей; частично из ЭЭС, частично – с помощью компенсирующих устройств, устанавливаемых в сетях потребителей.

При потреблении всей требуемой потребителям реактивной мощности из ЭЭС, наблюдаются большие потери электроэнергии, обусловленные протяженностью сетей по пути движения потока реактивной мощности, большим числом трансформаций. Это ведет к увеличению эксплуатационных издержек.

При потреблении всей требуемой реактивной мощности от КУ, установленных в сетях потребителей, в ЭЭС необходимо устанавливать дополнительные технические средства, предназначенные для потребления генерируемой генераторами станций реактивной мощности и линиями зарядной мощности. Это ведет к увеличению капитальных вложений в ЭЭС, а, следовательно, к росту тарифов на электроэнергию.

Целесообразен третий путь, когда вся требуемая потребителям реактивная мощность частично берется из ЭЭС, частично – от КУ. Отсюда ставится задача определения мощности и места установки компенсирующих устройств в сети, т.е. компенсация реактивной мощности.

Компенсация реактивной мощности решает четыре задачи:

- Обеспечение баланса реактивной мощности в ЭЭС (балансовая задача КРМ);
- Обеспечение предельного коэффициента реактивной мощности на шинах ПС (поддержание требуемого уровня пропускной способности электрической сети);
- Регулирование напряжения в сети (поддержание желаемого уровня напряжения в сети).
- Обеспечение оптимальных значений коэффициента реактивной мощности на шинах ПС (обеспечение экономичности функционирования электрической сети)⁵

2.7.2. Баланс реактивной мощности в электрической сети

Расчет баланса реактивной мощности должен выполняться для всех основных нормальных и наиболее тяжелых послеаварийных режимов работы электрической сети. На первом этапе при выполнении проекта электрической сети оценка баланса реактивной мощности выполняется только для нормального режима работы сети при наибольших нагрузках потребителей.

Основным, но не единственным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций. Располагаемая реактивная мощность электростанций определяется согласно номинальному коэффициенту мощности установленных на станциях генераторов. Кроме этого, в электрических сетях широко используются дополнительные источники реактивной мощности — компенсирующие устройства (КУ). Основным типом КУ, устанавливаемых на подстанциях потребителей, являются конденсаторные батареи. На основе специальных расчетов распределения реактивной мощности в электроэнергетической системе, для каждого узла системы определяется реактивная

⁵ Данная задача выходит за уровень бакалавриата

мощность, которую целесообразно передавать из системы в распределительные сети, питающиеся от того или иного узла. Поэтому при проектировании электрической сети, получающей питание от системы, задается предельная реактивная мощность Q_c , выше которой потреблять из системы (в заданном узле присоединения) в режиме наибольших нагрузок нельзя. Потребление большей мощности приведет к дополнительной загрузке системных источников реактивной мощности, к дополнительным затратам на генерацию и передачу этой мощности и, следовательно, к отступлению от оптимального режима питающей системы и снижению надежности. В связи с этим при проектировании электрических сетей предусматривают мероприятия, обеспечивающие выполнение баланса реактивной мощности в электрической сети.

Решают вопрос о необходимости установки КУ в проектируемой сети до выполнения расчетов возможных вариантов схемы и параметров сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по линиям электропередачи и через трансформаторы мощности, на потери мощности и напряжения в элементах сети и может влиять на выбираемые номинальные мощности трансформаторов и сечения проводников линий электропередачи. Таким образом, выбор мощности КУ и их размещение влияют на оценку технических и технико-экономических характеристик и показателей вариантов схемы сети и, следовательно, на принятие окончательного решения по рациональной схеме проектируемой сети. В окончательно выбранном варианте электрической сети после расчетов установившихся режимов, мощности КУ должны быть уточнены для обеспечения выполнения баланса реактивной мощности и нормативных требований.

Суммарная наибольшая реактивная мощность, потребляемая с шин электростанции или районной подстанции, являющихся источниками питания для проектируемой сети, может быть оценена по выражению:

$$Q_{n.нб} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{нб.i} + \Delta Q_{T.\Sigma} + \sum_{l=1}^m (\Delta Q_l - \Delta Q_{c.l}) \quad (2.73)$$

где $k_{0(Q)}$ – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок потребителей $k_{0(Q)} \approx 0,98$;

$Q_{нб.i}$ – наибольшая реактивная нагрузка узла i ;

n – количество пунктов потребления электроэнергии;

$\Delta Q_{T.\Sigma}$ – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах;

ΔQ_l – потери реактивной мощности в линии l ;

$\Delta Q_{c,l}$ – реактивная мощность, генерируемая линией l ; l – номера линий в рассматриваемой сети ($l = 1, 2, \dots, m$).

Для оценки потерь реактивной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах обычно принимают, что при каждой трансформации напряжения потери реактивной мощности составляют приблизительно 10% от передаваемой через трансформатор полной мощности

$$\Delta Q_{T.\Sigma} \cong 0,1 \sum_{i=1}^n a_{T,i} S_{нб.i}$$

где $a_{T,i}$ – количество трансформаций напряжения от источника до потребителей в i -м пункте сети.

Потери реактивной мощности в линии ΔQ_l существенно зависят от передаваемой мощности и длины линии. Генерируемая линией реактивная мощность $\Delta Q_{c,l}$ пропорциональна длине линии. Обе эти величины зависят от напряжения электропередачи, причем потери мощности обратно пропорциональны, а зарядная мощность прямо пропорциональна квадрату напряжения линии электропередачи. Вследствие этого соотношение ΔQ_l и $\Delta Q_{c,l}$ весьма различается для линий разных номинальных напряжений. Сечение проводов воздушной линии практически не оказывает влияния на величины ΔQ_l и $\Delta Q_{c,l}$.

Для воздушных линий 110 кВ допускается на стадии проектирования принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности. Для сетей с номинальным напряжением 220 кВ целесообразен расчет потерь реактивной мощности и зарядной мощности линий. Для оценки потерь реактивной мощности в воздушных линиях 220 кВ удельное реактивное сопротивление линии может быть принято равным 0,42 Ом/км, а удельная генерация реактивной мощности $q_c=0,14$ Мвар/км. При этом следует учитывать количество цепей воздушной линии.

Полученное значение суммарной потребляемой реактивной мощности $Q_{п,нб}$ сравнивается со значением суммарной реактивной мощности, генерируемой в сеть генераторами электростанций, и поступающей в сеть из соседних ЭЭС, $Q_{ГΣ}$. В случае $Q_{п,нб} \leq Q_{ГΣ}$ необходимость в установке КУ в узлах проектируемой сети отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

При $Q_{п,нб} > Q_{ГΣ}$ в проектируемой сети должны быть установлены КУ, суммарная мощность которых определяется из выражения

$$Q_{к,Σ} = Q_{п,нб} - Q_{ГΣ} \quad (2.74)$$

Как уже отмечалось выше, основным типом КУ являются конденсаторные батареи, подключаемые в электрических сетях 10(6) кВ, питающихся от подстанций проектируемой сети. Вместе с тем, на крупных узловых подстанциях с высшим номинальным напряжением 110—220 кВ в ряде случаев может быть оправдана установка статических тиристорных компенсаторов или синхронных компенсаторов.

Размещение компенсирующих устройств в электрической сети

Компенсирующие устройства суммарной мощностью $Q_{к,Σ}$ должны быть распределены между подстанциями проектируемой сети таким образом, чтобы приведенные затраты в сети были минимальны. Решение этой оптимизационной задачи для сложной распределительной электрической сети может быть получено только с помощью методов оптимизации режимов. В то же время на

этапе проектирования электрической сети используют для размещения КУ следующие рекомендации без решения задачи оптимизации:

1. В электрических сетях двух и более номинальных напряжений (например, 220/110 кВ) следует в первую очередь устанавливать КУ в сетях 10 кВ, питающихся от подстанции более низкого номинального напряжения (например, 110 кВ).

2. В сети одного номинального напряжения экономически целесообразна в первую очередь компенсация реактивной мощности у наиболее электрически удаленных потребителей (по активному сопротивлению сети). При этом может быть экономически целесообразна полная компенсация реактивной мощности на данных подстанциях.

3. При незначительной разнице в электрической удаленности подстанций от источника питания в сети одного номинального напряжения расстановка КУ может производиться по условию равенства коэффициентов мощности нагрузок на шинах 10 кВ, удовлетворяющему требованию баланса реактивной мощности в проектируемой сети

$$\operatorname{tg} \varphi_{\sigma} = \left(\sum_{i=1}^{n_k} Q_{n\sigma, i} - Q_{k\Sigma} \right) / \sum_{i=1}^{n_k} P_{n\sigma, i}, \quad (2.75)$$

где i, n_k — номера подстанций, на которых предусматривается установка КУ.

Тогда мощность конденсаторной батареи в каждом из рассмотренных узлов определяется в соответствии с выражением

$$Q_{k, i} = P_{n\sigma, i} (\operatorname{tg} \varphi_i - \operatorname{tg} \varphi_{\sigma}) \quad (2.76)$$

Для обеспечения полученного значения мощности КУ подбираются стандартные батареи конденсаторов таким образом, чтобы их суммарная мощность была не ниже расчетной.

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность КУ может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что единый коэффициент мощности достаточно высок и установка КУ в данном узле не

оправданна. Данный узел должен быть исключен из числа n_k , соответственно уточнены значения $tg\varphi_6$ и мощности КУ в узлах сети.

2.7.3. Обеспечение предельного коэффициента реактивной мощности на шинах ПС с целью поддержания требуемого уровня пропускной способности электрической сети

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на надежность и экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потоки реактивной мощности, протекающие по сети, и потери активной мощности и электроэнергии в элементах сети. Для обеспечения требуемого уровня пропускной способности сети $tg\varphi_i$ на шинах подстанций должен быть доведен до значения $tg\varphi_{пред}$, величина которого определяется в соответствии [10]. Исходя из этого условия, на каждой подстанции должны быть установлены компенсирующие устройства мощностью

$$Q_i = P_{нб,i}(tg\varphi_i - tg\varphi_{пред}). \quad (2.77)$$

В этом случае рассматриваются два режима: зимний (осенне-зимний период) и летний (весенне-летний период).

Компенсирующие устройства на шинах каждой ПС выбираются по максимальной нагрузке зимнего режима следующим образом:

$$Q_{КУ}^3 = P_{\max}^3 (tg\varphi - tg\varphi_{пред}) \quad (2.78)$$

Здесь P_{\max}^3 - максимальная мощность в зимнем режиме на секции шин; $tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности на секции шин, определенный отношением максимальной реактивной мощности к максимальной активной мощности; $tg\varphi_{пред}$ – предельный коэффициент реактивной мощности, определяемый по [10].

В соответствии с [10], на шинах напряжением до 1 кВ $tg\varphi_{пред} = 0,35$; на шинах 6-35 кВ $tg\varphi_{пред} = 0,4$; на шинах 110 кВ $tg\varphi_{пред} = 0,5$.

Найденная расчетная мощность КУ набирается путем суммирования номинальных мощностей КУ, выпускаемых серийно, на каждую секцию шин. Суммарная мощность набранных КУ должна быть не ниже $1,1$ расчетного значения $Q_{КУ}^3$.

Аналогично рассчитывается мощность КУ для летнего режима. По полученным результатам выбирается стандартная мощность КУ и определяется их часть, отключаемая в летнем режиме.

Окончательное решение о необходимой мощности КУ на каждой из подстанций принимается по большей из величин, вычисленных балансовым методом и по предельному значению коэффициента реактивной мощности. Если указанные КУ участвуют в регулировании напряжения, то окончательно выбранная мощность КУ сравнивается с мощностью, требуемой для регулирования напряжения. В случае ее недостаточности добираются КУ до требуемой мощности.

Заключительным расчетом является определение действительных нагрузок подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей, т.е. определяется некомпенсированная реактивная мощность на шинах ПС в зимнем и летнем режимах:

$$Q_{нек} = Q_{max} - Q_{КУ\ уст} \quad (2.79)$$

Все результаты расчетов сводятся в таблицу, указав в ней значения потребляемых активных и реактивных мощностей в узлах сети и реактивную мощность, потребляемую из сети каждой подстанцией с учетом мощности установленных конденсаторных батарей, т.е. некомпенсированную реактивную мощность.

2.7.4. Регулирование напряжения с помощью компенсации реактивной мощности

Одним из способов регулирования напряжений в электрической сети является изменение величины падения или потери напряжения на элементах электрической сети при помощи изменения потоков реактивной мощности.

Изменение потоков реактивной мощности в сети может быть выполнено с помощью КУ, генерирующих или потребляющих реактивную мощность.

Как было сказано выше, изменение потоков реактивной мощности в сетях может быть достигнуто регулированием выдачи реактивной мощности синхронными генераторами на электростанциях. Однако такой принцип изменения реактивных потоков, как правило, неэффективен, поскольку приводит к загрузке сети реактивной мощностью и, как следствие, к увеличению потерь мощности в сети. Более эффективным является изменение потоков реактивной мощности с помощью компенсирующих устройств, сущность которого показана на примере участка сети с двумя узлами. Модуль напряжения на шинах нагрузки до установки компенсирующего устройства для участка сети с узлами 1 и 2 определяется выражением:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{PR + QX}{U_1} . \quad (2.80)$$

Если вычисленное напряжение в узле 2 ниже допустимого или желаемого, тогда для увеличения напряжения до значения допустимого (желаемого) значения следует установить компенсирующее устройство для генерации реактивной мощности с целью снижения потока реактивной мощности на участке сети.

Напряжение U_2 в узле 2 после включения компенсирующего устройства определяется по формуле:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + (Q_{12} - Q_{КУ})X_{12}}{U_1} . \quad (2.81)$$

Отсюда, можно найти минимальную мощность компенсирующего устройства для увеличения напряжения узла 2 до допустимого значения.

$$Q_{KV}^{min} = \frac{U_{2don} - U_2}{X} U_1.$$

При практическом применении полученного выражения напряжение в начале участка U_1 достаточно часто заменяется номинальным напряжением сети $U_{ном}$, эта замена практически не вносит погрешности в расчеты в связи с достаточно большой дискретностью стандартных мощностей компенсирующих устройств. Следует отметить, что полученное выражение позволяет определить минимальную мощность компенсирующих устройств любого вида, предназначенных как для потребления, так и для генерации реактивной мощности.

Виды компенсирующих устройств и их особенности

Для выработки реактивной мощности используются: батареи статических конденсаторов (БСК); статические тиристорные компенсаторы (СТК); синхронные двигатели или компенсаторы (СК) в перевозбужденном режиме.

Для потребления реактивной мощности служат шунтирующие реакторы (ШР) и синхронные компенсаторы в недовозбужденном режиме.

Компенсирующие устройства могут выполняться:

- в виде неизменных емкостей или индуктивностей, параметры которых нельзя изменить, их можно только отключить от сети, такие устройства являются нерегулируемыми;
- регулируемые, снабженными устройствами управления, с помощью которых можно изменять результирующую емкость или индуктивность компенсирующего устройства без отключения от сети.

Батареи статических конденсаторов применяются для генерации реактивной мощности в сети, могут быть как регулируемые, так и не регулируемые и включаются на шинах понижающих подстанций. БСК собираются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. Последова-

тельное соединение конденсаторов позволяет увеличить рабочее напряжение БСК, а параллельное – мощность БСК (см. рис. 30).

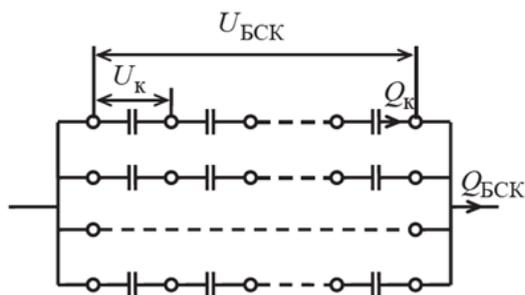


Рис. 30. Соединение конденсаторов в БСК

Батареи статических конденсаторов выпускаются в однофазном и трехфазном исполнении на номинальные напряжения от 0,22 до 10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет от 10 до 150 квар. Конденсаторные батареи применяются на напряжениях до 110 кВ включительно.

В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются по схеме звезды (рис. 31, а) или по схеме треугольника (рис. 31, б).

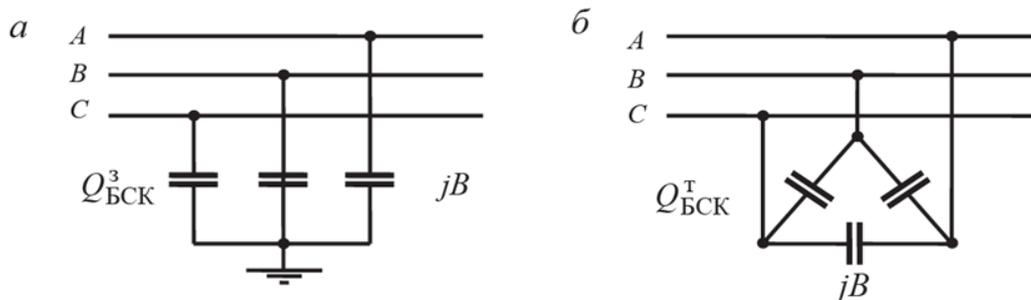


Рис. 31. Схемы включения БСК:
а — звезда; б — треугольник

При соединении конденсаторов треугольником реактивная мощность БСК в три раза больше мощности БСК, включенной по схеме звезды. В сетях напряжением до 1 кВ БСК обычно включаются по схеме треугольника, при напряжениях 6 кВ и выше – по схеме звезды с изолированной или глухозаземленной нейтралью в зависимости от режима нейтрали сети, в которой устанавливается БСК.

В нерегулируемых БСК число конденсаторов неизменно, а величина реактивной мощности зависит только от квадрата напряжения. В регулируемых батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включенных конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжения 0,38; 6; 10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

На практике изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, то есть путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое – в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

При отключении конденсаторов необходима их автоматическая (без участия дежурного персонала) разрядка на активное сопротивление, присоединенное к батарее. Величина его должна быть такой, чтобы при отключении не возникало перенапряжений на зажимах конденсаторов. В качестве разрядного сопротивления для БСК напряжением 6–10 кВ используется активное сопротивление трансформаторов напряжения, для БСК до 1 кВ применяют специальные разрядные сопротивления.

Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в каждую фазу батареи. Конденсаторная батарея подключается к сети с помощью выключателей (рис.3, а) или выключателей нагрузки с предохранителем (рис. 3, б).

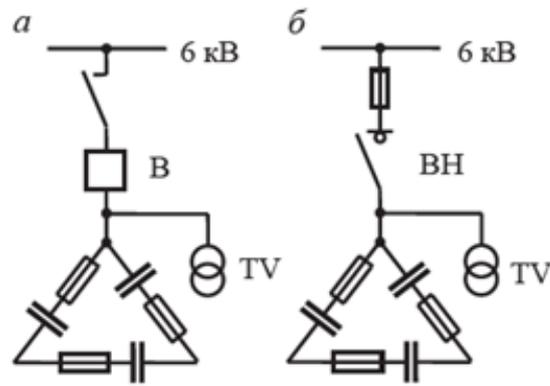


Рис. 32. Включение БСК:

а — под отдельный выключатель; б — под выключатель нагрузки потребителя

Батарея статических конденсаторов обладает отрицательным регулирующим эффектом, обусловленным тем, что генерируемая мощность БСК квадратично зависит от напряжения в точке ее включения.

$$Q_{КУ} = Q_{КУ\text{ ном}} \frac{U^2}{U_{\text{ном}}^2} \quad (2.82)$$

Так, при снижении напряжения в точке включения БСК, когда желательно увеличить генерацию реактивной мощности для обеспечения требуемого напряжения, мощность БСК снижается. При повышении напряжения генерация реактивной мощности растет, что может привести к превышению максимально допустимых уровней напряжений. Поэтому при использовании БСК необходимо проверять уровни напряжений в режимах минимальных нагрузок. Это связано с увеличением выдачи реактивной мощности БСК при росте напряжений в сети в минимальных режимах. Для того чтобы не допустить большого увеличения напряжения при снижении нагрузок, следует предусматривать отключение БСК или ее части, либо применять регулируемые батареи конденсаторов.

При применении нерегулируемых БСК изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается только включением или отключением части конденсаторов при отключении БСК от

сети, поэтому регулирование мощности таких БСК обычно используется при сезонном регулировании или в других достаточно редких ситуациях.

Шунтирующие реакторы (ШР) применяются для регулирования реактивной мощности и напряжения в сетях напряжением 35 кВ и выше.

Реактор — это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи. Активное сопротивление реактора очень мало. Шунтирующие реакторы могут присоединяться к линии электропередачи или включаться на шины подстанции или электрической станции. Реакторы устанавливаются обычно на линиях высоких и сверхвысоких классов напряжения для компенсации реактивной мощности, генерируемой воздушными линиями электропередачи. Генерация реактивной мощности линиями электропередачи может привести к значительному повышению напряжения в конце линий в режимах холостого хода или в режимах малых потоков мощностей, когда напряжение становится выше допустимого значения.

При расчетах установившихся режимов реактор представляется индуктивной проводимостью, которая определяется на основе стандартной мощности реактора и напряжения сети:

$$B_p = \frac{Q_p}{U^2} \quad (2.83)$$

Реактор потребляет реактивную мощность из сети, реактивная мощность в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от квадрата напряжения U в точке его включения:

$$Q_p = B_p U^2 \quad (2.84)$$

где B_p — индуктивная проводимость реактора.

При допустимых отклонениях напряжений на шинах высшего напряжения подстанций, к которым подключаются шунтирующие реакторы, потребляемая реактивная мощность Q_p изменяется в пределах $(0,8...1,1)$ его номинальной мощности.

Реактор обладает положительным регулирующим эффектом, так как при понижении напряжения снижает потребление реактивной мощности и способствует стабилизации напряжений в сети.

При использовании неуправляемых реакторов в режимах максимальных нагрузок могут наблюдаться значительные снижения напряжений, поэтому следует выполнять проверку уровней напряжений в режимах максимальных нагрузок и сопоставление их с минимально допустимыми значениями, например, по условиям сохранения статической устойчивости. При необходимости может предусматриваться отключение нерегулируемых реакторов, однако целесообразнее применять управляемые реакторы.

Регулируемые или управляемые шунтирующие реакторы (УШР) изменяют потребляемую реактивную мощность с помощью устройства управления (УУ), принципиальная схема УШР показана на рис. 32.

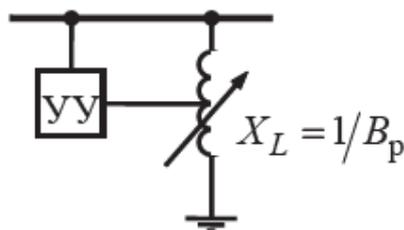


Рис. 32. Принципиальная схема УШР

Использование управляемых шунтирующих реакторов весьма эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности в сети. Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров, например с помощью подмагничивания, которое возможно для управления реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала или иным способом, например, с помощью тиристорного управления.

Мощность управляемого реактора также выбирается из выражения (2.81).

Синхронный компенсатор (СК) — синхронная явнополюсная машина, работающая в режиме холостого хода и предназначенная для генерации или по-

ребления реактивной мощности. СК потребляет из сети небольшую активную мощность, обусловленную собственными потерями мощности, $\Delta P_{ск}$.

Синхронные компенсаторы могут работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения. При перевозбуждении СК генерируют реактивную мощность в диапазоне от нуля до номинального значения, снижая потоки реактивной мощности в сети и увеличивая уровни напряжений в ее узлах.

$$S_{ск} = \Delta P_{ск} - jQ_{ск}, \quad Q_{ск} = (0 \dots Q_{ном}).$$

Положительным свойством СК как источника реактивной мощности является возможность увеличения генерируемой реактивной мощности при понижении напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения. Кроме того, при использовании СК имеется возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

При недовозбуждении СК потребляют реактивную мощность в диапазоне от нуля до примерно половины номинального значения:

$$S_{ск} = \Delta P_{ск} + jQ_{ск}, \quad Q_{ск} = (0 \dots Q_{ном}/2),$$

что приводит к увеличению потери напряжения в сети и уменьшению напряжений в сети.

Выбор стандартной мощности СК осуществляется также из формулы (2.81).

При расчетах установившихся режимов синхронный компенсатор представляется его реактивной мощностью.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) — статические устройства, предназначенные для плавной (регулируемой) генерации и потребления реактивной мощности. Схемы СТК весьма разнообразны и позволяют генерировать или потреблять реактивную мощность, что достигается использованием нерегулируемой батареи конденсаторов и регулируемого реактора, включенного параллельно (рис. 33, а) или последовательно (рис. 33, б) с батареей. Плавность регулирования реактивной мощности статических тиристорных компен-

саторов достигается с помощью тиристорного блока, входящего в устройство управления, возможны иные варианты.

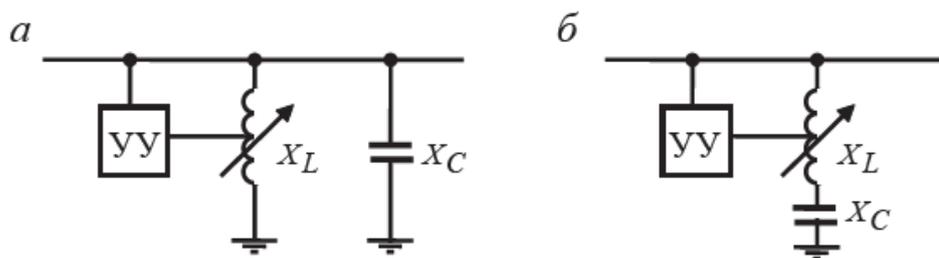


Рис. 33. Принципиальная схема СТК с параллельным (а) и последовательным (б) включением управляемого реактора

Режим генерации или потребления реактивной мощности СТК зависит от знака результирующего реактивного сопротивления:

$$X_{рез} = X_L - X_C \quad (2.85)$$

При $X_L < X_C$ результирующее сопротивление носит емкостный характер и СТК генерируют реактивную мощность с целью повышения напряжения в сети. При $X_L > X_C$ результирующее сопротивление носит индуктивный характер и СТК потребляют реактивную мощность с целью снижения напряжения.

Положительными свойствами СТК как источников и потребителей реактивной мощности является возможность автоматического регулирования реактивной мощности при изменении напряжения в сети, что повышает ее пропускную способность и снижает потери мощности.

Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности (поперечная КРМ)

Регулирование напряжения посредством компенсации реактивной мощности (КРМ) возможно двумя способами: путем изменения потоков реактивной мощности и путем изменения параметров электрической сети. И в первом, и во втором случае исходной является формула продольной составляющей падения напряжения или формула потери напряжения:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}$$

В условиях проектирования и эксплуатации электрических сетей обычно определяют не только допустимое, но и желаемое напряжение, т.к. оно обеспечивает более лучшие условия эксплуатации, а правильно выбранное желаемое напряжение – и оптимальный режим работы электрических сетей.

Исходя из выражения

$$U_{\text{жел}} = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + (Q_{12} - Q_{\text{КУ}})X_{12}}{U_1}, \quad (2.86)$$

можно найти мощность компенсирующего устройства (КУ), обеспечивающую желаемое напряжение.

Исходными данными являются нагрузка на стороне НН ПС, сопротивление линии и трансформатора, желаемое напряжение сети.

Рассмотрим как выбрать мощность КУ на примере следующей схемы сети (рис. 34):

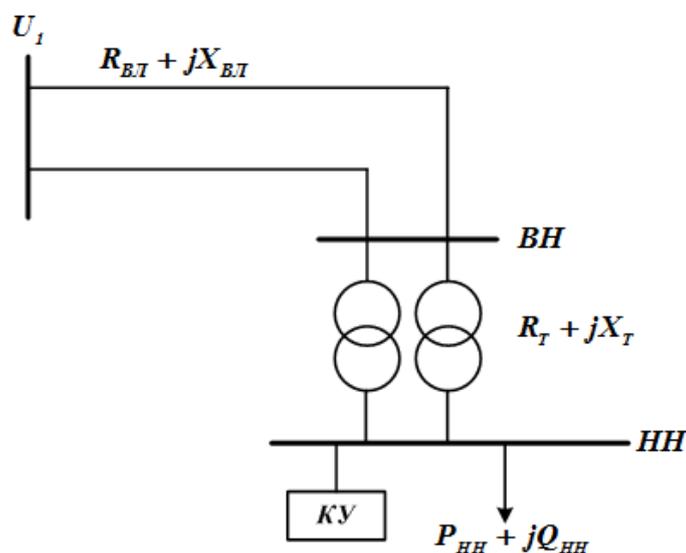


Рис. 34. Структурная схема сети с двухобмоточными трансформаторами

Вначале определяется суммарная потеря напряжения, исходя из желаемого напряжения сети на стороне НН, $U_{\text{НН}}^{\text{жел}}$:

$$\Delta U_{\Sigma} = U_1 - U_{HH}^{BH} = U_1 - U_{HH}^{жсел} \frac{U_1}{U_{HHном}}$$

Затем находится расчетная мощность КУ, обеспечивающего это напряжение

$$Q_{КУ} = Q_{HH} - \frac{\Delta U_{\Sigma} U_1 - P_{HH} (R_{ВЛ} + R_T)}{X_{ВЛ} + X_T} \quad (2.86)$$

На найденное значение мощности подбираются стандартные КУ.

Решим ту же задачу для ПС с трехобмоточным трансформатором или автотрансформатором. Условие выбора мощности компенсирующего устройства – поддержание желаемого напряжения на сторонах СН и НН.

Рассмотрим ее решение на примере следующей схемы сети (рис. 35):

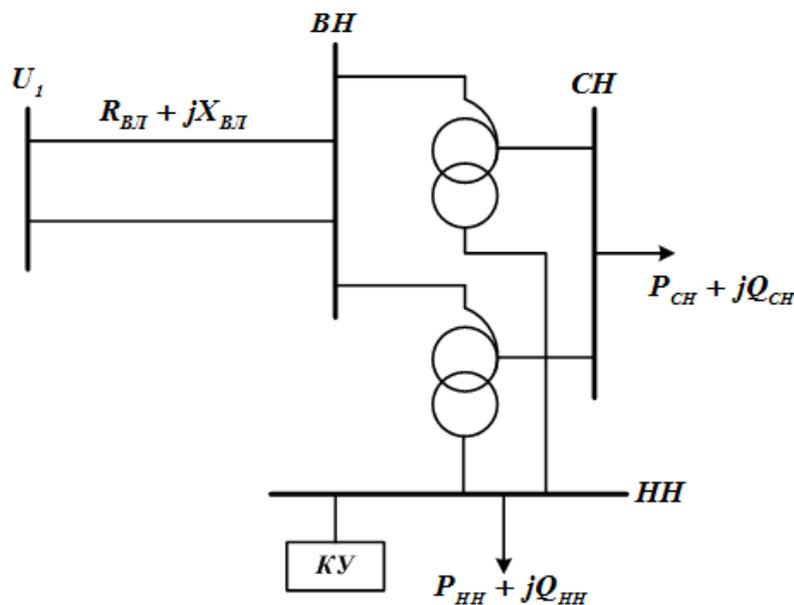


Рис. 35. Структурная мощность сети с трехобмоточными трансформаторами (автотрансформаторами)

В данном случае также исходной формулой является формула продольной составляющей падения напряжения, расписанная для указанной схемы.

Мощность КУ после преобразования представляется выражением:

$$Q_{КУ} = \frac{P_{СН} (R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{ТС}) + P_{НН} (R_{ВЛ} + R_{ТВ} + R_{ТН}) + Q_{СН} (X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТС}) + Q_{НН} (X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}) - \Delta U_{\Sigma} U_1}{X_{ВЛ} + X_{ТВ} + X_{ТН}}$$

Для того, чтобы найти суммарную продольную составляющую падения напряжения вначале запишем ее относительно СН, затем – НН, затем сложим эти составляющие и преобразуем к удобному для расчета виду:

$$\begin{aligned}\Delta U_{СН} &= U_1 - U_{СН}^{ВН} = U_1 - U_{СН}^{жсел} \frac{U_1}{U_{СНном}} \\ \Delta U_{НН} &= U_1 - U_{НН}^{ВН} = U_1 - U_{НН}^{жсел} \frac{U_1}{U_{ННном}} \\ \Delta U_{\Sigma} &= \Delta U_{СН} + \Delta U_{НН} \\ \Delta U_{\Sigma} &= 2U_1 - \Delta U_{СН}^{ВН} - \Delta U_{НН}^{ВН} = 2U_1 - U_{СН}^{жсел} \frac{U_1}{U_{СНном}} - U_{НН}^{жсел} \frac{U_1}{U_{ННном}}\end{aligned} \quad (2.87)$$

По найденной расчетной мощности КУ подбираются стандартные КУ или их набор. При этом мощность КУ может иметь как емкостной, так и индуктивный характер.

Регулирование напряжения изменением параметров сети

Регулирование напряжения в сети путем изменения ее параметров связано с изменением величины потери или падения напряжения при изменении продольных параметров сети. Изменение продольных параметров сети может быть достигнуто при проектировании или эксплуатации электрической сети.

Активное и реактивное сопротивления электропередачи зависят от конструктивного выполнения линий электропередачи (воздушная или кабельная), от материала и сечения проводов или жил кабелей и от числа параллельно работающих линий. Материал и конструктивное выполнение линий обычно выбираются независимо от условий режима напряжений. Число параллельно работающих линий или трансформаторов также определяется по другим условиям (надежность электроснабжения, пропускная способность и т. д.).

Практически изменение сопротивлений сети при проектировании связывают с изменением режима напряжений в ней только в двух случаях.

Первым является проектирование электрических сетей низких и средних напряжений и заключается в выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом

отклонений напряжения у электроприемников – по допустимой потере напряжения (рассматривали ранее).

Второй случай возникает при проектировании сооружения или реконструкции линий высоких и сверхвысоких напряжений и заключается в применении устройств продольной компенсации параметров линии электропередачи.

В сетях напряжением 110 кВ и выше для регулирования напряжения можно изменять реактивное сопротивление сети. Для изменения реактивного сопротивления в рассечку линии включаются конденсаторы.

Как было сказано выше, модуль напряжения в узле нагрузки в основном зависит от продольной составляющей падения напряжения (потери напряжения):

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}$$

Если напряжение в конце линии ниже минимально допустимого, то после включения в рассечку линии конденсатора с сопротивлением X_c напряжение можно повысить до минимально допустимого значения:

$$\Delta U_{\text{дон}} = \frac{PR + Q(X - X_c)}{U} . \quad (2.88)$$

Последовательное включение конденсаторов в линию называется продольной компенсацией. Установка устройств продольной компенсации (УПК) позволяет уменьшить индуктивное сопротивление электропередачи при включении в рассечку линии емкости. На рис. 36 приведена схема включения УПК.

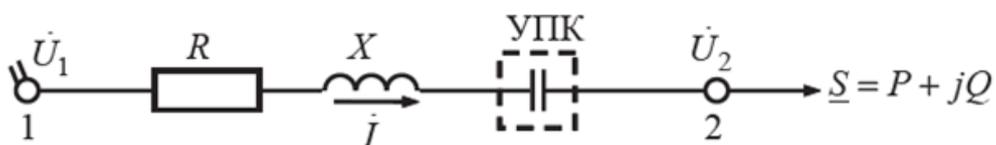


Рис. 36. Схема включения УПК в сеть

Установки продольной компенсации предназначены для изменения продольных параметров линий электропередачи с различными целями, в том числе и для поддержания необходимых уровней напряжения.

Для УПК отношение емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах, называется процентом компенсации C (%):

$$C(\%) = \frac{X_c}{X} 100 \% \quad (2.89)$$

На практике применяется частичная компенсация (C (%) < 100 %) реактивного сопротивления линии. Полная или избыточная компенсация (C (%) \geq 100 %) в электрических сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети перенапряжений.

Применение УПК позволяет улучшить режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях.

В сетях 220 кВ и выше целесообразно применять управляемые УПК для решения сразу нескольких задач эксплуатации: регулирования напряжения, повышения пропускной способности линий, обеспечения устойчивости ЭЭС⁶.

Рассмотрим алгоритм выбора установки продольной компенсации, обеспечивающей допустимое напряжение сети.

1. Определяются потери напряжения в ВЛ без КРМ:

$$\Delta U = \frac{PR_L + QX_L}{U} .$$

2. Рассчитывается допустимая потеря напряжения, кВ

⁶ Выбор управляемых УПК выходит за рамки программы бакалавриата

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}\%} U_{\text{ном}}}{100}$$

3. Сопротивление КУ определяется из условия снижения ΔU до $\Delta U_{\text{доп}}$

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{PR_L + Q(X_L - X_{КУ})}{U_{\text{ном}}},$$

откуда находится реактивное сопротивление КУ

$$X_{КУ} = \frac{PR_L + QX_L - \Delta U_{\text{доп}} U_{\text{ном}}}{Q}$$

4. Определяется ток в линии

$$I_L = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}$$

5. Выбор серийно выпускаемого однофазного конденсатора для снижения потерь напряжения осуществляется по данным заводоизготовителей или по справочным данным

6. Находится номинальный ток конденсатора

$$I_{K_{\text{ном}}} = \frac{Q_{K_{\text{ном}}}}{U_{K_{\text{ном}}}}$$

7. Рассчитывается число конденсаторов, включенных параллельно в одну фазу для обеспечения расчетного тока линии

$$m = \frac{I_L}{I_{K_{\text{ном}}}}$$

8. Определяется сопротивление конденсатора

$$X_{K_{\text{ном}}} = \frac{U_{K_{\text{ном}}}}{I_{K_{\text{ном}}}}$$

9. Рассчитывается число конденсаторов, включенных последовательно в одну фазу для обеспечения желаемого напряжения $\Delta U_{\text{жел}}$

$$n = \frac{m X_{КУ}}{X_{K_{\text{ном}}}}$$

10. Определяется общее число конденсаторов в УПК

$$n_{\Sigma} = 3 \cdot n \cdot m$$

11. Рассчитывается установленная мощность УПК

$$Q_{КУ}^{уст} = n_{\Sigma} Q_{КНОМ}$$

12. Находится номинальное напряжение КУ (УПК)

$$U_{КУНОМ} = n U_{КНОМ}$$

13. Определяется номинальный ток УПК

$$I_{КУНОМ} = m I_{КНОМ}$$

14. Рассчитывается фактическое сопротивление КУ (УПК)

$$X_{КУфакт} = \frac{n X_{КНОМ}}{m}$$

15. Находится фактическая потеря напряжения после КРМ

$$\Delta U_{факт} = \frac{PR_{Л} + Q(X_{Л} - X_{КУфакт})}{U_{НОМ_{сети}}}$$

16. Для проверки правильности выбора УПК проводится сравнение

$$\Delta U_{факт} \text{ с } \Delta U_{доп}$$

Если расчет выполнен верно, то должно выполняться следующее условие:

$$\Delta U_{факт} \leq \Delta U_{доп}$$

В противном случае необходимо искать ошибку.

2.8. Выбор количества и мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов на понижающих подстанциях

Выбор количества силовых трансформаторов (СТ) или автотрансформаторов (АТ) зависит от требований к надежности электроснабжения питающихся от ПС потребителей. В практике проектирования на ПС рекомендуется, как правило, установка двух трансформаторов.

Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории или максимальная мощность нагрузки $P_{\max} \geq 10$ МВт, то число устанавливаемых трансформаторов всегда должно быть не менее двух.

Применение однострансформаторных ПС допускается:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной ПС. При этом на период работы одного трансформатора должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;
- для питания потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время, достаточное для замены поврежденного трансформатора (как правило, 3 категория, например, насосные станции орошения земель);
- для ПС 110 кВ, осуществляющих электроснабжение потребителей II-й и III-й категорий, если мощность одного трансформатора до 6,3 МВА при наличии в сетевом районе централизованного передвижного трансформаторного резерва, дающего возможность замены поврежденного трансформатора за время не более одних суток.

Установка более двух трансформаторов (АТ) применяется:

- на ПС промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (например, дуговые электросталеплавильные печи);
- если целесообразно использование на ПС двух средних напряжений (например, подключение тяги переменного тока и нагрузок электросетевого района);
- если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух трансформаторов по существующей шкале;
- по согласованию с заказчиком на действующей двухтрансформаторной ПС при росте нагрузок сверх расчетного уровня;

- если для повышения надежности электроснабжения потребителей по требованию заказчика целесообразна установка трех трансформаторов.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации, считая с года ввода первого трансформатора в работу.

В соответствии с практикой проектирования мощность силовых трансформаторов (автотрансформаторов) выбирается так, чтобы при отключении наиболее мощного из них на время ремонта или замены, оставшиеся в работе (с учетом их допустимой по техническим условиям перегрузки и резерва по сетям СН и НН) обеспечивали питание полной нагрузки.

При вероятностном подходе к расчету электрической нагрузки выбор мощности трансформаторов осуществляется по средней активной мощности (P_{cp}) и некомпенсированной реактивной мощности ($Q_{неск}$) в зимний период с обязательной проверкой на допустимую перегрузку в послеаварийном режиме:

$$S_{Tном} \geq \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N_T k_{загр}}, \quad (2.90)$$

где $k_{загр}$ – коэффициент загрузки силового трансформатора (автотрансформатора);

N_T – количество силовых трансформаторов, установленных на ПС.

После выбора мощности силового трансформатора осуществляется его проверка в нормальном и послеаварийном режимах.

Проверка в нормальном режиме

$$k_{загр} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{N_T S_{Tном}} \quad (2.91)$$

в послеаварийном режиме

$$k_{загр}^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{(N_T - 1) S_{Tном}} \quad (2.92)$$

Далее осуществляется проверка мощности трансформатора по максимальной нагрузке потребления (с учетом систематически допустимых перегрузок), исходя из следующих условий.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям:

$$S_{Тном} \geq \frac{P_{max}}{N_T};$$
$$S_{Тном} \geq \frac{P_{n/ав}}{K_{n/ав} (N_T - N_{отк})},$$

где $S_{т ном}$ – единичная мощность трансформаторов;

P_{max} – максимальная нагрузка ПС в нормальном режиме;

$P_{n/ав} = P_{max} - P_{рез}$ – нагрузка ПС в послеаварийном режиме после выхода из работы одного трансформатора;

$P_{рез}$ – часть нагрузки ПС, резервируемая по сетям вторичного напряжения;

$N_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$K_{n/ав}$ – допустимый коэффициент перегрузки трансформатора в аварийных случаях, определяемый по стандартам и ТУ.

Для определения допустимого коэффициента перегрузки силового трансформатора (АТ) необходимо рассмотреть нагрузочную способность трансформатора и его допустимый режим.

Нагрузочной способностью трансформаторов называется совокупность допустимых нагрузок и перегрузок трансформатора. Исходным режимом для определения нагрузочной способности является номинальный режим работы трансформатора на основном ответвлении при номинальных условиях места установки и охлаждающей среды, определяемых соответствующим стандартом или техническими условиями.

Допустимым режимом нагрузки называется режим продолжительной нагрузки трансформатора, при котором расчетный износ изоляции обмоток от

нагрева не превышает износа, соответствующего номинальному режиму работы. Перегрузочным считается такой режим, при котором расчетный износ изоляции превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.

Стандартами установлены предельно допустимые температуры трансформаторов. Они основаны на длительном опыте эксплуатации трансформаторов и предусматривают непрерывную работу трансформатора при его номинальной мощности и предписанных окружающих условиях в течение установленного срока службы (20 – 25 лет).

Основанием для ограниченных во времени нагрузок работы трансформатора, в том числе и выше номинальной, является неполная нагрузка трансформатора в период, предшествующий допустимой нагрузке, и пониженная температура охлаждающей среды (воздуха или воды).

Выбор мощности трансформаторов классов напряжения до 110 кВ включительно производится согласно стандарту 14209–97. В соответствии со стандартом в аварийных случаях трансформаторы классов напряжения до 110 кВ включительно допускают перегрузку в 1,4 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,8 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки $t = 20$ °С. Поэтому для двухтрансформаторной ПС при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения коэффициент загрузки каждого трансформатора в нормальном режиме должен быть не выше 0,7, но не менее 0,5. Аналогично – для СТ напряжением 220 кВ и выше.

Мощность однострансформаторной ПС определяется максимальной нагрузкой трансформатора в нормальном режиме. При проектировании нескольких взаиморезервируемых однострансформаторных ПС мощность трансформаторов на них должна выбираться таким образом, чтобы в послеаварийном режиме с учетом указанной выше перегрузки обеспечивалось резервирование по сети НН наиболее мощной из ПС.

Выбор мощности АТ производится согласно ТУ № 3411-001-498-90-270–2005. В соответствии с ТУ в аварийных случаях АТ допускают перегрузку в 1,2 номинальной мощности. Перегрузка допускается на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 ч в сутки при условии, что предшествующая нагрузка составляла не более 0,7 номинального значения и температура охлаждающего воздуха во время перегрузки $t = 25$ °С. Поэтому для двухтрансформаторной ПС при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения коэффициент загрузки в нормальном режиме каждого АТ должен быть не выше 0,6.

При использовании на ПС одной группы однофазных АТ предусматривается установка резервной фазы. В отдельных случаях с целью повышения надежности электроснабжения потребителей на ПС с двумя группами однофазных АТ также предусматривается установка одной резервной фазы.

При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Установка дополнительных трансформаторов должна быть обоснована и согласована с заказчиком. Решение о замене трансформаторов (АТ), установке дополнительных и сохранении действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии работающих трансформаторов, надежности их работы за истекший период, техническом уровне, фактическом сроке эксплуатации по отношению к нормативному сроку работы, росту нагрузок, развитию примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений ПС.

При реконструкции ПС АТ, имеющие регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов, включаемых в их нейтраль, заменяются на соответствующие АТ, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне СН.

На ПС 220 кВ и выше, на которых в течение расчетного периода и последующих пяти лет не предусматривается нагрузка на напряжении 6–10 кВ, ре-

комендуется применение АТ 220 кВ мощностью 63 или 125 МВ·А с третичной обмоткой напряжением 0,4 кВ для питания собственных нужд ПС.

Для замены устаревшей группы АТ мощностью 3х167 МВ·А напряжением 500/220 кВ рекомендуется применение трехфазного двухобмоточного АТ мощностью 500 МВ·А указанных напряжений при условии решения вопросов питания собственных нужд ПС и транспортировки АТ.

На ПС 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной системой охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность. Трансформаторы с повышенной нагрузочной способностью (на основе применения форсированной системы охлаждения) мощностью до 100 МВ·А включительно напряжением 110 и 220 кВ применяются в соответствии с действующими нормативными документами и заводскими инструкциями.

На ПС 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям СН и НН, не превышающих в течение расчетного периода и последующих пяти лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно выбирать трансформатор с неполной мощностью обмоток СН и НН.

При замене на ПС одного из двух трансформаторов (АТ) проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу оставшегося в работе и нового трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне. При применении линейных регулировочных трансформаторов проверяется их динамическая и термическая стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается соответствующее реактивное.

2.9. Рекомендации по проектированию электрических сетей разных номинальных напряжений

Электрические сети напряжением 220-330 кВ

При проектировании электрических сетей напряжением 220-330 кВ следует рассматривать увеличение пропускной способности действующих ВЛ с использованием всех возможных технических решений, возможность использования трасс физически и морально устаревших линий для сооружения ВЛ более высоких напряжений, а также сооружение новой подстанции при условии получения заметных технических и экономических преимуществ по сравнению с реконструкцией действующей подстанции. Кроме того, целесообразно использовать более высокое номинальное напряжение при близких показателях вариантов. При современном проектировании предпочтение отдается сооружению подстанций закрытого типа, прокладке кабельных линий взамен воздушных (кроме дальних расстояний) и использованию двухцепных (многоцепных) ВЛ вместо одноцепных, а также применению кабельно-воздушных линий.

Необходимо учитывать, что при питании ПС по одноцепной ЛЭП с двухсторонним питанием общее число промежуточных ПС не должно превышать трех, а длина такой линии не должна быть больше 250 км. Если рассматривается двухцепная ЛЭП 220-330 кВ с двухсторонним питанием, то к ней рекомендуется присоединять до пяти промежуточных ПС. При этом присоединение ПС рекомендуется принимать по схеме «мостик» или блочной схеме (от одной или двух линий 220 кВ).

При проектировании электрической сети 220-330 кВ внешнего электропитания крупных и крупнейших городов необходимо использовать принцип кольцевой конфигурации. В системе электроснабжения этих городов рекомендуется предусматривать сооружение не менее двух ПС 220-330 кВ, через которые осуществляется связь с сетью энергосистемы, а питающие линии рекомендуется прокладывать по различным трассам. При присоединении сети крупных и крупнейших городов к энергосистеме рекомендуется обеспечивать мини-

мальные транзитные перетоки мощности через городскую сеть. Общее количество и пропускная способность линий, связывающих сети этих городов с энергосистемой, рекомендуется выбирать с учетом обеспечения питания городских потребителей без ограничений при отключении двухцепной питающей линии 220-330 кВ, подстанции 220-330 кВ выполнять, как правило, двухтрансформаторными. Установка на ПС одного трансформатора допускается временно (первый этап развития двухтрансформаторной ПС) при обеспечении резервирования потребителей.

Электрические сети напряжением 35-110 кВ

Проектирование электрических сетей напряжением 35-110 кВ осуществляется с учетом следующих рекомендаций. В районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам. В крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ЛЭП. При прохождении линий по территории городов, промышленных районов, на подходах к электростанциям и подстанциям, в стесненных условиях, лесных массивах и др. рекомендуется их выполнять двухцепными. При питании ПС с потребителями первой категории применение двух одноцепных ЛЭП вместо одной двухцепной допускается при наличии обоснований. Для электроснабжения особой группы электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого резервирующего источника питания. Центры питания следует максимально приближать к потребителям, сокращая число трансформаций путем сооружения ПС глубоких вводов.

Схемы внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицированных участков железных дорог, перекачивающих станций нефтепроводов и газопроводов, городских и сельских потребителей должны отвечать требованиям и рекомендациям соответствующих инструкций и отраслевых

норм. Схемы внешнего электроснабжения различных потребителей, расположенные в одном районе, должны быть увязаны с общей схемой электрических сетей рассматриваемого района.

При проектировании сетей 110 кВ рекомендуется:

- не допускать сооружения новых протяженных линий 110 кВ параллельно существующим линиям 220-330 кВ;
- использовать в качестве источников питания сети 110 кВ подстанции 220-330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии;
- обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной линии 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций должно быть не более трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой линии 110 кВ только на первом этапе развития сети. При этом резервирование ответственных потребителей должно быть обеспечено по сети вторичного напряжения;
- осуществлять применение двухцепных линий с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных и крупнейших городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким линиям рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, осуществляя чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;
- применять двухцепные тупиковые линии в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т.п. с присоединением к ним до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым линиям могут быть присоединены до трех подстанций;

- принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВА. Применение на ПС 110 кВ трансформаторов мощностью 80 МВА должно быть обосновано.

При проектировании сетей 35 кВ рекомендуется:

- не допускать сооружения новых протяженных линий 35 кВ параллельно существующим линиям 110 кВ и не сооружать новые ЛЭП 35 кВ протяженностью свыше 30 км;
- оценивать целесообразность сооружения новых ВЛ 35 кВ в габаритах 110 кВ;
- рассматривать возможность перевода существующих линий и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ;
- использовать преимущественно одноцепные ЛЭП 35 кВ с питанием от разных ПС 110-220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС;
- число подстанций, присоединяемых к одноцепной линии 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета подстанций 35/0,4 кВ);
- принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 10 МВА включительно.

Рекомендации по расчету режимов электрических сетей

При проектировании электрических сетей выполняются расчеты установившихся режимов (нормальных и послеаварийных), расчеты устойчивости и расчеты токов К.З.

Целью выполняемых расчетов установившихся режимов являются: проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления; выбор схем и параметров сети; проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения; проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности; разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в

электрических сетях; разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Расчеты потокораспределения мощности, уровней напряжения и потерь мощности выполняются при нормальной схеме сети, а также при отключении отдельных элементов схемы для длительных режимов работы электростанций и условий годового максимума и минимума нагрузки.

Для проверки соответствия проектируемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

для сети 220-500 кВ - совпадение отключения одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы с плановым ремонтом другого;

для сети 35-110 кВ - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы в период максимальных нагрузок.

Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех линий и трансформаторов. При этом сети 35 кВ, имеющие двухстороннее питание от разных ПС, рекомендуется принимать разомкнутыми, а сети 110 кВ и выше – замкнутыми, точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Максимальные нагрузки соответствуют осенне-зимнему периоду. Для отдельных энергорайонов и участков сети при наличии крупных сезонных потребителей максимальные нагрузки могут иметь место в другое время года. Режим минимальной нагрузки в энергосистемах соответствует весенне-летнему периоду.

При выполнении расчетов установившихся режимов следует руководствоваться следующим:

- в питающих пунктах сети наибольшие расчетные напряжения при отсутствии более точных данных рекомендуется принимать ниже максимальных рабочих: на 1 % для сетей 500 кВ и выше и на 2,5 % для сетей 330 кВ и ниже;

- расчетные напряжения на шинах генераторов электростанций в режиме максимума нагрузки принимаются не выше 1,1 номинального напряжения;
- на шинах ВН подстанций в режиме максимума нагрузок рекомендуются такие уровни напряжения, при которых на вторичной стороне трансформаторов с учетом использования РПН напряжение не будет ниже 1,05 номинального в нормальных и не ниже номинального в послеаварийных режимах;
- в режиме минимума нагрузки напряжение на шинах ВН подстанций 35-220 кВ, как правило, не должно превышать более чем на 5% номинальное напряжение сети. Более высокое напряжение на стороне ВН трансформаторов допускается при условии, что на шинах 6-10 кВ не будет превышено номинальное;
- в расчетах электрических сетей 35-220 кВ напряжение на шинах СН и НН питающих подстанций при отсутствии исходных данных рекомендуется принимать: для режима максимальных нагрузок - 1,05 номинального, а для режима минимальных нагрузок - равное номинальному напряжению сети.

При выборе средств регулирования напряжения следует исходить из того, что на всех подстанциях 35-750 кВ устанавливаются трансформаторы с устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Установка трансформаторов без РПН (за исключением случаев их работы в блоке с генераторами) требует специальных обоснований.

На действующих ПС с трансформаторами без РПН, замена которых не требуется по условиям роста нагрузок, при необходимости рекомендуется устанавливать линейные регулировочные трансформаторы. При присоединении потребителей к обмотке НН автотрансформаторов с ВН 220-330 кВ целесообразно использовать линейный регулятор.

2.10. Контрольные вопросы к разделу 2

1. С какой целью определяется климатическая характеристика района проектирования электрических сетей?
2. Перечислите задачи проектирования ЭЭС и электрических сетей.
3. Как определяются электрические нагрузки при проектировании?
4. С какой целью применяют технико-экономическое обоснование при проектировании электрических сетей?
5. Как определяются капитальные вложения и эксплуатационные издержки при проектировании электрических сетей?
6. Перечислите экономические критерии и область их применения.
7. В каком случае можно применять статические приведенные затраты, а в каком ЧДД?
8. Перечислите принципы составления вариантов конфигурации электрических сетей.
9. Как отбирается оптимальный вариант конфигурации электрической сети?
10. Как можно выбрать номинальное напряжение сети?
11. Какие методы выбора сечений проводников Вы знаете?
12. Проведите сравнительный анализ метода экономической плотности тока и экономических токовых интервалов.
13. Как выбрать сечение проводников по нагреву допустимым током?
14. Когда целесообразно выбирать сечения проводников по допустимой потере напряжения? В чем сущность этого метода?
15. С какой целью проводится поперечная компенсация реактивной мощности (КРМ) в электрических сетях?
16. Как осуществляется поперечная КРМ?
17. Каким обеспечить регулирование напряжения с помощью КРМ?
18. Приведите алгоритм выбора и проверки силовых трансформаторов.
19. В чем отличие в рекомендациях по проектированию электрических сетей 220 и 35 кВ?

3. ОСНОВЫ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В ЭЭС БОЛЬШОЙ СЛОЖНОСТИ

Расчёты установившихся режимов составляют существенную часть общего объёма исследований ЭЭС, выполняемых как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации этих систем. Такие расчеты необходимы при выборе конфигурации схемы электроэнергетической системы и параметров ее элементов, анализе устойчивости ЭЭС и оценке токов короткого замыкания, определении наиболее экономичных режимов ее работы и т.д. Кроме того, расчеты установившихся режимов имеют большое самостоятельное значение, так как позволяют ответить на ряд практически важных вопросов, а именно:

- данный режим осуществим, т.е. возможна передача требуемой мощности от источников электроэнергии к потребителям;
- допустимость токов, протекающих по элементам ЭЭС;
- узловые напряжения сети не выходят за заданные пределы.

Электронергетическая система большой сложности, по сути, представляет собой любую современную электроэнергетическую систему, будь то региональная или объединенная ЭЭС. Она характеризуется сложнотопологической структурой, большим количеством ветвей и узлов. В реальной ЭЭС количество узлов достигает $1000 \div 3000$. Вручную рассчитать режим в такой системе невозможно, поэтому расчеты производят в сертифицированных программно-вычислительных комплексах (ПВК). Для того, чтобы можно было понять каким образом проводится расчет режимов в таких комплексах необходимо знать сущность реализованных в них методов расчета режимов, как нужно представлять систему для таких расчетов. Ниже приведены базовые методические подходы, позволяющие понимать сущность расчетов режимов, реализуемых в ПВК

3.1. Уравнения узловых напряжений и преобразование схемы замещения электрической сети для выбора ее эквивалента при расчете режимов

3.1.1. Уравнения узловых напряжений

Установившийся режим ЭЭС и электрических сетей рассчитывают при различных способах задания исходных данных в зависимости от физической сути и цели расчета.

Рассмотрим ситуацию, когда известны сопротивления и проводимости всех пассивных элементов электрической сети. Кроме того, заданы постоянные величины всех источников тока во всех узлах, кроме балансирующего по P и Q , и все ЭДС, а также напряжение одного узла - базисного по напряжению. Надо определить напряжения n узлов и токи в m ветвях.

Узел, в котором ток можно определить из баланса токов в сети называют *балансирующим*. Обычно это шины мощной электростанции или системы. Узел, в котором напряжение задается по величине и фазе таким, чтобы напряжения во всех узлах схемы сети вычислялись относительно этого известного напряжения, называется *базисным*. Обычно фазу напряжения базисного узла принимают равной нулю, т.е. вектор напряжения базисного узла совмещают с действительной осью. Остальные узлы называют независимыми.

В общем случае базисный по напряжению и балансирующий по активной мощности P и реактивной мощности Q узлы могут не совпадать. Как правило, при расчетах режимов ЭЭС предполагают, что эти узлы совпадают. В дальнейшем будем считать, что базисным по напряжению и балансирующим по P и Q является один и тот же $(n+1)$ -й узел, который для краткости будем называть *балансирующим*.

Число независимых уравнений по первому закону Кирхгофа равно числу независимых узлов n . Уравнение первого закона Кирхгофа для $(n+1)$ -го узла является следствием уравнений для остальных n узлов и не входит в число независимых уравнений.

Если в качестве неизвестных принять n узловых напряжений, то установившийся режим достаточно описать только узловыми уравнениями, вытекающими из первого закона Кирхгофа и закона Ома. Уравнения узловых напряжений следуют из первого закона Кирхгофа, если все токи в ветвях выразить через узловые напряжения и проводимости ветвей. Число уравнений узловых напряжений равно числу независимых узлов n . При этом напряжение одного из узлов $[(n+1)\text{-го}]$ может быть задано произвольно и, в частности, принято равным нулю.

Решив n уравнений узловых напряжений с n неизвестными, определим напряжения всех узлов. Затем вычислим токи в ветвях, которые однозначно определяются из закона Ома через известные напряжения узлов. Такой путь эффективнее, чем решение системы m уравнений первого и второго законов Кирхгофа для определения m независимых токов в ветвях, так как число ветвей в электрических системах, как правило, значительно больше числа узлов.

Уравнения узловых напряжений при напряжении балансирующего узла $U_0=0$ для сети постоянного тока, например, из четырех узлов можно записать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 &= I_1; \\ Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 &= I_2; \\ Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 &= I_3, \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

где I_k - задающий ток k -го узла, $k= 1, 2, 3$;

U_k - неизвестное узловое напряжение, т. е. напряжение между k -м узлом и балансирующим, совпадающим с базисным по U ,

Y_{kj} (при $k \neq j$)- взаимная проводимость узлов j и k ,

Y_{kk} -собственная проводимость узла k .

Взаимная проводимость узлов j и k равна взятой с обратным знаком сумме проводимостей ветвей, соединяющих эти узлы.

Если между двумя узлами в схеме сети нет ветви, то соответствующая взаимная проводимость равна нулю. Если узлы j и k соединены одной ветвью с сопротивлением Z_l и проводимостью Y_l , то

$$Y_{kj} = -Y_l = -1/Z_l. \quad (3.2)$$

Собственная проводимость k -го узла Y_{kk} равна сумме проводимостей всех ветвей, соединенных с узлом k (в их число входят и ветви, соединяющие балансирующий узел с нулевым напряжением с узлом k). Если таких ветвей нет, то собственная проводимость узла Y_{kk} равна сумме всех взаимных проводимостей Y_{kj} взятой с обратным знаком.

Пусть с узлом k соединено m ветвей, тогда

$$Y_{kk} = \sum_{l=1}^m Y_l = -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} Y_{kj}, \quad (3.3)$$

где $n+1$ - общее число узлов в сети, из которых n независимы.

Например, для рассматриваемой сети из четырех узлов

$$Y_{11} = \sum_{j=2}^4 Y_{1j}.$$

При расчетах режимов электроэнергетических систем задающий ток I_k равен алгебраической сумме токов источников, подключенных к узлу k . Токи, соответствующие генерации или потреблению, имеют разные знаки. При наличии в сети источников ЭДС в ток k -го узла I_k входит алгебраическая сумма произведений ЭДС ветвей, соединенных с узлом k , на проводимость этих ветвей.

Будем использовать матрицу собственных и взаимных проводимостей узлов

$$\mathbf{Y}_y = \begin{vmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{vmatrix} \quad (3.4)$$

и векторы-столбцы токов в узлах I и узловых напряжений U

$$\underline{I} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \end{bmatrix}, \quad \underline{U} = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix}. \quad (3.5)$$

Учитывая правило умножения матриц, систему уравнений узловых напряжений (3.1) можно записать в матричной форме следующим образом:

$$\underline{Y}_y \underline{U} = \underline{I}. \quad (3.6)$$

Для цепи переменного тока узловые напряжения, токи в узлах, собственные и взаимные проводимости узлов являются комплексными величинами. Если аналогично (3.4) и (3.5) использовать матрицу собственных и взаимных проводимостей узлов \underline{Y}_y с комплексными элементами \underline{Y}_{kj} , а также векторы-столбцы фазных токов в узлах \underline{I} и узловых междуфазных напряжений \underline{U} с комплексными элементами \underline{I}_k и \underline{U}_k , то систему уравнений узловых напряжений для сети переменного тока можно записать в матричной форме:

$$\underline{Y}_y \underline{U} = \sqrt{3} \underline{I}. \quad (3.7)$$

В справедливости этого матричного выражения легко убедиться, если принять во внимание правило умножения матриц с комплексными элементами.

При решении на ПЭВМ уравнения узловых напряжений для сети переменного тока, как правило, приводятся к системе действительных уравнений порядка $2n$, где n - число независимых узлов. Для этого представляют матрицы и вектор-столбцы с комплексными элементами в виде сумм матриц и вектор-столбцов с действительными элементами (при этом надо в виде такой суммы представить каждый комплексный элемент и учесть правило сложения матриц):

$$\left. \begin{aligned} \underline{Y}_y &= \underline{G}_y - j\underline{B}_y; \\ \underline{U} &= \underline{U}' + j\underline{U}''; \\ \underline{I} &= \underline{I}' + j\underline{I}'' \end{aligned} \right\} \quad (3.8)$$

Подставляя (3.8) в (3.7), получим

$$(\underline{G}_y - j\underline{B}_y)(\underline{U}' + j\underline{U}'') = \sqrt{3}(\underline{I}' + j\underline{I}'') \quad (3.9)$$

Запишем отдельно действительные и мнимые матричные слагаемые в последнем уравнении:

$$\mathbf{G}_y \mathbf{U}' + \mathbf{B}_y \mathbf{U}'' = \sqrt{3} \mathbf{I}' ; \quad (3.10)$$

$$-\mathbf{B}_y \mathbf{U}' + \mathbf{G}_y \mathbf{U}'' = \sqrt{3} \mathbf{I}'' . \quad (3.11)$$

Таким образом, систему уравнений узловых напряжений для сети переменного тока можно записать в матричном виде следующим образом:

$$\begin{Bmatrix} \mathbf{G}_y & \mathbf{B}_y \\ -\mathbf{B}_y & \mathbf{G}_y \end{Bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} \mathbf{U}' \\ \mathbf{U}'' \end{Bmatrix} = \sqrt{3} \begin{Bmatrix} \mathbf{I}' \\ \mathbf{I}'' \end{Bmatrix} . \quad (3.12)$$

Выражение (3.12) является системой действительных уравнений порядка $2n$ и содержит $2n$ неизвестных действительных и мнимых составляющих узловых напряжений $(\mathbf{U}'_k, \mathbf{U}''_k)$.

Уравнения узловых напряжений при напряжении балансирующего узла $U_6 \neq 0$ для сети постоянного тока из четырех узлов можно записать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned} Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 + Y_{14}U_4 &= I_1; \\ Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{24}U_4 &= I_2; \\ Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 + Y_{34}U_4 &= I_3; \\ Y_{41}U_1 + Y_{42}U_2 + Y_{43}U_3 + Y_{44}U_4 &= I_4. \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

Полная система уравнений узловых напряжений, аналогичная (3.13), может быть записана в матричном виде для сети постоянного тока из $(n+1)$ -го узла следующим образом:

$$\mathbf{Y}_{y\Sigma} \mathbf{U}_\Sigma = \mathbf{I}_\Sigma , \quad (3.14)$$

где $\mathbf{Y}_{y\Sigma}$ - полная матрица узловых проводимостей порядка $(n+1)$;

$\mathbf{I}_\Sigma, \mathbf{U}_\Sigma$ - вектор-столбцы токов в узлах и напряжений узлов порядка $(n+1)$.

Сумма всех токов в узлах равна нулю. Полная матрица узловых проводимостей является симметричной и вырожденной (определитель вырожденной матрицы равен нулю если не учитываются проводимости на землю). Вырож-

денность полной матрицы Y_{yz} следует, например, из (3.3). Полная система уравнений узловых напряжений (3.13) или (3.14) линейно зависима. Независимыми являются лишь n уравнений узловых напряжений.

Уравнения (3.13) или (3.14) решаются обычно следующим образом. Один из узлов системы, например $(n+1)$ -й, принимается за базисный по напряжению и за балансирующий по току. В общем случае базисным по напряжению и балансирующим по току может быть не один и тот же узел. Напряжение в этом узле U_{n+1} предполагается известным, а ток I_{n+1} - неизвестным и равным сумме токов остальных n узлов. Токи в остальных n узлах заданы, а напряжения неизвестны. Вместо вырожденной системы с полной матрицей Y_{yz} (3.13) или (3.14) решается система n независимых уравнений узловых напряжений с неполной матрицей Y_y . Эту систему уравнений узловых напряжений с неполной матрицей получают из (3.13) или (3.14) отбрасыванием последней строки и число записывают в виде, когда известные слагаемые $U_{\delta} Y_{k\delta}$ в левой части переносятся вправо, т. е.

$$\left. \begin{aligned} Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 &= I_1 - Y_{1\delta}U_{\delta}; \\ Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 &= I_2 - Y_{2\delta}U_{\delta}; \\ Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 &= I_3 - Y_{3\delta}U_{\delta}, \end{aligned} \right\} \quad (3.15)$$

или в матричном виде

$$Y_y U = I - Y_{\delta} U_{\delta}, \quad (3.16)$$

где k -й элемент вектор-столбца $Y_{\delta} U_{\delta}$ равен $Y_{k\delta} U_{\delta}$, т. е.

$$Y_{\delta} U_{\delta} = \begin{pmatrix} Y_{1\delta} U_{\delta} \\ Y_{2\delta} U_{\delta} \\ Y_{3\delta} U_{\delta} \end{pmatrix}. \quad (3.17)$$

Если в системе уравнений узловых напряжений учесть, что $Y_{k\delta}$ в соответствии с (3.3) можно представить как сумму проводимостей, например

$$Y_{1\delta} = -Y_{11} - Y_{12} - Y_{13},$$

то (3.15) можно переписать в виде

$$\left. \begin{aligned} Y_{11}(U_1 - U_\delta) + Y_{12}(U_2 - U_\delta) + Y_{13}(U_3 - U_\delta) &= I_1; \\ Y_{21}(U_1 - U_\delta) + Y_{22}(U_2 - U_\delta) + Y_{23}(U_3 - U_\delta) &= I_2; \\ Y_{31}(U_1 - U_\delta) + Y_{32}(U_2 - U_\delta) + Y_{33}(U_3 - U_\delta) &= I_3. \end{aligned} \right\}$$

Будем использовать вектор-столбец $\|U - U_\delta\|$, k -й элемент которого равен разности напряжений k -го и балансирующего узлов, т.е. для электрической системы из четырех узлов

$$U - U_\delta = \begin{Bmatrix} U_1 - U_\delta \\ U_2 - U_\delta \\ U_3 - U_\delta \end{Bmatrix}. \quad (3.18)$$

Тогда уравнения узловых напряжений (3.15) при $U_\delta \neq 0$ в матричной форме будут иметь вид

$$Y_y (U - U_\delta) = I. \quad (3.19)$$

Рассмотренное выше уравнение (3.6) – это частный случай (3.19) при $U_\delta \neq 0$.

Изменим напряжение балансирующего узла и всех остальных узлов на одно и то же значение при заданных токах в узлах. В этом случае не изменяются разности напряжений между узлами. Ток в ветви, соединяющей два узла, равен разности напряжений между узлами, умноженной на проводимость ветви. Соответственно при изменении напряжений всех узлов на одно и то же значение в линейной цепи не изменяются токи в ветвях, потоки мощности и потери в ветвях, а также суммарные потери в цепях.

Можно показать, что напряжения в узлах, токи в ветвях не зависят от того, какой узел сети выбирается в качестве балансирующего по току, если сумма токов во всех $(n+1)$ узлах равна нулю. Поэтому выбор балансирующего узла, а также его напряжения (например, $U_\delta = 0$ или $U_\delta \neq 0$) не оказывают влияния на результат расчета установившегося режима линейных электрических систем. В этом смысле линейные уравнения узловых напряжений (3.6) и (3.19) эквивалентны.

Для нелинейных уравнений установившегося режима выбор балансирующего узла и значение его напряжения оказывают влияние на результат расчета режима. Поэтому при нелинейных задающих токах в узлах уравнения (3.6) и (3.19) не эквивалентны. При расчетах нелинейных уравнений установившегося режима электроэнергетических систем используются уравнения узловых напряжений (3.19), так как обычно в качестве балансирующего узла применяется электрическая станция, ведущая по частоте, напряжение которой не равно нулю.

Для сети переменного тока система уравнений узловых напряжений может быть записана в виде комплексной системы порядка n , аналогичной (3.16):

$$\underline{Y}_y \underline{U} = \sqrt{3} \underline{I} - \underline{Y}_\delta \underline{U}_\delta, \quad (3.20)$$

где $\underline{Y}_\delta \underline{U}_\delta$ - вектор-столбец, k -й элемент которого равен $\underline{U}_\delta \underline{Y}_{k\delta}$ (см. выражение (3.17)).

Используя выражения (3.8), можно записать (3.20) в виде системы действительных уравнений порядка $2n$. Например, при $U_\delta'' = 0$ получим

$$\left\| \begin{array}{c} \mathbf{G}_y \\ -\mathbf{B}_y \end{array} \right\| \cdot \left\| \begin{array}{c} \mathbf{U}' \\ \mathbf{U}'' \end{array} \right\| = \sqrt{3} \left\| \begin{array}{c} \mathbf{I}' \\ \mathbf{I}'' \end{array} \right\| - \left\| \begin{array}{c} \mathbf{g}_\delta \mathbf{U}_\delta \\ -\mathbf{b}_\delta \mathbf{U}_\delta \end{array} \right\|, \quad (3.21)$$

где $\mathbf{g}_\delta \mathbf{U}_\delta$ и $-\mathbf{b}_\delta \mathbf{U}_\delta$ - вектор-столбцы, имеющие вид, аналогичный (3.17);

$\mathbf{g}_{k\delta}, \mathbf{b}_{k\delta}$ - активные и реактивные взаимные проводимости узлов k -го и балансирующего.

Матрица собственных и взаимных проводимостей узлов \mathbf{Y}_y играет важную роль в расчетах установившихся режимов электроэнергетических систем. Обычно в качестве исходных данных для расчетов установившихся режимов ЭЭС задают сопротивления продольных ветвей (линий электропередачи, трансформаторов), проводимости на землю (линий электропередачи, реакторов), а также топологию схемы (схему соединений) ЭЭС. Топология схемы, как правило, задается парами номеров узлов, соединенных ветвями. Элементы мат-

рицы проводимостей \underline{Y}_y рассчитываются на ПЭВМ. Такой расчет очень прост и состоит практически в определении взаимных проводимостей и в вычислении собственных проводимостей. Последние равны отрицательной сумме взаимных проводимостей ветвей, соединенных с данным узлом.

Матрица собственных и взаимных проводимостей симметричная, т.е. $\underline{Y}_{kj} = \underline{Y}_{jk}$. Важнейшим свойством матрицы \underline{Y}_y является большое количество нулевых элементов – ее слабая заполненность (разреженность). Как отмечалось выше, если узлы не соединены между собой ветвью, то их взаимная проводимость равна нулю. В ЭЭС каждый узел связан лишь с небольшим количеством соседних узлов. Пусть, например, в ЭЭС из 100 узлов первый узел связан с 10 другими. Тогда в первой строке и в первом столбце матрицы \underline{Y}_y окажется 10 ненулевых проводимостей, а остальные 90 равны нулю. Как правило, большинство узлов в ЭЭС системах соединены со значительно меньшим количеством узлов, чем 10. В большинстве отечественных и зарубежных программ расчета установившегося режима предполагается, что предельное число ветвей в 1,5 раза больше числа узлов. Это означает, что с помощью программы можно рассчитывать режимы систем, содержащих, например, 300 узлов и 450 ветвей. С учетом симметричности матрицы необходимо запомнить столько ненулевых взаимных проводимостей, сколько ветвей в ЭЭС, и столько собственных узлов проводимостей, сколько узлов в системе. Информация о схеме соединений, как правило, требует столько машинных слов памяти, сколько ветвей в системе.

Из сказанного легко убедиться, насколько меньше памяти требуется для запоминания ненулевых элементов матрицы \underline{Y}_y в сравнении с тем случаем, когда пришлось бы запомнить все элементы этой матрицы, число которых равно n^2 . Возможность использования слабой заполненности матриц уравнений является важнейшим свойством, которое надо учитывать при сопоставлении различных методов расчетов установившихся режимов. Уравнения узловых

напряжений нашли широкое применение при расчетах установившихся режимов сложных электроэнергетических систем на ПЭВМ.

Матрица соединений ветвей и узлов (первая матрица инциденций) – это прямоугольная матрица, число строк которой равно числу узлов $n+1$, а число столбцов – числу ветвей m . Она обозначается следующим образом:

$$M_{\Sigma} = \left\| m_{ij} \right\| \text{ при } i = 1, \dots, n+1, j = 1, \dots, m.$$

При этом номера строк i соответствуют номерам узлов, а номера столбцов j – номерам ветвей. Элементы матрицы M_{Σ} могут принимать одно из трех значений: $m_{ij} = +1$, если узел i является начальной вершиной ветви j ; $m_{ij} = -1$ если узел i является конечной вершиной ветви j ; $m_{ij} = 0$, если узел i не является вершиной ветви j .

Каждая строка матрицы M_{Σ} показывает, какими вершинами соответствующие ветви присоединяются к данному узлу схемы; каждый столбец – какие узлы являются начальной и конечной вершинами данной ветви. Очевидно, что в каждом столбце матрицы M_{Σ} может быть только одна положительная и одна отрицательная единица; остальными элементами являются нули.

Если в матрице M_{Σ} отбросить строку, соответствующую $(n+1)$ -му балансирующему узлу, то получим прямоугольную матрицу \mathbf{M} , в которой n строк и m столбцов.

Матрица \mathbf{M} дает возможность записать систему независимых уравнений первого закона Кирхгофа в следующем виде:

$$\mathbf{M} \underline{\mathbf{I}}_B = \underline{\mathbf{I}}, \quad (3.22)$$

где $\underline{\mathbf{I}}_B = \left\| \underline{\mathbf{I}}_l \right\|$, $l = 1, \dots, m$; $\underline{\mathbf{I}} = \left\| \underline{\mathbf{I}}_i \right\|$, $i = 1, \dots, n$ столбцы токов в ветвях и задающих токов в узлах.

Матрица узловых проводимостей $\underline{\mathbf{Y}}_Y$ может быть определена следующим образом:

$$\underline{\mathbf{Y}}_Y = \mathbf{M} \underline{\mathbf{Z}}_B^{-1} \mathbf{M}_T = \mathbf{M} \underline{\mathbf{Y}}_B \mathbf{M}_T, \quad (3.23)$$

где \underline{M}_T - транспонированная матрица соединений ветвей и узлов \underline{M} ;

\underline{Z}_B и \underline{Y}_B - диагональные матрицы сопротивления и проводимостей ветвей.

3.1.2. Упрощающие преобразования схем замещения электрических сетей

Множество схем, режимов и возмущений для анализа сложнозамкнутых сетей приводит к необходимости замены реальной сети и реального режима их эквивалентами или моделями. Как при проектировании, так и при эксплуатации в большинстве решаемых инженерных задач нет необходимости работать со схемой всей ЭЭС, ее целесообразно заменить эквивалентом, достаточным для получения результатов с требуемой точностью. Далее можно этот эквивалент упростить, исследовать режимы в нем и решать требуемую задачу. Таких приемов несколько. Рассмотрим некоторые из них.

Выделенная часть ЭЭС (эквивалент сети) постепенными преобразованиями может быть преобразована к простой замкнутой сети, в которой находится распределение мощностей. Затем развертыванием схемы сети определяется распределение мощностей в действительной сети. Преобразование сложнозамкнутой сети основано на использовании следующих простейших эквивалентных преобразований, известных из теоретической электротехники: замены нескольких линий одной эквивалентной, переноса нагрузок (исключение узла), преобразования треугольника в звезду и обратно. Эти эквивалентные преобразования осуществляются так, чтобы решение линейных уравнений установившегося режима для исходной и преобразованной сетей совпадали. Иными словами, токи и напряжения (т. е. установившийся режим) в исходной и преобразованной сетях должны совпадать при решении линейных уравнений установившегося режима.

Замена линий одной эквивалентной

Замена нескольких линий одной эквивалентной осуществляется в следующем порядке:

- для элементов эквивалента сети определяют проводимости;
- по известным проводимостям схемы находят эквивалентную проводимость сети;
- определяют эквивалентное напряжение;
- находят эквивалентный ток;
- определяют напряжения в узле, к которому подходят заменяемые ветви (линии);
- находят токи ветвей.

Данное преобразование рассмотрим на примере замены трех линий одной (см. рис. 37). Нам надо заменить линии 12, 13, 14 одной эквивалентной линией Э1 так, чтобы напряжение в узле 1 и ток \underline{I}_1 , текущий из узла 1 в сеть, в преобразованной и не преобразованной сетях были одинаковыми. При этом должно выполняться следующее требование: часть сети, находящаяся за узлом 1 должна быть неизменной.

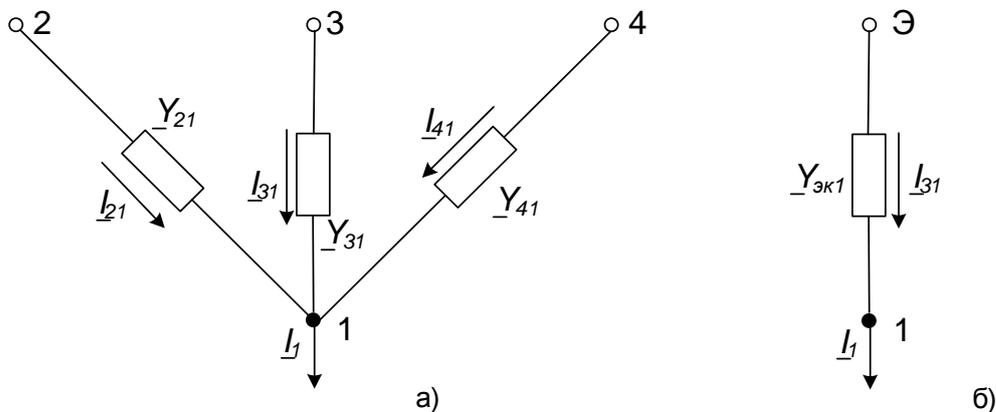


Рис. 37. Замена нескольких линий одной эквивалентной при

$\underline{U}_1 = const \quad \underline{I}_1 = const$:

- а- три линии, сходящиеся в узле;
- б- эквивалентная линия.

По эквивалентной линии Э1 должен проходить ток

$$\underline{I}_{эк1} = \underline{I}_{21} + \underline{I}_{31} + \underline{I}_{41} \quad (3.24)$$

где \underline{I}_{21} , \underline{I}_{31} , \underline{I}_{41} - токи по линиям 21, 31 и 41.

Проводимость $\underline{Y}_{\text{эк1}}$ эквивалентной линии Э1 равна сумме проводимостей линий 21 , 31 и 41 :

$$\underline{Y}_{\text{эк1}} = \underline{Y}_{21} + \underline{Y}_{31} + \underline{Y}_{41} \quad (3.25)$$

Известные фазные напряжения узлов 2 , 3 , 4 не одинаковы и равны $\underline{U}_{2\phi}$, $\underline{U}_{3\phi}$ и $\underline{U}_{4\phi}$. Чтобы получить выражение для эквивалентного напряжения $\underline{U}_{\text{эф}}$ узла Э , надо выразить в (3.24) токи в линиях через узловые напряжения и проводимости линий следующим образом:

$$\left(\underline{U}_{\text{эф}} - \underline{U}_1\right)\underline{Y}_{\text{эк1}} = \left(\underline{U}_{2\phi} - \underline{U}_{1\phi}\right)\underline{Y}_{21} + \left(\underline{U}_{3\phi} - \underline{U}_{1\phi}\right)\underline{Y}_{31} + \left(\underline{U}_{4\phi} - \underline{U}_{1\phi}\right)\underline{Y}_{41} \quad (3.26)$$

Из выражения (3.26) с учетом (3.25) получим выражение для эквивалентного напряжения узла Э :

$$\underline{U}_{\text{эк}} = \frac{\underline{U}_{2\phi}\underline{Y}_{21} + \underline{U}_{3\phi}\underline{Y}_{31} + \underline{U}_{4\phi}\underline{Y}_{41}}{\underline{Y}_{21} + \underline{Y}_{31} + \underline{Y}_{41}} = \frac{\sum_{k=2}^4 \underline{U}_{k\phi}\underline{Y}_{k1}}{\underline{Y}_{\text{эк1}}} \quad (3.27)$$

По известным проводимостям линий \underline{Y}_{21} , \underline{Y}_{31} , \underline{Y}_{41} , токам в линиях \underline{I}_{21} , \underline{I}_{31} и \underline{I}_{41} и фазным напряжениям узлов $\underline{U}_{2\phi}$, $\underline{U}_{3\phi}$, $\underline{U}_{4\phi}$ исходной сети, представленной на рис. 37а, по выражениям (3.24), (3.25), (3.26) можно найти ток $\underline{I}_{\text{эк1}}$, эквивалентную проводимость $\underline{Y}_{\text{эк1}}$ линии Э1 и эквивалентное напряжение $\underline{U}_{\text{эк}}$ узла Э преобразованной сети, представленной на рис. 37б.

При разворачивании сети можно определить токи в линиях 21 , 31 и 41 на рис. 37а. Для этого в сети на рис. 37б надо найти \underline{U}_1 , а затем найти токи в линиях сети на рис. 37а по закону Ома.

Преобразование линий является эквивалентным только для линейных уравнений установившегося режима (для сети с заданными токами в узлах).

Рассмотрим сеть с заданными мощностями в узлах (при задании нелинейных узловых токов), для которой уравнения установившегося режима нелинейны, и описанное выше преобразование линий не является эквивалентным (см. рис. 38).

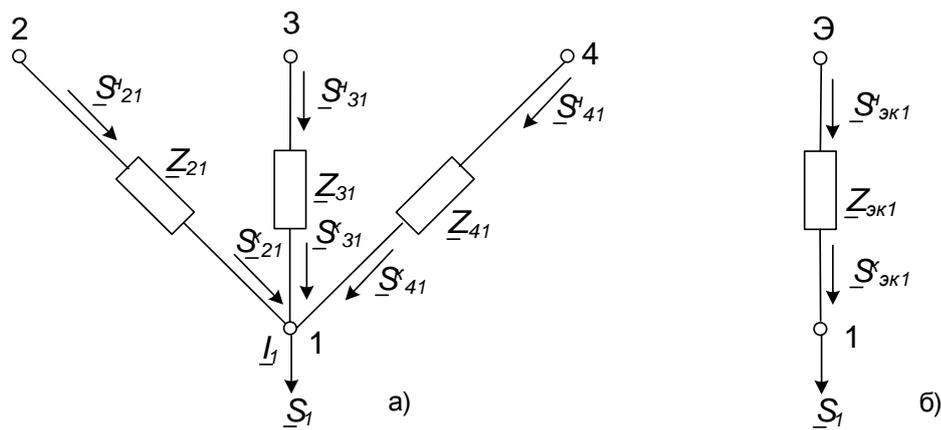


Рис. 38. Замена нескольких линий одной эквивалентной при $\underline{U}_1 = const$, $\underline{S}_1 = const$:

а- три линии, сходящиеся в узле; б- эквивалентная линия

Если записать уравнение (3.26) для мощностей \underline{S}_{21}^K , \underline{S}_{31}^K и \underline{S}_{41}^K в конце линий 21, 31 и 41 (рис. 38а) и $\underline{S}_{эк1}^K$ в конце линии Э1 (рис. 38б), т. е. умножить уравнение (3.26) слева и справа на $\sqrt{3}U_1$, то легко убедиться, что из полученного выражения для мощностей, так же как и из (3.26), вытекает выражение для эквивалентного напряжения (3.27). В то же время при разворачивании сети в исходную сеть, приведенную на рис. 38а из-за нелинейности потерь мощности режим будет другим. Режимы в исходной сети на рис. 38а и в преобразованной сети на рис. 38б не будут совпадать. В этом легко убедиться, если определить эквивалентную проводимость $\underline{Y}_{эк1}$ для рис. 38б по выражению (3.25) и эквивалентное напряжение $\underline{U}_{эк}$ узла Э для сети на рис. 2б по выражению (3.27). При этом будет выполняться баланс мощности в конце исходной и эквивалентной линий

$$\underline{S}_{эк1}^K = \underline{S}_{21}^K + \underline{S}_{31}^K + \underline{S}_{41}^K \quad (3.28)$$

Если рассчитать режим эквивалентной линии на рис. 38б, то легко найти по известному напряжению $\underline{U}_{эк1}$ в начале линии и мощности в конце линии $\underline{S}_{эк1}^K$ потери в линии $\Delta \underline{S}_{эк1}$, мощность в начале линии $\underline{S}_{эк1}^H$ и напряжение \underline{U}_1 в конце линии, т. е. в узле 1. Для исходной схемы на рис. 38а заданы напряжения \underline{U}_2 ,

\underline{U}_1 и \underline{U}_4 узлов 2, 3 и 4, а напряжение \underline{U}_1 узла 1 должно совпадать с напряжением этого же узла для преобразованной линии на рис. 38б. При этом в линиях 21, 31 и 41 рассчитанные потоки мощности не будут совпадать с исходными, преобразование неэквивалентно.

Исключение узлов или перенос нагрузки

При расчете режимов бывают ситуации, когда от одной линии питается много узлов нагрузки, а для решения поставленной задачи нет необходимости определять распределение токов во все узлы схемы, тогда целесообразно исключить из рассмотрения часть узлов. Это осуществляется путем переноса нагрузки исключаемых узлов в соседние узлы. Рассмотрим это преобразование на примере (см. рис. 39) и обобщим полученные результаты.

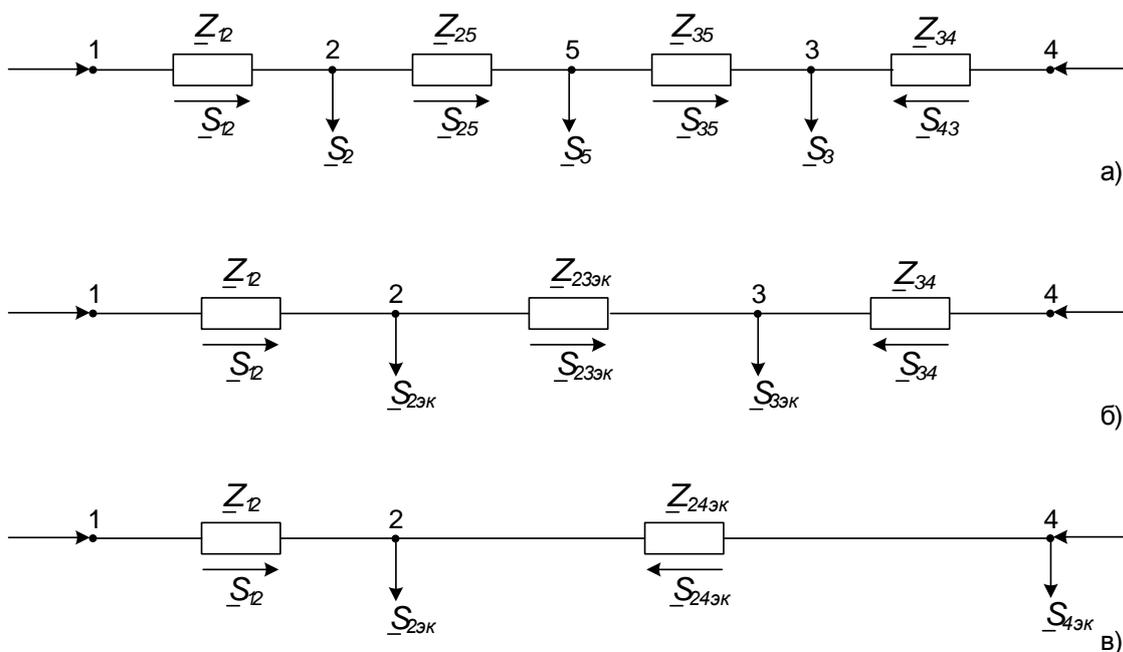


Рис. 39. Перенос нагрузок:

а - исходная линия; *б* - исключение узла 5; *в* - исключение узла 3.

Необходимо исключить узел 5 из схемы, для этого нужно перенести нагрузку в соседние узлы 2 и 3, т.е. заменить нагрузку в узле 5 эквивалентными нагрузками, расположенными в узлах 2 и 3. Исходная схема приведена на рис.39а. После исключения узла 5 схема преобразуется к виду, приведенному на рис. 39б., т.е. к сети с четырьмя узлами.

Эквивалентность преобразования сохраняется только при переносе заданных токов нагрузки. Следовательно, можно рассматривать перенос мощности в случае, когда заданы постоянные мощности или токи нагрузок в узлах, для которых справедливо следующее соотношение:

$$\underline{S}_k = \sqrt{3} \underline{I}_k^* \underline{U}_{НОМ}$$

где $\underline{U}_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети.

При описании сети нелинейными уравнениями установившегося режима перенос мощностей нагрузок не является эквивалентным преобразованием, как и в случае преобразования линий.

Эквивалентное сопротивление участка 23 на рис. 39б равно:

$$\underline{Z}_{23эк} = \underline{Z}_{25} + \underline{Z}_{35}.$$

Эквивалентные нагрузки в узлах 2 и 3 сети на рис. 39б $\underline{S}_{2эк}$ и $\underline{S}_{3эк}$ определяются из условия неизменности мощностей \underline{S}_{12} и \underline{S}_{43} в линиях 12 и 43 в исходной (рис. 39а) и преобразованной (рис. 39б) сетях.

Если записать выражения для определения потоков мощностей на головных участках мощностей \underline{S}_{12} и \underline{S}_{43} для рис. 39а и 39б, а также учесть, что

$$\underline{S}_2 + \underline{S}_5 + \underline{S}_3 = \underline{S}_{2эк} + \underline{S}_{3эк},$$

то после простых преобразований можно получить следующие выражения для эквивалентных нагрузок:

$$\underline{S}_{2эк} = \underline{S}_2 + \underline{S}_5 \frac{\underline{Z}_{35}^*}{\underline{Z}_{25}^* + \underline{Z}_{35}^*}; \quad (3.29)$$

$$\underline{S}_{3эк} = \underline{S}_3 + \underline{S}_5 \frac{\underline{Z}_{25}^*}{\underline{Z}_{25}^* + \underline{Z}_{35}^*}. \quad (3.30)$$

Из (3.29) и (3.30) видно, что нагрузки $\underline{S}_{2эк}$ и $\underline{S}_{3эк}$ в преобразованной сети состоят из двух слагаемых: нагрузок непреобразованной сети \underline{S}_2 и \underline{S}_3 , и добавочных перенесенных нагрузок:

$$\left. \begin{aligned} \underline{S}_{2n} &= \underline{S}_5 \frac{\underline{Z}_{35}^*}{\underline{Z}_{25}^* + \underline{Z}_{35}^*}; \\ \underline{S}_{3n} &= \underline{S}_5 \frac{\underline{Z}_{25}^*}{\underline{Z}_{25}^* + \underline{Z}_{35}^*}, \end{aligned} \right\} \quad (3.31)$$

которые представляют собой составляющие перенесенной нагрузки \underline{S}_5 . Действительно, из (3.31) видно, что сумма обеих перенесенных нагрузок \underline{S}_2 и \underline{S}_3 равна нагрузке \underline{S}_5 в непреобразованной сети.

Перенесенные нагрузки \underline{S}_2 и \underline{S}_3 , как следует из (3.31), находятся по правилам расчета мощностей для линий с двухсторонним питанием. Перенесенные нагрузки численно равны мощностям, вытекающим из узлов питания, если за таковые принять узлы 2 и 3. Можно показать, что такое определение перенесенных нагрузок справедливо и для случая, когда надо перенести не одну, а две или более нагрузок. Например, можно перенести нагрузки 5 и 3 в узлы 2, 4 на рис. 39 а. В результате получим сеть, приведенную на рис. 39 в.

Поскольку разнесение нагрузок не влияет на величину уравнительной мощности, приведенные рассуждения справедливы и в общем случае, когда не равны напряжения в узлах 1 и 4 на рис. 39.

Данные приемы позволяют при необходимости последовательно упрощать сеть. Суть такого подхода заключается в последовательном упрощении схемы сети с помощью законов электротехники и рассмотренных выше способов в следующем порядке:

- вначале осуществляется последовательное исключение узлов и перенос нагрузки;
- затем преобразуется звезда в треугольник (если есть такие части схемы);

- в схеме с треугольником можно разрезать сеть по узлам питания и преобразовать две параллельные линии в одну;
- упрощающие преобразования следует осуществлять до тех пор, пока не получится сеть с приемлемым для расчета режима количеством узлов.

Расщепление сети

Расщепление сети можно применять в однородных электрических сетях. В однородной сети отношение активного и реактивного сопротивлений всех ветвей схемы замещения сети одинаково, отсюда распределения активных и реактивных мощностей не зависят друг от друга.

При расщеплении сложных однородных сетей составляются две независимые схемы сети: одна – с реактивными сопротивлениями и активными нагрузками, вторая – с активными сопротивлениями и реактивными нагрузками. В каждой из них находится распределение мощностей; накладывая друг на друга распределение активных и реактивных мощностей, находится распределение полных мощностей в схеме. Полная схема замещения при таком подходе разбивается на две, что и дало основание для условного названия «расщепление» сети. Нетрудно убедиться, что объем вычислений для нахождения потоко-распределения при этом сокращается.

Для однородной сети система линейных уравнений контурных комплексных мощностей эквивалентна двум системам уравнений, одна из которых содержит только активные мощности в контурах и реактивные сопротивления, а другая – только реактивные мощности и активные сопротивления.

Расщепление сети можно применять при решении не только контурных, но и узловых уравнений сложных однородных сетей. Система уравнений комплексных узловых напряжений для однородной сети может быть заменена двумя независимыми системами уравнений с действительными переменными активными и реактивными мощностями.

Как правило, ряд линий 35 кВ и ниже сооружается с сечениями проводов, мало отличающихся друг от друга. Такие линии приближаются к однородным.

Сети более высокого напряжения, особенно 220 кВ и выше, неоднородны. Наибольшая неоднородность участков сети наблюдается в замкнутых контурах, образованных сетями разных номинальных напряжений (рис. 40).

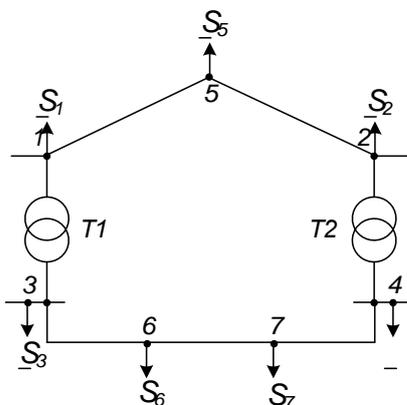


Рис. 40. Неоднородная сеть разных номинальных напряжений

Расщепление сети эффективно при решении линейных уравнений контурных мощностей. При решении на ПЭВМ нелинейных уравнений установившегося режима для сетей 110 кВ и выше применяется «разделение уравнений», при котором решаются отдельно две системы уравнений. Одна из них связывает активные мощности в узлах и фазы узловых напряжений, другая - реактивные мощности и модули напряжений. Разделение уравнений близко к расщеплению сети, но более эффективно при решении нелинейных уравнений узловых напряжений, так как учитывает особенности их решения методом Ньютона.

Рассмотренный подход можно применять при перспективном проектировании схемы сети, определяя активное потокораспределение.

Активное потокораспределение при перспективном проектировании схемы сети определяется по реактивным сопротивлениям схемы. Расчет потокораспределения сводится к решению системы линейных уравнений узловых напряжений вида:

$$\mathbf{B}_y \mathbf{U}'' = \sqrt{3} \mathbf{I}' , \quad (3.32)$$

где \mathbf{B}_y - матрица собственных и взаимных узловых реактивных проводимостей;

U'' , I' - векторы реактивных узловых напряжений и активных узловых токов.

Аналогично реактивное потокораспределение можно получить, решая следующую систему уравнений:

$$-B_y U' = \sqrt{3} I'' + b_o U_o. \quad (3.33)$$

Системы (3.32) и (3.33) можно решать независимо, поэтому потокораспределение P в сети с реактивными сопротивлениями можно найти из (3.32). Обычно при расчете P решают не (3.32), а эквивалентную ей систему уравнений

$$U_{НОМ} B_y \delta = P, \quad (3.34)$$

где $P = \|P_k\|$ - вектор узловых мощностей, k -й элемент которого равен мощности в k -м узле;

$\delta = \|\delta_k\|$ - вектор фаз узловых напряжений, k -й элемент которого равен δ_k ;

$U_{НОМ}$ - вектор, каждый элемент которого равен $U_{НОМ}$.

Система узловых уравнений (3.34) следует из (3.32), если учесть, что в узлах заданы активные постоянные мощности

$$P_k = \sqrt{3} I'_k U_{НОМ}, \quad (3.35)$$

и принять, что в каждом узле реактивное узловое напряжение численно равно его фазе: $U''_k = \delta_k$ и $U'' = \delta$. Последнее предположение справедливо при малости фазных углов комплексных напряжений, когда $\sin \delta \approx \delta$. Погрешности решения (3.34) достаточно малы для того, чтобы эффективно использовать (3.34) при перспективном проектировании схемы сети.

Учет слабой заполненности матриц

Наиболее эффективный способ экономии памяти и времени ПЭВМ при расчете установившегося режима – это учет слабой заполненности матрицы Y_y .

Линейные алгебраические уравнения, встречающиеся при решении задачи расчета установившихся режимов, имеют следующие особенности:

- матрица коэффициентов системы симметричная;
- в подавляющем большинстве случаев матрица коэффициентов системы уравнения является слабо заполненной или разреженной, т.е. содержит большое число нулевых элементов, расположение которых произвольно.

Если узлы k и j не соединены непосредственно друг с другом, то взаимная проводимость Y_{kj} равна нулю. В сложных электрических системах узел k соединен не со всеми остальными узлами, а лишь с некоторыми из них. Поэтому большинство взаимных проводимостей (элементов матрицы Y_y) равно нулю. Так, число ненулевых элементов в матрице узловых проводимостей для схем замещения сложных ЭЭС с большим количеством узлов n составляет примерно $4n$, т. е. $n^2 - 4n$ элементов этой матрицы равны нулю.

Непосредственное применение стандартных программ решения систем линейных уравнений в расчетах установившихся режимов нецелесообразно. Эффективность расчетов сильно повышается, если учитывать наличие нулевых элементов в матрице Y_y . В этом случае уменьшается количество выполняемых операций, так как не производятся арифметические действия с нулевыми элементами. Ни одна современная программа расчета установившегося режима на ПЭВМ, использующая методы Гаусса, Ньютона или Зейделя, не может быть эффективна, если в ней не предусмотрен учет слабой заполненности матриц коэффициентов.

Учет слабой заполненности Y_y осуществляется алгоритмически очень просто при применении метода Зейделя (или простой итерации). Для этого надо при вычислении $(i+1)$ -го приближения напряжения k -го узла $U_k^{(i+1)}$ по выраже-

нию
$$U_k^{(i+1)} = \sum_{j=1}^{k-1} b_{kj} U_j^{(i+1)} + \sum_{j=k+1}^n b_{kj} U_j^{(i)} + b_k$$
 выполнять арифметические действия лишь с не-

равными нулю взаимными проводимостями узлов. Это легко сделать, используя информацию о топологии сети, т. е. о том, с какими узлами соединен узел k .

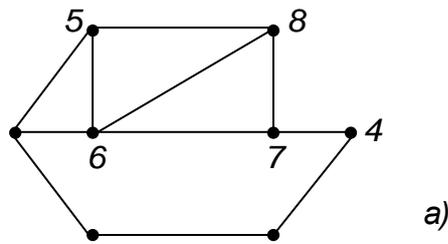
Учет ненулевых элементов при решении уравнений установившегося режима точными методами более сложен. В этом случае надо использовать, например, метод Гаусса при заполнении и обработке только ненулевых элементов. Однако в процессе исключения неизвестных методом Гаусса появляются новые ненулевые элементы, отсутствовавшие в исходной матрице. Заранее трудно предусмотреть, сколько новых ненулевых элементов появится при реализации метода Гаусса.

Фактически задача учета слабой заполненности сводится к такой записи уравнений установившегося режима, при которой ненулевые элементы матрицы узловых проводимостей будут сгруппированы так, чтобы в ходе решения системы линейных уравнений появилось как можно меньше новых ненулевых элементов.

Расположение ненулевых элементов матрицы \mathbf{Y}_y определяется способом нумерации узлов схемы ЭЭС. Это легко проиллюстрировать с помощью матрицы присоединения узлов. Элементы квадратной матрицы присоединения узлов состоят из нулей и единиц (для приводимых ниже рассуждений знак элемента матрицы не имеет значения). Если узел k соединен с узлом j (т. е. $Y_{kj} \neq 0$), то на пересечении k -й строки и j -го столбца будет единица.

На диагонали матрицы присоединения узлов находятся единицы. Иными словами, матрица присоединения узлов отличается от матрицы \mathbf{Y}_y тем, что все ненулевые элементы \mathbf{Y}_y заменены единицами.

Наиболее простой и достаточно эффективный при применении метода Гаусса способ нумерации узлов состоит в приведении матрицы присоединения узлов к ленточной форме. Матрицей в ленточной форме называют такую, у которой ненулевые элементы расположены в виде «ленты» вдоль главной диагонали матрицы (рис. 41).



	1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	1	1					
2	1	1		1				
3	1		1		1	1		
4		1		1			1	
5			1		1	1		1
6			1		1	1	1	1
7				1		1	1	1
8					1	1	1	1

б)

Рис. 41. Нумерация узлов, приводящая матрицу присоединения узлов к ленточной форме:

а - граф сети; б - матрица присоединения

Такая форма записи матрицы Y_y эффективна для сетей цепочечной или близкой к ней структуры. Покажем, как пронумеровать узлы, чтобы привести матрицу присоединения к ленточной форме.

Будем называть степенью узла число ветвей, присоединенных к этому узлу (степенью вершины графа называют число ребер, опирающихся на эту вершину). Первый номер присвоим узлу с минимальной степенью. Если таких узлов несколько, выбираем любой из них. Далее, в порядке возрастания номеров уже пронумерованных узлов нумеруем смежные с ними непрономерованные узлы, причем нумерация ведется в порядке возрастания их степеней.

Этот способ нумерации легко реализовать на ПЭВМ. Для каждого узла подсчитывается степень, т. е. число других узлов, с которыми он соединен. Узлы нумеруются в соответствии со степенями. Номер узла тем больше, чем с большим количеством других узлов он соединен. Такой способ нумерации узлов приводит к существенному сокращению числа новых ненулевых элементов, возникающих в процессе исключения по Гауссу.

Существуют многочисленные способы нумерации узлов и учета слабой заполненности матрицы Y_y . Используя методы теории графов, можно с помощью специальных алгоритмов определять оптимальную с точки зрения экономии памяти и уменьшения числа операций нумерацию узлов. В то же время простые способы нумерации узлов, например, приведенный выше, достаточно эффективны и их усложнение часто нецелесообразно. Еще раз подчеркнем, что возможность учета слабой заполненности матрицы Y_y составляет важнейшее преимущество методов Гаусса и Ньютона при решении линейных и нелинейных уравнений установившегося режима в сравнении с методами, использующими матрицу собственных и взаимных сопротивлений узлов, в которой нет нулевых элементов.

3.2. Эквивалентирование схемы сети при расчетах установившихся режимов

Пусть схема анализируемой ЭЭС содержит $n+1$ узел. Диспетчеру нужно проанализировать изменение режима при увеличении нагрузки в нескольких близко расположенных узлах. Окажет ли это увеличение нагрузки влияние на всю схему? Что нужно сделать, чтобы быстро оценить ситуацию и принять верное решение? Можно ли заменить реальную схему на какой-то эквивалент и как его выбрать? Чтобы ответить на эти вопросы рассмотрим простую схему и обобщим полученные результаты.

Схема электрической сети на рис. 42а содержит восемь узлов. Надо проанализировать, как изменится режим при увеличении нагрузки, например, в узле 3. Как правило, изменение нагрузки оказывает влияние не на всю электро-

энергетическую систему, а лишь на ее часть. Допустим, что эта часть состоит из четырех узлов с номерами 1, 2, 3, 8. Практический опыт расчетов и анализа режимов в ЭЭС во многих случаях позволяет с той или иной степенью точности выделить эту часть системы.

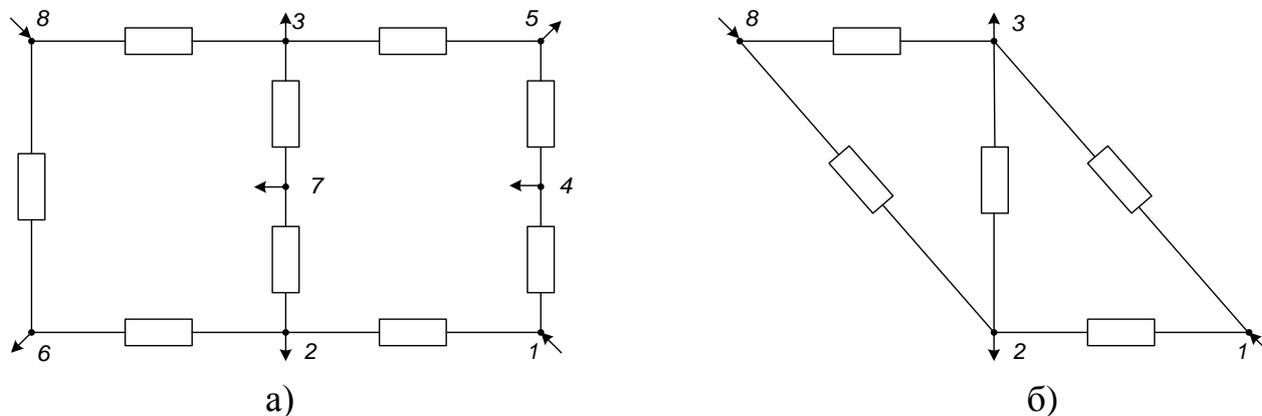


Рис. 42. Эквивалентирование сети:

а - исходная сеть; б - эквивалентная сеть

Естественно, что в рассматриваемом случае целесообразно заменить всю сеть из восьми узлов на эквивалентную из четырех узлов (рис. 42б), содержащую только те узлы, в которых изменения параметров режима существенны. Затем надо рассчитать и проанализировать установившийся режим только эквивалентной системы из четырех узлов (рис. 42б).

Эффективность эквивалентирования состоит в уменьшении числа узлов рассчитываемой электрической системы. В результате уменьшается количество решаемых уравнений установившегося режима и переменных в них. Соответственно уменьшается время расчета на ПЭВМ, упрощается анализ режима ЭЭС.

Схема считается эквивалентной, если в результате расчета ее режима напряжения оставшихся в ней узлов будут те же, что и при расчете исходной схемы. Остальные узлы исходной схемы исключаются из рассмотрения, и напряжения в них не могут быть определены в результате расчета эквивалентной схемы. Обычно при эквивалентировании предполагается, что в качестве ак-

тивных элементов схема содержит только задающие токи; все ЭДС ветвей предполагаются предварительно замененными эквивалентными задающими токами.

Приведем расчетные выражения для матрицы проводимостей узлов эквивалентной системы. Число независимых узлов исходной системы и порядок матрицы Y_y равны n , для сети на рис. 42а узел 8-балансирующий и $n=7$. В эквивалентной системе содержится n_{II} независимых узлов. При эквивалентировании исключается n_I узлов, где $n_I = n - n_{II}$.

В эквивалентной сети на рис. 42б три независимых узла, т. е. при эквивалентировании исключаются четыре узла.

Разобьем матрицу проводимостей и вектор-столбцы узловых напряжений и задающих токов на блоки, соответствующие эквивалентной системе и исключенной части. Запишем уравнение узловых напряжений, используя блочные матрицы и вектор-столбцы

$$\begin{Bmatrix} Y_{II} & Y_{I II} \\ Y_{II I} & Y_{II} \end{Bmatrix} \cdot \begin{Bmatrix} U_I \\ U_{II} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} I_I \\ I_{II} \end{Bmatrix}. \quad (3.36)$$

В этом уравнении $Y_{II II}$ - матрица собственных и взаимных проводимостей узлов эквивалентной системы; U_{II} , I_{II} - вектор-столбцы узловых напряжений и задающих токов эквивалентной системы; блоки U_I , I_I , Y_{II} включают узловые проводимости, напряжения и задающие токи исключаемых узлов; блок $Y_{II II}$ состоит из взаимных проводимостей узлов, входящих в эквивалентную систему, и узлов исключаемой системы. Это проводимости ветвей, соединяющих узлы эквивалентной и исключаемой систем.

Если записать УУН в виде двух матричных уравнений

$$\left. \begin{aligned} Y_{II I} U_I + Y_{II II} U_{II} &= I_{II}; \\ Y_{II I} U_I + Y_{II II} U_{II} &= I_{II}, \end{aligned} \right\} \quad (3.37)$$

то из первого уравнения можно выразить вектор-столбец напряжений исключаемых узлов через вектор-столбец напряжений эквивалентной системы:

$$U_I = Y_{II}^{-1} (I_I - Y_{II} U_{II}). \quad (3.38)$$

Если подставить последнее выражение во второе уравнение (3.37), то получим уравнение узловых напряжений только для эквивалентной системы:

$$Y_{II} Y_{II}^{-1} (I_I - Y_{II} U_{II}) + Y_{II} U_{II} = I_{II}.$$

Перенесем первое слагаемое в правую часть этого уравнения и получим

$$(Y_{II} - Y_{II} Y_{II}^{-1} Y_{II}) U_{II} = I_{II} - Y_{II} Y_{II}^{-1} I_I. \quad (3.39)$$

Последнее выражение перепишем в матричном виде, аналогичном уравнению узловых напряжений:

$$Y_{у.эк} U_{II} = I_{эк}. \quad (3.40)$$

Таким образом, матрица узловых проводимостей и вектор-столбец задающих токов эквивалентной системы определяются следующими выражениями:

$$Y_{у.эк} = Y_{II} - Y_{II} Y_{II}^{-1} Y_{II}; \quad (3.41)$$

$$I_{эк} = I_{II} - Y_{II} Y_{II}^{-1} I_I. \quad (3.42)$$

Последние слагаемые правой части выражений (3.41) и (3.42) отражают влияние исключенной части на напряжения узлов эквивалентной системы.

При расчетах установившихся режимов сложных электроэнергетических систем используются специальные программы эквивалентирования, реализующие определение $Y_{у.эк}$ и $I_{эк}$ по выражениям, например, (3.41), (3.42).

В основе рассмотренного простейшего способа эквивалентирования фактически лежит метод обычного исключения переменных. Легко убедиться, что исключение только одного узла по выражениям (3.38) - (3.40) совпадает с исключением по Гауссу напряжения этого узла из системы уравнений узловых напряжений.

Более сложные способы эквивалентирования необходимо использовать для того, чтобы добиться совпадения при расчете эквивалентной и исходной систем не только напряжений, но и потерь мощности. Такие способы эквивалентирования всегда приводят к некоторой ошибке в определении потерь мощно-

сти и недостаточно разработаны для их практического применения при расчетах установившихся режимов.

Разделение ЭЭС на подсистемы

Разделение ЭЭС на подсистемы эффективно используется при расчетах установившихся режимов сложных ЭЭС. Идея такого разделения состоит в том, чтобы рассчитать режим системы по частям. Методы расчета по частям, получившие название диакоптики, описаны в работах Г. Крона.

При разделении на подсистемы отдельно рассчитывается режим в каждой подсистеме и, кроме того, определяются «граничные» переменные, т. е. параметры режима граничных линий или узлов, которые принадлежат к двум или более подсистемам. Способы разделения на подсистемы могут быть различны, выбирать наиболее эффективное разделение на подсистемы можно с помощью ПЭВМ.

Как при разделении на подсистемы, так и при эквивалентировании фактически матрица Y_y представляется в блочной форме, т.е. разделенная на подматрицы. Расчет режима требует операций лишь с этими подматрицами, но не с полной матрицей. Разделение на подсистемы осуществляется так, что большинство подматриц состоит из нулей. Например, разделение на подсистемы целесообразно осуществить так, чтобы подматрица $Y_{I II} = Y_{II I}$ в выражении (3.36) состояла только из нулей. В этом случае выражения типа

$$\left. \begin{aligned} Y_{I I} U_I + Y_{I II} U_{II} &= I_I; \\ Y_{II I} U_I + Y_{II II} U_{II} &= I_{II}, \end{aligned} \right\}$$

существенно упрощаются и можно независимо рассчитывать подсистемы I и II . Такое разделение возможно лишь в частном случае, когда две подсистемы не связаны друг с другом, но питаются от одного балансирующего узла (рис. 43, *a* и *б*). В более сложных случаях подсистемы связаны друг с другом через граничные ветви или узлы (рис. 43, *д* и *е*).

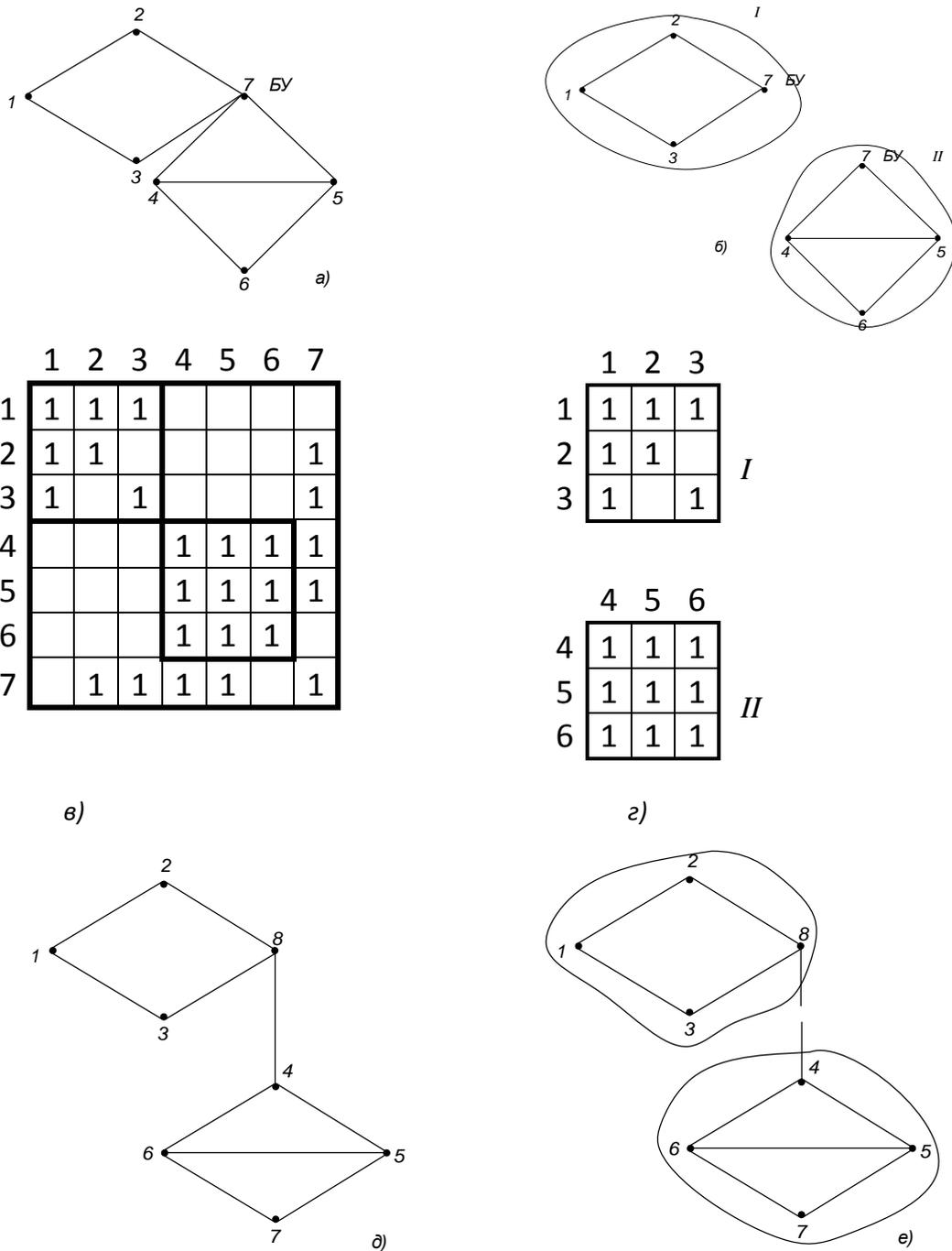


Рис. 43. Разделение на подсистемы, приводящее матрицу присоединения узлов к блочно-диагональной форме:

a - граф сети; *б* - разделение на подсистемы; *в* - матрица присоединения исходной сети; *г* - матрицы присоединения подсистем; *д* - подсистемы, соединенные граничной ветвью; *е* - разделение этих подсистем

Покажем, что при разделении сети на рис. 43а на подсистемы *I* и *II* (рис. 43, б) матрица присоединения сети приводится к блочно-диагональной форме.

Матрицей в блочно-диагональной форме называют такую, которая состоит из матриц-клеток (или блоков), расположенных по диагонали. Разделим схему соединения на две изолированные подсистемы (рис. 43, б). Для этого разделим схему по узлу 7. Этот узел называется граничным. Пронумеруем вначале в произвольном порядке узлы первой подсистемы (кроме граничного узла), а затем узлы второй подсистемы. Граничные узлы нумеруются в последнюю очередь. На рис. 43, в приведена матрица присоединения узлов в блочно-диагональной форме. Здесь ненулевые элементы матрицы присоединения сгруппированы в отдельные квадратные матрицы-клетки (блоки), расположенные вдоль диагонали. Они окаймляются ненулевыми элементами, не вошедшими в эти клетки (для схемы на рис. 43, а это элементы, соответствующие связям узла 7 со всеми остальными узлами). Решение системы уравнений с такой матрицей можно свести к независимому решению подсистем *I* и *II* (рис. 43, г), которым соответствуют матрицы-клетки, расположенные вдоль главной диагонали.

Очевидно, что решать две независимые системы уравнений 3-го порядка для подсистем *I* и *II* проще, чем систему 6-го порядка для исходной сети.

На рис. 43, д, е и 44 приведены более сложные случаи. На рис. 43, д, е подсистемы *I*, *II* соединены граничной ветвью 48. Сеть на рис. 44, а можно разделить на три подсистемы- *I*, *II*, *III* (рис. 44, б). Граничный узел- 12, граничные ветви- 8-12 и 4-12. На рис. 44, в приведена матрица присоединения. Решение уравнений установившегося режима с такой матрицей можно свести к независимым решениям для подсистем *I*, *II*, *III*, которым соответствуют матрицы-клетки, расположенные вдоль главной диагонали, и решению некоторой системы уравнений для узлов, не вошедших в эти системы (для узла 12 рис. 44, а).

Эта система уравнений называется граничной и получается после исключения всех переменных клеточных подсистем из уравнений этих узлов. Такой способ нумерации узлов в литературе иногда называют разбивкой на естественные и искусственные подсистемы.

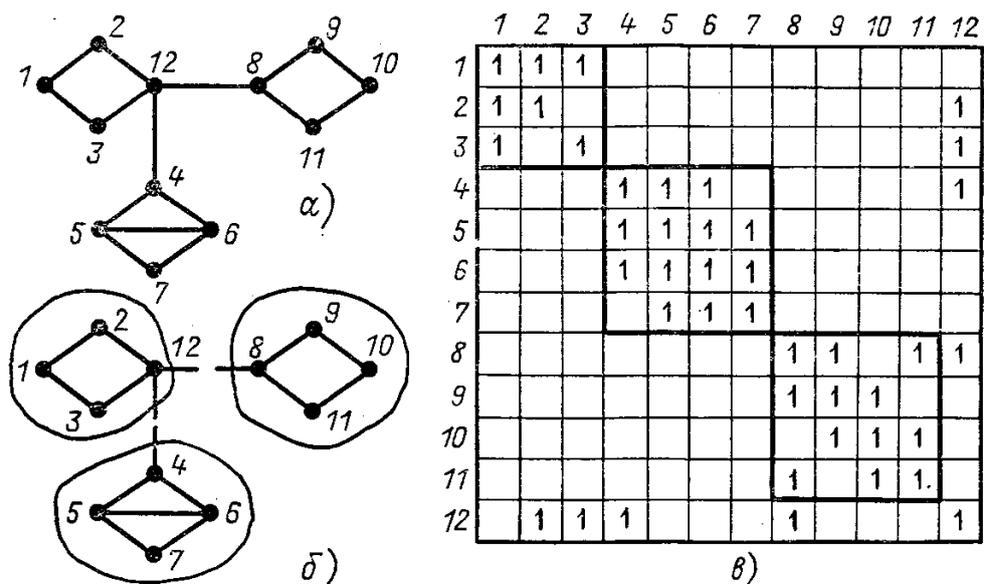


Рис. 44. Разделение на три подсистемы, приводящие матрицу присоединения к блочно-диагональной форме:

a - исходная сеть; *б* - три подсистемы; *в* - матрица присоединения

Основное отличие разделения на подсистемы от эквивалентирования состоит в следующем. При эквивалентировании рассчитывается установившийся режим только эквивалентной системы. Напряжения исключенных узлов не определяются. При разделении на подсистемы определяются напряжения всех узлов электрической системы. Эффективность разделения на подсистемы состоит в том, что для каждой подсистемы решается меньшее количество уравнений с меньшим числом неизвестных, чем без такого разделения. Именно поэтому достигается экономия оперативной памяти ПЭВМ, так как в оперативной памяти можно осуществлять расчет лишь для каждой подсистемы, запоминая результаты этого расчета во внешней памяти. Такой путь позволяет увеличить объем рассчитываемых электроэнергетических систем и в ряде случаев уменьшить время расчета.

3.3. Решение уравнений узловых напряжений при расчете установившегося режима ЭЭС на ПЭВМ

3.3.1. Нелинейные уравнения установившегося режима

В схеме замещения ЭЭС нелинейным источникам тока соответствуют генераторы с заданной мощностью либо нагрузки потребителей, заданные статической характеристикой или постоянной мощностью. При заданной мощности нагрузки потребителя или генератора узловой ток задается в следующем виде:

$$\underline{I}_k(\underline{U}) = \frac{\underline{S}_k^*}{\sqrt{3}\underline{U}_k^*}, \quad (3.43)$$

где $\underline{S}_k^* = \mathit{const}$ - сопряженная заданная мощность трех фаз k -го узла;

\underline{U}_k^* - сопряженный комплекс междуфазного напряжения k -го узла;

$\underline{I}_k(\underline{U})$ - нелинейный ток, зависящий от напряжения.

Если мощность нагрузки потребителя задана статической характеристикой, то нелинейный ток источника определяется следующим выражением:

$$\underline{I}_k(\underline{U}) = \frac{\underline{S}_k^*(\underline{U})}{\sqrt{3}\underline{U}_k^*} = \frac{P_k(\underline{U}) + jQ_k(\underline{U})}{\sqrt{3}\underline{U}_k^*}, \quad (3.44)$$

где $P_k(\underline{U})$, $Q_k(\underline{U})$ статические характеристики активной и реактивной нагрузок k -го узла.

Нелинейные уравнения узловых напряжений (УУН) описывают установившийся режим ЭЭС при задании нелинейных источников тока различными способами.

Правила формирования системы УУН:

1. Исходная система содержит n уравнений, где n – число узлов в электрической сети без базисного.
2. Уравнение узла i системы УУН включает напряжение U_i и напряжения узлов j , непосредственно связанных с узлом i .

3. Коэффициент \underline{Y}_{ii} при напряжении \dot{U}_i равен сумме проводимостей всех ветвей, присоединенных к узлу, взятой с обратным знаком.
4. Коэффициент \underline{Y}_{ij} при напряжении \dot{U}_j равен проводимостям соответствующих ветвей.
5. Напряжение базисного узла U_δ , считается заданным и члены, зависящие от U_δ , переносятся в правую часть.

Приведем различные формы записи УУН

Нелинейные уравнения узловых напряжений при задании постоянной мощности нагрузки

Нелинейные уравнения узловых напряжений при задании постоянной мощности нагрузки потребителей и генераторов в узлах в качестве примера покажем для системы переменного тока из четырех узлов:

$$\left. \begin{aligned} \underline{Y}_{11}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{12}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{13}\underline{U}_3 &= \frac{\underline{S}_1^*}{\underline{U}_1^*} - \underline{Y}_{1\delta}\underline{U}_\delta; \\ \underline{Y}_{21}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3 &= \frac{\underline{S}_2^*}{\underline{U}_2^*} - \underline{Y}_{2\delta}\underline{U}_\delta; \\ \underline{Y}_{31}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{32}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{33}\underline{U}_3 &= \frac{\underline{S}_3^*}{\underline{U}_3^*} - \underline{Y}_{3\delta}\underline{U}_\delta. \end{aligned} \right\} \quad (3.45)$$

В матричной форме уравнения узловых напряжений имеют вид:

$$\underline{Y}_V \underline{U} = \sqrt{3} \underline{I}(\underline{U}) - \underline{Y}_\delta \underline{U}_\delta, \quad (3.46)$$

где \underline{Y}_V - комплексная матрица собственных и взаимных узловых проводимостей;

$\underline{I}(\underline{U})$ - вектор-столбец задающих токов, k -й элемент которого определяется выражением (1);

$\underline{Y}_\delta \underline{U}_\delta$ - вектор-столбец, k -й элемент которого равен $\underline{Y}_{k\delta} \underline{U}_\delta$;

\underline{U}_δ - заданное напряжение балансирующего узла.

Каждое из записанных уравнений (3.45) соответствует балансу комплексных токов в узле. Поэтому уравнения (3.45) и (3.46) называют уравнениями узловых напряжений в форме баланса токов. Система из трех комплексных уравнений узловых напряжений может быть заменена системой из шести действительных уравнений, так как мы делали при задании узловых токов. Три действительных уравнения соответствуют балансу активных токов в узлах, а три - балансу реактивных токов.

Уравнения (3.45) записаны для трех независимых узлов, в каждом из которых заданы P и Q нагрузки. В систему (3.45) не входит уравнение балансирующего (четвертого) узла. Уравнение баланса тока для балансирующего узла является следствием соответствующих уравнений для трех независимых узлов. Матрица производных системы уравнений, записанной для всех узлов, включая балансирующий, вырождена. Именно этим объясняется необходимость введения балансирующего узла, уравнение которого не включается в систему независимых нелинейных уравнений установившегося режима.

Если один из узлов - балансирующий по реактивной мощности, то его уравнение баланса реактивных мощностей (или токов) не входит в число независимых уравнений узловых напряжений. В общем случае может быть не один, а несколько балансирующих узлов. После решения системы независимых уравнений все P_G и Q_G для балансирующих узлов и Q_G для балансирующих по Q узлов определяются из уравнений баланса активных и реактивных токов для этих узлов, не входящих в число независимых уравнений узловых напряжений.

Уравнения узловых напряжений часто применяются в форме баланса мощности, которые можно получить, если каждое уравнение баланса токов (3.45) умножить на сопряженный комплекс напряжения соответствующего узла. Узловые уравнения баланса мощности для системы переменного тока из четырех узлов можно записать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_1^* (\underline{Y}_{11} \underline{U}_1 + \underline{Y}_{12} \underline{U}_2 + \underline{Y}_{13} \underline{U}_3 + \underline{Y}_{16} \underline{U}_6) &= \underline{S}_1^*; \\ \underline{U}_2^* (\underline{Y}_{21} \underline{U}_1 + \underline{Y}_{22} \underline{U}_2 + \underline{Y}_{23} \underline{U}_3 + \underline{Y}_{26} \underline{U}_6) &= \underline{S}_2^*; \\ \underline{U}_3^* (\underline{Y}_{31} \underline{U}_1 + \underline{Y}_{32} \underline{U}_2 + \underline{Y}_{33} \underline{U}_3 + \underline{Y}_{36} \underline{U}_6) &= \underline{S}_3^*. \end{aligned} \right\} \quad (3.47)$$

Систему (3.47) можно записать в матричной форме следующим образом:

$$\underline{U}_{diag}^* (\underline{Y}_V \underline{U} + \underline{Y}_6 \underline{U}_6) = \underline{S}^*, \quad (3.48)$$

где \underline{U}_{diag}^* - диагональная матрица, k -й диагональный элемент которой равен сопряженному комплексу напряжению k -го узла;

\underline{S}^* - вектор-столбец сопряженных мощностей в узлах, k -й элемент которого равен заданной сопряженной мощности k -го узла.

Матричное уравнение узловых напряжений в форме баланса мощностей (3.48) можно получить в результате умножения матричного уравнения баланса токов (3.46) слева на диагональную матрицу \underline{U}_{diag}^* . Чтобы получить алгебраическое уравнение баланса мощностей, необходимо уравнение баланса токов умножить на сопряженный комплекс напряжения узла.

При учете емкостных проводимостей линий собственная проводимость узла включает половины емкостных проводимостей всех линий, соединенных с данным узлом. При расчетах режимов на ПЭВМ применяют уравнения узловых напряжений, учитывающие комплексные коэффициенты трансформации.

Нелинейные уравнения установившегося режима в общей форме

Нелинейные уравнения установившегося режима в общей форме можно записать в виде системы неявных функций

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0. \quad (3.49)$$

где \mathbf{W} - вектор-функция;

\mathbf{X} и \mathbf{Y} - вектор-столбцы зависимых и независимых параметров режима.

Эти уравнения связывают между собой параметры установившегося режима ЭЭС. Часть параметров режима задана (независимые переменные). Обо-

значим вектор-столбец независимых переменных при расчете установившегося режима \mathbf{Y} . Остальные (зависимые) переменные могут быть найдены из уравнений установившегося режима. Обозначим вектор-столбец зависимых переменных \mathbf{X} . Число зависимых переменных x_k равно числу уравнений установившегося режима. Это означает, что вектор-функция \mathbf{W} и вектор-столбец \mathbf{X} имеют одинаковую размерность. В зависимости от постановки задачи и способов задания исходных данных в состав векторов независимых и зависимых переменных \mathbf{Y} и \mathbf{X} могут входить разные параметры режима.

Разделение параметров режима на зависимые и независимые переменные играет важную роль при оптимизации режимов, при определении предельных по статической апериодической устойчивости режимов и при исследовании существования и единственности решения уравнений установившегося режима.

При расчетах установившегося режима вектор независимых переменных задан, т.е. $\mathbf{Y}=\text{const}$. Нелинейную систему уравнений установившегося режима можно записать в следующем виде, вытекающем из (3.49) при $\mathbf{Y}=\text{const}$:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0. \quad (3.50)$$

Число уравнений в этой системе равно числу зависимых переменных x_k т.е. равно размерности вектора \mathbf{X} . В результате решения уравнений установившегося режима (3.50) можно найти все зависимые переменные x_k .

3.3.2. Метод Ньютона

Решение нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений методом Ньютона эффективно, так как при сравнительно несложной схеме вычисления он обладает быстрой сходимостью. Метод Ньютона пригоден для решения обширного класса нелинейных уравнений.

Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации системы нелинейных уравнений некоторой линейной системой, решение которой дает значения неизвестных, более близкие к решению нелинейной системы, чем исходное приближение. Рассмотрим идею этого метода на примере

решения уравнения (рис. 3.51)

$$w(x) = 0 \quad (3.51)$$

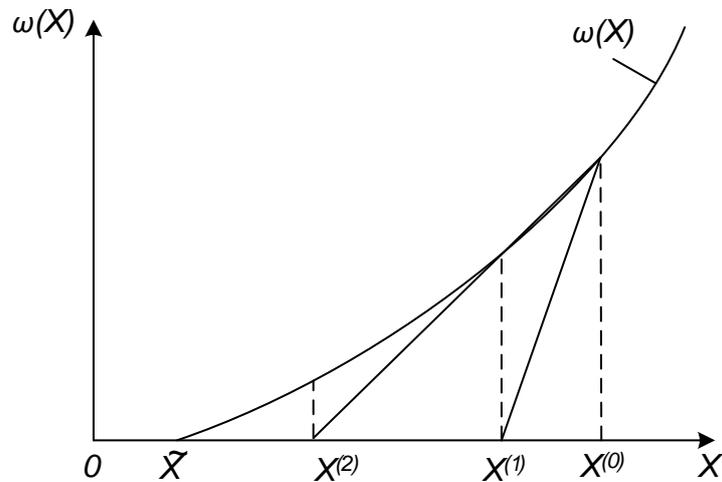


Рис. 45. Итерационный процесс метода Ньютона

Решение уравнения \tilde{x} - точка, в которой кривая $w(x)$ проходит через нуль (рис. 45). Зададим начальное приближение $x^{(0)}$.

Заменяем уравнение (3.51) в окрестности точки $x^{(0)}$ линейным уравнением

$$w(x^{(0)}) + \frac{\partial w}{\partial x}(x^{(0)})(x - x^{(0)}) = 0, \quad (3.52)$$

левая часть которого представляет собой два первых члена разложения функции $w(x)$ в ряд Тейлора. Решим линейное уравнение (3.52) и определим поправку $\Delta x^{(1)}$ к начальному приближению:

$$\Delta x^{(1)} = x^{(1)} - x^{(0)} = -\frac{w(x^{(0)})}{\frac{\partial w}{\partial x}(x^{(0)})}. \quad (3.53)$$

За новое приближение неизвестного принимаем

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(1)} = x^{(0)} - \frac{w(x^{(0)})}{\frac{\partial w}{\partial x}(x^{(0)})}. \quad (3.54)$$

Аналогично определяются следующие приближения:

$$x^{(i+1)} = x^{(i)} + \Delta x^{(i+1)} = x^{(i)} - \frac{w(x^{(i)})}{\frac{\partial w}{\partial x}(x^{(i)})}. \quad (3.55)$$

Итерационный процесс сходится, если функция $w(x)$ становится близкой к нулю. Сходимость считается достигнутой, если абсолютная величина невязки (или небаланса) меньше заданной, т. е. при

$$|w(x^{(i)})| \leq \varepsilon. \quad (3.56)$$

Необходимо помнить, что нельзя осуществлять контроль сходимости по величине поправки $\Delta x^{(i)}$, т.к. это может привести к неверным результатам. Рассмотрим геометрическую интерпретацию метода Ньютона (рис. 45). Один шаг метода Ньютона сводится к замене кривой $w(x)$ на прямую $w(x^{(0)}) + \frac{\partial w}{\partial x}(x^{(0)})(x - x^{(0)}) = 0$, которая является касательной к этой кривой в точке $x = x^{(0)}$. Поэтому метод Ньютона называют также методом касательных. Приближение $x^{(i+1)}$ есть точка пересечения касательной к кривой $w(x)$ в точке $x = x^{(i)}$ с осью x (см. рис. 45).

Рассмотрим решение по методу Ньютона системы нелинейных алгебраических уравнений с действительными переменными:

$$\left. \begin{aligned} w_1(x_1, x_2, x_3) &= 0; \\ w_2(x_1, x_2, x_3) &= 0; \\ w_3(x_1, x_2, x_3) &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (3.57)$$

Если использовать вектор-столбец \mathbf{X} и вектор-функцию $\mathbf{W}(\mathbf{X})$, где

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{W}(\mathbf{X}) = \begin{pmatrix} w_1(x_1, x_2, x_3) \\ w_2(x_1, x_2, x_3) \\ w_3(x_1, x_2, x_3) \end{pmatrix}, \quad (3.58)$$

то систему (3.57) можно записать в матричном виде:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}) = \mathbf{0}. \quad (3.59)$$

Пусть $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}$ - начальные приближения неизвестных. Заменяем каждое из нелинейных уравнений (3.57) линейным, полученным разложением в ряд Тейлора. Например, первое уравнение после линеаризации будет иметь следующий вид:

$$\begin{aligned}
 w_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}) + \frac{\partial w_1}{\partial x_1}(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)})(x_1 - x_1^{(0)}) + \\
 + \frac{\partial w_1}{\partial x_2}(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)})(x_2 - x_2^{(0)}) + \\
 + \frac{\partial w_1}{\partial x_3}(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)})(x_3 - x_3^{(0)}) = 0.
 \end{aligned}
 \tag{3.60}$$

Запишем матрицу Якоби, т. е. матрицу производных системы функций w_k по переменным x_k :

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial w_1}{\partial x_1} & \frac{\partial w_1}{\partial x_2} & \frac{\partial w_1}{\partial x_3} \\ \frac{\partial w_2}{\partial x_1} & \frac{\partial w_2}{\partial x_2} & \frac{\partial w_2}{\partial x_3} \\ \frac{\partial w_3}{\partial x_1} & \frac{\partial w_3}{\partial x_2} & \frac{\partial w_3}{\partial x_3} \end{vmatrix}.
 \tag{3.61}$$

Тогда систему линеаризованных уравнений можно записать в матричном виде следующим образом:

$$w(x^{(0)}) + \frac{\partial w}{\partial x}(x^{(0)})(x - x^{(0)}) = 0.
 \tag{3.62}$$

Эта система линейна относительно поправок $\Delta x_k^{(l)} = x_k^{(l)} - x_k^{(0)}$.

Предположим, что матрица Якоби $\frac{\partial W}{\partial X}$ - не вырождена, т. е. ее определитель не равен нулю.

Решим линейную систему (3.62) и определим поправки с помощью метода Гаусса. Затем найдем первое приближение переменных

$$X^{(l)} = X^{(0)} + \Delta X^{(l)}.
 \tag{3.63}$$

Каждый шаг итерационного процесса состоит из решения линейной системы

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(i)}) \Delta \mathbf{X}^{(i+1)} = -\mathbf{W}(\mathbf{X}^{(i)}) \quad (3.64)$$

и определения следующего приближения неизвестных:

$$\mathbf{X}^{(i+1)} = \mathbf{X}^{(i)} + \Delta \mathbf{X}^{(i)}. \quad (3.65)$$

Итерационный процесс Ньютона можно компактно записать в матричной форме, что удобно для него:

$$\mathbf{X}^{(i+1)} = \mathbf{X}^{(i)} - \left\| \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(i)}) \right\|^{-1} \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(i)}). \quad (3.66)$$

Нужно отметить, что поправки $\Delta \mathbf{X}^{(i+1)}$ всегда определяются в результате решения линейной системы (3.64) по методу Гаусса (иногда - по методу Зейделя).

Контроль сходимости осуществляется по вектору невязок

$$\left| w_k(\mathbf{X}^{(i)}) \right| \leq \varepsilon. \quad (3.67)$$

и должен выполняться для всех невязок (небалансов).

3.3.3. Решение узловых уравнений баланса мощности

Запишем уравнение узловых напряжений в форме баланса мощностей для k -го узла в следующем виде:

$$\underline{w}_{sk}(\underline{U}) = \underline{S}_k^* - \underline{Y}_{kk} \underline{U}_k \underline{U}_k^* - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \underline{Y}_{kj} \underline{U}_j \underline{U}_k^*. \quad (3.68)$$

В этом выражении для удобства записи слагаемое $\underline{Y}_{k0} \underline{U}_0 \underline{U}_k^*$ внесено в сумму, причем балансирующему узлу присвоен номер $n+1$. Функция $\underline{w}_{sk}(\underline{U})$ соответствует небалансу мощности в k -м узле. Для того чтобы оперировать с вещественными величинами, выделим в уравнении (3.68) действительные и мнимые части:

$$\underline{w}_{Sk}(\underline{U}) = w_{Pk}(\underline{U}', \underline{U}'') + jw_{Qk}(\underline{U}', \underline{U}''),$$

где w_{Pk} , w_{Qk} - соответственно небалансы активных и реактивных мощностей в узле k ;

U' , U'' - вектор-столбцы действительных и мнимых составляющих напряжений.

В качестве неизвестных при решении уравнений установившегося режима могут использоваться:

- 1) модули и фазы напряжений в узлах U и δ ;
- 2) вещественные и мнимые составляющие напряжений U' и U'' .

В расчетах установившегося режима на ЭВМ обычно используют модули и фазы напряжений узлов U_k и δ_k .

Уравнения баланса мощностей для k -го узла при переменных U , δ можно получить из (3.68) в следующем виде:

$$w_{Pk} = P_k - g_{kk}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{kj} \cos \delta_{kj} - b_{kj} \sin \delta_{kj}); \quad (3.69)$$

$$w_{Qk} = Q_k - b_{kk}U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{kj} \cos \delta_{kj} + g_{kj} \sin \delta_{kj}), \quad (3.70)$$

где $\delta_{kj} = \delta_k - \delta_j$; $k=1, \dots, n$.

В этом случае

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \left\| \begin{array}{cc} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{array} \right\|, \quad (3.71)$$

т.е. элементы матрицы Якоби – это частные производные небалансов активной и реактивной мощностей по модулям и фазам напряжений узлов. Если активные и реактивные мощности заданы во всех узлах, то число уравнений узловых напряжений баланса мощности и число переменных U_k и δ_k равны $2n$. Все под-

матрицы в (3.71) - квадратные, их порядок равен n . Если в узле k заданы P_k и U_k , то уравнение баланса реактивной мощности k -го узла не входит в систему уравнений узловых напряжений, а Q_k - в число зависимых переменных, определяемых при решении уравнений узловых напряжений. Для узлов, балансирующих по Q , в матрицу Якоби (3.71) не входят производные $\frac{\partial w_{Qk}}{\partial U_j}$ и $\frac{\partial w_{Qk}}{\partial \delta_j}$. В этом случае число переменных U_k и δ_k и размер квадратной матрицы (3.71) меньше $2n$ на число узлов, балансирующих по Q , причем число переменных δ равно n . При этом подматрица $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$ - квадратная, порядок ее равен числу переменных U_k , т. е. меньше n на число узлов, балансирующих по Q . Подматрица $\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ - прямоугольная, в ней n столбцов, а количество строчек меньше n на число узлов, балансирующих по Q .

Определитель матрицы Якоби (якобиан) уравнений установившегося режима в форме баланса мощности (3.71) при задании в генераторных узлах P_G и Q_G равен свободному члену характеристического уравнения переходных процессов в ЭЭС, если выполняются определенные условия. Это обстоятельство может эффективно использоваться для анализа статической аperiodической устойчивости в ходе расчета установившегося режима по методу Ньютона.

3.3.4. Решение уравнений узловых напряжений баланса токов

Решение уравнений узловых напряжений баланса токов методом Ньютона осуществляется аналогично. Уравнение k -го узла имеет вид

$$\underline{w}_{Ik}(\underline{U}) = \frac{\underline{S}_k^*}{\underline{U}_k^*} - \underline{Y}_{kk} \underline{U}_k - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n \underline{Y}_{kj} \underline{U}_j. \quad (3.72)$$

Уравнение баланса активного и реактивного токов при использовании переменных U' , U'' легко получить, выделив в (3.72) действительную и мнимую части. Элементы матрицы Якоби – это производные активных и реактивных небалансов токов по активным и реактивным напряжениям узлов (либо по мо-

дулям и фазам напряжений).

Все недиагональные элементы подматриц в матрице Якоби постоянны, независимы от режима. Каждый недиагональный элемент в матрицах-клетках равен активной или реактивной узловой проводимости, т. е. соответствующему элементу матрицы коэффициентов системы действительных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов

$$\begin{bmatrix} \mathbf{G}_Y & \mathbf{B}_Y \\ -\mathbf{B}_Y & \mathbf{G}_Y \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{U}' \\ \mathbf{U}'' \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} \mathbf{I}' \\ \mathbf{I}'' \end{bmatrix}.$$

Это следует из линейности слева системы уравнений балансов тока (3.46). Диагональные элементы подматриц в матрице Якоби зависят от напряжения вследствие нелинейности правых частей в системе уравнений баланса токов, то есть из-за нелинейности задающих токов $\underline{S}_k^*/\sqrt{3}\underline{U}_k^*$. В этом легко убедиться, если продифференцировать активные и реактивные небалансы токов в узлах.

При решении нелинейных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов вычислительная схема метода Ньютона очень близка к схеме их итерационного решения с использованием на каждом шаге итераций метода Гаусса. Отличие лишь в том, что диагональные элементы подматриц в матрице Якоби зависят от напряжений и изменяются на каждом шаге итерационного процесса, что и учитывается нелинейностью уравнений. Именно вследствие учета нелинейности можно считать, что применение метода Ньютона с точки зрения сходимости лучше, чем решение в каждом шаге итерационного процесса линейных уравнений узловых напряжений другими методами.

3.3.5. Определение токов, потоков мощности и потерь мощности в сети

Расчет установившихся режимов сложных ЭЭС методом узловых напряжений состоит из двух частей: определения напряжений узлов; определения токов, потоков и потерь мощности в ветвях. Напряжения узлов определяются в результате решения системы уравнений узловых напряжений. После того как напряжения всех узлов найдены, определяются для каждой ветви ток по закону

Ома, а также потоки и потери мощности. Рассмотрим на простейшем примере методику их определения.

Определение токов и потоков мощности в линии при известных напряжениях на ее концах.

Фазный ток в продольной части линии (рис. 46, а) по закону Ома равен:

$$\underline{I}_{kj} = \frac{\underline{U}_k - \underline{U}_j}{\sqrt{3}\underline{Z}_{kj}} = -\frac{1}{\sqrt{3}}(\underline{U}_k - \underline{U}_j)\underline{Y}_{kj}, \quad (3.73)$$

где $\underline{U}_k, \underline{U}_j$ - линейные напряжения узлов k , и j ;

$\underline{Z}_{kj} = r_{kj} + jx_{kj}$ - сопротивление ветви kj ;

$\underline{Y}_{kj} = -\underline{Z}_{kj}^{-1}$ - взаимная проводимость узлов kj .

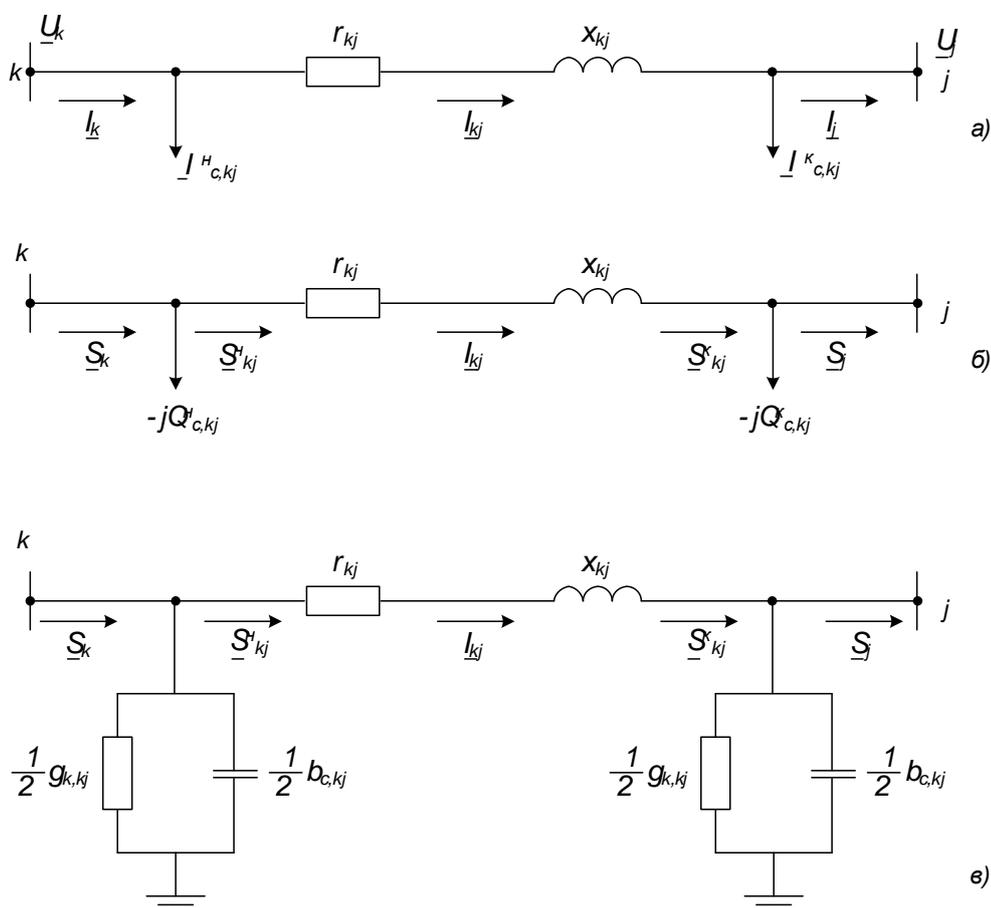


Рис. 45. Расчет токов, потоков и потерь мощности в линии:

а - токи; б - потоки мощности; в - потоки мощности при учете активной проводимости на землю

Ток \underline{I}_k (рис. 45, а), текущий от узла k , в линию kj , по первому закону

Кирхгофа равен

$$\underline{I}_k = \underline{I}_{kj} + \underline{I}_{C,kj}^H = -\frac{1}{\sqrt{3}}(\underline{U}_k - \underline{U}_j)\underline{Y}_{kj} + \frac{1}{2\sqrt{3}}\underline{U}_k j\mathbf{b}_{C,kj}, \quad (3.74)$$

где $\underline{I}_{C,kj}^H$ - фазный емкостный ток в начале линии kj ;

$\frac{1}{2}b_{C,kj}$ - половина емкостной проводимости на землю линии kj ; $\frac{1}{2}b_{C,kj} = \frac{1}{2}b_0 l_{kj}$.

Ток \underline{I}_j , текущий из линии kj к узлу j , равен

$$\underline{I}_j = \underline{I}_{kj} - \underline{I}_{C,kj}^K = -\frac{1}{\sqrt{3}}(\underline{U}_k - \underline{U}_j)\underline{Y}_{kj} - \frac{1}{2\sqrt{3}}\underline{U}_j j\mathbf{b}_{C,kj}. \quad (3.75)$$

Мощность трех фаз в начале продольной части линии kj , т. е. текущая по продольной части линии от узла k к узлу j (рис. 45,б), равна

$$\underline{S}_{kj}^H = \sqrt{3}\underline{U}_k \underline{I}_{kj}^* = -\underline{U}_k (\underline{U}_k^* - \underline{U}_j^*)\underline{Y}_{kj}^* = -\underline{Y}_{kj}^* \underline{U}_k^2 + \underline{Y}_{kj}^* \underline{U}_k \underline{U}_j^* \quad (3.76)$$

Мощность в конце продольной части линии kj , т. е. подтекающая по продольной части линии от узла k к узлу j (рис. 45, б), равна

$$\underline{S}_{kj}^K = \sqrt{3}\underline{U}_j \underline{I}_{kj}^* = -\underline{U}_j (\underline{U}_k^* - \underline{U}_j^*)\underline{Y}_{kj}^* = -\underline{Y}_{kj}^* \underline{U}_j \underline{U}_k^* + \underline{Y}_{kj}^* \underline{U}_j^2. \quad (3.77)$$

Потери мощности в продольной части линии kj (в сопротивлении \underline{Z}_{kj}) равны разности потоков мощности в начале и в конце линии, т. е.

$$\underline{S}_{kj}^H - \underline{S}_{kj}^K = -(\underline{U}_k - \underline{U}_j)(\underline{U}_k^* - \underline{U}_j^*)\underline{Y}_{kj}^* = -|\underline{U}_k - \underline{U}_j|^2 \underline{Y}_{kj}^*. \quad (3.78)$$

В последнем выражении учтено, что произведение комплексно-сопряженных чисел равно квадрату их модуля.

Мощность, текущую от узла k в линию kj (рис. 45, б), можно получить из (3.74):

$$\underline{S}_k = \underline{S}_{kj}^H - jQ_{C,kj}^H = -\underline{U}_k (\underline{U}_k^* - \underline{U}_j^*)\underline{Y}_{kj}^* - \frac{1}{2}\underline{U}_k^2 j\mathbf{b}_{C,kj}. \quad (3.79)$$

Мощность, текущая к узлу j из линии kj , в соответствии с (3.75) равна

$$\underline{S}_j = \underline{S}_{kj}^K - (-jQ_{C,kj}^K) = -\underline{U}_j (\underline{U}_k^* - \underline{U}_j^*) \underline{Y}_{kj}^* + \frac{1}{2} U_j^2 j b_{C,kj}. \quad (3.80)$$

Потери мощности $\Delta \underline{S}_{kj}$ в линии kj включают как потери в продольной части линии \underline{Z}_{kj} , так и реактивную мощность, генерируемую в начале и в конце линии. Потери $\Delta \underline{S}_{kj}$ можно определить как разность потоков мощности, текущих от узла k в линию kj и из линии kj к узлу j :

$$\Delta \underline{S}_{kj} = \underline{S}_k - \underline{S}_j = -(\underline{U}_k - \underline{U}_j) (\underline{U}_k^* - \underline{U}_j^*) \underline{Y}_{kj}^* - \frac{1}{2} U_k^2 j b_{C,kj} - \frac{1}{2} U_j^2 j b_{C,kj}. \quad (3.81)$$

Если просуммировать эти выражения по всем ветвям сложной системы, то получим выражение для суммарных потерь мощности ЭЭС.

В тех случаях, когда в схеме замещения линии учитывается и активная проводимость на землю (рис. 45, в), в выражениях (3.74), (3.75), (3.79) - (3.81) следует $+j\frac{1}{2}b_{C,kj}$ заменить на комплексные проводимости на землю $\frac{1}{2}(g_{k,kj} + j b_{C,kj})$.

Активные и реактивные составляющие потоков мощности в продольной части линии (рис. 45, б) можно определить по выражениям (3.76), (3.77). Например, из (3.76) следует

$$P_{kj}^H = \sqrt{3} U_k' I_{kj}' + \sqrt{3} U_k'' I_{kj}''; \quad (3.82)$$

$$Q_{kj}^H = \sqrt{3} U_k'' I_{kj}' + \sqrt{3} U_k' I_{kj}''; \quad (3.83)$$

где P_{kj}^H , Q_{kj}^H - активная и реактивная мощности в начале продольной части линии kj ,

I_{kj}' , I_{kj}'' - активная и реактивная составляющие тока в линии kj ;

U_k' , U_k'' - активная и реактивная составляющие напряжения узла k .

Составляющие тока в линии kj можно определить следующим образом:

$$I'_{kj} = -\frac{1}{\sqrt{3}}(U'_k - U'_j)g_{kj} - \frac{1}{\sqrt{3}}(U''_k - U''_j)b_{kj}; \quad (3.84)$$

$$I''_{kj} = -\frac{1}{\sqrt{3}}(U'_k - U'_j)b_{kj} - \frac{1}{\sqrt{3}}(U''_k - U''_j)g_{kj}; \quad (3.85)$$

где g_{kj} , b_{kj} - активная и реактивная составляющие взаимной проводимости между узлами k и j (равна проводимости ветви kj с обратным знаком).

Потери мощности в активном и индуктивном сопротивлениях линии, т.е. в ее продольной части, равны разности потоков мощности в начале и в конце продольной части линии (рис. 45,б). Суммарные потери мощности в продольной части электрической сети можно определить, просуммировав потери мощности в продольной части всех линий по следующему выражению:

$$\Sigma(\underline{S}_{kj}^H - \underline{S}_{kj}^K), \quad (3.86)$$

где суммирование ведется по всем ветвям сети.

Суммарные потери мощности в сети ΔS_{Σ} , в ее продольной и поперечной частях, получаются в результате добавления к (3.86) реактивной мощности, генерируемой в емкостных проводимостях линий.

Можно представить потери мощности в виде квадратичной формы от узловых напряжений. Потери мощности равны разности между мощностями генераторов и нагрузок в узлах. Если для генерирующего узла мощность и ток принимаются со знаком плюс, а для нагрузочного - со знаком минус, то потери мощности в сети с $n+1$ узлами определяются так:

$$\Delta S_{\Sigma} = \sum_{k=1}^{n+1} S_k = \sum_{k=1}^{n+1} \sqrt{3} U_k I_k^*. \quad (3.87)$$

где ΔS_{Σ} - это суммарные потери в продольной и поперечной частях сети.

В матричном виде (3.87) можно записать следующим образом:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = \sqrt{3} \underline{I}_{\Sigma}^{*T} \underline{U}_{\Sigma}, \quad (3.88)$$

где $\underline{I}_{\Sigma}^{*T}$ - вектор-строка сопряженных узловых токов размерности $(n+1)$;

\underline{U}_{Σ} - вектор-столбец комплексных узловых напряжений размерности $(n+1)$; индекс «т» означает транспонирование матрицы.

Уравнение узловых напряжений с учетом правил действий с матрицами записывается в следующем виде:

$$\sqrt{3} \underline{I}_{\Sigma}^{*T} = \underline{U}_{\Sigma}^{*T} \underline{Y}_{Y\Sigma}^{*T}. \quad (3.89)$$

Если подставить (3.89) в (3.88), потери мощности можно вычислить по следующей формуле:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = \Delta \underline{P}_{\Sigma} + j \Delta \underline{Q}_{\Sigma} = \underline{U}_{\Sigma}^{*T} \underline{Y}_{Y\Sigma}^{*T} \underline{U}_{\Sigma}, \quad (3.90)$$

где $\underline{Y}_{Y\Sigma}^{*T}$ - полная комплексная матрица узловых проводимостей размерности $(n+1)$.

Выражение в правой части (3.90) называется квадратичной формой от напряжений. Если обозначим

$$\underline{Y}_{Y\Sigma} = \underline{G}_{\Sigma} - j \underline{B}_{\Sigma}; \quad \underline{U}_{Y\Sigma} = \underline{U}'_{\Sigma} + j \underline{U}''_{\Sigma},$$

то из (3.81) получим следующие выражения для потерь активной и реактивной мощностей:

$$\Delta \underline{P}_{\Sigma} = \underline{U}'_{\Sigma}{}^T \underline{G}_{\Sigma} \underline{U}'_{\Sigma} + \underline{U}''_{\Sigma}{}^T \underline{G}_{\Sigma} \underline{U}''_{\Sigma}; \quad (3.91)$$

$$\Delta \underline{Q}_{\Sigma} = \underline{U}'_{\Sigma}{}^T \underline{B}_{\Sigma} \underline{U}'_{\Sigma} + \underline{U}''_{\Sigma}{}^T \underline{B}_{\Sigma} \underline{U}''_{\Sigma}. \quad (3.92)$$

В (3.91), (3.92) опущен индекс транспонирования у матриц \underline{G}_{Σ} и \underline{B}_{Σ} в силу их симметричности. В (3.91), (3.92) потери определяются как квадратичные формы от активных и реактивных составляющих напряжений узлов. Если использовать полную матрицу собственных и взаимных сопротивлений узлов \underline{Z}_{Σ}

размерности $(n+1)$, то из (3.88) получим аналогично (3.90) выражение потерь в виде квадратичной формы от токов в узлах:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = 3 \underline{I}_{\Sigma}^{*T} \underline{Z}_{\Sigma} \underline{I}_{\Sigma}. \quad (3.93)$$

Выразив в (3.93) токи в узлах через мощности в узлах

$$\underline{I}_{\Sigma}^{*T} = \frac{I}{\sqrt{3}} \Delta \underline{S}_{\Sigma}^T \underline{U}_{\text{диаг}\Sigma}^{-1}; \quad \underline{I}_{\Sigma} = \frac{I}{\sqrt{3}} \left(\underline{U}_{\text{диаг}\Sigma}^* \right)^{-1} \underline{S}_{\Sigma}^*.$$

получим следующее выражение потерь мощности в сети:

$$\Delta \underline{S}_{\Sigma} = \underline{S}_{\Sigma}^T \underline{U}_{\text{диаг}\Sigma}^{-1} \underline{Z}_{\Sigma} \left(\underline{U}_{\text{диаг}\Sigma}^* \right)^{-1} \underline{S}_{\Sigma}^*, \quad (3.94)$$

где \underline{S}_{Σ}^T – вектор-строка комплексных узловых мощностей размерности $(n+1)$;

\underline{S}_{Σ}^* – вектор-столбец сопряженных узловых мощностей размерности $(n+1)$;

$\underline{U}_{\text{диаг}\Sigma}^{-1}, \left(\underline{U}_{\text{диаг}\Sigma}^* \right)^{-1}$ – диагональные матрицы размерности $(n+1)$, k -е элементы которых

равны соответственно \underline{U}_k^{-1} и $\left(\underline{U}_k^* \right)^{-1}$.

Выводы

Метод Ньютона широко применяется для расчетов установившихся режимов на ЭВМ. Матрица Якоби системы уравнений установившегося режима слабо заполнена, как и матрица \underline{Y}_y . Поэтому в расчетах режимов на ПЭВМ на каждом шаге метода Ньютона можно использовать способы учета слабой заполненности.

Важнейшие преимущества метода Ньютона в расчетах установившихся режимов на ПЭВМ заключаются в быстрой квадратичной сходимости и возможности учета слабой заполненности матрицы производных. Метод Ньютона также применяется для расчетов установившихся режимов при их комплексной оптимизации.

Таким образом, метод Ньютона в расчете установившегося режима сходится значительно быстрее и надежнее всех остальных, что и привело к его ши-

рокому применению в программно-вычислительных комплексах, используемых для расчета установившихся режимов. Мы рассмотрели базовый подход по применению метода Ньютона в расчете установившихся режимов в прямоугольной системе координат, возможна реализация метода Ньютона в полярной системе координат. На практике часто применяют его различные модификации, которые отличаются между собой сходимостью итерационного процесса, числом операций, требуемой оперативной памятью ПЭВМ.

Для увеличения скорости и надежности расчета установившегося режима применяются различные модификации метода Ньютона, например, метод Ньютона-Рафсона. Метод Ньютона-Рафсона является улучшением метода Ньютона в части нахождения экстремума. Основное отличие заключается в том, что на очередной итерации каким-либо из методов одномерной оптимизации выбирается оптимальный шаг. Также для повышения эффективности метода Ньютона используют «разделение» уравнений, а для более надежной сходимости учитывают старшие нелинейные члены в разложении Тейлора (3.62) или используют методы по параметру.

Использование матриц весьма важно для компактной записи уравнений установившегося режима, анализа и усовершенствования методов решения (в матричной форме) этих уравнений. Запись уравнений установившегося режима в матричной форме не предполагает обязательного использования операций с матрицами и в особенности трудоемкой операции обращения. Для эффективного решения уравнений установившегося режима необходим учет нулевых элементов в соответствующих матрицах.

Разделение уравнений при решении УУН (раздельное решение)

Разделение уравнений (раздельное решение), связывающих активные мощности и фазы напряжений ($P-\delta$), реактивные мощности и модули напряжений ($Q-U$), применяется для повышения эффективности метода Ньютона. Простейший способ разделения уравнений состоит в том, что все

элементы недиагональных подматриц $\frac{\partial W_P}{\partial U}$ и $\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ в матрице Якоби в методе Ньютона принимаются равными нулю.

Матрица Якоби имеет вид:

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{vmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U} & \frac{\partial W_P}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{vmatrix}.$$

В этом случае система линейных уравнений, решаемых на каждом шаге метода Ньютона, разделяется на две системы уравнений порядка n . Одна из них содержит только параметры P - δ , другая только Q - U . Этот вариант метода Ньютона требует в 4 раза меньшего объема памяти для матрицы Якоби (в оперативной памяти ЭВМ хранится только одна из разделенных систем уравнений). Фактически объем памяти будет составлять 35- 40 %, объем вычислений на один шаг на 10 % меньше, чем для метода Ньютона без использования разделения.

Разработаны способы решения разделенных уравнений с постоянными матрицами. В этом случае время расчета на один шаг примерно в 5 раз меньше, чем для метода Ньютона без разделения, и в 1,5 раза больше, чем для метода Зейделя. Методы с разделением при практически приемлемой точности расчета больших систем требуют от двух до пяти шагов. Они дают хорошее приближение после одной или двух итераций. Конечно, их сходимость не быстрее, чем для метода Ньютона без разделения уравнений. При расчете близких к предельным режимов метод Ньютона с разделением может расходиться в тех случаях, когда метод без разделения сходится. Таким образом, разделение может уменьшить надежность сходимости.

3.3.6. Метод Ньютона по параметру

Метод Ньютона по параметру является модификацией метода Ньютона, его применяют в расчете установившегося режима в тех случаях, когда расходится метод Ньютона. Суть данного метода заключается в следующей итераци-

онной формуле:

$$\mathbf{X}^{(i+1)} = \mathbf{X}^{(i)} - t \left\| \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(i)}) \right\|^{-1} \mathbf{W}(\mathbf{X}^{(i)}), \quad (3.95)$$

где $\left\| \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(i)}) \right\|^{-1}$ - обратная матрица Якоби при $\mathbf{X} = \mathbf{X}^{(i)}$;

$\mathbf{W}(\mathbf{X}^{(i)})$ - вектор-функция небалансов мощности в узлах при $\mathbf{X} = \mathbf{X}^{(i)}$;

$\mathbf{X}^{(i)}$, $\mathbf{X}^{(i+1)}$ - векторы переменных на i -м и $(i+1)$ -м шагах итерационного процесса;

t - параметр, причем $t \leq 1$.

При $t=1$ итерационный процесс (3.95) совпадает с решением линейной системы метода Ньютона

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(i)}) \Delta \mathbf{X}^{(i+1)} = -\mathbf{W}(\mathbf{X}^{(i)})$$

Процесс (3.95) соответствует умножению поправок $\Delta \mathbf{X}$, определяемых при решении системы линейных уравнений в методе Ньютона, на параметр t . В этом смысле методы по параметру можно рассматривать как «ускоренные» методы Ньютона и параметр t аналогичен коэффициенту ускорения t в методе Зейделя.

3.4. Существование, единственность и чувствительность решения нелинейных уравнений установившегося режима

Обусловленность матриц

Обусловленность матриц характеризуется числами обусловленности. Одно из чисел обусловленности равно отношению наибольшего и наименьшего по модулю собственных значений матрицы. Непосредственный расчет этих чисел трудоемок. Элементы матрицы производных уравнений установившегося режима (матрица Якоби) зависят как от параметров сети, так и от параметров режима. Поэтому плохая обусловленность матрицы Якоби может быть следствием как сильного различия (неоднородности) параметров сети, так и близости рассчитываемого режима к предельному по существованию или апериодической статической устойчивости.

Неоднородность электрической сети велика, если имеются устройства продольной компенсации реактивной мощности, шиносоединительные выключатели либо близкие к нулю сопротивления обмотки среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. В этих случаях плохо обусловлена как матрица \underline{Y}_y , так матрица Якоби. Как правило, плохая обусловленность матрицы может характеризоваться относительной малостью определителя. Близость режима к предельному по существованию или по апериодической статической устойчивости соответствует приближению к нулю якобиана, т. е. определителя матрицы Якоби уравнений установившегося режима, и плохой обусловленности матрицы Якоби.

При задании активных мощностей и модулей напряжений в генераторных узлах с учетом допущений якобиан уравнений установившегося режима совпадает со свободным членом характеристического уравнения и прохождение якобиана через нуль соответствует пределу по апериодической устойчивости. Поэтому в данном случае приближение к нулю якобиана соответствует приближению к пределу по апериодической устойчивости.

Как правило, приближение к нулю якобиана соответствует ухудшению обусловленности матрицы $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$. Строго говоря, величина определителя не всегда характеризует обусловленность. В тех случаях, когда наибольшее по модулю собственное число матрицы $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$ остается конечным, приближение к нулю якобиана $\left| \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} \right|$ соответствует резкому ухудшению обусловленности.

Сходимость решения нелинейных уравнений установившегося режима связана с величиной якобиана системы уравнений установившегося режима, а значит с условиями существования и единственности, что используется при расчетах режимов, близких к пределу по апериодической устойчивости. Если якобиан равен нулю в точке решения \mathbf{X} , то методы простой итерации или Зейделя не сойдутся при решении системы уравнений установившегося режима.

Существование решения

Рассмотрим существование решения уравнений узловых напряжений на примере уравнения установившегося режима линии только с реактивным сопротивлением x , изображенной на рис. 46, а.

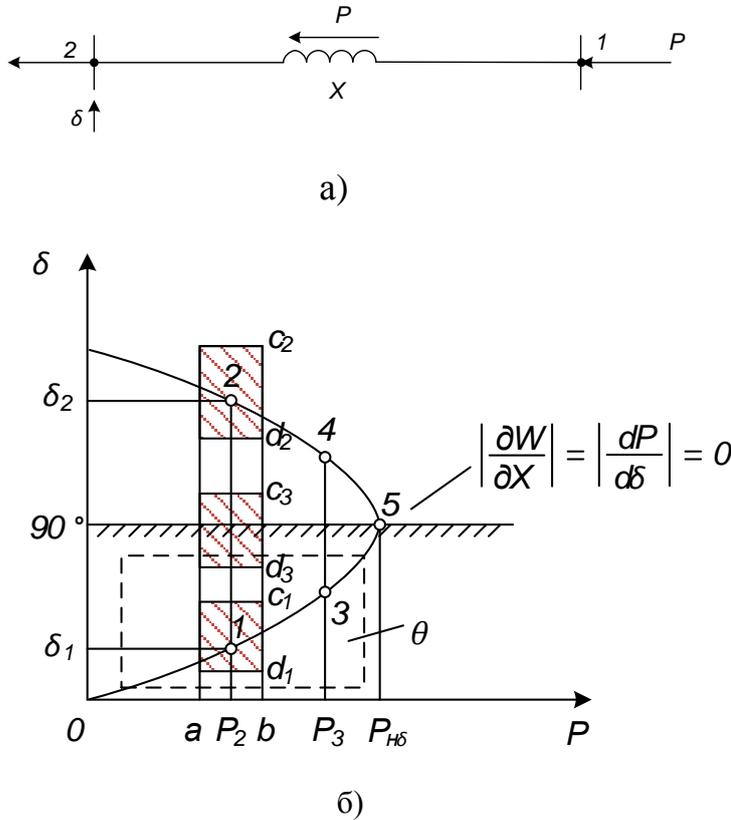


Рис. 46. Существование и единственность решения уравнений установившегося режима:

- а- линия с реактивным сопротивлением;
- б- определение установившихся режимов

Уравнение установившегося режима – это уравнение мощности, передаваемой по линии,

$$P = \frac{U_1 U_2}{x} \sin \delta \quad (3.96)$$

где U_1, U_2 - модули напряжений в узлах 1 и 2;

P - мощность, текущая по линии, потребляемая в узле 2 и генерируемая в узле 1;

δ - фаза напряжения в узле 2 при $U_1 = U_1$, т. е. δ - угол между U_1 и U_2 .

При $U_1 = const$, $U_2 = const$ предел передаваемой мощности – постоянная величина, поэтому уравнение (3.96) имеет вид:

$$P_{НБ} = \frac{U_1 U_2}{x} = const \quad (3.97)$$

Направим активную мощность по горизонтальной оси, а угол δ - по вертикальной (рис. 46, б). Найти решение уравнения установившегося режима означает, что для любого значения мощности нужно найти соответствующее ему значение угла δ . Геометрически на рис. 46, б решение соответствует пересечению прямой, параллельной оси P (т. е. прямой $P=const$), с синусоидой. Например, при $P = P_2 = const$ решение соответствует точке 1 с координатами P_2 , δ_1 или точке 2 с координатами P_2 , δ_2 .

Рассмотрим прямоугольную область $d_1 < \delta < c_1$, $a < P < b$, заштрихованную на рис. 46, б вокруг точки 1. Решение уравнения установившегося режима существует в этой области, если для каждого значения P в интервале $[a, b]$ существует одно или несколько значений δ , которые совместно с P удовлетворяют уравнению (3.97).

Геометрически существование решения для всех P в прямоугольнике $d_1 < \delta < c_1$, $a < P < b$ означает, что любая прямая в этом прямоугольнике, параллельная оси δ , пересечет синусоиду хотя бы один раз внутри этого прямоугольника. Аналогичное решение существует внутри прямоугольника $d_2 < \delta < c_2$, $a < P < b$, заштрихованного на рис. 46, б вокруг точки 2. Внутри же прямоугольника $d_3 < \delta < c_3$, $a < P < b$ не существует решения уравнений установившегося режима, В этом прямоугольнике ни одна прямая $P = const$ не пересекает кривую уравнения установившегося режима (3.97).

Решение существует для любого положительного значения мощности, которая меньше, чем предел передаваемой по линии мощности $P_{нб}$. Для мощно-

сти $P > P_{нб}$ решение уравнения установившегося режима не существует. Физически несуществование решения означает, что по линии с сопротивлением x при модулях напряжений на концах линии $U_1 = const, U_2 = const$ нельзя передать мощность больше предела передаваемой мощности $P_{нб}$, который определяется выражением (3.97).

Нелинейные уравнения установившегося режима можно записать в виде системы неявных функций:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0, \quad (3.98)$$

где \mathbf{Y} - вектор независимых переменных (регулируемых параметров режима);

\mathbf{X} - вектор зависимых переменных (нерегулируемых параметров режима);

\mathbf{W} - вектор-функция, например небалансов мощности или тока в узлах.

Размерность вектор-функции (число уравнений системы (3.98)) равна размерности вектора \mathbf{X} .

Существование решений уравнений установившегося режима при заданном значении вектора независимых переменных $\mathbf{Y}^{(0)}$ означает, что имеется хотя бы одно значение вектора зависимых переменных $\mathbf{X}^{(0)}$ - такое, что параметры режима $(\mathbf{X}^{(0)}, \mathbf{Y}^{(0)})$ удовлетворяют уравнениям установившегося режима.

Единственность решения уравнений установившегося режима

Единственность решения уравнений установившегося режима (3.98) при заданном значении вектора независимых переменных $\mathbf{Y}^{(0)}$ означает, что существует только одно значение вектора зависимых переменных $\mathbf{X}^{(0)}$ - такое, что параметры режима $(\mathbf{X}^{(0)}, \mathbf{Y}^{(0)})$ удовлетворяют уравнениям установившегося режима. Нелинейные уравнения установившегося режима имеют, как правило, несколько решений. Поэтому задача заключается в том, чтобы исследовать единственность решения для заданного \mathbf{Y} при \mathbf{X} , лежащем в заданной области режимов. Единственность решения уравнений установившегося режима в области θ означает, что для любого \mathbf{Y} существует единственное значение \mathbf{X} в области θ - такое, что параметры режима (\mathbf{X}, \mathbf{Y}) удовлетворяют уравнению устано-

вившегося режима (3.98). Как правило, исследование единственности проводится в области θ , в которой якобиан системы уравнений не равен нулю. На рис. 46,б такой областью является, например, прямоугольник, обведенный штриховой линией.

Единственность решения в области для уравнения (3.97) означает, что для любого значения P в этой области существует только одно решение, т. е. только одно значение δ , удовлетворяющее уравнению установившегося режима. Например, в прямоугольнике около точки 1 $d_1 < \delta < c_1$, $a < P < b$ (см. рис. 46,б) для любого значения мощности $a < P < b$ существует единственное решение. Геометрически это означает, что в этом прямоугольнике любая прямая $P = const$ пересекает синусоиду один раз. Аналогично единственное решение существует и в прямоугольнике, заштрихованном вокруг точки 2.

Неоднозначность решения в области означает, что для каждого значения P в этой области существует несколько решений. Например, в прямоугольнике $d_1 < \delta < c_2$, $a < P < b$ на рис. 46, б для любого P существуют два решения. Прямая $P = P_2 = const$ пересекает синусоиду установившегося режима в точках 1 и 2, т.е. для P_2 существуют два значения δ_1 и δ_2 , удовлетворяющие уравнению установившегося режима. Аналогично два решения существуют для любого значения мощности в указанном прямоугольнике.

Для любого значения P меньше предела передаваемой по линии мощности существуют два решения: с $\delta < 90^\circ$ и с $\delta > 90^\circ$. Чем ближе мощность к пределу передаваемой мощности по линии, тем ближе эти решения, т. е. меньше разность между их углами. Например, при мощности P_3 (рис. 46) разница между решениями, соответствующими точкам 3 и 4, меньше, чем для решений 1 и 2 при мощности P_2 . При $P = P_{нб}$ оба решения сливаются в одно. При предельном значении передаваемой по линии мощности существует единственное решение - точка 5 при $\delta = 90^\circ$. Для всех $\delta < 90^\circ$ производная мощности по углу положительна $\left(\frac{\partial P}{\partial \delta} > 0\right)$, а для всех $\delta > 90^\circ$ эта производная отрицательна. При $\delta = 90^\circ$

$\frac{\partial P}{\partial \delta} = 0$, т.е. на прямой $\delta = 90^\circ$ находится решение уравнения установившегося режима 5, для которого $\frac{\partial P}{\partial \delta} = 0$. Эта прямая делит область значений P, δ на рис. 46,б, в каждой из которых существует единственное решение уравнений установившегося режима. Ниже этой прямой для любого значения мощности $P < P_{нб}$ существует единственное решение, причем $\delta < 90^\circ$ и $\frac{\partial P}{\partial \delta} > 0$ (решения 1, 3 и т. д.). Выше этой прямой для любого $P < P_{нб}$ существует одно решение с $\delta > 90^\circ$ и $\frac{\partial P}{\partial \delta} < 0$.

Расчетные исследования на ПЭВМ неоднозначности решения уравнений установившегося режима показали следующее. Для сложных систем среди нескольких решений, полученных в расчетах слабо нагруженных режимов, т. е. далеких от поверхности, на которой для уравнений установившегося режима $\left| \frac{\partial W}{\partial X} \right| = 0$, лишь одно соответствовало режиму с допустимыми уровнями напряжений. В расчетах сильно нагруженных режимов (близких к поверхности, на которой $\left| \frac{\partial W}{\partial X} \right| = 0$) были получены два решения, определяющих режимы с допустимыми уровнями напряжений. При расчетах сложных ЭЭС и заданий в качестве исходных данных активных мощностей и модулей напряжений для узлов электростанций, P и Q для нагрузочных узлов было найдено лишь одно решение, определяющее аperiodически устойчивый режим, допустимый по техническим ограничениям. При задании в качестве исходных данных P и Q в нагрузочных и станционных узлах для сложных ЭЭС были найдены два решения, соответствующих статически аperiodически устойчивым режимам, удовлетворяющим техническим ограничениям.

Предел по существованию решения уравнений установившегося режима.

Для линии только с реактивным сопротивлением на рис. 46, а установившийся режим 5 – предельный по существованию решения. При утяжелении режима по мощностям (от режима 1) при $P > P_{нб}$ перестает существовать решение

уравнения установившегося режима. Предел передаваемой мощности $P_{нб}$ называют пределом по существованию решения. Режим 5 при $P=P_{нб}$ и $\delta=90^\circ$ – это режим, предельный по существованию и по статической, аperiodической устойчивости. Предел по аperiodической устойчивости наступает при утяжелении по углам и равен 90° . Предел по существованию решения наступает при утяжелении по мощностям при $P=P_{нб}$.

Пределом по существованию решения уравнений установившегося режима на данном пути утяжеления называют такие значения независимых параметров режима, при которых существует решение уравнений установившегося режима и при дальнейшем малом изменении которых по данному пути утяжеления такое решение не существует. Предел по мощности – частный случай предела по существованию. Определитель матрицы Якоби уравнений установившегося режима в точке, предельной по существованию решения, всегда равен 0.

Связь точности расчетов установившихся режимов со сходимостью и устойчивостью.

Чувствительность решения к изменению исходных данных фактически характеризует погрешности решения при расчетах установившихся режимов, которые возникают за счет неточности исходных данных. Существование и сходимость решения уравнений установившегося режима, и аperiodическая статическая устойчивость соответствующего этому решению режима связан с погрешностями за счет неточности исходных данных при расчетах установившихся режимов электрических систем. Как величина этих погрешностей, так и существование, и сходимость решения, а также аperiodическая статическая устойчивость режима определяются свойствами матрицы Якоби уравнений установившегося режима, т. е. свойствами электрической сети и близостью ее режима к предельному по статической устойчивости. Погрешности увеличиваются и сходимость решения ухудшается при плохой обусловленности матрицы Якоби, в частности для сетей с сильной неоднородностью, длинными линиями и УПК, а также для режимов, близких к пределу аperiodической устойчивости.

3.5. Контрольные вопросы к разделу 3

1. С какой целью проводят расчет установившихся режимов ЭЭС?
2. Что понимают под балансирующим и под базисным узлом? Могут ли они совпадать?
3. Почему для расчета установившихся режимов применяют уравнения узловых напряжений (УУН)?
4. Как составляются линейные уравнения узловых напряжений?
5. Как составляются нелинейные уравнения узловых напряжений?
6. Как составляется матрица собственных и взаимных проводимостей узла? В чем ее особенность?
7. Какие упрощающие преобразования сети Вы знаете и с какой целью их применяют?
8. Как исключаются узлы из сети?
9. Когда целесообразно применять расщепление сети?
10. Каким образом эквивалентируют сети и когда такой прием целесообразно применять?
11. Каким образом выполняют разделение системы на подсистемы, какой эффект можно достигнуть таким методом?
12. В чем сущность метода Ньютона?
13. Как составляется матрица Якоби?
14. Приведите алгоритм решения УУН баланса мощности.
15. Приведите алгоритм решения УУН баланса токов.
16. Как определяются потоки мощности и токи в ветвях и узлах при использовании УУН в расчете установившихся режимов?
17. В чем преимущество метода Ньютона?
18. Какие модификации метода Ньютона Вы знаете и в чем их отличие от метода Ньютона?
19. Что понимают под обусловленностью матриц?
20. Как определить существование и единственность решения УУН?

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В условиях эксплуатации в каждый момент времени важно обеспечить такую схемно-режимную ситуацию, при которой будут минимальные эксплуатационные издержки при сохранении требуемого уровня надежности. Рассмотрим как это можно сделать.

4.1. Оптимизация режима электрической сети

Оптимизация режима электрической сети является одним из основных организационных мероприятий по повышению экономичности функционирования электрической сети. Экономичность функционирования электрической сети определяется по уровню потерь мощности в ней. Задача оптимизации состоит в определении такого установившегося режима электрической сети, при котором были бы выдержаны требуемые технические ограничения, и потери активной мощности в сети были бы минимальны.

Оптимизация режима сети может осуществляться по напряжению, U , реактивной мощности, Q , коэффициенту трансформации. Эти параметры взаимосвязаны. При решении данной задачи задаются активные мощности электрических станций P_{Gi} , за исключением станции в балансирующем узле, а также активные и реактивные мощности узлов нагрузки P_{ni} , Q_{ni} . Учитываются ограничения – равенства в виде уравнений установившегося режима и ограничения – неравенства по контролируемым величинам. Оптимизируемой функцией являются потери активной мощности в сети, ΔP .

При оптимизации учитываются ограничения по напряжениям во всех узлах, в том числе и в узлах нагрузки, не имеющих средств регулирования, по реактивным мощностям генерирующих источников и по коэффициентам трансформации трансформаторов K_T , а также по токам в контролируемых линиях.

Задача оптимизации режима сети по U , Q , K_T не может быть решена в полном объеме, если отсутствуют соответствующие средства регулирования и управления режимом. В ряде случаев нет резервов по Q , отсутствуют или име-

ются в недостаточном количестве средства регулирования напряжения, автоматические регуляторы напряжения (АРН) на трансформаторах с РПН иногда работают ненадежно, и в эксплуатационной практике их стараются не использовать. Поэтому необходимо осуществлять оптимизацию режима сети с учетом имеющихся средств управления и регулирования \underline{U} и Q . В инженерной практике большое значение имеют частные задачи оптимизации режима сети по \underline{U} , Q , \underline{K}_T . Эти частные задачи решаются в автоматизированной системе диспетчерского управления (АСДУ) на различных уровнях временной и территориальной иерархии диспетчерского управления. Решение каждой из них приводит к относительному минимуму потерь мощности, но является важным и целесообразным мероприятием при эксплуатации ЭЭС.

Задача оптимизации режима сети по \underline{U} , Q и \underline{K}_T может быть разделена по ступеням диспетчерской иерархии на следующие задачи:

- ✓ регулирование уровня напряжения по сети в целом или отдельным ее участкам;
- ✓ снижение влияния неоднородности сети путем регулирования комплексных коэффициентов трансформации – задача регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых контурах сети;
- ✓ размыкание сетей;
- ✓ оптимальное распределение реактивной мощности между ее источниками.

Под уровнем напряжения в электрической сети понимают среднее его значение для сети данной ступени трансформации в целом или какой-то ее части, вплоть до отдельной линии. Использование понятия уровня напряжения целесообразно, так как регулирование напряжения является одной из наиболее эффективных мер повышения экономичности функционирования сети.

Повышение уровня рабочего напряжения приводит к уменьшению нагрузочных потерь мощности в сети. Примем, что нагрузочные потери мощности в исходном режиме в относительных единицах $\Delta P_{*n} = 1$. Нагрузочные потери при

повышении всех напряжений на величину $\Delta U = \Delta U_* / U_{ном}$ можно оценить следующим образом:

$$\Delta P_{* \text{ н}\Delta U} = \frac{I}{(1 + \Delta U_*)^2} = \frac{I}{1 + 2\Delta U_* + \Delta U_*^2}. \quad (4.1)$$

Если в последнем выражении в знаменателе пренебречь ΔU_*^2 как малой величиной и умножить числитель и знаменатель на $1 - 2\Delta U_*$, то получим

$$\Delta P_{* \text{ н}\Delta U} \approx \frac{I}{1 + 2\Delta U_*} = \frac{1 - 2\Delta U_*}{1 - (2\Delta U_*)^2}.$$

Пренебрежем в знаменателе величиной $(2\Delta U_*)^2$, тогда нагрузочные потери мощности можно записать так:

$$\Delta P_{* \text{ н}\Delta U} = 1 - 2\Delta U_*. \quad (4.2)$$

Относительные потери холостого хода при одновременном увеличении всех напряжений на ΔU_* исходя из выражения для потерь в поперечной индуктивности определяются так:

$$\Delta P_{* \text{ х}\Delta U} = (1 - \Delta U_*)^2. \quad (4.3)$$

Если пренебречь в выражении (4.3) ΔU_*^2 , то получим

$$\Delta P_{* \text{ х}\Delta U} = 1 + 2\Delta U_*. \quad (4.4)$$

Из выражения (4.2) следует, что одновременное увеличение всех напряжений на ΔU_* приводит к снижению нагрузочных потерь в данной части сети приблизительно на $2\Delta U_*$. Таким образом, нагрузочные потери с ростом напряжения уменьшаются. При увеличении всех напряжений на ΔU_* потери холостого хода в трансформаторах в соответствии с (4.4) увеличиваются приблизительно на $2\Delta U_*$. Отметим, что потери холостого хода в трансформаторах зависят от подводимого напряжения к их ответвлениям, а не от уровня напряжения

в сети. Регулируя ответвления трансформаторов, можно снижать в них потери холостого хода.

Рассмотренные выше закономерности практически полностью характеризуют положение в электрических сетях, для которых выгодным является наивысший допустимый уровень напряжения. Как правило, это сети напряжением до 220 кВ. В то же время при повышении рабочего напряжения возрастают потери мощности на корону в воздушных линиях 110-220 кВ, но они незначительны. При этом ограничивающими являются допустимые уровни напряжения по условиям работы изоляции и по условиям регулирования напряжения в сетях. При повышении уровня напряжения в таких сетях улучшаются и другие показатели работы сети. Снижаются потери Q (их относительная величина уменьшается приблизительно на $2 \Delta U_*$) и увеличивается генерация Q емкостью сети. Если сеть имеет сравнительно небольшую протяженность, то это может привести к снижению необходимой суммарной мощности компенсирующих устройств (по условиям баланса реактивной мощности на основе технических требований). Во многих случаях такое решение приводит к некоторому увеличению пропускной способности линий (ее относительная величина вырастает приблизительно на ΔU_*), что важно при эксплуатации.

В сетях, а также на отдельных линиях сверхвысоких напряжений положительный эффект от регулирования уровня напряжения может получиться еще более значимым. Но для них наивысший допустимый уровень напряжения не является оптимальным, необходим оптимизационный расчет.

Регулирование уровня напряжения принципиально возможно только при наличии регулирующих устройств на границах рассматриваемого участка сети. При этом важной является одновременность действия всех этих устройств. Для этого необходимо располагать достаточным количеством регулирующих устройств и обеспечить положительный баланс реактивной мощности в основных узлах сети.

В центрах питания (ЦП) сетей 6 – 35 кВ широко используется регулирование напряжения с помощью изменения коэффициента трансформации устройствами РПН. Основной задачей регулирования напряжения в ЦП является обеспечение выполнения закона встречного регулирования, т.е. поддержание напряжения в пределах 1,05-1,1 номинального для режимов максимальных и номинального – для режимов минимальных нагрузок. При этом, как правило, удается одновременно снизить и потери активной мощности в сетях.

В распределительных сетях напряжением до 35 кВ повышение уровня напряжения приводит не только к уменьшению потерь мощности, но и к росту потребляемой мощности нагрузок в соответствии с их статическими характеристиками по напряжению. Поэтому при оптимизации уровней напряжения в них необходимо анализировать влияние изменения напряжения на изменения потерь мощности в сети и потребление нагрузок.

Оптимизация режимов по реактивной мощности возможна путем применения компенсирующих устройств. Для ЭЭС, имеющих дефицит реактивной мощности, компенсирующие устройства рассматриваются как средства регулирования напряжения. Однако даже при удовлетворительных уровнях напряжения установка компенсирующих устройств целесообразна, так как они снижают потери мощности в сети. Наиболее эффективной является установка статических компенсирующих устройств (например, батарей конденсаторов) в следующем порядке: вначале на шинах НН, затем при необходимости, на шинах СН, затем – ВН.

Статические тиристорные компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы в ЭЭС устанавливаются главным образом по условиям работы линий электропередачи высоких и сверхвысоких напряжений, а также в узлах сети, где пропускная способность питающих линий не находится в соответствии с их нагрузкой, особенно в послеаварийных режимах. Однако их установка также позволяет снизить потери мощности в сети, обеспечивая экономичный режим.

4.2. Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей

Снижение влияния неоднородности замкнутых сетей относится к эффективным мероприятиям, обеспечивающим повышение экономичности функционирования электрической сети. Применение замкнутых сетей вызвано главным образом соображениями повышения надежности электроснабжения потребителей. Однако в замкнутых сетях снижение потерь мощности реализуется только для однородных сетей, для которых справедливо отношение

$$\varepsilon_i = x_i / r_i = \text{const}, \quad (4.5)$$

где ε_i — показатель неоднородности ветви i .

В неоднородной сети отношения активных и реактивных сопротивлений (или проводимостей) для различных ветвей различны. «Естественное» распределение активных и реактивных мощностей определяется по полной схеме замещения сети — схеме с активными и реактивными сопротивлениями, r и x .

Распределение мощности в сети, соответствующее минимуму потерь, называют «экономическим».

Можно показать, что минимуму потерь активной мощности в сети с r и x соответствует такое распределение мощностей P и Q , которое имеет место в сети только с активными сопротивлениями r . Поясним данное утверждение на простейшем примере.

Рассмотрим одноконтурную сеть на рис. 47, а. Естественное распределение токов в ветвях 1 и 2 определяется следующими выражениями:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_H \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2} ; \quad \underline{I}_2 = \underline{I}_H \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}, \quad (4.6)$$

где $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2$ — комплексные сопротивления ветвей.

Выражение (4.6) легко получить из первого и второго законов Кирхгофа:

$$\underline{I}_1 + \underline{I}_2 = \underline{I}_H ; \quad \underline{I}_1 \underline{Z}_1 - \underline{I}_2 \underline{Z}_2 = 0; \quad (4.7)$$

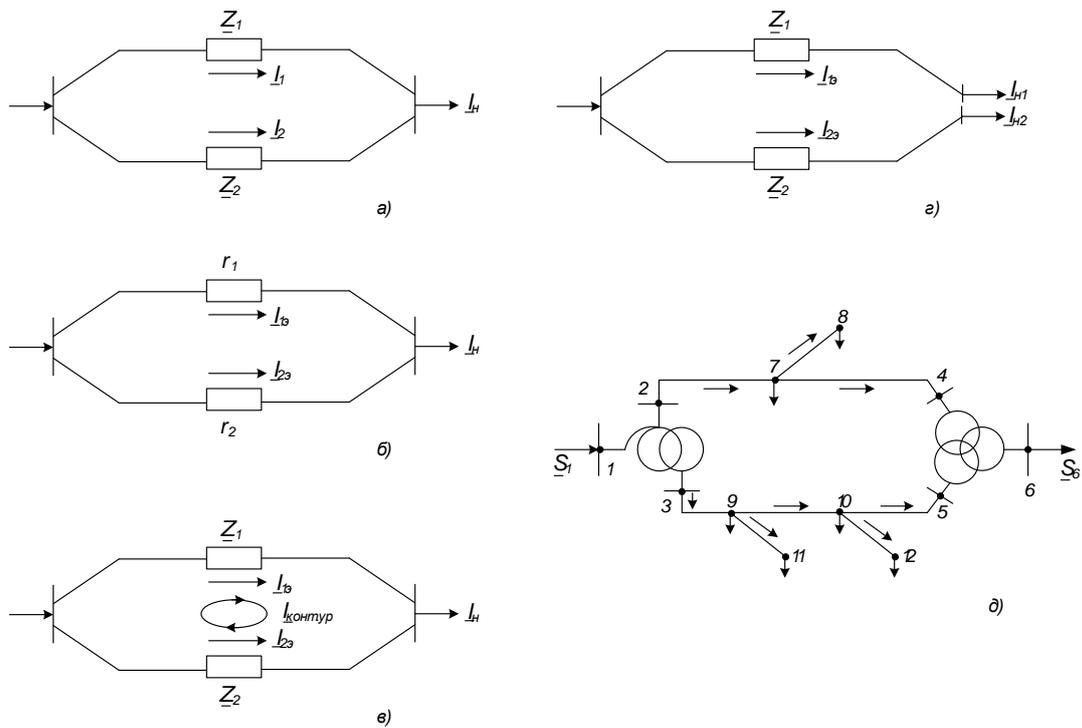


Рис. 47. Распределение токов в контуре:

a - естественное; *б* - экономическое; *в* - экономическое распределение и контурный уравнительный ток; *г* - размыкание контура; *д* - контур с автотрансформатором и трансформатором

Экономическое распределение токов (рис. 47, *б*) определяется так:

$$\underline{I}_{1э} = \underline{I}_H \frac{r_2}{r_1 + r_2} \quad \underline{I}_{2э} = \underline{I}_H \frac{r_1}{r_1 + r_2} \quad (4.8)$$

где $\underline{I}_{1э}$, $\underline{I}_{2э}$ — токи экономического режима;

r_1 , и r_2 - активные сопротивления ветвей 1 и 2.

В однородной сети естественное распределение токов или мощностей совпадает с экономическим, при выполнении условия (4.5) выражения (4.6) и (4.8) совпадают. В неоднородной сети естественное и экономическое распределение токов или мощностей не совпадают.

Если предположить, что в контуре на рис. 47, *a* протекает контурный уравнительный ток $\underline{I}_{конт.ур}$, вызванный неоднородностью сети (рис. 47, *в*), то естественные и экономические токи связаны следующим выражением:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{1э} + \underline{I}_{\text{конт.ур}}; \quad \underline{I}_2 = \underline{I}_{2э} - \underline{I}_{\text{конт.ур}}. \quad (4.9)$$

При естественном распределении ток $\underline{I}_{\text{конт.ур}}$ создает дополнительные потери в сравнении с их наименьшим значением при экономическом распределении.

Неоднородность ε_i сети не является исчерпывающей характеристикой увеличения потерь мощности. Может быть сильная неоднородность параметров сети, но небольшое увеличение потерь мощности и наоборот. Это объясняется тем, что дополнительные потери мощности зависят как от параметров сети, так и от параметров режима, определяющих контурные уравнивательные токи $\underline{I}_{\text{конт.ур}}$, но в случае однородности $\underline{I}_{\text{конт.ур}}$ и дополнительные потери равны нулю.

Снижение влияния неоднородности сводится или к снижению неоднородности параметров сети, или к компенсации контурных уравнивательных токов. Первое достигается изменением сечений проводов, переходом на провода нового поколения, применением устройств продольной компенсации. Для контуров из неоднородных линий одного напряжения рекомендуется с помощью УПК обеспечить однородность сети, тем самым обеспечить экономическое распределение потоков мощности. Это решение требует значительных капиталовложений. Также в неоднородных замкнутых сетях для снижения неоднородности можно включить в рассечку линий реактор продольного включения. Однако в практике эксплуатации такое решение применяется редко.

Компенсация контурных уравнивательных токов может быть выполнена двумя путями:

- 1) созданием компенсирующих уравнивательных токов

$$\underline{I}_{\text{комп.ур}} = - \underline{I}_{\text{конт.ур}}, \quad (4.10)$$

что соответствует регулированию потоков мощности в контуре;

- 2) размыканием пути протекания уравнивательных токов, т.е. размыканием контуров сети (рис. 47, з).

Для создания компенсирующих уравнительных токов $\underline{I}_{\text{комп.ур}}$ (регулирования P и Q в контуре) надо вводить в неоднородные контуры добавочные ЭДС либо за счет линейных регуляторов, т. е. продольно-поперечного регулирования напряжения, либо за счет неуравновешенных коэффициентов трансформации. Неуравновешенные коэффициенты трансформации означают, что сумма ЭДС в контуре не равна нулю. Это приводит к протеканию уравнительного контурного тока. Отсюда контурный уравнительный ток может возникать не только из-за неоднородности, но и из-за неуравновешенных коэффициентов трансформации в контуре.

Управлять потоками P и Q в контурах или ветвях, изменяя комплексные коэффициенты трансформации линейных регуляторов (последовательных регулировочных трансформаторов), эффективно, если последние включены в контуры, образованные линиями разных напряжений. Здесь, прежде всего, имеются в виду те участки, на которых линии разных номинальных напряжений оказываются включенными на параллельную работу (через трансформаторы или автотрансформаторы) при значительных транзитах мощности. Транзит мощности на рис. 47, δ – это поток мощности, текущий через сеть от шин 1 к шинам 6. Этот транзит равен или S_6 , или \underline{S}_1 минус мощность нагрузок сети с узлами 7-12 и минус потери.

При оптимизации режима по \underline{U} , Q и \underline{K}_T выбирают, в частности, и оптимальные значения комплексных коэффициентов трансформации. При эксплуатации решают задачи выбора наивыгоднейших \underline{K}_T при продольно-поперечном регулировании напряжения. Это задача соответствует решению частной задачи оптимизации режима сети только по коэффициенту трансформации, \underline{K}_T , т. е. определению режима сети с наименьшими потерями мощности при изменении только \underline{K}_T (или только потоков мощности в замкнутых контурах сети). Выбор \underline{K}_T можно осуществлять с помощью программ оптимизации на ПЭВМ режима сети по \underline{U} , Q и n , если считать независимыми переменными только \underline{K}_T .

4.3. Размыкание контуров сети

Размыкание контуров сети является наиболее распространенным способом повышения экономичности функционирования электрических сетей за счет снижения влияния их неоднородности. Задача состоит в определении таких точек размыкания в сети, при которых достигается минимум потерь мощности.

В питающих сетях для определения точек размыкания можно использовать программы оптимизации режима сети по \underline{U} , Q и \underline{K}_T . Строго говоря, оптимизировать точки размыкания контуров надо с учетом дискретности переменных задачи оптимизации, однако в электрических сетях приближенно можно решать эту задачу без учета дискретности, например, используя оптимизацию \underline{K}_T . В контур, где возможно размыкание, включается фиктивный регулировочный трансформатор с комплексным коэффициентом трансформации. Возможность оптимизации комплексных коэффициентов трансформации, заложенная в программах оптимизации режима сети по \underline{U} , Q и \underline{K}_T позволяет моделировать влияние добавочных ЭДС, фиктивно включенных в контуры, в которых возможно размыкание, и определять оптимальные точки разрыва в неоднородной сети. При этом размыкание сети надо проводить в точках потокораздела, полученных при расчете оптимального по \underline{K}_T режима сети. Опыт применения программ оптимизации по \underline{U} , Q и \underline{K}_T показал их высокую эффективность для выбора точек размыкания.

Для снижения потерь мощности возможно принудительное изменение потокораспределения путем размыкания замкнутой электрической сети. В данном случае необходимо определить, в каком месте следует размыкать сеть, чтобы потери активной мощности были минимальны. При этом для исключения снижения надежности предварительно решают вопрос о допустимости такого размыкания с точки зрения надежности электроснабжения и режимов напряжения.

Как показано выше, экономическое распределение мощностей определяется в сети только с r . Размыкание сети производится в точках потокораздела,

полученных при расчете схемы только с r . Иногда точки раздела получаются различными для активной и реактивной мощностей. В этом случае необходимо сравнить потери при размыкании в каждой из них и выбрать наилучшую.

Если элементы рассматриваемого контура не входят в другие контуры (например, две части системы связаны линиями 500 и 220 кВ, работающими параллельно), то можно не определять экономическое распределение. В этом случае проводят несколько расчетов при различных точках размыкания и выбирают вариант с меньшими потерями.

Переключения в схеме 110 кВ и выше могут осуществляться в связи с сезонными изменениями нагрузки, а также при выводе некоторых линий и генераторов в ремонт. В этом случае могут возникнуть различные варианты питания потребителей по оставшимся в работе элементам. Наилучший вариант выбирается исходя из сравнения потерь мощности, вычисленных при различных вариантах питания потребителей. Эксплуатация распределительных сетей 35 кВ и ниже осуществляется, как правило, по разомкнутым схемам. Для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения предусматривается резервирование распределительных линий с помощью резервных перемычек и средств автоматики. Для этих сетей очень важна задача выбора оптимальных точек размыкания сети.

Для осуществления экономичных разомкнутых режимов распределительной сети с наименьшими потерями ежегодно, до наступления осенне-зимнего максимума нагрузки, или несколько раз в год персоналом электросетевых комплексов разрабатывается так называемая нормальная схема эксплуатации с четко определенными точками размыкания контуров и условиями работы устройств релейной защиты и автоматики.

Размыкание более эффективно в городских сетях, чем в сельских. В городских сетях графики коммунально-бытовой нагрузки меньше зависят от сезона и точки размыкания имеют более постоянный характер. В сельских сетях нагрузка имеет явно выраженный сезонный график и точки размыкания надо

изменять каждый сезон, а иногда и чаще. Специально разработанные для ПЭВМ программы определения точек размыкания в распределительных сетях нашли широкое применение в эксплуатационной практике.

К изменениям схем сети относится и строительство новых линий и подстанций. Ввод в эксплуатацию новых линий и подстанций осуществляется с целью разгрузки существующих сетей или присоединения к энергосистеме новых потребителей электроэнергии, что повышает экономичность функционирования ЭЭС.

4.4. Регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы максимума ЭЭС

Регулирование суточного графика нагрузки и снижение пиков в часы максимума энергосистемы также позволяет снизить потери мощности в сети. Регулирование суточных графиков нагрузки может осуществляться несколькими способами. В первую очередь необходимо выравнять график за счет перевода наиболее энергоемкого оборудования, работающего периодически, с часов максимума на другие часы суток. Таким оборудованием могут считаться, например, отдельные виды крупных станков, сварочные машины, компрессоры, насосы артезианских скважин, испытательные и зарядные станции, холодильные установки, мельницы, установки токов высокой частоты, отдельные виды электротермического оборудования, пилорамы и др. С этой же целью целесообразно в часы максимумов нагрузок энергосистемы проводить на предприятиях текущие и профилактические ремонты технологического и энергетического оборудования, упорядочить работу вспомогательных цехов для снижения их электрических нагрузок в указанные часы, установить твердый график работы вентиляционных установок и т. д. При выполнении мероприятий по отключению в часы максимумов соответствующего оборудования следует учитывать влияние отключения данного оборудования на другие производственные процессы и на работу предприятия в целом.

Одним из эффективных путей снижения пиков нагрузки является исполь-

зование на промышленных предприятиях и предприятиях, приравненных к ним, потребителей-регуляторов, т. е. такого электротехнологического оборудования, которое может работать в режиме регулирования в соответствии с потребностями ЭЭС. Выравнивание графиков ЭЭС дает системный эффект, что положительно сказывается на снижении потерь мощности при транспорте электроэнергии.

К мероприятиям по выравниванию суточных графиков относятся также смещение времени начала и окончания различных смен с целью совмещения с часами максимума нагрузки обеденных перерывов и перерывов между сменами на предприятиях; введение третьей (ночной) смены для энергоемкого оборудования; введение разных выходных дней для предприятий. Указанные мероприятия связаны с изменением условий труда работников предприятий, что необходимо учитывать при оценке целесообразности их применения в каждом конкретном случае.

4.5. Обеспечение экономически целесообразного режима работы трансформаторов

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на подстанциях также относится к эффективным мероприятиям по повышению экономичности функционирования электрических сетей.

На подстанциях, от которых питаются потребители I и II категорий надежности, а также на районных подстанциях ЭЭС, как правило, устанавливаются два и более трансформаторов. При этом возможна их отдельная и параллельная работа.

При отдельной работе каждый из трансформаторов включается на выделенную секцию шин. При этом снижаются токи короткого замыкания за трансформаторами, что облегчает работу оборудования и коммутационных аппаратов. Однако такой режим работы трансформаторов менее экономичен по сравнению с режимом параллельной их работы.

Наиболее экономичный режим соответствует нагрузке трансформаторов,

пропорциональной их номинальной мощности. Экономическое распределение нагрузок между параллельно работающими трансформаторами наступает в том случае, если их параметры одинаковы. К сожалению, на практике не удается достигнуть такого положения, чтобы на каждой подстанции трансформаторы были однотипными. Допускается параллельная работа разнотипных трансформаторов, если отношение их мощностей не более 1:3, напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на 10%, напряжения ответвлений - не более чем на 0,5 % и группы соединений обмоток одинаковые. При этом нагрузка трансформаторов будет несколько отличаться от экономической из-за появления уравнивающих токов.

При минимумах суточного и годового графиков нагрузок часть трансформаторов целесообразно отключить. При этом, если подстанция питает потребителей 1 категории, при отключении одного из трансформаторов должен быть предусмотрен автоматический ввод резерва.

Рассмотрим условие отключения части трансформаторов. Потери мощности в трансформаторе ΔP_T складываются из переменных потерь, зависящих от нагрузки (потерь в обмотках трансформатора), и постоянных потерь, не зависящих от нагрузки (потерь в стали трансформатора). При больших нагрузках потери мощности в обмотках намного больше потерь в стали трансформатора, а при малых нагрузках возможно обратное.

Рассмотрим подстанцию с k параллельно работающими однотипными трансформаторами. Потери мощности в k трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S^2}{S_{ном}^2}, \quad (4.11)$$

где ΔP_x — потери холостого хода трансформатора; ΔP_k - потери короткого замыкания.

Изменяя мощность трансформатора, S , построим зависимости потерь мощности от мощности трансформаторов $\Delta P_T = f(S)$ для разного числа работа-

ющих трансформаторов (рис. 48).

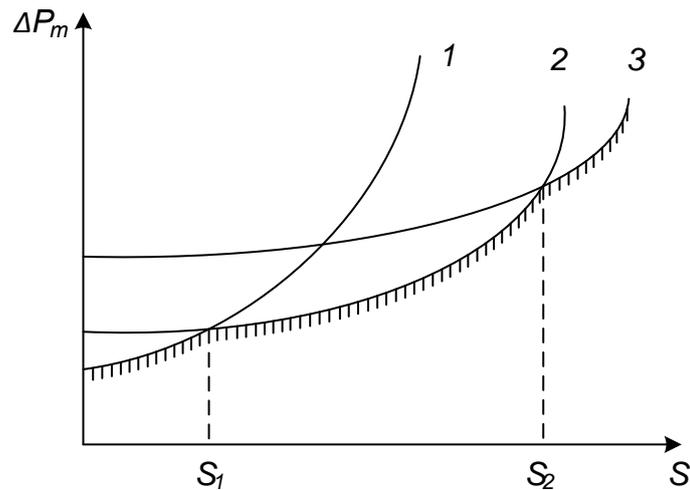


Рис. 48. Зависимость потерь мощности от нагрузки и числа трансформаторов

Из графика видно, что при изменении нагрузки от нуля до S_1 целесообразна работа одного трансформатора. При нагрузке в пределах от S_1 до S_2 экономически выгодна работа двух трансформаторов. При увеличении нагрузки сверх S_2 следует включить третий трансформатор либо перейти на трансформаторы большей мощности.

Нагрузка S , при которой целесообразно отключать один из трансформаторов, определяется условием равенства потерь мощности при k и $k-1$ трансформаторах. Потери для $k-1$ трансформаторов

$$\Delta P_{\tau} = (k-1) \Delta P_x + \frac{1}{k-1} \frac{\Delta P_k S^2}{S_{ном}^2}. \quad (4.12)$$

Граница интервалов находится как точка пересечения кривых для k и $k-1$ трансформаторов. Находим граничную мощность:

$$S_k = \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k-1)}{\Delta P_k}}. \quad (4.13)$$

Условие включения $k+1$ трансформаторов запишется аналогично:

$$S_{k+1} = \sqrt{\frac{\Delta P_x k(k+1)}{\Delta P_k}}. \quad (4.14)$$

Подставляя в (4.13) и (4.14) вместо k последовательно снижаемые на единицу значения, получаем ряд значений S , при которых целесообразно отключение очередного трансформатора. Как правило, подстанции являются двухтрансформаторными, в связи с чем определяется лишь одно значение, при котором целесообразно отключение одного из двух трансформаторов.

При k разнотипных трансформаторах для определения программы их отключения при снижении нагрузки производят расчеты потерь мощности в трансформаторах при заданных значениях нагрузки для случаев работы всех трансформаторов и отключении каждого из них поочередно.

4.6. Повышение экономичности функционирования сети путем замены оборудования, повышения напряжения при транспорте электроэнергии

Замена трансформаторов на эксплуатируемых подстанциях. Установка на эксплуатируемых подстанциях дополнительных и замена перегруженных силовых трансформаторов выполняется в основном с целью разгрузки находящихся в эксплуатации перегруженных трансформаторов. При этом происходит снижение нагрузочных потерь и увеличение потерь холостого хода. Учитывая, что потери холостого хода меньше нагрузочных потерь, наблюдается снижение суммарных потерь мощности в трансформаторах.

Замена недогруженных трансформаторов выполняется с целью снижения потерь электроэнергии в трансформаторах: при этом нагрузочные потери увеличиваются, а потери холостого хода уменьшаются, суммарные потери снижаются.

И в случае замены перегруженных трансформаторов, и в случае замены недогруженных трансформаторов необходимо определять такой коэффициент загрузки, который обеспечит оптимальное снижение потерь при замене трансформаторов.

Замена трансформатора без РПН на трансформатор с РПН или установка линейных регуляторов напряжения, обеспечение автоматического регулирования коэффициента трансформации также приводит к снижению потерь мощности путем регулирования напряжения.

Замена проводников на линиях электропередачи. Замена проводов и кабелей на перегруженных линиях в основном применяется в распределительных электрических сетях 0,4 кВ и 6 – 10 кВ. Мероприятие осуществляется преимущественно с целью повышения пропускной способности перегруженных линий, замены физически изношенных проводов линий или кабелей при их капитальном ремонте, замены стальных, алюминиевых проводов на самонесущие изолированные провода (СИП) или кабели с лучшими техническими характеристиками. Учитывая, что у последних ниже активное сопротивление достигается снижение потерь мощности.

В сетях напряжением 110 – 220 кВ в настоящее время также существует проблема перегруженных проводов, их целесообразно менять на провода нового поколения, обеспечивающие повышение пропускной способности и снижение потерь мощности. Так как эти провода при замене имеют меньшие сечения при том же длительном токе, что у классических проводов, не нужно проводить дополнительные механические расчеты линий и менять опоры и линейную изоляцию.

Перевод электрических сетей на более высокое номинальное напряжение применяется для повышения пропускной способности электрических сетей или их участков и для снижения потерь мощности. Напряжения 6 кВ и 35 кВ признаны экономически нецелесообразными из-за больших потерь мощности в электрических сетях. Так потери мощности в сетях при выборе напряжения 6 кВ в 2,78 раза больше, чем при напряжении 10 кВ. Поэтому их применение должно быть обосновано.

4.7. Контрольные вопросы к разделу 4

1. По какому критерию оценивают экономичность функционирования элек-

- трической сети?
2. С какой целью проводится оптимизация установившегося режима?
 3. По каким параметрам оптимизируют режим?
 4. Назовите задачи оптимизации режима.
 5. В каких сетях целесообразно иметь наивысшее допустимое по техническим условиям напряжение и почему?
 6. Назовите критерий однородности электрических сетей.
 7. Что понимают под «экономическим» распределением мощности в сети?
 8. Как достичь экономического распределения мощности в неоднородной замкнутой сети?
 9. Каким образом можно компенсировать контурные уравнительные токи?
 10. Что понимают под неуравновешенным коэффициентом трансформации?
 11. С какой целью при эксплуатации осуществляют размыкание электрической сети?
 12. Для сетей каких номинальных напряжений допускается проводить размыкание сети?
 13. Как найти оптимальную точку размыкания сети?
 14. Какой эффект можно достичь, регулируя суточный график нагрузки?
 15. Что понимают под экономичным режимом силового трансформатора?
 16. Как обеспечить экономичный режим работы трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами?
 17. С какой целью и когда проводят замену трансформаторов при эксплуатации электрических сетей? Какой эффект можно ожидать от такой замены?
 18. Какой эффект дает замена проводов воздушных линий?
 19. На какие провода целесообразно проводить замену действующих проводов и почему?
 20. Какой эффект дает перевод сетей на более высокое номинальное напряжение и почему?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в электроэнергетике назрела необходимость в повышении эффективности использования энергии, в том числе за счет применения прорывных технологий, при этом базовый принцип формирования и функционирования ЭЭС остается прежними – это технологическое единство системы на территории всей страны. В то же время изменилась организационная структура электроэнергетики: вместо вертикально-интегрированной структуры принята и реализована структура по видам деятельности. В итоге вертикальная технологическая структура ЭЭС не совпадает с организационной структурой. Это привело к изменениям свойств ЭЭС.

Отличительной особенностью данного учебного пособия является характеристика современной организационной структуры электроэнергетики, описание роли и условий функционирования рынков энергии и мощности в настоящее время, характеристика технологической и коммерческой инфраструктуры рынков. В пособии также подробно рассмотрены основные вопросы проектирования электрических сетей с учетом тех изменений, которые происходят в электроэнергетике, приведено современное представление компенсации реактивной мощности, даны рекомендации по проектированию электрических сетей разных номинальных напряжений. Рассмотрены классические подходы к расчету установившихся режимов электроэнергетических систем большой сложности, адаптированные под современное состояние электроэнергетической системы и электрических сетей. Заключительная часть учебного пособия посвящена вопросам повышения экономичности функционирования электрических сетей.

При написании учебного пособия использован, систематизирован и обновлен материал, приведенный в [5, 19], являющихся основными учебниками по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» на которых выучилось не одно поколение инженеров-электроэнергетиков.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ананичева С.С. Проектирование электрических сетей : учеб. пособие / С.С. Ананичева, Е.Н. Котова. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2017. – 164 с.
2. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии : учеб. пособие: – М. : КНОРУС, 2012. – 648 с.
3. Зуев Э.Н., Ефентьев С.Н. Задачи выбора экономически целесообразных сечений проводов и кабелей : учеб. пособие. М. : МЭИ, 2005. – 88 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учебник для вузов. М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288с.
6. Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. М. : НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.
7. Лыкин, А. В. Электроэнергетические системы и сети : учебник для вузов / А. В. Лыкин. – Москва : Издательство Юрайт, 2020. – 360 с. – Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. – URL: <https://urait.ru/bcode/489940> .
8. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Т. II. / Е.Ф. Макаров. М.: Папирус ПРО, 2003. – 622 с.
9. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). М. : Экономика, 2000. – 421 с.
10. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [Текст]. – Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015. – № 380.

11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обухов, Л.В. Паперно; Ред. В.М. Блок. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1990. – 384 с.
12. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: проектирование : учеб. пособие / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Минск : Высш. шк., 1988. - 308 с.
13. Правила устройства электроустановок – 7-е изд.- М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 704 с.
14. Роголёв Н.Д., Экономика энергетики : учебник для вузов / Н.Д. Роголёв, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под ред. Н.Д. Роголёва. – М. : Издательский дом МЭИ, 2011. – 320 с.
15. Савина, Н.В. Методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. – 150 с. – http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7122.pdf.
16. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 380 с.
17. СТО 56947007–29.240.30.010–2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ типовые решения. <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf>
18. Сыч Н.М., Федин В.Т. Основы проектирования электрических сетей электроэнергетических систем: Уч. пособие к курс., проекту по дисциплине «Электрические системы и сети». - Мн.: УП «Технопринт», 2000. – 54 с.

19. Электрические системы. Электрические сети : Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ ред. В. А. Веникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998. -512 с.
20. Электротехнический справочник : В 4 т./ Под общ. ред. В.Г. Герасимова Т. 3 : Производство, передача и распределение электрической энергии : справочное издание. – 2017. – 964 с. – ISBN 978- 5-383-01205-5 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012055.html>

УЧЕБНОЕ ИЗДАНИЕ

Савина Наталья Викторовна,

зав. кафедрой энергетики АмГУ, доктор техн. наук, профессор

Электроэнергетические системы и сети, часть вторая. Учебное пособие.

Издательство АмГУ