





Публичное акционерное общество
«Российские сети»



ПОБЕДИТЕЛЬ
Всероссийского конкурса
рукописей учебной,
научно-технической
и справочной литературы
по энергетике 2017 года

*Книга издана
при поддержке
Публичного акционерного общества
«Российские сети»*

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебное пособие

Москва
Издательство МЭИ
2018

УДК 621.311.014.3

ББК 31.2

Э45

Рецензенты: докт. техн. наук, проф., академик АЭН РФ В.П. Степанов;
докт. электротехники АЭН РФ, канд. техн. наук,
чл.-корр. АЭН РФ В.П. Бобров

Авторы: В.Я. Горячев, Л.М. Инаходова, Т.Ю. Бростилова,
М.А. Кулага, Ю.А. Шатова

Э45 **Электроэнергетические системы и сети:** учеб. пособие /
В.Я. Горячев, Л.М. Инаходова, Т.Ю. Бростилова и др. — М.:
Издательство МЭИ, 2018. — 172 с.

ISBN 978-5-7046-1943-7

Излагается методика проектирования электроэнергетических систем электроснабжения района с заданными нагрузками. Пособие содержит варианты заданий для проектирования. Приводится пример расчета параметров сети электроснабжения заданного района. Представлены методика проектирования и справочные материалы по параметрам элементов электрических систем.

Учебное пособие предназначено для подготовки бакалавров и магистров электроэнергетических профилей учебных заведений высшего технического образования.

УДК 621.311.014.3

ББК 31.2

ISBN 978-5-7046-1943-7

© Коллектив авторов, 2018
© Национальный исследовательский
университет «МЭИ», 2018
© ПАО «Россети», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	6
Введение	7
1. Разработка схем электроснабжения района.....	14
2. Вычисление потоков мощностей линий электропередач.....	22
3. Выбор номинальных напряжений сооружаемых ЛЭП.....	24
4. Выбор марок проводов сооружаемых ЛЭП.....	31
5. Выбор силовых трансформаторов подстанций.....	38
6. Расчет параметров элементов схем замещения трансформаторов	43
7. Расчет мощностей и сопротивлений нагрузки подстанций, работающих в различных режимах.....	49
8. Схемы замещения подстанций и их параметры.....	54
9. Параметры элементов схем замещения линий электропередачи	64
10. Схемы замещения систем передачи электрической энергии и определение реальных напряжений на высокой стороне подстанций.....	70
11. Анализ напряжений на шинах высокого напряжения подстанций.....	89
12. Определение напряжения на выходных шинах подстанций системы электроснабжения района.....	94
13. Анализ выходных напряжений подстанций и рекомендации по настройке системы электроснабжения	105
14. Проверка теплового режима работы линий электропередач	118
15. Баланс мощностей и коэффициент полезного действия системы электроснабжения.....	125
16. Механический расчет ЛЭП	139
Заключение	155
Список литературы	157
Приложение 1	158
Приложение 2	162
Приложение 3	166

Предисловие

Содержание пособия соответствует рабочей программе дисциплины «Электроэнергетические системы и сети», утвержденной для бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», обучающихся по профилю «Электроэнергетические системы и сети».

Дисциплина «Электроэнергетические системы и сети» является одной из базовых, в которых закладывается фундамент специальной подготовки бакалавра энергетической отрасли. Цель изучения дисциплины — формирование знаний в области проектирования и анализа режимов электрических систем и сетей, обеспечения их экономичности, надежности, а также обеспечения показателей качества электрической энергии.

Цель пособия заключается в том, чтобы научить студентов основам проектирования электроэнергетических сетей и систем (ЭЭСИС) и методам повышения их экономичности. С этой целью обучающиеся должны ознакомиться с физической сущностью явлений, сопровождающих процесс распределения и потребления электроэнергии и ознакомиться с конструкциями элементов линий электропередачи (ЛЭП).

Основные задачи дисциплины — научить студентов составлять схемы замещения, определять параметры схем замещения и вычислять токи, напряжения и передаваемые мощности электрических сетей и систем. Содержание курса базируется на знаниях высшей математики, теоретических основ электротехники, прикладной механики, программирования на ЭВМ, математических задач энергетики.

Отличие от ряда изданных ранее аналогичных учебников и учебных пособий состоит в более подробном описании современных методов расчета и оптимизации режимов работы сложных электрических систем и сетей на ЭВМ. Изложение этих вопросов отражает результаты научно-исследовательских разработок, а также передовой инженерный опыт.

Кроме современных методов расчета с применением персональных компьютеров, в пособии подробно описаны те из традици-

онных инженерных методов расчета режимов, которые нужны специалисту в практической деятельности или необходимы студенту для эффективного учебного процесса. С другой стороны, их изучение необходимо студентам для понимания инженерной сути этих расчетов и использования результатов расчета режимов сложных систем и сетей на практике.

При написании пособия авторы использовали опыт проведения занятий по данному курсу и результаты выполнения курсовых проектов и расчетов систем электроснабжения студентами старших курсов.

Введение

Проектирование электроэнергетических систем (ЭЭС) состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие ЭЭС, обеспечивающих снабжение потребителей электрической и тепловой энергией при наименьших затратах и выполнении технических ограничений по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

В процессе проектирования осуществляется:

- выбор конфигурации электрической сети, типов подстанций;
- выбор номинальных напряжений и сечений проводников ЛЭП;
- выбор схем и оборудования подстанций;
- баланс активной и реактивной мощностей;
- выбор типа и мест размещения компенсирующих устройств;
- обоснование способов регулирования напряжения.

При решении этих вопросов предлагается несколько конкурентно-способных вариантов схем, которые сопоставляются на основе технико-экономических критериев. Все варианты должны удовлетворять требуемой степени надежности электроснабжения потребителей, определенной правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

Варианты схем электрических сетей выбираются исходя из наименьшей суммарной длины новых линий, конфигурации сети, кратчайшего пути от новых пунктов нагрузок до источников питания, требуемого уровня надежности электроснабжения потребителей и перспективы дальнейшего развития энергосистемы.

Первым этапом создания вариантов схем электрической сети является выбор конфигурации сети. Между источниками питания и новыми пунктами нагрузок с учетом их расположения на местности на карте проводятся линии, которые отображают расположение новых ЛЭП. Таким образом, наметив несколько схем, следует определить их номинальные напряжения, число ступеней трансформации на подстанциях, скорректировать расстояния между подстанциями с учетом условий прокладки трассы под будущие ЛЭП и вновь рассмотреть варианты конфигурации сети.

При выборе сечений проводов линий количество вариантов возрастает, так как для одной и той же линии можно применять разные марки проводов. Здесь используют дополнительные критерии выбора сечений проводов для сокращения количества вариантов.

Схемы электрических сетей по конфигурации разделяют на *разомкнутые* и *замкнутые*. Однозначно нельзя сказать, какую именно конфигурацию следует принять в конкретном случае. Как правило, нужны дополнительные расчеты, подтверждающие целесообразность принимаемых решений. Поэтому среди намечаемых вариантов конфигураций сети должны быть как разомкнутые, так и замкнутые ее виды.

Несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно разделить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов.

Одиная радиальная сеть является наиболее дешевой, однако обеспечивает наименьшую надежность. Такая схема получила широкое распространение как первый этап развития сети — при небольших нагрузках присоединенных подстанций и возможности их резервирования по сети среднего или низкого напряжения.

Двойная радиальная сеть обеспечивает резервирование питания потребителей за счет дублирования линии (двухцепная или две одноцепные ЛЭП). Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих линий и позволяет присоединять подстанции по простейшим схемам.

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение *замкнутые сети кольцевой конфигурации* — *одинарные* и *двойные*. Достоинствами этих схем являются высокая надежность электроснабжения потребителей, так как питание каждого потребителя обеспечивается по двум независимым участкам сети, и возможность применения простых схем присоединения подстанций.

При проектировании широко используется также *замкнутая одинарная сеть*, опирающаяся на два ЦП, — система с двусторонним питанием. Эта конфигурация образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимущества такой конфигурации — возможность охвата территории сетями, создание «шин» между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых подстанций. Такой вариант сети дает умень-

шение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой подстанции по кратчайшему пути, приводит к созданию сложноразветвленной сети и допускает присоединение подстанций по упрощенным схемам.

Модификацией замкнутой одинарной сети является *замкнутая двойная сеть*, опирающаяся на два ЦП. Она применяется при более высоких плотностях нагрузок, позволяет передавать большую мощность и обладает теми же преимуществами, что и одинарная сеть.

Узловая сеть имеет более высокую надежность, чем предыдущие конфигурации сети, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции.

Многоконтурная сеть является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами подключения подстанций и трудностями обеспечения оптимального режима.

При построении схем системы передачи и распределения электроэнергии можно условно разделить на системообразующие и распределительные электрические сети.

К системообразующим относят электрические сети, которые объединяют электрические станции и крупные узлы нагрузки. Они предназначены для передачи больших потоков мощности на значительные расстояния и выполняют функции формирования энергосистемы как единого объекта. Системообразующие сети выполняются на напряжениях 330, 500 и 750 кВ, обеспечивая тем самым их большую пропускную способность.

Назначение распределительных сетей — передача электроэнергии от подстанций системообразующей сети к центрам питания городов, промышленных предприятий и сетей в сельской местности. К первой ступени распределительных сетей относятся сети напряжением 220, 110 и 35 кВ, а ко второй — сети 10 и 6 кВ. Конечно, такое деление сетей на системообразующие и распределительные достаточно условное. При относительно небольшой мощности энергосистемы системообразующую роль могут выполнять сети напряжением 220 кВ, а иногда и 110 кВ. По мере увеличения плотности нагрузок часть сетей утрачивает системное значение, превращаясь в распределительные. Обычно это проис-

ходит в результате «надстройки» сети более высокого напряжения на существующую сеть.

При разработке схем сети важно обеспечить преемственность на временном уровне, т.е. возможность перехода от предшествующего состояния сети в последующее. Это оказывается возможным лишь в том случае, если при выборе предшествующих решений производится оценка их влияния на последующее развитие сети и, наоборот, оценивается влияние последующих решений на первоочередные решения.

Возможные варианты конфигураций и схем электрических сетей зависят от многих факторов: географических условий, застройки территории, мест расположения источников энергии и предполагаемых потребителей и др. Поэтому число вариантов развития сети может быть очень большим. Для отбора ряда наиболее экономичных вариантов на основе формализованного подхода к построению конфигурации сети предлагаются специальные оптимизационные модели. Однако из-за их несовершенства они могут быть использованы лишь в качестве «советчика» проектировщика.

К схемам электрических сетей предъявляются следующие требования.

1. Обеспечение необходимой надежности. Имеются два принципиальных подхода к оценке надежности электроснабжения. Первый опирается на нормативные документы, в которых все приемники электрической энергии по требуемой степени надежности разделяются на три категории. Для электроснабжения потребителей каждой из категорий предъявляются соответствующие требования. Реализация этого подхода при формировании схем сетей формально не представляет затруднений.

Однако к узлам сети, как правило, подключаются потребители, относящиеся к различным категориям. При этом, если ориентироваться на наименее ответственных потребителей, т.е. выбирать наиболее простую и, следовательно, наиболее дешевую схему, не будут обеспечены требуемым уровнем надежности электроснабжения наиболее ответственные потребители. Если же при выборе схемы ориентироваться на них, то это может привести к неоправданному усложнению и удорожанию схемы сети.

При наличии негосударственных форм собственности потребителю выгодно требовать от энергосистемы как можно более высокой

степени надежности электроснабжения, не неся при этом каких-либо финансовых затрат. В то же время энергосистема вынуждена нести дополнительные капитальные затраты и эксплуатационные издержки на резервные элементы (например, прокладка двух параллельных линий вместо одной).

При этом в нормальном режиме пропускная способность сети полностью не используется, что фактически приводит к «замораживанию» капиталовложений. Один из путей решения данной проблемы заключается в учете требуемой потребителем степени надежности в тарифе на электроэнергию, т.е. в тариф за отпущенный объем электроэнергии должна быть включена оплата энергосистеме за обеспечение надежности электроснабжения.

2. Обеспечение нормируемого качества электроэнергии. Действующий стандарт на качество электроэнергии устанавливает нормативные предельно допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$ в точках передачи электроэнергии.

Очевидно, что при проектировании системообразующих сетей, а также распределительных сетей напряжением 220–35 кВ невозможно контролировать отклонения напряжения у каждого приемника. Поэтому контроль осуществляется на каждой ступени напряжения. Длительно допустимые рабочие напряжения установлены условиями нормальной работы электрооборудования.

В сетях 220–35 кВ схемы и параметры формируют обычно так, чтобы напряжения в любой точке сети в нормальных режимах составляли 1,1–1,0 от номинального напряжения. При таких условиях за счет устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов оказывается возможным обеспечивать режим встречного регулирования напряжения на шинах 10–6 кВ подстанции в пределах 1,1–1,0 или 1,05–1,0 от номинального напряжения. Тогда требования по обеспечению допустимых отклонений на зажимах электрических приемников могут быть выполнены при проектировании сетей 10–6 кВ за счет соответствующего выбора их схем и параметров.

3. Достижение гибкости сети. Здесь подразумевается два аспекта. Первый предполагает, что схема сети должна быть приспособлена к обеспечению передачи и распределения мощности в различных режимах, в том числе в утяжеленном режиме при отключении отдельных элементов. Второй аспект выражает тре-

бование создания такой конфигурации сети, которая позволяет ее последующее развитие без существенных изменений созданной ранее сети.

4. Максимальное использование существующих сетей. Это требование сочетается с предыдущим (гибкость сети) и отражает то, что сеть должна представлять собой динамически развивающийся объект.

5. Обеспечение максимального охвата территории. Сущность этого требования заключается в том, что конфигурация сети должна позволять подключение к ней всех потребителей, расположенных на данной территории.

6. Обеспечение оптимальных уровней токов короткого замыкания. В схеме сети, с одной стороны, токи короткого замыкания должны быть достаточны по значению для реагирования на них устройств релейной защиты, а с другой — ограничены с целью возможности использования выключателей с меньшей отключающей способностью. Для ограничения токов короткого замыкания рассматривается комплекс путей: применение трансформаторов с расщепленными обмотками и токоограничивающих реакторов, секционирование основной сети энергосистемы, шин электростанций и подстанций и др.

7. Обеспечение возможности выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики. Данное требование связано с оптимизацией токов короткого замыкания и различными допустимыми режимами.

8. Создание возможности построения сети из унифицированных элементов. Применение унифицированных элементов линий электропередачи и подстанций позволяет снизить стоимость сооружения проектируемой сети. Поэтому целесообразно использовать типовые проекты и применять минимальное количество технически и экономически обоснованных новых решений.

Общая задача, возникающая при проектировании систем передачи и распределения электроэнергии, заключается в выборе рациональных решений и наилучших параметров этих решений. При этом приходится решать следующие наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения;
- выбор числа цепей каждой из линий;

- выбор номинального напряжения линий;
- выбор марки и площади сечений проводов линий.

Любое решение по развитию электрической сети связано с более общей задачей развития энергосистемы в целом. Действительно, например, подключение к сети нового потребителя может быть осуществлено лишь в том случае, если в системе есть резерв мощности. В противном случае должны быть учтены затраты на создание дополнительных источников и их эксплуатацию. Однако при решении частных задач электрических сетей произвести оценку эффективности развития всей энергосистемы бывает затруднительно. Поэтому обоснование дополнительного развития генерирующих мощностей осуществляют посредством сравнения капитальных затрат и стоимости потерь на транзит 1 кВт·ч электроэнергии в электрических сетях.

1. РАЗРАБОТКА СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА

При проектировании электрической сети применяются два подхода к учету надежности электроснабжения: нормативный и экономический. При нормативном подходе опираются на требования к обеспечению надежности электроснабжения, изложенные в ПУЭ. Хотя в этом нормативном документе требования изложены применительно к приемникам, их можно распространить и на обобщенных потребителей, представляющих собой некоторую совокупность приемников. Например, в качестве обобщенного потребителя может выступать нагрузка, подключенная к шинам 6–10 кВ понижающей подстанции.

В соответствии с ПУЭ электрические приемники разделяются на три категории. К наиболее ответственным электрическим приемникам I категории отнесены такие, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Электрические приемники I категории должны иметь питание от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При этом перерыв их электроснабжения допускается только на время автоматического восстановления питания от другого источника.

Из состава электрических приемников I категории выделена *особая группа* электрических приемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Для таких электрических приемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого резервного источника, в качестве которого могут быть использованы местные электростанции, аккумуляторные батареи и т.п.

К электрическим приемникам II категории отнесены те, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпу-

ску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение этих электрических приемников рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания. Для них допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями оперативного персонала.

Остальные электрические приемники отнесены к III категории. Их электроснабжение может выполняться от одного источника питания, если время для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает 1 суток.

Особенности применения такого подхода по обеспечению надежности при развитии электрической сети заключаются в следующем. Во-первых, задаваемые требования к надежности могут быть обеспечены различными вариантами. Следовательно, в любых случаях должна решаться задача сравнительной экономической эффективности различных вариантов развития сети с соблюдением требований обеспечения заданной степени надежности.

Во-вторых, в большинстве случаев обобщенный потребитель содержит электрические приемники, относящиеся к различным категориям и требующие различные степени надежности электроснабжения. В этих условиях приходится ориентироваться на более ответственных потребителей, а менее ответственные потребители автоматически получают повышенную степень надежности по сравнению с требуемой по ПУЭ, что экономически не рационально.

На первом этапе проектирования электрической сети разрабатывается ряд возможных конфигураций (топологий сети). На последующих этапах выбираются параметры сети для намеченных конфигураций и производится их технико-экономическое сравнение. Конфигурация сети, ее протяженность, число цепей линий на каждом из участков непосредственно влияют на выбор номинального напряжения. Другой важнейший фактор при выборе напряжения — это предполагаемые нагрузки на участках сети.

Варианты конфигураций сети строятся на основе двух основных требований:

- общая длина сети должна быть как можно меньше;
- должны быть обеспечены требования надежности электроснабжения всех потребителей в соответствии с их категорией.

Для выбора номинального напряжения каждой из линий необходимо знать ее длину и мощность, которая будет передаваться по ней в нормальном режиме. Приближенное распределение потоков мощности в каждом из вариантов сети находят сложением мощностей на каждом участке разомкнутых сетей. В замкнутой сети распределение потоков мощности зависит от сопротивления участков, которые неизвестны, так как марки проводов еще не выбраны.

При выбранном номинальном напряжении выполняют расчеты потоков мощности и токи, по которым определяют площади сечения проводов. Расчеты выполняют для режима наибольших нагрузок и наиболее тяжелых режимов. Если в послеаварийных режимах напряжения в самых удаленных от центров питания узлах оказываются ниже 0,9 от выбранного номинального напряжения, то необходимо уточнить конфигурацию сети, число цепей на отдельных участках сети или принятое номинальное напряжение.

Если по результатам расчетов потоков мощности отдельные участки сети загружены слабо и, следовательно, для них потребуется выбирать напряжение существенно ниже, чем для других участков, то это свидетельствует о неудачном выборе конфигурации сети.

На территории стран СНГ функционируют электрические сети, соответствующие ГОСТ 29322-92 «Стандартные напряжения» со следующими номинальными междуфазными напряжениями, кВ: (3); (6); 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150. Напряжения, указанные в скобках, не рекомендуются для вновь проектируемых сетей.

Каждое номинальное напряжение имеет свою экономически целесообразную область применения. Так, напряжение 6 кВ применяется в распределительных сетях городов и промышленных предприятий, 10 кВ предназначено для распределения электроэнергии в городах, сельской местности и на территории промышленных предприятий. К сетям 35 и 110 кВ через соответствующие центры питания подключаются распределительные сети 6–10 кВ.

Электрические сети напряжением 110 кВ используются для внешнего электроснабжения городов, промышленных предприятий, компрессорных станций газопроводов, тяговых подстанций электрифицированных железных дорог и др. Исследования показали, что при напряжении выше 110 кВ в одном географическом районе использовать всю шкалу номинальных напряжений нецелесообразно.

Следует, отметить, что при проектировании конкретной системы инженер весьма ограничен в выборе номинального напряжения. Электрическая сеть, как правило, не проектируется «с нуля». Она представляет собой динамически развивающийся объект. Поэтому проектирование сводится к развитию сети, когда новые участки необходимо привязать к уже существующей сети. В этих условиях номинальное напряжение новых участков во многом предопределено напряжениями сетей, уже имеющихся в данном географическом районе.

Выбор схемы электроснабжения района зависит от проектировщика. Оптимальный вариант схемы электроснабжения определяется рядом признаков, зависящих от конкретных условий. Это, прежде всего, технико-экономические показатели системы. К ним относятся стоимость строительства линий электропередач (ЛЭП), строительства подстанций, затраты на обслуживание подстанций и линий электропередач.

Стоимость строительства подстанций мало зависит от конфигурации сети электроснабжения, поэтому в данном проекте для оценки оптимальности системы рекомендуется использовать простейший критерий — минимальную эквивалентную длину всех линий электропередач района. При определении эквивалентной длины усложнение конструкции двухцепной линии учитывается путем умножения ее длины на коэффициент 1,65.

При разработке схемы электроснабжения необходимо выполнять следующие требования.

1. Электроснабжение потребителей первой и второй категории должно обеспечиваться от двух независимых источников, которыми могут являться разные центры питания или различные шины одного узла. В первом случае эти потребители подключаются к цепи с двухсторонним питанием. Во втором случае потребитель подключается к узлу с помощью замкнутой системы или двухцепной линии.

2. Электроснабжение потребителей третьей категории осуществляется, как правило, одноцепной линией.

3. Замкнутые цепи и цепи с двухсторонним питанием проектируются одного номинального напряжения.

Для выбора наиболее рациональной схемы электроснабжения необходимо рассмотреть несколько вариантов. Из всех вариантов выбирается вариант с наименьшей суммарной эквивалентной длиной линий всей сети.

Пример. *Выбор вариантов структуры системы электроснабжения.*

Для графического представления взаимного расположения центров питания и понижающих подстанций районной сети используют координатную сетку. На плане района показывают места расположения центров питания и места расположения подстанций потребителей. Обычно рассматривают несколько вариантов схем электроснабжения района. Для краткости изложения рассмотрим два варианта схем электроснабжения района.

Критерием выбора оптимальной системы электроснабжения является минимальная расчетная суммарная длина линий всей системы. Выбор варианта схемы электроснабжения района приведен ниже для следующих исходных данных табл. 1.

Таблица 1

**Электроэнергетическая характеристика
района электроснабжения**

Объект	Характер объекта	Координаты, км		Мощность, МВА	cos φ	Категория
		x	y			
<i>A</i>	Центр питания 1	35	30	∞	—	—
<i>B</i>	Центр питания 2	60	70	∞	—	—
1	Подстанция 1	20	15	20	0,88	2
2	Подстанция 2	75	12,5	20	0,85	3
3	Подстанция 3	95	20	17	0,86	2
4	Подстанция 4	40	50	30	0,75	2
5	Подстанция 5	25	85	10	0,87	2
6	Подстанция 6	80	60	10	0,93	2

Структура сети первого варианта электроснабжения района представлена на рис. 1. Буквами *A* и *B* на рис. 1 обозначены места расположения подстанций бесконечной мощности (ЦП), имеющих шины номинальных напряжений 35, 110, 220 и 330 кВ. Цифрами обозначены номера понижающих подстанций потребителей. В скобках указана категория потребителей, подключенных к подстанции. Линии электропередач обозначены буквами и цифрами — *L1, L2, L3* и т.д. На схеме одной линией обозначены одноцепные линии, двойной линией обозначены двухцепные линии.

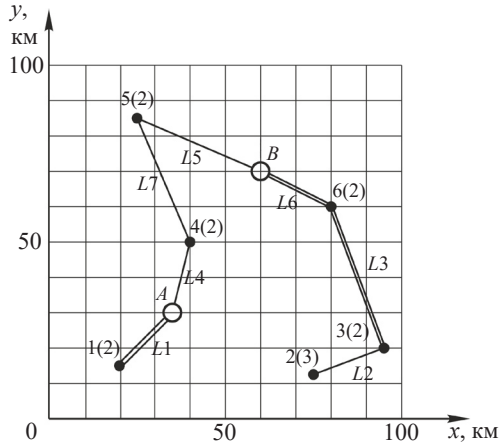


Рис. 1

Структура сети 2-го варианта электроснабжения представлена на рис. 2.

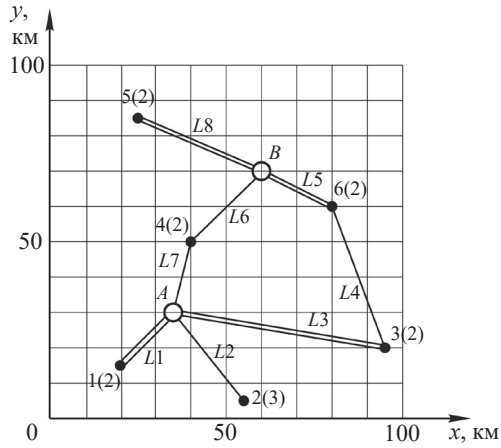


Рис. 2

Длина линии электропередач вычисляется по формуле:

$$l = \sqrt{(x_n - x_k)^2 + (y_n - y_k)^2}, \quad (1)$$

где l — длина линии, км;

x_n — абсцисса начала линии, км;

x_k — абсцисса конца линии, км;

y_n — ордината начала линии, км;

y_k — ордината конца линии, км.

Расчетная длина линии вычисляется по формуле:

$$l_p = c \cdot l, \quad (2)$$

где c — коэффициент, который равен 1 в случае одноцепной линии и 1,65 для двухцепной линии.

Результаты расчета суммарной длины линий первого варианта схемы электроснабжения представлены в табл. 2.

Таблица 2

**Результаты расчета суммарной длины линий
первого варианта**

Линия, соединяющая пункты		Координаты начала и конца линии				Длина цепи, км	Коэффициент c	Расчетная длина цепи, км
Пункты	Кол-во цепей	Начало линии		Конец линии				
		x_n	y_n	x_k	y_k			
A — 1	2	35	30	20	15	21,2	1,65	34,98
2 — 3	1	75	12,5	95	20	21,36	1	21,36
3 — 6	2	95	20	80	60	42,72	1,65	70,48
B — 6	2	60	70	80	60	22,36	1,65	36,9
B — 5	1	60	70	25	85	38,08	1	38,08
4 — 5	1	40	50	25	85	38,08	1	38,08
A — 4	1	35	30	40	50	20,6	1	20,6
Суммарная расчетная длина всей сети первого варианта								260,48

Результаты расчета суммарной длины линий второго варианта схемы электроснабжения представлены в табл. 3.

Суммарная расчетная длина всех линий сети электроснабжения равна

$$l_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n l_{pk}, \quad (3)$$

где l_{pk} — расчетная длина k -ой линии;

n — количество линий сети электроснабжения.

Суммарная расчетная длина всех линий электропередач первого варианта схемы электроснабжения равна 260 км, а второго — 370 км. Расчетная длина ЛЭП первого варианта

**Результаты расчета длины линий
второго варианта схемы сети**

Линия, соединяющая пункты		Координаты начала и конца линии				Длина цепи, км	Кэф- фициент	Расчетная длина цепи, км
Пун- кты	Кол. цепей	Начало линии		Конец линии				
		x_n	y_n	x_k	y_k			
<i>A</i> — 1	2	35	30	20	15	21,2	1,65	34,98
<i>A</i> — 2	1	35	30	75	12,5	43,66	1	43,66
<i>A</i> — 3	2	35	30	95	20	60,8	1,65	100,32
<i>B</i> — 6	2	60	70	80	60	22,36	1,65	36,9
<i>B</i> — 5	2	60	70	25	85	38,08	1,65	62,8
<i>B</i> — 4	1	60	70	40	50	28,3	1	28,3
<i>A</i> — 4	1	35	30	40	50	20,6	1	20,6
3 — 6	1	95	20	80	60	42,72	1	42,72
Суммарная расчетная длина всей сети								370,28

меньше суммарной длины линий электропередач второго варианта схемы электроснабжения.

Поэтому по критерию минимальной расчетной длины всех линий выбираем для дальнейшего анализа первый вариант схемы электроснабжения.

2. ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОТОКОВ МОЩНОСТЕЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Для выбора номинального напряжения каждой из линий, кроме ее длины, необходимо знать активную мощность, которая будет передаваться по ней в нормальном режиме. С этой целью находят приближенное распределение потоков мощности в каждом из вариантов сети. В разомкнутых сетях это делается простым суммированием мощностей на каждом из участков. В замкнутой сети найти распределение потоков мощности на данном этапе невозможно, так как еще не выбраны площади сечения проводов. Поэтому номинальное напряжение замкнутых линий и линий с двухсторонним питанием вычисляется по другой методике, о которой будет сказано ниже.

После выбора номинального напряжения выполняется расчет потоков мощности, по которым определяют ток в линии и площади сечения проводов. Расчеты выполняют для режима наибольших нагрузок и наиболее тяжелых режимов. Если в удаленных от источников питания узлах энергосистемы напряжения оказываются ниже 0,9 номинального напряжения, рекомендуется уточнить конфигурацию сети, число цепей на отдельных участках сети или принятое номинальное напряжение.

Проверку конфигурации сети электроснабжения возможно выполнить лишь после электрического расчета системы электроснабжения. Если по результатам расчетов потоков мощности отдельные участки сети загружены слабо и, следовательно, для них потребуются выбирать напряжение существенно ниже, чем для других участков, то это свидетельствует о неудачном выборе конфигурации сети.

Расчет потоков мощностей в замкнутых цепях и цепях с двухсторонним питанием имеет ряд особенностей, поэтому вычисление номинальных напряжений и выбор марок проводов рассматривается отдельно.

Пример. Расчет потоков мощностей радиальных линий.

В выбранном варианте схемы электроснабжения района (рис. 1) имеется два радиальных направления передачи электрической энергии:

- первая радиальная ветвь, состоящая из линии $L1$, центра питания A и подстанции 1;
- вторая радиальная ветвь, состоящая из линий $L2$, $L3$ и $L6$, подстанций 2, 3 и 6, центра питания B .

Мощность, передаваемая линией $L1$, равна мощности первой подстанции, поэтому:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{L1} &= P_{L1} + jQ_{L1} = S_1 \cos \varphi_1 + jS_1 \sin \varphi_1 = \\ &= 20 \cdot 10^6 \cdot 0,88 + j20 \cdot 10^6 \cdot 0,475 = 17,6 \cdot 10^6 + j \cdot 9,5 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}\end{aligned}$$

Мощность, передаваемая линией $L2$, равна мощности второй подстанции:

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_2 = 17 \cdot 10^6 + j \cdot 10,536 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Мощность, передаваемая линией $L3$, равна сумме мощностей второй и третьей подстанции:

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 31,62 \cdot 10^6 + j \cdot 19,211 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Мощность, передаваемая линией $L6$, равна сумме мощностей второй, третьей и шестой подстанции:

$$\underline{S}_{L6} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_6 = 40,92 \cdot 10^6 + j \cdot 22,886 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Расчет мощностей замкнутых линий или линий с двухсторонним питанием.

В рассматриваемом примере имеется система электроснабжения с двухсторонним питанием, состоящая из линий $L5$, $L7$, $L4$, подстанций 4 и 5, центров питания A и B . На данном этапе проектирования потоки мощности в системе неизвестны. Поэтому для выбора номинального напряжения системы и выбора сечений проводов линий используется методика, отличная от методики, используемой для радиальных линий. Суммарная мощность потребителей системы с двухсторонним питанием при отключении любого центра равна:

$$\underline{S}_{457} = \underline{S}_4 + \underline{S}_5 = 31,2 \cdot 10^6 + j \cdot 24,77 \cdot 10^6 = 39,84 \cdot e^{j \cdot 38,44^\circ} \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

3. ВЫБОР НОМИНАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ СООРУЖАЕМЫХ ЛЭП

Номинальное напряжение ЛЭП существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При большем номинальном напряжении возможна передача большей мощности на дальние расстояния и с меньшими потерями. Пропускная способность электропередач при переходе на следующую ступень номинального напряжения увеличивается в несколько раз. В то же время с повышением номинального напряжения существенно возрастают капитальные вложения в оборудование и сооружение ЛЭП.

Номинальные напряжения электрических сетей в России и СНГ установлены ГОСТ 29322-92 «Стандартные напряжения». Стандартные значения напряжения в сетях до 245 кВ указаны в табл. 4.

Указанные в таблице значения соответствуют междуфазным напряжениям.

Наибольшее рабочее напряжение оборудования в сетях с номинальным напряжением выше 245 кВ выбирают из ряда:

(300), (363), 420, 525*, 765**, 1200*** кВ.

Значения ряда соответствуют междуфазному напряжению.

Значения в скобках менее предпочтительны. Эти значения не рекомендуются использовать при создании новых сетей.

* Также используется напряжение 550 кВ.

** Допускается использовать напряжения, значения которых лежат между 765 и 800 кВ при условии, что испытательные значения для оборудования будут такими же, как и значения, определенные МЭК для 765 кВ.

*** Промежуточное значение между 765 и 1200 кВ, соответственно отличающееся от этих двух значений, будет включено дополнительно, если в каком-либо районе мира возникнет необходимость в таком напряжении. В этом случае в том географическом районе, где будет принято это промежуточное значение, не должны применяться напряжения 765 и 1200 кВ.

Таблица 4

Номинальные напряжения электрических сетей стран СНГ

Наибольшее напряжение оборудования, кВ	Номинальное напряжение в сети, кВ
(52)	(45)
72,5	66
123	110
145	132
(170)	(150)
245	220

В одном и том же географическом районе рекомендуется использовать только одно значение максимального напряжения (см. табл. 4) для оборудования каждой из следующих групп:

- группа 2 — 245, 300, 363 кВ;
- группа 3 — 363, 420 кВ;
- группа 4 — 420, 525 кВ.

Примечание. Термины «район мира» и «географический район» могут соответствовать одной стране, группе стран или части крупной страны, где выбран один и тот же уровень напряжения.

Номинальное напряжение ЛЭП зависит от многих факторов, среди которых наиболее важными являются передаваемая активная мощность и расстояние от центра питания до подстанции. Номинальное напряжение по экономическим критериям выбирается из условия минимальных капитальных затрат на строительство ЛЭП и уровня допустимых потерь при транзите электроэнергии. Ориентировочные значения номинальных напряжений могут быть получены по эмпирическим формулам, номограммам или таблицам, учитывающим предельную дальность передачи и пропускную способность линий разных номинальных напряжений.

Данные табл. 5 характеризуют пропускную способность и дальность передачи линий 35...1150 кВ с учетом наиболее часто применяемых сечений проводов и фактической средней длиной воздушных линий.

Рекомендации по выбору параметров линий электропередач

Напряжение, кВ	Сечение провода, мм ²	Передаваемая мощность, МВА		Длина ЛЭП, км	
		натуральная	при плотности тока, 1,1 А/мм ²	Предельная при КПД 0,9	Средняя между двумя соседними ПС
35	70 — 150	3	4...10	25	8
110	70 — 240	30	13...45	80	25
150	150 — 300	60	38...77	250	40
220	240 — 400	135	90...150	400	100
330	2×240 — 2×400	360	270...450	700	130
500	3×300 — 3×500	900	770...1300	1200	280
750	5×300 — 5×500	2100	1500...2000	2200	300
1150	8×300 — 8×500	5200	4000...6000	3000	—

Напряжения 6 и 10 кВ предназначены для распределительных сетей в городах, сельской местности и на промышленных предприятиях. Преимущественное распространение имеет напряжение 10 кВ. Сети 6 кВ применяются при наличии на предприятиях значительной нагрузки или электродвигателей с номинальным напряжением 6 кВ. Применение напряжений 3 и 6 кВ для вновь проектируемых сетей не рекомендуется. Напряжение 35 кВ используется для создания центров питания 6 и 10 кВ, главным образом в сельской местности.

В России получили распространение две системы напряжений электрических сетей: 110–220–500 и 110 (150)–330–750 кВ. Первая система применяется в большинстве энергетических систем (ЭС), вторая после распада СССР осталась только в ЭС Северо-Запада.

Напряжение 110 кВ широко используется для распределительных сетей во всех ЭС независимо от принятой системы напряжений. Сети напряжением 150 кВ выполняют те же функции, что и сети 110 кВ, но для вновь проектируемых сетей не используются.

Напряжение 220 кВ применяется для создания центров питания сети 110 кВ. С развитием сети 500 кВ сети 220 кВ приобретают в основном распределительные функции. Системообразующие сети выполняются на напряжение 500 или 750 кВ в зависимости от принятой системы напряжений. Для объединенной энергосистемы, где применяется система напряжений 110–220–500 кВ, в качестве следующей ступени принято напряжение 1150 кВ.

Номинальные напряжения линий электропередач определяются расчетным путем по эмпирическим формулам. Некоторые проектировщики для определения номинального напряжения линий электропередач используют следующую формулу:

$$U_{\text{рн}} = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}, \quad (4)$$

где $U_{\text{рн}}$ — расчетное номинальное напряжение, кВ;

l — длина линии, км;

P — передаваемая линией активная мощность, МВт.

Другие предпочитают формулу Стилла:

$$U_{\text{рн}} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}. \quad (5)$$

Формулу Стилла рекомендуется использовать для линий длиной до 250 км и передачи мощности до 60 МВт.

При больших мощностях, передаваемых по ЛЭП протяженностью до 1000 км, можно использовать формулу Залесского:

$$U_{\text{рн}} = \sqrt{P(100 + 15 \cdot \sqrt{l})}. \quad (6)$$

Хорошие результаты расчета для линий любой длины и передаваемой мощности дает формула Илларионова:

$$U_{\text{рн}} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}}. \quad (7)$$

Все формулы, предлагаемые для вычисления напряжений линий электропередач, дают приближенные значения. Номинальное напряжение принимается из ряда рекомендуемых значений напряжения ЛЭП. Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Обычно сначала определяют напряжения головных, более загруженных участков. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

Пример. *Выбор номинальных напряжений радиальных систем электроснабжения, замкнутых систем и систем с двухсторонним питанием.*

Выбор номинальных напряжений радиальных систем электроснабжения.

В дальнейшем для определения номинальных напряжений линий будем использовать формулу Илларионова. В рассматриваемой системе электроснабжения необходимо вычислить рекомендуемые номинальные напряжения всех семи линий.

Активная мощность, передаваемая первой линией $P_{L1} = 17,6$ МВт, длина линии $l_1 = 21,2$ км. Рассчитаем напряжение первой линии формуле (7):

$$U_{p1} = \frac{1000}{\sqrt{500/l_1 + 2500/P_{L1}}} = 77,7 \text{ (кВ)}.$$

Активная мощность, передаваемая второй линией $P_{L2} = 17$ МВт, длина линии $l_2 = 21,36$ км. Расчетное напряжение второй линии:

$$U_{p2} = \frac{1000}{\sqrt{500/l_2 + 2500/P_{L2}}} = 76,6 \text{ (кВ)}.$$

Расчетное напряжение третьей линии, длина которой $l_3 = 42,72$ км и активная мощность $P_{L3} = 31,62$ МВт:

$$U_{p3} = \frac{1000}{\sqrt{500/l_3 + 2500/P_{L3}}} = 104,9 \text{ (кВ)}.$$

Расчетное напряжение шестой линии, которая должна передавать активную мощность $P_{L6} = 40,92$ МВт и длиной $l_6 = 22,36$ км:

$$U_{p6} = \frac{1000}{\sqrt{500/l_6 + 2500/P_{L6}}} = 109,46 \text{ (кВ)}.$$

Очевидно то, что ближайшим большим номинальным напряжением, близким к расчетным значениям, является номинальное напряжение 110 кВ, поэтому для всех выше перечисленных линий выбираем номинальное напряжение 110 кВ.

Выбор номинальных напряжений замкнутых линий или линий с двухсторонним питанием.

В соответствии с рекомендациями ПУЭ все линии замкнутых систем или систем с двухсторонним питанием должны иметь одинаковое номинальное напряжение.

На первом этапе проектирования замкнутых систем или систем с двухсторонним питанием рекомендуется выбирать напряжения по тем же эмпирическим формулам. В качестве длины линии следует подставить значение, равное половине суммарной длины всех линий системы. В качестве активной мощности рекомендуется использовать расчетную активную мощность, равную половине суммарной активной мощности всех приемников. Такое предположение обусловлено тем, что при равных длинах линий системы и при равенстве мощностей подстанций точкой раздела потоков мощностей будет точка, равноудаленная от центров питания. Предлагаемая методика дает в большинстве случаев положительный результат.

Суммарная мощность потребителей системы электроснабжения с двухсторонним питанием, состоящая из линий электропередач L_4 , L_5 , L_7 , подстанций 4 и 5, центральных пунктов A и B равна сумме мощностей подстанций 4 и 5:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{457} &= \underline{S}_4 + \underline{S}_5 = 31,2 \cdot 10^6 + j \cdot 24,77 \cdot 10^6 = \\ &= 39,84 \cdot e^{j \cdot 38,44^\circ} \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.\end{aligned}$$

Таким образом, суммарная активная мощность системы с двухсторонним питанием равна $P = 31,2 \cdot 10^6$ Вт.

Расчетная длина линий системы в рассматриваемом случае равна половине суммарной длины линий системы:

$$\begin{aligned}l_{p475} &= (20,6 + 38,08 + 38,08)/2 = \\ &= (20,6 + 38,08 + 38,08)/2 = 48,38 \text{ (км)}.\end{aligned}$$

Расчетная мощность системы электроснабжения с двухсторонним электроснабжением равна:

$$P_{p45} = 31,2/2 = 15,6 \text{ (МВт)}.$$

Таким образом, расчетное напряжение линий системы:

$$U_{p45} = \frac{1000}{\sqrt{500/I_{p475} + 2500/P_{p45}}} = 76,56 \text{ (кВ)}.$$

Следовательно, и для системы с двухсторонним питанием номинальное напряжение рекомендуется принять равным 110 кВ.

Предлагаемая методика выбора номинальных напряжений замкнутых систем или систем с двухсторонним питанием не обладает свойством универсальности, поэтому при возникновении проблем после электрического расчета системы возможно увеличение номинального напряжения до ближайшего большего номинального напряжения с последующим пересчетом замкнутой системы или системы с двухсторонним питанием.

4. ВЫБОР МАРОК ПРОВОДОВ СООРУЖАЕМЫХ ЛЭП

Критерием выбора сечений проводов воздушных и кабельных линий является величина полных затрат на сооружение линии. Выбор сечений проводников должен производиться с учетом технико-экономических показателей в каждом конкретном случае.

Разное сечение проводников линий электропередачи определяет расход дорогостоящего металла, вес провода единичной длины, механические напряжения и прочность конструкций. Следовательно, при изменении сечения проводов изменяются капитальные затраты на строительство ЛЭП.

С другой стороны, активное сопротивление проводника зависит от площади его сечения. Сопротивление проводов ЛЭП влияет на нагрузочные потери электроэнергии, потери холостого хода и, как следствие, на стоимость этих потерь. Причем два указанных фактора выступают как конкурирующие.

Действительно, при увеличении площади сечения проводников капитальные затраты на ЛЭП в целом будут возрастать, а стоимость потерь электроэнергии в них — уменьшаться. Таким образом, проблема выбора площади сечения проводников по существу связана с определением оптимального соотношения между капитальными затратами на сооружение линии и затратами, связанными с потерями энергии в ней.

В практике массового проектирования линий электропередачи выбор сечений производится по нормируемым обобщенным показателям, к которым относятся экономическая плотность тока и экономические токовые интервалы. Для воздушных линий (ВЛ) значения экономической плотности тока принимались в пределах $1 \dots 1,5 \text{ А/мм}^2$ — в зависимости от региона страны и времени использования максимума нагрузки.

Применение экономических токовых интервалов для выбора сечений проводов линий было обусловлено унификацией типов опор ВЛ, которые существенно дороже проводов линии. Кроме

того, критерий экономической плотности тока не учитывал дискретности сечений проводов.

На сегодняшний день не существует обоснованной методики выбора сечений проводников ЛЭП по нормируемым обобщенным показателям. С ростом сечения увеличиваются затраты на оборудование и затраты на сооружение линии, но уменьшаются потери, которые прямо пропорциональны активному сопротивлению провода.

Поскольку сечение на самом деле принимает дискретные значения, каждому из этих значений отвечает множество оптимальных решений при различных потерях в линии. Это приводит к появлению такого показателя, как экономические токовые интервалы.

Следует отметить, что кроме ограничения по допустимому току из условия нагрева провода существуют и другие ограничения на сечения проводов. К таким ограничениям относятся:

- механическая прочность проводов;
- механическая прочность опор ВЛ;
- снижения потерь на «корону»;
- допустимая потеря напряжения.

На основании «Рекомендаций по технологическому проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше» выбор сечения проводов ВЛ напряжением 500 кВ и ниже производится по экономической плотности тока; для ВЛ напряжением выше 500 кВ — на основании расчетов.

Сечение провода можно рассчитать по следующей формуле:

$$F_p = \frac{I}{j}, \quad (8)$$

где I — ток в линии, А;

j — экономическая плотность тока, А/мм².

Значения экономической плотности тока приведены в табл. 6.

Таблица 6

Экономическая плотность тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки, $T_{\text{макс}}$, ч/год		
	1000 до 3000	3000 до 5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Значение сечения, полученного в результате указанного расчета, округляется до величины ближайшего стандартного сечения. После этого оно подлежит проверке по всем приведенным выше ограничениям.

Пример. *Определение сечений и выбор марки проводов системы электроснабжения.*

Продолжим анализ принятой к рассмотрению системы электроснабжения.

Сечение и марка проводов линий электропередач при известной передаваемой мощности будем определять по экономической плотности тока, зависящей от числа часов использования максимума нагрузки. В дальнейшем рекомендуется принять количество часов использования максимума нагрузки равным 4500 ч/год. Для алюминиевых проводов в соответствии с табл. 6 экономическая плотность тока будет равной 1,1 А/мм².

Выбор сечения проводов радиальных линий.

Мощности радиальных линий электропередач известны. Для выбора сечения и типа проводов необходимо вычислить фазные токи линий. Вычисление токов проводов будем производить без учета потерь мощности в линиях и трансформаторах. В общем случае ток в линии трехфазной системы электроснабжения находится по формуле:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}, \quad (9)$$

где S — мощность, передаваемая линией, кВА;

U — номинальное напряжение линии, кВ.

Мощность, передаваемая линией L_1 , равна мощности первого приемника, поэтому:

$$\underline{S}_{L_1} = 17,6 \cdot 10^6 + j \cdot 9,5 \cdot 10^6 = 20 \cdot 10^6 \cdot e^{j \cdot 28,36^\circ} \text{ ВА.}$$

Ток фазы первой линии найдем по формуле (9):

$$I_{L_1} = \frac{S_{L_1}}{\sqrt{3} \cdot U_{L_1}} = \frac{20 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 105,7 \text{ А.}$$

Так как первая линия двухцепная, то по фазному проводу одной цепи в нормальном режиме будет протекать ток

в два раза меньший, поэтому ток провода одной цепи линии будет равен:

$$I_{L1}' = 52,85 \text{ А.}$$

Рассчитаем сечение провода при экономической плотности тока $1,1 \text{ А/мм}^2$ по формуле (8):

$$F_{L1}' = 52,85/1,1 = 48 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

При выборе марки провода следует учитывать следующие рекомендации:

- провода ЛЭП 35 и 110 кВ не следует выбирать сечением по алюминию меньшим 70 мм^2 по условиям механической прочности и потерям на «корону»;
- сечение по стали проводов (по возможности) выбираются в соответствии с районом по гололеду и ветру.

Из таблицы (Приложение 1) для линии $L1$ выбираем провод марки АС–70/11.

Мощность, передаваемая линией $L2$, равна мощности второй подстанции:

$$\underline{S}_{L2} = \underline{S}_2 = 17 \cdot 10^6 + j \cdot 10,536 \cdot 10^6 = 20 \cdot 10^6 \cdot e^{j \cdot 31,79^\circ} \text{ (ВА)}.$$

Ток фазы второй линии ($L2$ — одноцепной линии):

$$I_{L2} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_{L1}} = \frac{20 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 105,7 \text{ (А)}.$$

Расчетное сечение провода для второй линии составит:

$$F_{L2} = 105,7/1,1 = 96 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбираем марку провода для второй линии $L2$ АС–120/19.

Мощность, передаваемая линией $L3$, равна сумме мощностей второй и третьей подстанции:

$$\underline{S}_{L3} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 31,62 \cdot 10^6 + j \cdot 19,211 \cdot 10^6 = 37 \cdot 10^6 \cdot e^{j \cdot 31,28^\circ} \text{ (ВА)}.$$

Ток фазы третьей линии:

$$I_{L3} = \frac{S_{L1}}{\sqrt{3} \cdot U_{L1}} = \frac{37 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 194,2 \text{ (А)}.$$

Так как третья линия двухцепная, то по фазному проводу одной цепи в нормальном режиме будет протекать ток в два раза меньше, ток провода будет равен $I_{L3}' = 97,1 \text{ А}$.

Расчетное сечение провода третьей линии с учетом экономической плотности тока:

$$F_{L3} = 97,1/1,1 = 88,27 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбираем провод для третьей линии марки АС–95/16.

Мощность, передаваемая линией L_6 , равна сумме мощностей второй, третьей и шестой подстанции:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L6} &= \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_6 = 40,92 \cdot 10^6 + j \cdot 22,886 \cdot 10^6 = \\ &= 46,88 \cdot e^{j \cdot 29,217^\circ} \text{ (ВА)}. \end{aligned}$$

Ток фазы шестой линии:

$$I_{L3} = \frac{S_{L6}}{\sqrt{3} \cdot U_{L1}} = \frac{46,88 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 246 \text{ (А)}.$$

Шестая линия также двухцепная, по фазному проводу одной цепи в нормальном режиме будет протекать ток в два раза меньший, ток провода будет равен $I_{L3}' = 123 \text{ А}$.

Расчетное сечение провода с учетом экономической плотности тока:

$$F_{L3} = 123/1,1 = 111,8 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Выбираем марку провода для шестой линии АС–120/19.

Выбор сечения проводов замкнутых линий.

Особенность систем с двухсторонним питанием или замкнутых систем электроснабжения заключается в том, что на этапе проектирования невозможно рассчитать перетоки мощностей по линиям. Существующие в настоящее время методы расчета токов линий весьма приближительны. На первом этапе проектирования предлагается выбирать сечения проводов по предельно допустимому току проводов с учетом максимальной температуры района, которую для средней полосы России можно принять равной $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

Значения предельно допустимых токов проводов представлены в Приложении 2.

В рассматриваемом варианте система с двухсторонним питанием состоит из трех линий L_4 (А — 4), L_7 (4 — 5) и L_5 (5 — В).

Утяжеленным режимом замкнутой системы является режим при отключенной линии L_4 или линии L_5 . При отключении линии L_4 подстанции 4 и 5 будут получать питание

от центра питания В. Ток линии L5 будет иметь максимальное значение, которое не должно превышать предельно допустимую величину. Аналогичная ситуация будет иметь место и при отключении линии L5.

При отключении линии L4 мощность линии L5 будет равна:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{L5} &= \underline{S}_{475} = \underline{S}_4 + \underline{S}_5 = 31,2 \cdot 10^6 + j \cdot 24,77 \cdot 10^6 = \\ &= 39,84 \cdot 10^6 \cdot e^{j \cdot 38,44^\circ} \text{ (ВА)}. \end{aligned}$$

При этом ток линии будет равен:

$$I_{L5} = \frac{S_{L5}}{\sqrt{3} \cdot U_{L5}} = \frac{39,84 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 209 \text{ (А)}.$$

В Приложении 2 представлены предельно допустимые токи проводов при температуре окружающей среды $t = +25^\circ\text{C}$. Для определения предельно допустимых токов при других температурах окружающей среды введены поправочные коэффициенты, представленные в табл. 7.

Таблица 7

Поправочные коэффициенты на температуру воздуха

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура провода, °С	Поправочные коэффициенты на температуру воздуха, °С											
		-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
+25	+75	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Поправочный коэффициент $k = 0,81$ для температуры воздуха $t = +40^\circ\text{C}$.

С учетом коэффициента запаса $k_7 = 1,1$, расчетное значение предельного тока равняется:

$$I_{L5\text{прп}} = \frac{k_7}{k} \cdot I_{L5} = 209 \cdot \frac{1,1}{0,81} = 284 \text{ (А)}.$$

Этому значению предельного тока (Приложение 3) соответствует сечение провода по алюминию 95 мм^2 . Выбираем марку провода линий $L4$, $L5$ и $L7$ АС–95/16.

В дальнейших расчетах, при несоответствии сечения провода по другим ограничениям, сечение провода необходимо увеличить и произвести перерасчет полученных данных.

Сечения проводов линий электропередач должны соответствовать рекомендациям из условий механической прочности типовых опор.

5. ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИЙ

При строительстве новых подстанций, обеспечивающих электроснабжение потребителей первой и второй категорий, применяют типовые схемы распределительных устройств, в которых предусмотрена, как правило, установка двух трансформаторов одинаковой мощности.

Исходным режимом для определения нагрузочной способности является номинальный режим работы трансформатора при нормальных условиях эксплуатации, определяемых соответствующим стандартом или техническими условиями.

Номинальная мощность каждого трансформатора двухтрансформаторной подстанции, как правило, определяется аварийным режимом работы подстанции. При установке двух трансформаторов их мощность выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них оставшийся трансформатор мог обеспечить нормальное электроснабжение потребителей с допустимой аварийной перегрузкой 40 % от номинальной мощности в течение 6 ч в сутки. При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки подстанций допускается упрощенный выбор трансформаторов, в котором при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого из двух устанавливаемых трансформаторов выбирают по двум условиям:

— по загрузке в нормальном режиме:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq S_{\text{макс}} / 2 = 0,5 \cdot S_{\text{макс}}; \quad (10)$$

— по перегрузке в послеаварийном режиме:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq k_{1-2} \cdot S_{\text{макс}} / k_{\text{ав}}, \quad (11)$$

где $S_{\text{макс}}$ — максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме; $k_{\text{ав}}$ — допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях; k_{1-2} — коэффициент участия в нагрузке потребителей I и II категорий.

Значение $k_{ав}$ в соответствии с ПУЭ берется равным 1,4, что допускает перегрузку трансформатора на 40 % в течение не более 5 суток на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки. Коэффициент k_{1-2} учитывает относительный состав нагрузки I и II категорий. Его значение изменяется в пределах от 0,75 до 1. В дальнейшем будем принимать значение коэффициента k_{1-2} равное единице.

На подстанциях с напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливают автотрансформаторы, обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшая масса, стоимость и потери энергии при той же мощности). При этом решаются две специфические задачи: выбор напряжения третичной обмотки (35 или 10 кВ) и проверка загрузки общей обмотки. Как правило, номинальная мощность каждого из двух автотрансформаторов должна составлять не более 70 % максимальной нагрузки подстанции $S_{макс}$.

При росте нагрузки сверх расчетного уровня мощность подстанции с двумя трансформаторами увеличивают, как правило, путем замены трансформаторов на более мощные. Поэтому при проектировании электрических сетей аппаратура и ошиновка в цепи трансформаторов должны выбираться с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТа номинальной мощности.

Для питания потребителей третьей категории используются, как правило, однострансформаторные подстанции. Выбор трансформаторов подстанций, обеспечивающих электрической энергией потребителей третьей категории, осуществляется из условия:

$$S_{тном} \geq 0,9 \cdot S_{потр}, \quad (12)$$

где $S_{тном}$ — номинальная мощность трансформатора;

$S_{потр}$ — мощность потребителя.

Пример. Выбор мощностей трансформаторов.

Для подстанций рассматриваемой районной системы электроснабжения сначала определяем расчетные номинальные мощности трансформаторов. К первой подстанции подключен потребитель 2 категории, принимаем схему двухтрансформаторную.

Мощность потребителей подстанции: $S_1 = 20$ МВА.

$$S_{1грассч} = S_1 \frac{k_{1-2}}{k_{ав}} = 20 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{1,4} = 14,28 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Для подстанции 1 выбираем трансформатор ТДН-16000/110 номинальной мощностью $S_{\text{ном}} = 16$ МВА (Приложение 1). Параметры трансформатора представлены в табл. 8.

Номинальная нагрузка второй подстанции составляет 20 МВА. Потребители второй подстанции относятся к потребителям третьей категории, поэтому рекомендуется проектировать эту подстанцию однитрансформаторной, а расчетная мощность такой подстанции вычисляется следующим образом:

$$S_{\text{т ном}} \geq 0,9 \cdot S_{\text{потр}}$$

$$\text{Следовательно, } S_{\text{т расч}} = 0,9 \cdot S_{\text{потр}} = 0,9 \cdot 20 \cdot 10^6 = 18 \cdot 10^6 \text{ (ВА).}$$

Таблица 8

Параметры трансформатора первой подстанции

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВАр
			ВН	НН							
ТДН-16000/110	16	$\pm 9-1,78$ %	115	6,5;11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

Для второй подстанции выбираем трансформатор типа ТРДН-25000/110.

Технические характеристики трансформатора приведены в табл. 9.

Таблица 9

Параметры трансформатора второй подстанции

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, кВАр
			ВН	НН							
ТРДН (ТРДНФ)-25000/110	25	$\pm 9-1,78$ %	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Потребители третьей подстанции относятся к потребителям второй категории. Мощность потребителей третьей подстанции: $S_{\text{потр}} = 17$ МВА.

Расчетная мощность трансформаторов третьей подстанции:

$$S_{3\text{трасч}} = S_{\text{потр}} \frac{k_{1-2}}{k_{\text{ав}}} = 17 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{1,4} = 12,14 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Выбираем трансформатор типа ТДН-16000/110.

Технические характеристики трансформатора приведены в табл. 10.

Таблица 10

Параметры трансформатора третьей подстанции

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}} \text{ обмоток, кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{г}}, \text{Ом}$	$X_{\text{г}}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{кВАр}$
			ВН	НН							
ТДН-16000/110	16	$\pm 9-1,78 \%$	115	6,5;11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

Для четвертой подстанции:

$$S_{4\text{трасч}} = S_4 \frac{k_{1-2}}{k_{\text{ав}}} = 30 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{1,4} = 21,43 \cdot 10^6 \text{ (ВА)},$$

выбираем трансформатор ТДТН-25000/110 с параметрами: $S_{\text{ном}} = 25 \text{ MBA}$.

Технические характеристики трансформатора приведены в табл. 11.

Таблица 11

Параметры трансформатора четвертой подстанции

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{MBA}$	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}} \text{ обмоток, кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{г}}, \text{Ом}$	$X_{\text{г}}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{кВАр}$
			ВН	НН							
ТРДН (ТРДНФ)-25000/110	25	$\pm 9-1,78 \%$	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

Потребители пятой и шестой подстанции относятся к потребителям второй категории. Суммарная мощность потребителей пятой подстанции: $S_{\text{потр}} = 10 \text{ MBA}$.

Расчетная мощность трансформаторов пятой подстанции:

$$S_{5\text{трасч}} = S_5 \frac{k_{1-2}}{k_{ав}} = 10 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{1,4} = 7,14 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Выбираем трансформатор типа ТДН-10000/110.

Технические характеристики трансформатора пятой подстанции приведены в табл. 12.

Таблица 12

Параметры трансформатора пятой подстанции

Тип	$S_{\text{ном}}^{\text{МВА}}$	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}^{\text{обмоток}}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
			ВН	НН							
ТДН-10000/110	10	$\pm 9-1,78\%$	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Мощность потребителей шестой подстанции: $S_{\text{потр}} = 10 \text{ МВА}$.

Расчетная мощность трансформаторов шестой подстанции:

$$S_{6\text{трасч}} = S_6 \frac{k_{1-2}}{k_{ав}} = 10 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{1,4} = 7,14 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Выбираем трансформатор типа ТДН-10000/110.

Технические характеристики трансформатора приведены в табл. 13.

Таблица 13

Параметры трансформатора шестой подстанции

Тип	$S_{\text{ном}}^{\text{МВА}}$	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}^{\text{моток}}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	P_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
			ВН	НН							
ТДН-10000/110	10	$\pm 9-1,78\%$	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70

Для расчета распределения напряжений в анализируемой цепи необходимо рассчитать параметры элементов схемы замещения трансформаторов, значения которых позволят определить параметры элементов расчетной схемы замещения системы электроснабжения.

6. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Схема замещения трансформатора представлена на рис. 3. Трансформатор подстанции является основным ее элементом и вместе с нагрузкой определяет режим работы системы. Электрический расчет системы предполагает составление электрической схемы замещения, элементами которой являются элементы схемы замещения трансформатора.

При расчете электрических систем рекомендуется использовать Г-образную схему замещения трансформатора, представленную на рис. 3.

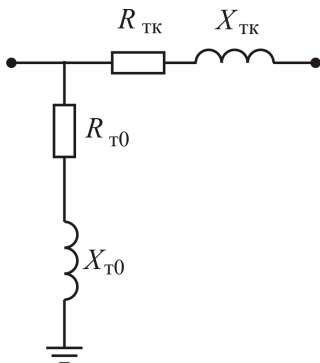


Рис. 3

Цель расчета заключается в определении проводимости так называемой параллельной ветви:

$$\underline{Y}_{T0} = \frac{1}{\underline{Z}_{T0}} = \frac{1}{R_{T0} + j \cdot X_{T0}}, \quad (13)$$

Сопротивление короткого замыкания:

$$\underline{Z}_{TK} = R_{TK} + j \cdot X_{TK}. \quad (14)$$

Эти значения вычисляются через мощности, представленные в технических характеристиках трансформаторов. Мощности трансформатора делятся на постоянные и переменные. К постоянным мощностям относятся мощности, значения которых зависят только от приложенного напряжения, которое при эксплуатации трансформатора изменяется в незначительных пределах. Речь идет об активной и реактивной мощностях холостого хода трансформатора. Активная мощность трансформатора P_{XX} представляется в паспортных данных. Реактивную мощность Q_{XX} холостого хода трансформатора вычисляют следующим образом.

Вычисляют номинальный ток трансформатора:

$$I_{\text{ТНОМ}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}}}.$$

Примечание. Значение номинальной мощности трансформатора и его номинальное напряжение высокой стороны следует брать из паспортных данных трансформатора.

Вычисляют ток холостого хода трансформатора:

$$I_{\text{ТХХ}} = \frac{I_{\text{ТХХ}}, \%}{100} \cdot I_{\text{ТНОМ}}. \quad (15)$$

Вычисляют полную мощность холостого хода трансформатора:

$$S_{\text{ТХХ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}} \cdot I_{\text{ТХХ}}. \quad (16)$$

Реактивная мощность определяется по традиционной формуле:

$$Q_{\text{ТХХ}} = \sqrt{S_{\text{ТХХ}}^2 - P_{\text{ТХХ}}^2}. \quad (17)$$

Полная мощность цепи намагничивания трансформатора в комплексной форме вычисляется в соответствии с формулой:

$$\underline{S}_{\text{ТХХ}} = P_{\text{ТХХ}} + jQ_{\text{ТХХ}}. \quad (18)$$

Проводимость цепи намагничивания трансформатора с учетом того, что расчет ведется для одной фазы:

$$\underline{Y}_{\text{т0}} = \frac{S_{\text{ТХХ}}^*}{3 \cdot U_{\text{ф}}^2} = \frac{\underline{S}_{\text{ТХХ}}^*}{U_{\text{ТНОМ}}^2}. \quad (19)$$

К переменным мощностям трансформатора относятся мощности, зависящие от тока нагрузки. Вычислить переменную активную мощность трансформатора можно следующим образом. Полная переменная мощность короткозамкнутого трансформатора при номинальном токе первичной обмотки вычисляется с помощью уравнения:

$$S_{\text{ТКЗ}} = \sqrt{3} \frac{U_{\text{КЗ}}, \%}{100} U_{\text{ТНОМ}} \cdot I_{\text{ТНОМ}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \frac{U_{\text{КЗ}}, \%}{100}. \quad (20)$$

Активная переменная мощность трансформатора при номинальном токе представлена в паспортных данных трансформатора $\Delta P_{\text{к}}$. Мощность, потребляемая трансформатором в опыте короткого замыкания:

$$P_{\text{ТКЗ}} = \Delta P_{\text{к}}. \quad (21)$$

Переменная реактивная мощность в этом случае при номинальном токе трансформатора вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{ТКЗ}} = \sqrt{S_{\text{ТКЗ}}^2 - P_{\text{ТКЗ}}^2}. \quad (22)$$

Полная мощность в комплексной форме последовательной цепи схемы замещения трансформатора определяется следующей формулой:

$$\underline{S}_{\text{ТКЗ}} = P_{\text{ТКЗ}} + j \cdot Q_{\text{ТКЗ}}. \quad (23)$$

Полное сопротивление последовательной цепи трансформатора:

$$\underline{Z}_{\text{ТК}} = \frac{\underline{S}_{\text{ТКЗ}}}{3 \cdot I_{\text{ТНОМ}}^2}. \quad (24)$$

Пример. Расчет параметров элементов схем замещения трансформаторов.

Поясним методику расчета параметров элементов схем замещения трансформаторов на примере трансформатора первой подстанции. Параметры трансформатора первой подстанции представлены в табл. 8.

Номинальный ток трансформатора первой подстанции:

$$I_{1\text{ТНОМ}} = \frac{S_{1\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{1\text{ТНОМ}}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 80,327 \text{ (А)}.$$

По полученному значению вычисляется ток холостого хода трансформатора:

$$I_{\text{ТХХ}} = \frac{I_{\text{ТХХ}}, \%}{100} \cdot I_{\text{ТНОМ}} = \frac{0,7}{100} \cdot 80,327 = 0,562 \text{ (А)}.$$

Вычисляется модуль полной мощности холостого хода трансформатора:

$$S_{\text{ТХХ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}} \cdot I_{\text{ТХХ}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \cdot 0,562 = 0,112 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Реактивная мощность определяется по традиционной формуле:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТХХ}} &= \sqrt{S_{\text{ТХХ}}^2 - P_{\text{ТХХ}}^2} = \sqrt{(0,112 \cdot 10^6)^2 - (19 \cdot 10^3)^2} = \\ &= 0,1104 \cdot 10^6 \text{ (ВАр)}. \end{aligned}$$

Полная мощность цепи намагничивания трансформатора в комплексной форме вычисляется в соответствии с формулой:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{ТХХ}} &= P_{\text{ТХХ}} + jQ_{\text{ТХХ}} = 19 \cdot 10^3 + j \cdot 0,1104 \cdot 10^6 = \\ &= 0,112 \cdot 10^6 \cdot e^{j80,233^\circ} \text{ (ВА)}. \end{aligned}$$

Проводимость цепи намагничивания трансформатора с учетом того, что расчет ведется для одной фазы:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{\text{Т0}} &= \frac{\underline{S}_{\text{ТХХ}}^*}{3 \cdot U_{\text{1ф}}^2} = \frac{\underline{S}_{\text{ТХХ}}^*}{U_{\text{ТНОМ}}^2} = \frac{0,112 \cdot 10^6 \cdot e^{-j80,233^\circ}}{(115 \cdot 10^3)^2} = \\ &= 1,437 \cdot 10^{-6} - j \cdot 8,346 \cdot 10^{-6} = 8,469 \cdot 10^{-6} \cdot e^{-j80,233^\circ} \text{ (См)}. \end{aligned}$$

К переменным мощностям трансформатора относят мощности, зависящие от тока нагрузки. Вычислить переменную активную мощность трансформатора, работающего в номинальном режиме можно следующим образом. Ток первичной обмотки вычисляется по номинальной полной мощности нагрузки с достаточной точностью по формуле:

$$I_{\text{ТНОМ}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ТНОМ}}}.$$

Полная переменная мощность короткозамкнутого трансформатора при номинальном токе первичной обмотки вычисляется с помощью уравнения:

$$S_{1\text{ТКЗ}} = \sqrt{3} \frac{U_{1\text{КЗ}}, \%}{100} U_{1\text{ТНОМ}} \cdot I_{1\text{ТНОМ}} = S_{1\text{ТНОМ}} \cdot \frac{U_{1\text{КЗ}}, \%}{100} =$$

$$16 \cdot 10^6 \cdot \frac{10,5}{100} = 1,68 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная переменная мощность трансформатора при номинальном токе представлена в паспортных данных трансформатора:

$$P_{1\text{ТКЗ}} = \Delta P_{\text{к}} = 85 \cdot 10^3 \text{ (Вт)}.$$

Переменная реактивная мощность в этом случае при номинальном токе трансформатора вычисляется по формуле:

$$Q_{1\text{ТКЗ}} = \sqrt{S_{1\text{ТКЗ}}^2 - P_{1\text{ТКЗ}}^2} = \sqrt{(1,68 \cdot 10^6)^2 - (85 \cdot 10^3)^2} =$$

$$= 1,678 \cdot 10^6 \text{ (ВАр)}.$$

Полная мощность в комплексной форме последовательной цепи схемы замещения трансформатора определяется следующей формулой:

$$\underline{S}_{1\text{ТКЗ}} = P_{1\text{ТКЗ}} + jQ_{1\text{ТКЗ}} = 85 \cdot 10^3 + j \cdot 1,678 \cdot 10^6 =$$

$$= 1,68 \cdot 10^6 \cdot e^{j87,1^\circ} \text{ (ВА)}.$$

Полное сопротивление последовательной цепи трансформатора с учетом мощности на одну фазу:

$$\underline{Z}_{1\text{ТК}} = \frac{\underline{S}_{1\text{ТКЗ}}}{3 \cdot I_{1\text{ТНОМ}}^2} = 4,391 + j \cdot 86,678 = 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Аналогично производится расчет параметров схем замещения трансформаторов других подстанций. Результаты расчетов приведены в табл. 14.

Таблица 14

Параметры схем замещения трансформаторов подстанций

№№ подстанций	Проводимости цепей намагничивания $\underline{Y}_{\text{г0}}$ трансформатора, См	Сопротивление продольной ветви $\underline{Z}_{\text{ТК}}$ трансформатора, Ом	Примечание
1	$1,437 \cdot 10^{-6} - j \cdot 8,346 \cdot 10^{-6} =$ $= 8,469 \cdot 10^{-6} \cdot e^{-j80,233^\circ}$	$4,391 + j \cdot 86,678 =$ $= 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ}$	

Окончание табл. 14

№№ подстанций	Проводимости цепей намагничивания Y_{T0} трансформатора, См	Сопrotивление продольной ветви Z_{TK} трансформатора, Ом	Примечание
2	$2,042 \cdot 10^{-6} - j0,1307 \cdot 10^{-6} =$ $= 2,046 \cdot e^{-j3,6^\circ} \cdot 10^{-6}$	$2,539 + j \cdot 55,48 =$ $= 55,545 \cdot e^{j87,38^\circ}$	Одно-трансформаторная
3	$1,437 \cdot 10^{-6} - j \cdot 8,346 \cdot 10^{-6} =$ $= 8,469 \cdot 10^{-6} \cdot e^{-j80,233^\circ}$	$4,391 + j \cdot 86,678 =$ $= 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ}$	
4	$2,042 \cdot 10^{-6} - j0,1307 \cdot 10^{-6} =$ $= 2,046 \cdot e^{-j3,6^\circ} \cdot 10^{-6}$	$2,539 + j55,487 =$ $= 55,545 \cdot e^{j87,4^\circ}$	
5	$1,059 \cdot 10^{-6} - j \cdot 5,186 \cdot 10^{-6} =$ $= 5,293 \cdot 10^{-6} \cdot e^{-j78,463^\circ}$	$7,935 + j138,63 =$ $= 138,63 \cdot e^{j86,724^\circ}$	
6	$1,059 \cdot 10^{-6} - j \cdot 5,186 \cdot 10^{-6} =$ $= 5,293 \cdot 10^{-6} \cdot e^{-j78,463^\circ}$	$7,935 + j138,63 =$ $= 138,63 \cdot e^{j86,724^\circ}$	

7. РАСЧЕТ МОЩНОСТЕЙ И СОПРОТИВЛЕНИЙ НАГРУЗКИ ПОДСТАНЦИЙ, РАБОТАЮЩИХ В РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ

Для дальнейшего расчета системы электроснабжения следует вычислить номинальные мощности подстанций, которые определяются мощностями потребителей. Тип трансформаторов подстанций выбирается по полной мощности потребителя. При выполнении электрического расчета системы электроснабжения необходимо вычислить значения эквивалентных сопротивлений нагрузок подстанций, работающих в нормальном режиме, режиме минимальных нагрузок и утяжеленном режиме. Под режимом минимальных нагрузок работы системы электроснабжения понимается режим работы, когда мощность нагрузок подстанций составляет 30 % номинальной мощности.

Для электрического расчета системы электроснабжения в дальнейшем используются схемы замещения линий передачи и подстанций, поэтому возникает необходимость в определении расчетной полной мощности потребителей подстанций.

Полная номинальная мощность подстанции определяется по формуле:

$$\underline{S} = S \cdot e^{j\varphi}, \quad (25)$$

где \underline{S} — расчетная полная номинальная мощность подстанции;
 S — модуль полной мощности подстанции (исходные данные);
 φ — аргумент полной мощности, можно вычислить по формуле:

$$\varphi = \arctg\left(\frac{X}{R}\right), \quad (26)$$

где X — реактивная составляющая комплексного сопротивления нагрузки; R — активная составляющая комплексного сопротивления нагрузки; $\cos \varphi$ — коэффициент мощности потребителей подстанции.

Мощность потребителей подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок, составляет 30 % номинальной мощности:

$$\underline{S}_{\text{мин}} = 0,3 \cdot \underline{S}_{\text{ном}}. \quad (27)$$

Кроме описанных величин, для электрического расчета системы электроснабжения необходимо вычислить полные сопротивления нагрузки подстанции, работающей в различных режимах.

Полное сопротивление фазы потребителей подстанции, работающей в номинальном режиме, вычисляется достаточно просто. В соответствии с ПУЭ для компенсации падения напряжения на линиях передачи электроэнергии к потребителям, работающим при номинальном напряжении сети 10 кВ, выходное напряжение шин низкого напряжения подстанции должно быть равным $U_{\text{н}} = 10,5$ кВ. Номинальное выходное напряжение шин низкого напряжения следует принять равным 10,5 кВ.

Комплексный фазный ток нагрузки подстанции:

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}}. \quad (28)$$

Комплексное сопротивление одной фазы нагрузки:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\sqrt{3} \underline{I}}. \quad (29)$$

Сопряженный комплекс мощности:

$$\underline{S}^* = \sqrt{3} \cdot \underline{U}^* \cdot \underline{I}. \quad (30)$$

Из этой формулы найдем комплекс тока:

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}^*}. \quad (31)$$

Таким образом, в общем виде сопротивление нагрузки подстанции определяется с помощью формулы:

$$\underline{Z} = \frac{U^2}{\underline{S}^*}. \quad (32)$$

При работе подстанции в номинальном режиме:

$$\underline{Z}_{\text{НОМ}} = \frac{U^2}{\underline{S}_{\text{НОМ}}^*}. \quad (33)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ — номинальное напряжение выходных шин подстанции;
 $\underline{Z}_{\text{НОМ}}$ — полное сопротивление потребителей подстанции, работающей в режиме номинальных нагрузок;
 $\underline{S}_{\text{НОМ}}^*$ — сопряженный комплекс полной мощности нагрузки подстанции, работающей в номинальном режиме.

При минимальной нагрузке:

$$\underline{Z}_{\text{МИН}} = \frac{U^2}{\underline{S}_{\text{МИН}}^*}, \quad (34)$$

где $\underline{Z}_{\text{МИН}}$ — полное сопротивление потребителей подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок;
 $\underline{S}_{\text{МИН}}^*$ — сопряженный комплекс полной мощности подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок.

Примечание. При выполнении курсовой работы полный расчет мощностей и сопротивлений достаточно привести в тексте пояснительной записки лишь для одной подстанции. Результаты расчета для всех подстанций системы электроснабжения следует свести в таблицу.

Пример. Расчет сопротивлений нагрузок подстанций.

В качестве примера воспользуемся предложенной методикой для расчета сопротивления нагрузки первой подстанции.

Расчетная полная номинальная мощность подстанции:

$$\underline{S}_{1\text{НОМ}} = S_{1\text{НОМ}} \cdot e^{j\varphi_1} = 20 \cdot 10^6 \cdot e^{j28,36^\circ} \text{ (ВА)}.$$

Аргумент полной мощности:

$$\varphi_1 = \arccos(\cos \varphi_1) = \arccos(0,88) = 28,36^\circ.$$

Мощность потребителей подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок:

$$\underline{S}_{1\text{МИН}} = 0,3 \cdot \underline{S}_1 = 6 \cdot 10^6 \cdot e^{j28,36^\circ} \text{ (ВА)}.$$

Полное сопротивление потребителей подстанции, работающей в номинальном режиме:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{1н} &= \frac{U^2}{\underline{S}_{1н}^*} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{20 \cdot 10^6 \cdot e^{-j28,36^\circ}} = \frac{110,25 \cdot 10^6}{20 \cdot 10^6 \cdot e^{-j28,36^\circ}} = \\ &= 5,51 \cdot e^{j28,36^\circ} \text{ (Ом)}.\end{aligned}$$

Полное сопротивление потребителей подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок:

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{1мин} &= \frac{U^2}{\underline{S}_{1мин}^*} = \frac{(10,5 \cdot 10^3)^2}{6 \cdot 10^6 \cdot e^{-j28,36^\circ}} = \frac{110,25 \cdot 10^6}{6 \cdot 10^6 \cdot e^{-j28,36^\circ}} = \\ &= 18,37 \cdot e^{j28,36^\circ} \text{ (Ом)}.\end{aligned}$$

Аналогично вычисляем сопротивления нагрузки других подстанций. Результаты расчета мощностей и сопротивлений подстанций приведены в табл. 15.

Таблица 15

Результаты расчетов сопротивлений нагрузок подстанций

№ подстанции	Модуль полной мощности, МВА	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Расчетная полная мощность нагрузки, ВА	Полное сопротивление номинального режима $Z_{нр}$, Ом	Расчетная мощность режима минимальных нагрузок, ВА	Полное сопротивление нагрузки минимального режима $Z_{мин}$, Ом
1	20	0,88	$20 \cdot 10^6 \cdot e^{j28,36^\circ}$	$5,51 \cdot e^{j28,36^\circ} = 4,851 + j \cdot 2,618$	$6 \cdot 10^6 \cdot e^{j28,36^\circ}$	$18,37 \cdot e^{j28,36^\circ} = 16,17 + j \cdot 8,728$
2	20	0,85	$20 \cdot 10^6 \cdot e^{j31,79^\circ}$	$5,51 \cdot e^{j31,79^\circ} = 4,685 + j \cdot 2,903$	$6 \cdot 10^6 \cdot e^{j31,79^\circ}$	$18,37 \cdot e^{j31,79^\circ} = 15,618 + j \cdot 9,679$
3	17	0,86	$17 \cdot 10^6 \cdot e^{j30,68^\circ}$	$6,48 \cdot e^{j30,68^\circ} = 5,577 + j \cdot 3,309$	$5,1 \cdot 10^6 \cdot e^{j30,68^\circ}$	$21,62 \cdot e^{j30,68^\circ} = 18,59 + j \cdot 11,031$
4	30	0,75	$30 \cdot 10^6 \cdot e^{j41,41^\circ}$	$3,675 \cdot e^{j41,41^\circ} = 2,756 + j \cdot 2,431$	$10 \cdot 10^6 \cdot e^{j41,41^\circ}$	$12,25 \cdot e^{j41,41^\circ} = 9,187 + j \cdot 8,103$
5	10	0,87	$10 \cdot 10^6 \cdot e^{j29,54^\circ}$	$11,025 \cdot e^{j29,54^\circ} = 9,702 + j \cdot 5,237$	$3 \cdot 10^6 \cdot e^{j29,54^\circ}$	$36,75 \cdot e^{j29,34^\circ} = 32,34 + j \cdot 17,455$
6	10	0,93	$10 \cdot 10^6 \cdot e^{j21,56^\circ}$	$11,025 \cdot e^{j21,56^\circ} = 10,253 + j \cdot 4,052$	$3 \cdot 10^6 \cdot e^{j21,56^\circ}$	$36,75 \cdot e^{j21,56^\circ} = 34,178 + j \cdot 13,508$

8. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ И ИХ ПАРАМЕТРЫ

Обычно рассматриваются следующие режимы работы подстанций:

- нормальный режим, при котором нагрузка подстанций равна расчетной нагрузке;
- режим минимальных нагрузок, при котором нагрузка подстанций составляет 30 % от номинальной мощности;
- утяжеленный режим работы подстанции.

Утяжеленный режим однитрансформаторной подстанции соответствует номинальному режиму. Утяжеленный режим двухтрансформаторной подстанции соответствует режиму, когда один из трансформаторов отключен, а все потребители подстанции подключены к второму трансформатору. Необходимо учитывать то, что в таком режиме трансформаторы могут работать ограниченный отрезок времени в течение суток.

В расчетах системы электроснабжения принимается, что нагрузка двухтрансформаторных подстанций, работающих в номинальном режиме и режиме минимальных нагрузок, распределяется пропорционально номинальной мощности трансформаторов. На подстанциях с двумя трансформаторами одинаковой мощности к каждому трансформатору подключаются потребители, суммарная мощность которых равна половине расчетной мощности подстанции.

Составим схему замещения и рассчитаем параметры схемы однитрансформаторной подстанции. На рис. 4 представлена схема замещения однитрансформаторной подстанции, в последовательную ветвь схемы замещения трансформатора включено комплексное сопротивление нагрузки. В схеме замещения использованы следующие обозначения:

$R_{т0}$ — активное сопротивление цепи намагничивания трансформатора;

$X_{т0}$ — реактивное сопротивление намагничивающей цепи трансформатора;

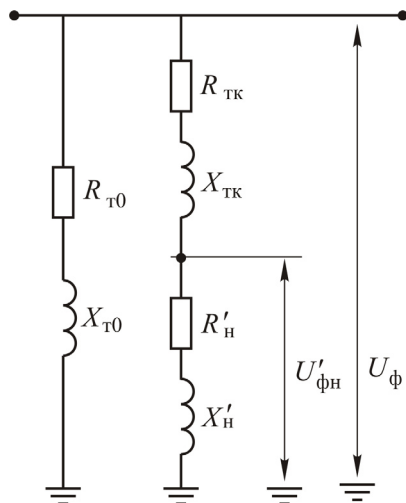


Рис. 4

$R_{кТ}$ — активное сопротивление короткого замыкания трансформатора;

R'_H — активное сопротивление нагрузки трансформатора, приведенное к ступени высокого напряжения;

X'_H — реактивное сопротивление нагрузки, приведенное к ступени высокого напряжения;

X_{TK} — реактивное сопротивление короткого замыкания трансформатора;

U_{ϕ} — фазное номинальное высокое напряжение подстанции;

$U'_{\phi H}$ — фазное напряжение нагрузки, приведенное к ступени высокого напряжения.

Методика вычислений первых четырех параметров схемы замещения представлена ранее в формулах (13,14), (19) и (24). Сопротивление нагрузки, приведенное к стороне высокого напряжения:

$$\underline{Z}'_H = R'_H + jX'_H. \quad (35)$$

Это сопротивление можно вычислить через коэффициент трансформации трансформатора:

$$\underline{Z}'_H = k_T^2 \cdot \underline{Z}_H. \quad (36)$$

где k_T — коэффициент трансформации трансформатора.

Коэффициент трансформации равен отношению номинального высокого напряжения трансформатора к низкому номинальному напряжению.

$$k_T = \frac{U_{\text{ТВН}}}{U_{\text{ТНН}}} . \quad (37)$$

Значения высокого напряжения $U_{\text{ТВН}}$ и низкого напряжения $U_{\text{ТНН}}$ трансформатора являются паспортными данными трансформатора.

Проводимость ветви намагничивания трансформатора $\underline{Y}_{\text{T0}}$ вычислена ранее по формуле (19). Проводимость ветви нагрузки трансформатора $\underline{Y}_{\text{ТНН}}$ однострансформаторной подстанции, работающей в номинальном режиме, определяется с помощью классического соотношения:

$$\underline{Y}_{\text{ТНН}} = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ТК}} + \underline{Z}'_{\text{НН}}} . \quad (38)$$

Если трансформаторная подстанция работает в режиме минимальной нагрузки, то проводимость этой цепи вычисляется по аналогичной формуле с учетом изменения величины приведенного сопротивления нагрузки:

$$\underline{Y}_{\text{ТНМ}} = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ТК}} + \underline{Z}'_{\text{НМ}}} . \quad (39)$$

В приведенных формулах (38)–(39) приняты следующие обозначения:

$\underline{Y}_{\text{ТНН}}$ — проводимость ветви нагрузки трансформаторной подстанции, работающей в номинальном режиме,

$\underline{Y}_{\text{ТНМ}}$ — проводимость ветви нагрузки трансформаторной подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок.

Эквивалентная проводимость подстанции, работающей в номинальном режиме, определяется по формуле:

$$\underline{Y}_{\text{ТНН}} = \underline{Y}_{\text{ТНН}} + \underline{Y}_{\text{T0}} . \quad (40)$$

Эквивалентная проводимость подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок, определяется формулой:

$$\underline{Y}_{\text{ТНМ}} = \underline{Y}_{\text{ТНМ}} + \underline{Y}_{\text{T0}} . \quad (41)$$

В формулах (40) и (41) величины: $\underline{Y}_{\text{ТНН}}$ и $\underline{Y}_{\text{ТНМ}}$ — эквивалентные проводимости подстанции, работающей в номинальном режиме и режиме минимальных нагрузок соответственно.

Режимы работы двухтрансформаторной подстанции несколько отличаются от режимов работы однострансформаторной подстанции. Обычно рассматривают три режима работы трансформаторной подстанции:

- номинальный режим;
- режим минимальной нагрузки;
- утяжеленный режим.

Утяжеленный режим возникает при аварийном отключении одного из трансформаторов или при отключении трансформатора для выполнения ремонтных или профилактических работ. Схема замещения двухтрансформаторной подстанции, работающей в утяжеленном режиме, совпадает со схемой замещения однострансформаторной подстанции, изображенной на рис. 4.

Схема замещения двухтрансформаторной подстанции, работающей в номинальном режиме и режиме минимальных нагрузок, представлена на рис. 5. Все элементы схемы замещения, имеющие в индексе цифру 1, являются элементами схемы замещения первого трансформатора. Все элементы схемы замещения, имеющие в индексе цифру 2, являются элементами схемы замещения второго трансформатора.

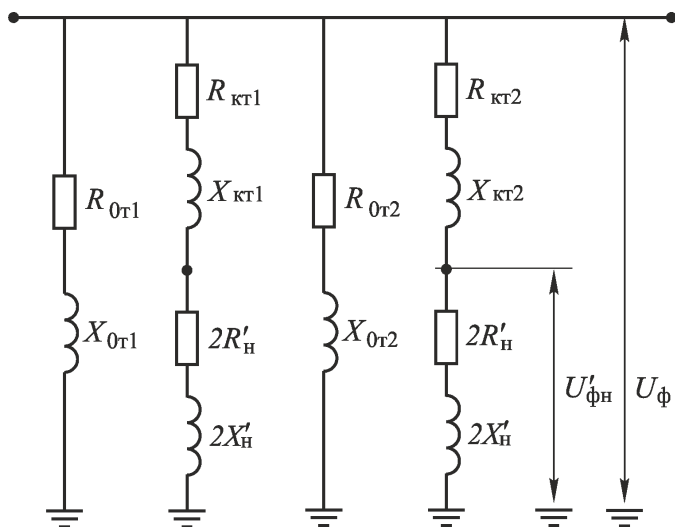


Рис. 5

На двухтрансформаторных подстанциях обычно используют трансформаторы одного типа, поэтому параметры ветвей намагничивания трансформаторов одинаковы. Если предположить, что нагрузка подстанции распределяется между трансформаторами равномерно, то и параметры ветвей нагрузки представленной схемы будут одинаковыми.

Проводимость ветви намагничивания одного трансформатора $\underline{Y}_{\tau 0}$ может быть вычислена по формуле (19). Проводимость одной ветви нагрузки трансформатора $\underline{Y}_{\tau н}$ двухтрансформаторной подстанции, работающего в номинальном режиме, определяется с помощью соотношения:

$$\underline{Y}_{\tau нн} = \frac{1}{\underline{Z}_{\tau к} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\tau нн}}. \quad (42)$$

В приведенных формулах:

$\underline{Y}_{\tau нн}$ — проводимость ветви нагрузки трансформаторной подстанции, работающей в номинальном режиме;

$\underline{Y}_{\tau нм}$ — проводимость ветви нагрузки трансформаторной подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок.

В знаменателе правой части сопротивление нагрузки, приведенное к стороне высокого напряжения, умножено на 2 потому, что нагрузка одного трансформатора подстанции, работающей в номинальном режиме, равна половине нагрузки всей подстанции.

Если трансформаторная подстанция работает в режиме минимальной нагрузки, то проводимость этой же ветви вычисляется по аналогичной формуле с учетом изменения величины приведенного сопротивления нагрузки:

$$\underline{Y}_{\tau нм} = \frac{1}{\underline{Z}_{\tau к} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\tau нм}}. \quad (43)$$

Эквивалентная проводимость подстанции, работающей в номинальном режиме, определяется как сумма:

$$\underline{Y}_{\tau нн} = 2 \cdot \underline{Y}_{\tau нн} + 2 \cdot \underline{Y}_{\tau 0}. \quad (44)$$

Эквивалентная проводимость подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок, определяется аналогично:

$$\underline{Y}_{\tau нм} = 2 \cdot \underline{Y}_{\tau нм} + 2 \cdot \underline{Y}_{\tau 0}. \quad (45)$$

В формулах (44) и (45) приняты обозначения: $\underline{Y}_{\text{ТПН}}$ и $\underline{Y}_{\text{ТПМ}}$ — эквивалентные проводимости подстанции, работающей в номинальном режиме и режиме минимальных нагрузок соответственно.

Схема замещения двухтрансформаторной подстанции, работающей в утяжеленном режиме, совпадает со схемой замещения однотрансформаторной подстанции. Проводимость ветви нагрузки трансформатора $\underline{Y}_{\text{ТНУ}}$ двухтрансформаторной подстанции, работающей в утяжеленном режиме, определяется с помощью классического соотношения:

$$\underline{Y}_{\text{ТНУ}} = \frac{1}{\underline{Z}_{\text{ТК}} + \underline{Z}'_{\text{НМ}}}, \quad (46)$$

где $\underline{Z}'_{\text{НМ}} = k_{\text{Т}}^2 \cdot \underline{Z}_{\text{Н}}$.

Эквивалентная проводимость подстанции, работающей в утяжеленном режиме, определяется суммированием:

$$\underline{Y}_{\text{ТНУ}} = \underline{Y}_{\text{ТНУ}} + \underline{Y}_{\text{Т0}}. \quad (47)$$

Пример. *Расчет схем замещения подстанций.*

Пример вычисления эквивалентных проводимостей однотрансформаторной подстанции.

В нашем примере потребителей третьей категории снабжает электрической энергией вторая подстанция и поэтому она принята однотрансформаторной. Ранее было вычислено эквивалентное сопротивление нагрузки второй подстанции, питаемой напряжением 10,5 кВ,

$$\underline{Z}_{\text{НН2}} = 5,51 \cdot e^{28,36^\circ} = 4,683 + j \cdot 2,903 \text{ (Ом)}.$$

Вычисляем коэффициент трансформации трансформатора по формуле (37):

$$k_{\text{Т2}} = \frac{U_{\text{ВТ}}}{U_{\text{НТ}}} = \frac{115}{10,5} = 10,95.$$

Сопротивление нагрузки подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения:

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_{\text{НН2}} &= k_{\text{Т2}}^2 \cdot \underline{Z}_{\text{НН2}} = 10,95^2 (4,683 + j \cdot 2,903) = \\ &= R'_{\text{Н}} + jX'_{\text{Н}} = 561,5 + j \cdot 348 \text{ (Ом)}. \end{aligned}$$

Следует обратить внимание на то, что $U_{\text{вт}}$ — высокое напряжение трансформатора второй подстанции и $U_{\text{нт}}$ — напряжение низкой стороны трансформатора второй подстанции. Эти напряжения являются номинальными напряжениями трансформатора, взятыми из его паспортных данных.

Расчет параметров схемы замещения однострансформаторной подстанции.

Величина эквивалентной проводимости всей однострансформаторной подстанции, работающей в номинальном режиме определится из уравнения:

$$\underline{Y}_{2\text{пн}} = \frac{1}{\underline{Z}_{2\tau 0}} + \frac{1}{\underline{Z}_{2\text{кт}} + \underline{Z}'_{\text{нн}2}}. \quad (48)$$

Если рассматривается режим минимальных нагрузок однострансформаторной подстанции, то мощность нагрузки выбирается равной $0,3 \cdot \underline{S}_{\text{н}2}$. Сопротивление нагрузки подстанции, работающей в режиме минимальной нагрузки, примерно в три раза больше номинального сопротивления:

$$\begin{aligned} \underline{Z}'_{\text{нн}2} &= k_{\tau 2}^2 \cdot 3 \cdot \underline{Z}_{\text{нн}2} = 10,95^2 \cdot 3 \cdot (4,683 + j \cdot 2,903) = \\ &= 1684,5 + j \cdot 1044 \text{ (Ом)}. \end{aligned}$$

Величина эквивалентной проводимости всей однострансформаторной подстанции, работающей в режиме минимальной нагрузки, определится из уравнения:

$$\underline{Y}_{2\text{пн}} = \frac{1}{\underline{Z}_{2\tau 0}} + \frac{1}{\underline{Z}_{2\text{кт}} + \underline{Z}'_{2\text{нн}}}. \quad (49)$$

Расчет параметров схемы замещения двухтрансформаторной подстанции.

Схема замещения двухтрансформаторной подстанции, работающей в нормальном режиме, представлена на рис. 5. Параметры элементов цепей намагничивания и последовательных ветвей трансформаторов рассчитываются по методике однострансформаторных подстанций. Сопротивление нагрузки рассчитываются по той же технологии. Особенность нормального режима работы двухтрансформаторной подстанции заключается в том, что каждый трансформатор нагружен половиной номинальной мощности подстанции.

В режиме минимальных нагрузок суммарная мощность потребителей принимается равной $0,3 \cdot \underline{S}_H$. На практике иногда в режиме минимальных нагрузок подстанция переводится на однотрансформаторный режим работы. В этом случае схема замещения подстанции будет соответствовать схеме замещения однотрансформаторной подстанции (рис. 4).

В утяжеленном режиме вся нагрузка подстанции подключается к одному трансформатору и схема замещения всей подстанции будет соответствовать схеме замещения однотрансформаторной подстанции (рис. 4). В этом случае трансформатор будет работать с допустимой перегрузкой, но в течение ограниченного времени.

Величина эквивалентной проводимости всей двухтрансформаторной подстанции, работающей в номинальном режиме, определится из уравнения:

$$\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}_{\tau 01}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\tau 02}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{кт}1} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\text{нн}}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{кт}2} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\text{нн}}}. \quad (50)$$

Величина эквивалентной проводимости двухтрансформаторной подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок, определится из уравнения:

$$\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}_{\tau 01}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\tau 02}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{кт}1} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\text{нн}}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{кт}2} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\text{нн}}}. \quad (51)$$

Величина эквивалентной проводимости двухтрансформаторной подстанции, работающей в утяжеленном режиме, определится из уравнения:

$$\underline{Y} = \frac{1}{\underline{Z}_{\tau 01}} + \frac{1}{\underline{Z}_{\text{кт}1} + \underline{Z}'_{\text{нн}}}. \quad (52)$$

Для упорядочения и анализа результатов расчета эквивалентные проводимости подстанций и сопротивления нагрузок трансформаторов, приведенные к высокой стороне трансформаторов, рекомендуется свести в таблицу. В табл. 16 представлены проводимости подстанций районной сети электроснабжения.

Следует заполнить аналогичную таблицу и для сопротивлений нагрузок подстанций, значения которых будут использованы для вычислений выходных напряжений. В табл. 17 приведены результаты вычислений сопротивлений нагрузок подстанций.

Таблица 16

Проводимости подстанций

№ подстанции	1	2	3	4	5	6
Нормальный режим	$16,08 \cdot e^{-j32,206^0} \cdot 10^{-4} = (13,61 - j \cdot 8,572) \cdot 10^{-4}$	$14,5 \cdot e^{-j35,94^0} \cdot 10^{-4} = (11,7 - j \cdot 8,5) \cdot 10^{-4}$	$13,746 \cdot e^{-j34,021^0} \cdot 10^{-4} = (11,393 - j \cdot 7,691) \cdot 10^{-4}$	$21,92 \cdot e^{-j44,313^0} \cdot 10^{-4} = (15,69 - j \cdot 15,32) \cdot 10^{-4}$	$8,118 \cdot e^{-j31,6^0} \cdot 10^{-4} = (6,912 - j \cdot 4,258) \cdot 10^{-4}$	$8,182 \cdot e^{-j25,5^0} \cdot 10^{-4} = (7,385 - j \cdot 3,522) \cdot 10^{-4}$
Утяжеленный режим	$15,418 \cdot e^{-j32,206^0} \cdot 10^{-4} = (12,6 - j \cdot 8,86) \cdot 10^{-4}$	$14,5 \cdot e^{-j35,94^0} \cdot 10^{-4} = (11,738 - j \cdot 8,51) \cdot 10^{-4}$	$13,214 \cdot e^{-j34,02^0} \cdot 10^{-4} = (10,636 - j \cdot 7,841) \cdot 10^{-4}$	$20,089 \cdot e^{-j44,313^0} \cdot 10^{-4} = (14,41 - j \cdot 15,13) \cdot 10^{-4}$	$7,83 \cdot e^{-j31,63^0} \cdot 10^{-4} = (6,498 - j \cdot 4,369) \cdot 10^{-4}$	$7,925 \cdot e^{-j25,497^0} \cdot 10^{-4} = (7,012 - j \cdot 3,692) \cdot 10^{-4}$
Режим минимальных нагрузок	$5,032 \cdot e^{-j30,899^0} \cdot 10^{-4} = (4,318 - j \cdot 2,584) \cdot 10^{-4}$	$2,516 \cdot e^{-j30,9^0} \cdot 10^{-4} = (2,159 - j \cdot 1,292) \cdot 10^{-4}$	$4,303 \cdot e^{-j33,245^0} \cdot 10^{-4} = (3,599 - j \cdot 2,359) \cdot 10^{-4}$	$6,924 \cdot e^{-j43,55^0} \cdot 10^{-4} = (5,018 - j \cdot 4,771) \cdot 10^{-4}$	$2,537 \cdot e^{-j31,005^0} \cdot 10^{-4} = (2,175 - j \cdot 1,307) \cdot 10^{-4}$	$2,559 \cdot e^{-j25,755^0} \cdot 10^{-4} = (2,305 - j \cdot 1,112) \cdot 10^{-4}$

Таблица 17

Сопротивления нагрузок подстанций, приведенные к стороне высокого напряжения и сопротивления короткого замыкания трансформаторов подстанций

№ подстанции	1	2	3	4	5	6
Сопротивление нагрузки нормального режима работы, приведенное к стороне высоко-го напряжения	$530,2 + j \cdot 286,173 = 602,5 \cdot e^{j28,358^\circ}$	$562,062 + j \cdot 348,33 = 661,25 \cdot e^{j31,78^\circ}$	$609,59 + j \cdot 361,71 = 708,8 \cdot e^{j30,68^\circ}$	$330,6 + j \cdot 291,584 = 440,833 \cdot e^{j41,41^\circ}$	$1060 + j \cdot 572,346 = 1205 \cdot e^{j28,558^\circ}$	$1121 + j \cdot 442,9 = 1205 \cdot e^{j21,565^\circ}$
Сопротивление нагрузки режима минимальных нагрузок, приведенное к стороне высоко-го напряжения	$1767 + j \cdot 953,91$	$1873 + j \cdot 1161$	$2032 + j \cdot 1205,7$	$1102 + j \cdot 971,9$	$3535 + j \cdot 1908$	$3736 + j \cdot 1476$
Сопротивление короткого замыкания трансформаторов подстанции	$4,391 + j \cdot 86,678 = 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ}$	$2,539 + j \cdot 55,487 = 55,545 \cdot e^{j87,38^\circ}$	$4,391 + j \cdot 86,678 = 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ}$	$2,539 + j \cdot 55,48 = 55,545 \cdot e^{j81,125^\circ}$	$7,935 + j \cdot 138,63 = 138,863 \cdot e^{j86,724^\circ}$	$7,935 + j \cdot 138,636 = 138,86 \cdot e^{j86,7^\circ}$

9. ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В схемах замещения систем электроснабжения линии электропередач, которые, по своей сущности, являются элементами с распределенными параметрами, представляют в форме эквивалентных «Т-образных» или «П-образных» схем замещения. Для анализа условий передачи электроэнергии в системах электроснабжения чаще всего используют «П-образную» схему замещения линий электропередач, представленную на рис. 6.

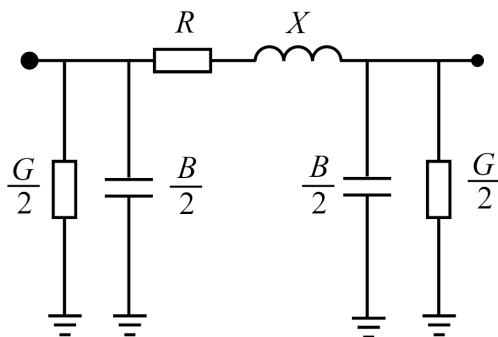


Рис. 6

Линии электропередач, являющиеся линиями с распределенными параметрами, характеризуются удельными электрическими параметрами, которые зависят от геометрических размеров линий и материала элементов линий электропередач. Учитывая симметричность системы трехфазной системы напряжений, обычно анализируют электрическое состояние только одной фазы. Удельные параметры линий электропередач для различных номинальных напряжений и определенных марок проводов имеются в справочниках.

Первичными параметрами линий электропередач являются:

R_0 — резистивное сопротивление провода линии длиной 1 км;

X_0 — индуктивное сопротивление провода линии длиной 1 км;
 G_0 — активная проводимость изоляции провода линии длиной 1 км относительно земли;

B_0 — емкостная проводимость фазного провода линии длиной 1 км относительно земли;

R_0 и X_0 имеют размерность Ом/км, G_0 и B_0 имеют размерность См/км.

В схемах замещения линий напряжением 35 и 110 кВ активной проводимостью изоляции, как правило, пренебрегают ($G_0 = 0$). Тогда схема замещения линии электропередач напряжением 35 и 110 кВ имеет вид, представленный на рис. 7.

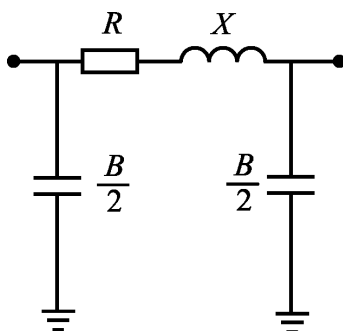


Рис. 7

Параметры элементов схемы замещения линии длиной l вычисляются следующим образом.

Сопротивления последовательной цепи:

$$R = R_0 \cdot l \quad \text{и} \quad X = X_0 \cdot l. \quad (53)$$

Проводимости параллельных ветвей:

$$G = G_0 \cdot l \quad \text{и} \quad B = B_0 \cdot l. \quad (54)$$

Первичные параметры линий электропередач представлены в табл. 18 и 19.

В дальнейшем для электрического расчета предполагается использовать метод узловых потенциалов. Рабочая схема замещения одноцепной линии $L7$, соединяющей 4-ю и 5-ю подстанции, представлена на рис. 8. Схема замещения линии имеет продольную и поперечные ветви.

Таблица 18

Первичные параметры линий напряжением 35 и 110 кВ

Номинальное сечение провода, мм ²	R_0 , Ом/км при +20 °С	35 кВ	110 кВ	
		X_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	B_0 , мкСим/км
70/11	0,428	0,432	0,444	2,55
95/16	0,306	0,421	0,434	2,61
120/19	0,249	0,414	0,427	2,66
150/24	0,198	0,406	0,420	2,70
185/29	0,162	—	0,413	2,75
240/32	0,121	—	0,405	2,81

Таблица 19

Первичные параметры линий напряжением 220 кВ и выше

U , кВ	Провод	Сопротивление		Проводимость,		α_0 , 10 ⁻³	β_0 , 10 ⁻³ , рад/км
		R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	$G_0 \cdot 10^{-8}$, См/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км		
220	АС-300	0,098	0,429	4,65	2,64	0,145	1,065
330	2АС-400	0,037	0,323	2,01	3,46	0,062	1,056
500	3АС-400	0,025	0,306	2,25	3,62	0,043	1,052
750	5АС-400	0,015	0,286	1,93	4,13	0,029	1,085
1150	8АС-330	0,011	0,270	2,07	4,38	0,022	1,090

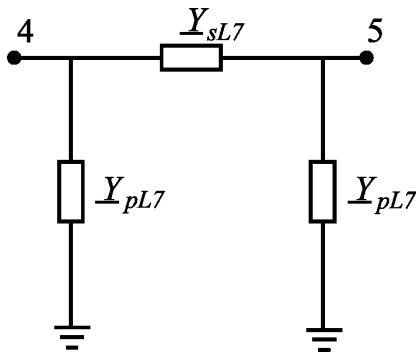


Рис. 8

Левые и правые входы линии обозначены номерами подстанций, которые соединяет линия $L7$. Индексы проводимостей включают номер линии — $L7$. На схеме приняты обозначения:

\underline{Y}_{sL7} — проводимость продольной ветви схемы замещения линии электропередач, находится по формуле:

$$\underline{Y}_{sL7} = \frac{1}{R + j \cdot X}; \quad (55)$$

\underline{Y}_{pL7} — проводимость поперечной ветви схемы замещения линии электропередач, равная половине проводимости параллельной ветви в соответствии со схемой замещения, представленной на рис. 7:

$$\underline{Y}_{pL7} = \frac{1}{2}(G + j \cdot B). \quad (56)$$

Ранее указывалось на то, что анализ электрического состояния системы проводится для следующих режимов работы:

- нормального режима и режима минимальных нагрузок, при которых электрическая энергия двухцепных линий передается по двум параллельным цепям;
- утяжеленного режима, при котором вторые цепи двухцепных линий отключены, и двухцепные линии работают в «одноцепном» режиме.

Поэтому на схемах замещения системы передачи электроэнергии, работающей в нормальном режиме и режиме минимальных нагрузок, двухцепные линии должны быть представлены эквивалентными схемами, учитывающими параллельную работу цепей линии.

Пример. Вычисление параметров схем замещения линий электропередач.

Ранее для каждой линии системы электроснабжения были выбраны номинальные напряжения, марка проводов и длина линий. Параметры линий представлены в табл. 20.

Определим параметры схем замещения линий электропередач системы электроснабжения района, расположение подстанций которой представлено на рис. 9. Линии электропередач $L6, L3, L1$ являются двухцепными. В процессе расчета и анализа электрического состояния системы в утяжеленном режиме их следует считать одноцепными.

Параметры линий системы электроснабжения

Наименование линии	Номинальное напряжение, В	Длина линии, км	Марка провода
$L1$	$110 \cdot 10^3$	21,2	АС-70/11
$L2$	$110 \cdot 10^3$	21,36	АС-120/19
$L3$	$110 \cdot 10^3$	42,72	АС-95/16
$L4$	$110 \cdot 10^3$	20,6	АС-120/19
$L5$	$110 \cdot 10^3$	38,08	АС-95/16
$L6$	$110 \cdot 10^3$	22,36	АС-95/16
$L7$	$110 \cdot 10^3$	38,08	АС-95/16

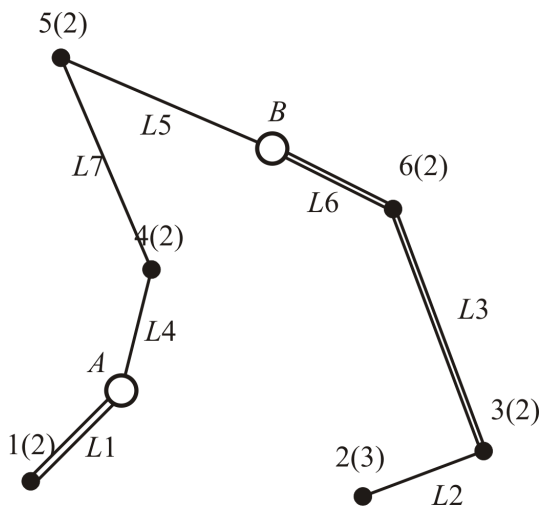


Рис. 9

Первичные параметры рассматриваемых линий и параметры элементов Π — образной схемы замещения представлены в табл. 21.

Таблица 21

Первичные параметры рассматриваемых линий и параметры элементов П-образных схем замещения

Номер линии	Длина линии, км	Первичные параметры линии		Параметры схемы замещения линии	
		R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	Y_s , См	Y_p , См
L1	21,2	0,428	0,444	$0,053 - j \cdot 0,055 =$ $= 0,076 \cdot e^{-j46,051^0}$	$j \cdot 2,703 \cdot 10^{-5} =$ $= 2,703 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$
L2	21,36	0,249	0,427	$0,048 - j \cdot 0,082 =$ $= 0,095 \cdot e^{-j59,75^0}$	$j \cdot 2,84 \cdot 10^{-5} =$ $= 2,84 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$
L3	42,72	0,306	0,434	$0,025 - j \cdot 0,036 =$ $= 0,044 \cdot e^{-j54,814^0}$	$j \cdot 5,573 \cdot 10^{-5} =$ $= 5,573 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$
L4	20,6	0,249	0,427	$0,049 - j \cdot 0,085 =$ $= 0,098 \cdot e^{-j59,752^0}$	$j \cdot 2,74 \cdot 10^{-5} =$ $= 2,74 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$
L5	38,08	0,306	0,434	$0,028 - j \cdot 0,04 =$ $= 0,049 \cdot e^{-j54,814^0}$	$j \cdot 4,969 \cdot 10^{-5} =$ $= 4,969 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$
L6	22,36	0,306	0,434	$0,049 - j \cdot 0,069 =$ $= 0,084 \cdot e^{-j54,814^0}$	$j \cdot 2,918 \cdot 10^{-5} =$ $= 2,918 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$
L7	38,08	0,306	0,434	$0,028 - j \cdot 0,04 =$ $= 0,049 \cdot e^{-j54,814^0}$	$j \cdot 4,969 \cdot 10^{-5} =$ $= 4,969 \cdot 10^{-5} \cdot e^{j90^0}$

10. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ СИСТЕМ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ВЫСОКОЙ СТОРОНЕ ПОДСТАНЦИЙ

Электрический расчет радиальных или замкнутых систем электроснабжения заключается:

— в определении напряжений на входных шинах подстанций системы, работающей в нормальном режиме (когда мощности потребителей подстанций равны номинальному значению), в режиме минимальных нагрузок (когда мощности потребителей подстанции равны трети номинальной мощности) и в утяжеленном режиме. Это самый неблагоприятный режим, когда мощности нагрузок подстанций равны номинальным значениям, но на всех двухтрансформаторных подстанциях отключен один из трансформаторов. Двухцепные линии в этом случае работают в одноцепном режиме;

— в вычислении мощностей всей системы и определении коэффициента полезного действия системы электроснабжения района, работающей в трех вышеперечисленных режимах;

— в подготовке данных для анализа режимов работы системы и настройке трансформаторных подстанций для обеспечения показателей качества в точках передачи электроэнергии потребителям. В соответствии с ПУЭ напряжение на выходных шинах подстанций при номинальной нагрузке должно быть равным 10,5 кВ. Во всех других режимах оно должно находиться в пределах $U_{\text{ном}} \pm 10\%$.

Электрическую систему можно рассматривать как электрическую цепь, предназначенную для производства, распределения и потребления электроэнергии. Источниками энергии являются центры питания.

В разомкнутых или радиальных схемах электроснабжения питание каждого узла осуществляется только с одной стороны. Каждый узел получает питание не более чем по одной ветви.

Система электроснабжения, состоящая из нескольких линий передач и содержащая хотя бы один контур, называется замкнутой. В замкнутой системе есть хотя бы один узел, получающий питание по двум или более ветвям. Отключение какой-либо ветви не приводит к прекращению питания. Система электроснабжения, состоящая из нескольких последовательно включенных линий передач и подстанций, подключенных к двум центрам питания, называется *системой электроснабжения с двухсторонним питанием*. В системе электроснабжения с двухсторонним питанием все узлы получают питание по двум ветвям. Отключение любой ветви не приводит к прекращению питания.

В схемах замещения элементов электроэнергетических цепей поперечные пассивные элементы — это ветви, включенные между узлами схемы и нейтралью, т.е. узлом, имеющим потенциал, равный нулю. Продольными являются ветви, соединяющие узлы. Продольные ветви включают активное и индуктивное сопротивления линий электропередачи, обмоток трансформаторов, емкостное сопротивление устройств продольной компенсации. Поперечные пассивные элементы соответствуют проводимостям линий электропередачи на землю, реакторам и конденсаторам, включенным между фазным проводом и «землей».

Активные элементы схем замещения — источники ЭДС и тока. Они определяют напряжения или токи в точках присоединения элементов к соответствующей цепи независимо от остальных ее параметров. В дальнейшем для расчета систем во всех режимах используются источники ЭДС.

Установившимся режимом электрической цепи при постоянных источниках тока и напряжения называют такое состояние, при котором ток в любой ветви и напряжение любого узла остается неизменным в течение сколь угодно длительного времени. Расчет электрического состояния системы электроснабжения района должен производиться только в установившемся режиме.

Для расчета электрического состояния системы любой конфигурации (радиальные, замкнутые или разветвлено замкнутые системы электроснабжения) лучше всего подходит метод узловых потенциалов, подробно изучаемый в курсе «Теоретические основы электротехники».

Расчет электрической цепи выполняется на основе схемы замещения системы электроснабжения. Схемы замещения подстанций,

работающих в различных режимах, и линий электропередач рассмотрены ранее. Схема замещения радиальной системы электроснабжения, состоящей из трех подстанций и трех линий электропередач, представлена на рис. 10.

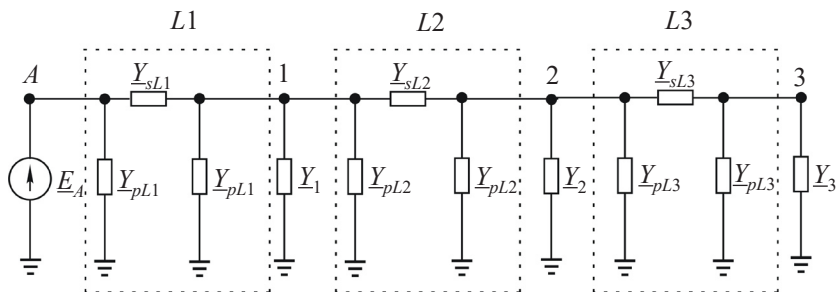


Рис. 10

На схеме замещения:

E_A — фазное напряжение узла A — равно значению ЭДС центра питания бесконечно большой мощности;

$Y_{pL1}, Y_{pL2}, Y_{pL3}$ — поперечные проводимости линий, обусловленные активными и реактивными составляющими схем замещения;

$Y_{sL1}, Y_{sL2}, Y_{sL3}$ — продольные проводимости линий, обусловленные активными и реактивными составляющими схем замещения;

Y_1, Y_2, Y_3 — проводимости подстанций.

С целью упрощения записи уравнений, следует заменить параллельное соединение ветвей их эквивалентными проводимостями. Например, Y_{pL1}, Y_1 и Y_{pL2} заменить эквивалентной проводимостью Y_{1E} , равной их сумме.

После эквивалентной замены других параллельно соединенных проводимостей, получим эквивалентную схему замещения системы, удобную для расчета. Схема замещения представлена на рис. 11.

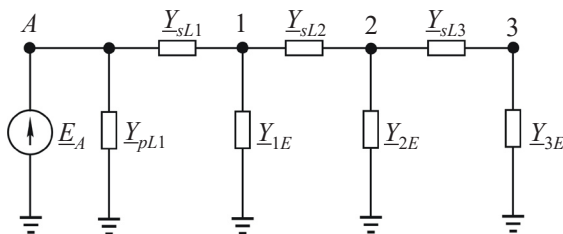


Рис. 11

Полученная схема замещения имеет 4 узла, напряжение одного из них — узла A (U_A) известно, так как $\underline{U}_A = \underline{E}_A$. Узловые напряжения $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3$ находятся путем решения следующей системы уравнений:

$$\begin{aligned} (\underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1E} + \underline{Y}_{sL2}) \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{sL2} \cdot \underline{U}_2 - 0 \cdot \underline{U}_3 - \underline{Y}_{sL1} \cdot \underline{E}_A &= 0, \\ -\underline{Y}_{sL2} \cdot \underline{U}_1 + (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2E} + \underline{Y}_{sL3}) \cdot \underline{U}_2 - \underline{Y}_{sL3} \cdot \underline{U}_3 - 0 \cdot \underline{E}_A &= 0, \\ -0 \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{sL3} \cdot \underline{U}_2 - (\underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3E}) \cdot \underline{U}_3 - 0 \cdot \underline{E}_A &= 0. \end{aligned} \quad (57)$$

Перенесем слагаемые $\underline{Y}_{sL1} \cdot \underline{E}_A$, $0 \cdot \underline{E}_A$ в правую часть. В результате получим окончательную систему уравнений для нахождения узловых напряжений:

$$\begin{aligned} (\underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1E} + \underline{Y}_{sL2}) \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{sL2} \cdot \underline{U}_2 - 0 \cdot \underline{U}_3 &= \underline{Y}_{sL1} \cdot \underline{E}_A, \\ -\underline{Y}_{sL2} \cdot \underline{U}_1 + (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2E} + \underline{Y}_{sL3}) \cdot \underline{U}_2 - \underline{Y}_{sL3} \cdot \underline{U}_3 &= 0, \\ -0 \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{sL3} \cdot \underline{U}_2 + (\underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3E}) \cdot \underline{U}_3 &= 0. \end{aligned} \quad (58)$$

В матричной форме эта система уравнений выглядит следующим образом:

$$\underline{Y} \times \underline{U} = \underline{I}. \quad (59)$$

Матрица проводимостей ветвей считается по формуле:

$$\underline{Y} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{vmatrix}, \quad (60)$$

Слагаемые матрицы находятся по формулам:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= (\underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1E} + \underline{Y}_{sL2}), \quad \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{13} = 0, \\ \underline{Y}_{21} &= -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{22} = (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2E} + \underline{Y}_{sL3}), \quad \underline{Y}_{23} = -\underline{Y}_{sL3}, \\ \underline{Y}_{31} &= 0, \quad \underline{Y}_{32} = -\underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{33} = (\underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3E}). \end{aligned}$$

Матрицы узловых напряжений и эквивалентных токов найдем по формулам:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{vmatrix} \quad \text{и} \quad \underline{I} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{sL1} \cdot \underline{E}_A \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix}. \quad (61)$$

Схемы замещения систем с двухсторонним питанием или простейших замкнутых систем электроснабжения представляются аналогичными схемами замещения, содержащими два источника питания.

В качестве наглядного примера приведена схема замещения простейшей замкнутой системы, структура которой представлена на рис. 12.

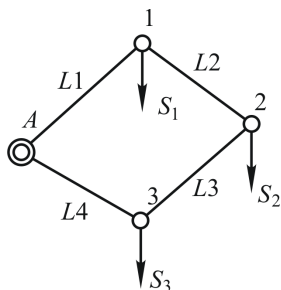


Рис. 12

Система состоит из трех подстанций, подключенных к одному центру питания A . Замкнутые системы электроснабжения используются в том случае, когда к подстанциям подключены потребители первой и второй категории. Развернутая схема замещения системы представлена на рис. 13. Как указывалось ранее, на схемах замещения линии представляются Π -образными четырехполюсниками.

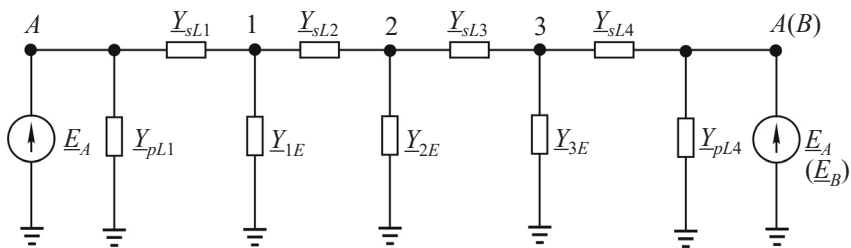


Рис. 13

Узел питания на схемах замещения представляется идеальным источником ЭДС, к которому подключены линии $L1$ и $L4$. Обозначения элементов на схеме замещения такие же, как и на структурной схеме системы (рис. 12).

На схеме представлены емкостные проводимости:

Y_{pL1} — первой линии; Y_{pL4} — четвертой линии.

Емкостные проводимости линий подключены параллельно источникам, они не оказывают влияния на результаты расчета напряжений на входах понижающих подстанций 1, 2 и 3. Система уравнений (62) для вычисления напряжений на входе подстанций подобна системе уравнений (58), представленной ранее для расчета радиальной системы электроснабжения. Следует напомнить о том, что ЭДС источников питания являются фазными напряжениями.

Начальные фазы этих ЭДС можно принять равными нулю, если не задан фазовый сдвиг электродвижущих сил разных центров питания.

$$\begin{aligned} (\underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1E} + \underline{Y}_{sL2}) \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{sL2} \cdot \underline{U}_2 - 0 \cdot \underline{U}_3 &= \underline{Y}_{sL1} \cdot \underline{E}_A, \\ -\underline{Y}_{sL2} \cdot \underline{U}_1 + (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2E} + \underline{Y}_{sL3}) \cdot \underline{U}_2 - \underline{Y}_{sL3} \cdot \underline{U}_3 &= 0, \\ -0 \cdot \underline{U}_1 - \underline{Y}_{sL3} \cdot \underline{U}_2 + (\underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3E} + \underline{Y}_{sL4}) \cdot \underline{U}_3 &= \underline{Y}_{sL4} \cdot \underline{E}_A. \end{aligned} \quad (62)$$

Отличие заключается лишь в том, что в схеме учтено влияние четвертой линии, которая соединяет третью подстанцию с центром питания B .

В матричной форме эта система уравнений выглядит следующим образом:

$$\underline{Y} \times \underline{U} = \underline{I}, \quad (63)$$

где матрица проводимостей ветвей имеет вид:

$$\underline{Y} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{vmatrix}. \quad (64)$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= (\underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1E} + \underline{Y}_{sL2}), \quad \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{13} = 0, \\ \underline{Y}_{21} &= -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{22} = (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2E} + \underline{Y}_{sL3}), \quad \underline{Y}_{23} = -\underline{Y}_{sL3}, \\ \underline{Y}_{31} &= 0, \quad \underline{Y}_{32} = -\underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{33} = (\underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3E} + \underline{Y}_{sL4}). \end{aligned} \quad (65)$$

Матрицы узловых напряжений и эквивалентных токов представлены ниже:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{vmatrix} \quad \text{и} \quad \underline{I} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{sL1} \cdot \underline{E}_A \\ 0 \\ \underline{Y}_{sL4} \cdot \underline{E}_A \end{vmatrix}. \quad (66)$$

Расчет системы электроснабжения с двухсторонним питанием с тремя подстанциями, подключенными к центрам питания A и B линиями электропередач $L1$, $L2$, $L3$ и $L4$, производится уравнениями, подобными (58). Отличие заключается лишь в том, что узел A , к которому подключена четвертая линия, заменяется узлом B и, соответственно, ЭДС \underline{E}_A заменяется ЭДС \underline{E}_B .

Метод «узловых потенциалов» позволяет производить расчеты систем электроснабжения практически любой сложности. Единственным требованием к подготовке для расчета является приведение всей системы электроснабжения к одной ступени напряжения. Для решения систем уравнений высокого порядка используется программное обеспечение персональных компьютеров.

Пример. Электрический расчет системы электроснабжения.

В качестве примера проведем электрический расчет районной системы электроснабжения, рассмотренной ранее. Целью расчета является вычисление напряжений на входах подстанций системы, работающей в различных режимах. Рассматриваемая система включает в себя два центра питания A и B , к которым подключены две радиальные линии и одна линия с двухсторонним питанием.

Расчет первой радиальной системы электроснабжения.

Первая радиальная система состоит из первой подстанции (рис. 14), подключенной ЛЭП — $L1$ к центру питания A . Электрический расчет выполним для трех режимов работы:

- *нормального* режима, когда мощность нагрузки подстанции 1 равна номинальной мощности;
- режима *минимальных* нагрузок, когда мощность нагрузки подстанции составляет 30 % номинальной мощности;
- *утяжеленного* режима, когда мощность нагрузки подстанции равна номинальной мощности, но один из трансформаторов подстанции отключен и отключена одна из цепей ЛЭП.

Схема замещения системы, работающей в нормальном режиме, представлена на рис. 15. Схемы системы в режиме минимальных нагрузок и утяжеленном режиме представлены на рис. 16 и 17 соответственно. Схемы замещения системы

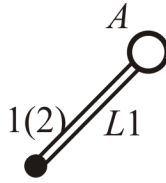


Рис. 14

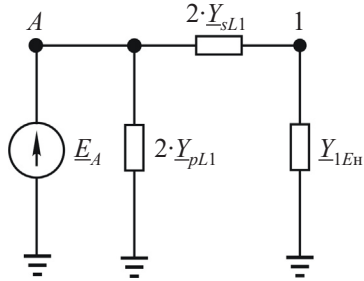


Рис. 15

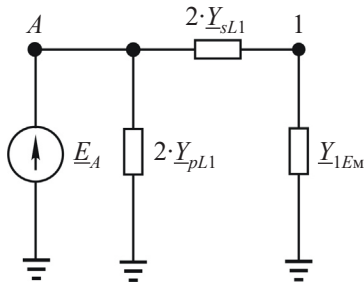


Рис. 16

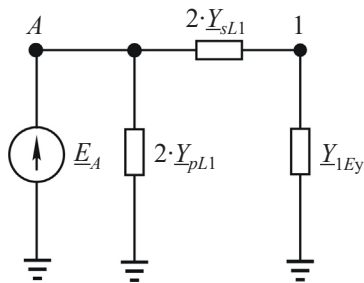


Рис. 17

по структуре одинаковы, но параметры элементов различны. На схемах замещения:

$\underline{Y}_{sL1} = 0,053 - j \cdot 0,055$, См — проводимость продольной ветви схемы замещения линии $L1$;

$\underline{Y}_{pL1} = j \cdot 2,703 \cdot 10^{-5}$, См — проводимость поперечной ветви схемы замещения линии $L1$;

$\underline{Y}_{1Eн} = (13,61 - j \cdot 8,572) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентная проводимость первого узла схемы замещения системы, включающая в себя эквивалентную проводимость подстанции, работающей в номинальном режиме и удвоенное значение зарядной проводимости \underline{Y}_{pL1} одной цепи ЛЭП. Удвоенное значение объясняется тем, что ЛЭП работает в двухцепном режиме;

$\underline{Y}_{1Eм} = (4,318 - j \cdot 2,584) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентная проводимость первого узла схемы замещения системы, включающая в себя эквивалентную проводимость подстанции, работающей в минимальном режиме и удвоенное значение зарядной проводимости \underline{Y}_{pL1} одной цепи ЛЭП;

$\underline{Y}_{1Eу} = (12,6 - j \cdot 8,86) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентная проводимость первого узла схемы замещения системы, включающая в себя эквивалентную проводимость подстанции, работающей в утяжеленном режиме и зарядную проводимость питающей подстанцию ЛЭП. В утяжеленном режиме работает только одна цепь ЛЭП, поэтому в схеме замещения ЛЭП зарядная проводимость \underline{Y}_{pL1} и проводимость последовательной цепи \underline{Y}_{sL1} на 2 не умножаются.

Напряжение высокой стороны первого узла схемы замещения (напряжение высокой стороны первой подстанции), работающей в различных режимах, определится из уравнения:

$$\underline{Y}_{11} \cdot \underline{U}_1 = \underline{I}_1,$$

где $\underline{Y}_{11} = (2 \cdot \underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1Eн})$ — собственная проводимость узла системы, работающей в нормальном режиме;

$\underline{U}_1 = \underline{U}_{\phi 1н}$ — расчетное высокое напряжение фазы первой подстанции, работающей в нормальном режиме;

$\underline{I}_1 = \underline{E}_A \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL1}$ — эквивалентный ток источника первого узла.

Решением уравнения является напряжение на входе подстанции, работающей в номинальном режиме. Фазное напря-

жение на высокой стороне подстанции, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{\phi 1H} = 65,74 \cdot 10^3 - j \cdot 180,2 = 65,74 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,157^\circ} \quad (\text{В}).$$

Для режима *минимальных* нагрузок системы

$\underline{Y}_{11} = (2 \cdot \underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1EM})$ — собственная проводимость узла системы, работающей в минимальном режиме;

$\underline{U}_1 = \underline{U}_{1EM}$ — расчетное высокое напряжение фазы первой подстанции, работающей в минимальном режиме;

$\underline{I}_1 = \underline{E}_A \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL1}$ — эквивалентный ток источника первого узла системы для заданного режима работы.

Решением уравнения является напряжение на входе подстанции, работающей режиме минимальных нагрузок. Фазное напряжение на высокой стороне подстанции системы, работающей в режиме минимальных нагрузок:

$$\underline{U}_{\phi 1M} = 66,41 \cdot 10^3 - j \cdot 16,312 = 66,41 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,014^\circ} \quad (\text{В}).$$

Для *утяжеленного* режима работы системы

$\underline{Y}_{11} = (\underline{Y}_{sL1} + \underline{Y}_{1EM})$ — собственная проводимость узла системы, работающей в утяжеленном режиме;

$\underline{U}_1 = \underline{U}_{1Ey}$ — расчетное высокое напряжение фазы первой подстанции, работающей в утяжеленном режиме;

$\underline{I}_1 = \underline{E}_A \cdot \underline{Y}_{sL1}$ — эквивалентный ток источника первого узла для заданного режима работы системы.

Решением уравнения является напряжение на входе подстанции, работающей в утяжеленном режиме. Фазное напряжение на высокой стороне подстанции системы, работающей в утяжеленном режиме:

$$\underline{U}_{\phi 1y} = 65,12 \cdot 10^3 - j \cdot 260,294 = 65,12 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,229^\circ} \quad (\text{В}).$$

Результаты расчета позволят определить расчетные напряжения на шинах низкого напряжения подстанции.

Электрический расчет второй радиальной системы электроснабжения.

Расположение линий и подстанций второй радиальной системы электроснабжения представлены на рис. 18. Вторая радиальная система состоит из трех ЛЭП — L_6 , L_3 и L_2 , которые обеспечивают электрической энергией шестую, третью

и вторую подстанции. Источником питания системы является центр питания B . Потребители шестой и третьей подстанции относятся ко второй категории. Потребители второй подстанции относятся к третьей категории.

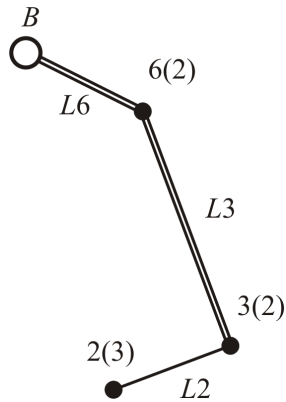


Рис. 18

Как уже указывалось, расчет производится для трех режимов работы системы:

- *нормального* режима работы, когда мощности нагрузки подстанций равны номинальной мощности;
- *режима минимальных* нагрузок, когда мощности нагрузки подстанций составляют 30 % номинальной мощности;
- *утяжеленного* режима, когда мощности нагрузки подстанций равны номинальной мощности, на двухтрансформаторных подстанциях один из трансформаторов отключен и на двухцепных линиях вторые цепи отключены.

На рис. 19 и 20 представлены схемы замещения системы, работающей в нормальном режиме и в режиме минимальных нагрузок. На рис. 21 представлена схема замещения системы, работающей в утяжеленном режиме.

На схемах замещения:

$$\underline{Y}_{sL6} = 0,049 - j \cdot 0,069, \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{sL3} = 0,025 - j \cdot 0,036, \text{ См};$$

$\underline{Y}_{sL2} = 0,048 - j \cdot 0,082, \text{ См}$ — проводимости продольных ветвей схем замещения линий $L6$, $L3$ и $L2$ соответственно.

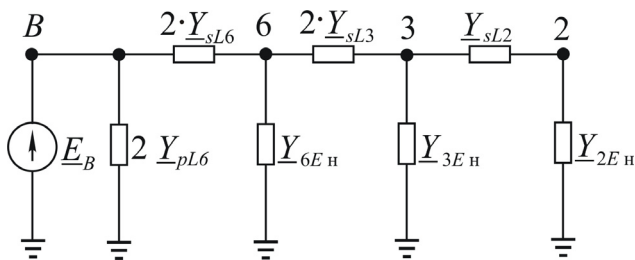


Рис. 19

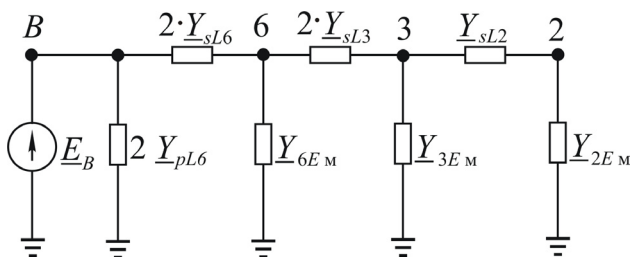


Рис. 20

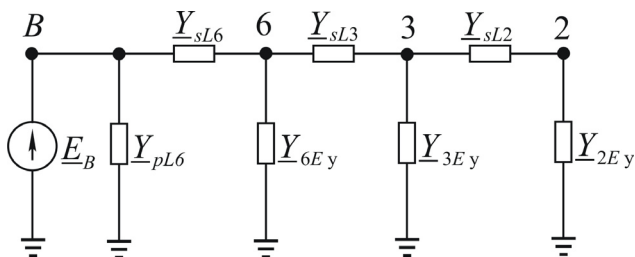


Рис. 21

$$Y_{pl6} = j \cdot 2,918 \cdot 10^{-5}, \text{ См};$$

$$Y_{pl3} = j \cdot 5,575 \cdot 10^{-5}, \text{ См};$$

$Y_{pl2} = j \cdot 2,841 \cdot 10^{-5}, \text{ См}$ — проводимости поперечных ветвей схем замещения линий $L6$, $L3$ и $L2$ соответственно.

$$Y_{6E_H} = (7,385 - j \cdot 3,522) \cdot 10^{-4}, \text{ См};$$

$$Y_{3E_H} = (11,393 - j \cdot 7,691) \cdot 10^{-4}, \text{ См};$$

$$Y_{2E_H} = (11,7 - j \cdot 8,5) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$$
 — эквивалентные проводимости шестого, третьего и второго узла схемы замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости подстан-

ций, работающих в номинальном режиме, и зарядные проводимости примыкающих линий (смотреть предыдущие разделы).

$$\underline{Y}_{6EM} = (2,305 - j \cdot 1,112) \cdot 10^{-4}, \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{3EM} = (3,599 - j \cdot 2,359) \cdot 10^{-4}, \text{ См};$$

$\underline{Y}_{2EM} = (2,159 - j \cdot 1,292) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$ — эквивалентные проводимости узлов схем замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости подстанций, работающих в режиме минимальных нагрузок с учетом зарядных проводимостей примыкающих подстанций.

$$\underline{Y}_{6Ey} = (7,012 - j \cdot 3,692) \cdot 10^{-4}, \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{3Ey} = (10,636 - j \cdot 7,841) \cdot 10^{-4}, \text{ См};$$

$\underline{Y}_{2Ey} = (11,738 - j \cdot 8,511) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$ — эквивалентные проводимости узлов схем замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости подстанций, работающих в утяжеленном режиме с учетом зарядных проводимостей примыкающих подстанций. Следует напомнить о том, что в утяжеленном режиме работы системы одна из цепей двухцепных линий отключена. Это учитывается при вычислении эквивалентных проводимостей узлов.

Узловые напряжения системы, работающей в различных режимах, являются решениями системы трех уравнений с тремя неизвестными, представленными в матричном виде:

$$\underline{Y} \times \underline{U} = \underline{I},$$

где матрица проводимостей имеет вид:

$$\underline{Y} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} \end{vmatrix}.$$

Для вычисления фазных напряжений высокой стороны подстанций, работающих в нормальном режиме, требуется задать матрицы узловых напряжений и эквивалентных токов, слагаемые которых представлены ниже.

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_{6 \text{ фн}} \\ \underline{U}_{3 \text{ фн}} \\ \underline{U}_{2 \text{ фн}} \end{vmatrix} \text{ и } \underline{I} = \begin{vmatrix} 2 \cdot \underline{Y}_{sL6} \cdot \underline{E}_B \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix}.$$

Проводимости ветвей подсчитаем по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= (2 \cdot \underline{Y}_{sL6} + \underline{Y}_{6Eн} + 2 \cdot \underline{Y}_{sL3}), \quad \underline{Y}_{12} = -2 \cdot \underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{13} = 0, \\ \underline{Y}_{21} &= -2 \cdot \underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{22} = (2 \cdot \underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3Eн} + \underline{Y}_{sL2}), \quad \underline{Y}_{23} = -\underline{Y}_{sL2}, \\ \underline{Y}_{31} &= 0, \quad \underline{Y}_{32} = -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{33} = (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2Eн}). \end{aligned}$$

Для вычисления фазных напряжений высокой стороны подстанций в режиме минимальных нагрузок используем матрицы узловых напряжений и эквивалентных токов:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_{6 \text{ фМ}} \\ \underline{U}_{3 \text{ фМ}} \\ \underline{U}_{2 \text{ фМ}} \end{vmatrix} \text{ и } \underline{I} = \begin{vmatrix} 2 \cdot \underline{Y}_{sL6} \cdot \underline{E}_B \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix}.$$

Проводимости ветвей определяются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= (2 \cdot \underline{Y}_{sL6} + \underline{Y}_{6Eм} + 2 \cdot \underline{Y}_{sL3}), \quad \underline{Y}_{12} = -2 \cdot \underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{13} = 0, \\ \underline{Y}_{21} &= -2 \cdot \underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{22} = (2 \cdot \underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3Eм} + \underline{Y}_{sL2}), \quad \underline{Y}_{23} = -\underline{Y}_{sL2}, \\ \underline{Y}_{31} &= 0, \quad \underline{Y}_{32} = -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{33} = (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2Eм}). \end{aligned}$$

Матрицы фазных напряжений высокой стороны подстанций и эквивалентных токов системы в утяжеленном режиме представлены выражениями:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_{6 \text{ фУ}} \\ \underline{U}_{3 \text{ фУ}} \\ \underline{U}_{2 \text{ фУ}} \end{vmatrix} \text{ и } \underline{I} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{sL6} \cdot \underline{E}_B \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix}.$$

Проводимости ветвей подчиняются следующими равенствами:

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{11} &= (\underline{Y}_{sL6} + \underline{Y}_{6Ey} + \underline{Y}_{sL3}), \quad \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{13} = 0, \\ \underline{Y}_{21} &= -\underline{Y}_{sL3}, \quad \underline{Y}_{22} = (\underline{Y}_{sL3} + \underline{Y}_{3Ey} + \underline{Y}_{sL2}), \quad \underline{Y}_{23} = -\underline{Y}_{sL2}, \\ \underline{Y}_{31} &= 0, \quad \underline{Y}_{32} = -\underline{Y}_{sL2}, \quad \underline{Y}_{33} = (\underline{Y}_{sL2} + \underline{Y}_{2Ey}). \end{aligned}$$

Результаты расчета фазных напряжений шин высокого напряжения подстанций второй радиальной системы электропитания приведены в табл. 22.

Фазные напряжения на входных шинах подстанций 2, 3 и 6

Режим работы	Фазное напряжение, В		
	2 подстанция	3 подстанция	6 подстанция
нормальный	$62,54 \cdot 10^3 - j \cdot 1648 =$ $= 62,54 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,509^\circ}$	$63,43 \cdot 10^3 - j \cdot 1279 =$ $= 63,42 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,156^\circ}$	$65,22 \cdot 10^3 - j \cdot 554,78 =$ $= 65,23 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,487^\circ}$
минимальных нагрузок	$65,66 \cdot 10^3 - j \cdot 579,8 =$ $= 65,66 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,506^\circ}$	$65,8 \cdot 10^3 - j \cdot 488,17 =$ $= 65,8 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,425^\circ}$	$66,17 \cdot 10^3 - j \cdot 222,23 =$ $= 66,17 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,192^\circ}$
утяжеленный	$59,72 \cdot 10^3 - j \cdot 2438 =$ $= 59,77 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 2,337^\circ}$	$60,56 \cdot 10^3 - j \cdot 2096 =$ $= 60,59 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,983^\circ}$	$64,08 \cdot 10^3 - j \cdot 901,2 =$ $= 64,08 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,806^\circ}$

Электрический расчет замкнутой системы электроснабжения.

Расположение линий и подстанций замкнутой системы электроснабжения представлены на рис. 22. Замкнутая система состоит из трех ЛЭП $L4$, $L7$ и $L5$, которые обеспечивают электрической энергией четвертую и пятую подстанции. Потребители этих подстанций относятся к потребителям второй категории по надежности электроснабжения.

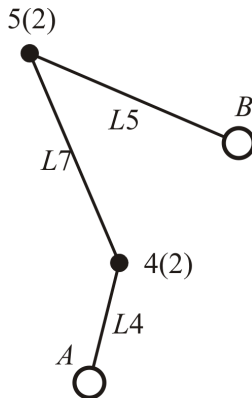


Рис. 22

Выполним электрический расчет замкнутой системы электроснабжения, работающей в трех режимах:

- *нормальной* работы, когда мощности нагрузки подстанций равны номинальной мощности;
- режима *минимальных* нагрузок, когда мощности нагрузки подстанций составляют 30 % номинальной мощности;
- *утяжеленного* режима, когда мощности нагрузки подстанций равны номинальной мощности, но на двухтрансформаторных подстанциях один из трансформаторов и вторые цепи на двухцепных линиях отключены.

На рис. 23, 24 и 25 представлены схемы замещения замкнутой системы электроснабжения, работающей в нормальном режиме, в режиме минимальных нагрузок и утяжеленном режиме соответственно. Эквивалентные проводимости нагрузки узлов были уже вычислены. Все ЛЭП системы одноцепные,

поэтому проводимости всех последовательных ветвей схем замещения ЛЭП представлены одиночными проводимостями.

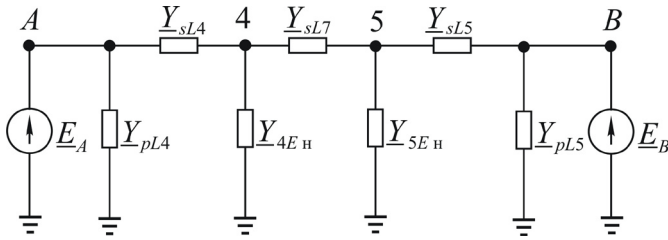


Рис. 23

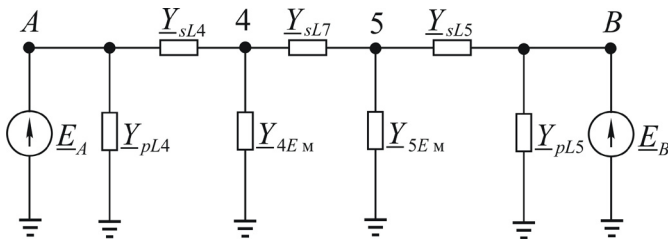


Рис. 24

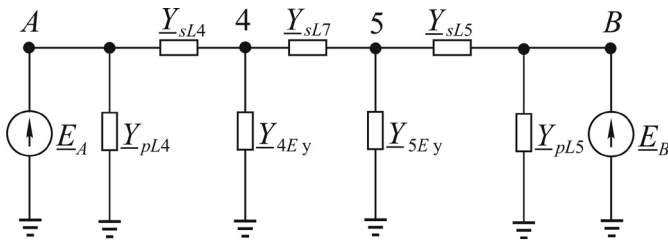


Рис. 25

На схемах замещения:

$$\underline{Y}_{sl4} = 0,049 - j \cdot 0,085, \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{sl7} = 0,028 - j \cdot 0,04, \text{ См};$$

$\underline{Y}_{sl5} = 0,028 - j \cdot 0,04, \text{ См}$ — проводимости продольных ветвей схем замещения линий $L4$, $L7$ и $L5$ соответственно.

$$\underline{Y}_{pL4} = j \cdot 2,74 \cdot 10^{-5}, \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{pL7} = j \cdot 4,969 \cdot 10^{-5}, \text{ См};$$

$\underline{Y}_{pL5} = j \cdot 4,969 \cdot 10^{-5}, \text{ См}$ — проводимости поперечных ветвей схем замещения линий $L4$, $L7$ и $L5$.

$\underline{Y}_{4Eн} = (15,69 - j \cdot 15,32) \cdot 10^{-4}$, См;
 $\underline{Y}_{5Eн} = (6,912 - j \cdot 4,258) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентные проводимости четвертого и пятого узла схемы замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости подстанций, работающих в номинальном режиме, и зарядные проводимости примыкающих линий.

$\underline{Y}_{4EM} = (5,018 - j \cdot 4,771) \cdot 10^{-4}$, См;
 $\underline{Y}_{5EM} = (2,175 - j \cdot 1,307) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентные проводимости узлов схем замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости подстанций, работающих в режиме минимальных нагрузок с учетом зарядных проводимостей примыкающих к подстанции линий. Их значения также были вычислены ранее.

Параметры элементов схемы замещения замкнутой системы электроснабжения, представленной на рис. 25 также являются результатами предыдущих расчетов.

$\underline{Y}_{4Ey} = (14,41 - j \cdot 15,13) \cdot 10^{-4}$, См;
 $\underline{Y}_{5Ey} = (6,498 - j \cdot 4,369) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентные проводимости узлов схем замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости подстанций, работающих в утяжеленном режиме с учетом зарядных проводимостей линий, примыкающих к подстанциям.

Узловые напряжения системы, работающей в различных режимах, можно определить решив систему двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\underline{Y} \times \underline{U} = \underline{I},$$

где матрица проводимостей определяется выражением:

$$\underline{Y} = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{vmatrix}.$$

Для вычисления фазных напряжений высокой стороны подстанций в нормальном режиме используем матрицы узловых напряжений и токов:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_{4 \text{ фн}} \\ \underline{U}_{5 \text{ фн}} \end{vmatrix} \text{ и } \underline{I} = \begin{vmatrix} \underline{E}_A \cdot \underline{Y}_{sL4} \\ \underline{E}_B \cdot \underline{Y}_{sL5} \end{vmatrix}.$$

Проводимости ветвей подчиняются следующими равенствами:

$$\underline{Y}_{11} = (\underline{Y}_{sL4} + \underline{Y}_{4Eн} + \underline{Y}_{sL7}), \quad \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{sL7},$$

$$\underline{Y}_{21} = -\underline{Y}_{sL7}, \quad \underline{Y}_{22} = (\underline{Y}_{sL7} + \underline{Y}_{5Eн} + \underline{Y}_{sL5}).$$

Фазные напряжения высокой стороны подстанций и эквивалентные токи в режиме минимальных нагрузок представлены матрицами:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_{4 \text{ фМ}} \\ \underline{U}_{5 \text{ фМ}} \end{vmatrix} \quad \text{и} \quad \underline{I} = \begin{vmatrix} \underline{E}_A \cdot \underline{Y}_{sL4} \\ \underline{E}_B \cdot \underline{Y}_{sL5} \end{vmatrix}.$$

Проводимости ветвей вычисляются по следующим уравнениям:

$$\underline{Y}_{11} = (\underline{Y}_{sL4} + \underline{Y}_{4Eм} + \underline{Y}_{sL7}), \quad \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{sL7},$$

$$\underline{Y}_{21} = -\underline{Y}_{sL7}, \quad \underline{Y}_{22} = (\underline{Y}_{sL7} + \underline{Y}_{5Eм} + \underline{Y}_{sL5}).$$

Для вычисления фазных напряжений высокой стороны подстанций замкнутой системы электроснабжения, работающих в утяжеленном режиме, необходимо учитывать особенность этого режима. Утяжеленный режим замкнутых систем электроснабжения возникает тогда, когда отключена одна из линий, присоединенных к центру питания бесконечной мощности. В этом случае проводимости отключенной линии равны нулю.

Наихудшие условия работы замкнутой системы возникают при отключении четвертой или пятой линии. Рассчитаем замкнутую систему электроснабжения при отключенной четвертой линии. В этом случае электроснабжение системы осуществляется от центра питания B . Элементы матричного уравнения системы, приведенной выше, можно рассчитать по формулам:

$$\underline{U} = \begin{vmatrix} \underline{U}_{4 \text{ фУ}} \\ \underline{U}_{5 \text{ фУ}} \end{vmatrix} \quad \text{и} \quad \underline{I} = \begin{vmatrix} 0 \\ \underline{E}_B \cdot \underline{Y}_{sL5} \end{vmatrix}.$$

$$\underline{Y}_{11} = (\underline{Y}_{4Eу} + \underline{Y}_{sL7}), \quad \underline{Y}_{12} = -\underline{Y}_{sL7},$$

$$\underline{Y}_{21} = -\underline{Y}_{sL7}, \quad \underline{Y}_{22} = (\underline{Y}_{sL7} + \underline{Y}_{5Eу} + \underline{Y}_{sL5}).$$

Результаты расчета фазных напряжений подстанций замкнутой системы электроснабжения приведены в табл. 23.

**Фазные напряжения 4 и 5 подстанций
замкнутой системы электроснабжения**

Режим работы системы	Фазное напряжение, В	
	4 подстанция	5 подстанция
нормальный	$65,13 \cdot 10^3 - j \cdot 422,4642$ $= 65,13 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,372^\circ}$	$65,3 \cdot 10^3 - j \cdot 461,638$ $= 65,32 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,405^\circ}$
минимальных нагрузок	$66,03 \cdot 10^3 - j \cdot 166,132 =$ $= 66,03 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,144^\circ}$	$66,11 \cdot 10^3 - j \cdot 191,244$ $= 66,11 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,166^\circ}$
утяжеленный	$60,52 \cdot 10^3 - j \cdot 1175 =$ $= 60,53 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,372^\circ}$	$63,03 \cdot 10^3 - j \cdot 808$ $= 63,04 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,728^\circ}$

Таким образом, вычислены фазные напряжения на высокой стороне всех подстанций системы электроснабжения района.

11. АНАЛИЗ НАПРЯЖЕНИЙ НА ШИНАХ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Проверку напряжения на соответствие требованиям ГОСТ во всех точках системы электроснабжения следует проводить на всех этапах проектирования. Основным требованием ПУЭ является обеспечение на входе линии электропередач напряжения на +5 % больше номинального значения, необходимого для компенсации потерь напряжения в линии. Отклонение напряжения на шинах высокого напряжения подстанций в нормальном режиме работы должно быть в пределах ± 5 % от номинального напряжения. Отклонение напряжения на входных шинах подстанций в утяжеленном режиме работы не должно превышать 10 % от номинального напряжения.

Пример. Анализ напряжений на шинах высокого напряжения подстанций.

В качестве примера воспользуемся результатами расчета системы, полученными в предыдущем разделе, где были вычислены фазные напряжения на шинах высокого напряжения подстанций. Для удобства анализа в табл. 24 приведены линейные и фазные напряжения высокой стороны подстанций.

Однако таблица не дает представления о перераспределении напряжения в системе электроснабжения. Полную картину изменений напряжения в линиях можно получить с помощью диаграмм распределения напряжений между подстанциями. На рис. 26 представлены графики зависимости напряжений от длины ЛЭП первой системы электроснабжения. По вертикальной оси в определенном масштабе отложены напряжения в кВ. По горизонтальной оси отложено расстояние от центра питания до точки контроля напряжения в км.

Линейные и фазные напряжения подстанций

Номера подстанций	Режимы работы подстанций					
	Минимальных нагрузок		Нормальный		Утяжеленный	
	Фазное напряжение, кВ	Линейное напряжение, кВ	Фазное напряжение, кВ	Линейное напряжение, кВ	Фазное напряжение, кВ	Линейное напряжение, кВ
1	66,41	115	65,74	113,865	65,12	112,8
2	65,66	113,42	62,54	108,322	59,77	103,525
3	65,8	113,969	63,45	109,9	60,59	104,945
4	66,03	114,835	65,113	112,779	60,53	104,84
5	66,11	114,506	65,32	113,138	63,04	109,188
6	66,17	114,61	65,23	112,982	64,08	110,99

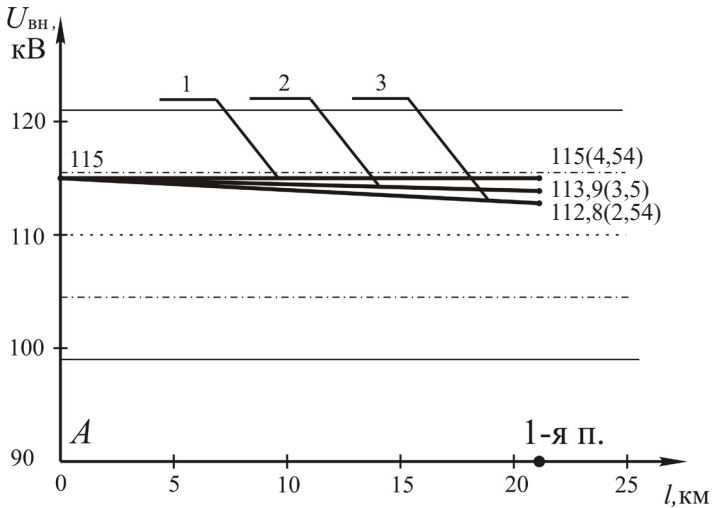


Рис. 26

На горизонтальной оси отмечена точка, определяющая место расположения первой подстанции. Для наглядности рисунка значения напряжения по вертикальной оси изменяются в пределах от 90 до 120 кВ. Номинальным напряжением приемников является напряжение 110 кВ. На графике этот уровень напряжения представлен пунктирной линией. Допустимые от-

клонения напряжения от номинального значения $110 \text{ кВ} \pm 10 \%$ в утяжеленном или аварийном режиме представлены на графике сплошными тонкими линиями.

Линия электропередач проложена между пунктом питания *A* и первой подстанцией. В соответствии с требованием ПУЭ центр питания обеспечивает на своих шинах напряжение 115 кВ (рис. 26). Цифрами на диаграмме показаны значения линейного напряжения на шинах высокого напряжения подстанции. В скобках рядом с цифрами показаны отклонения напряжения от номинального значения в процентах.

Прямая 1 на рис. 26 представляет распределение напряжения вдоль первой линии электропередач, когда подстанция работает в режиме минимальных нагрузок. Линии 2 и 3 на рисунке показывают зависимость напряжения вдоль первой ЛЭП, когда подстанция работает в номинальном и утяжеленном режиме. Диаграмма показывает, что напряжение на входных шинах первой подстанции во всех режимах работы находится в допустимых пределах.

График распределения напряжений второй радиальной схемы представлен на рис. 27.

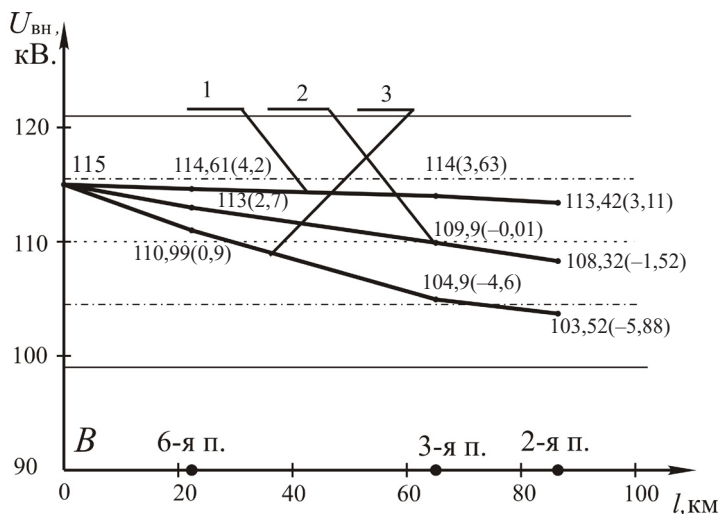


Рис. 27

На графике использованы обозначения, аналогичные рис. 26. Ломаные линии 1, 2 и 3 показывают распределение напряжения вдоль трех линий системы электроснабжения, работающих в режиме минимальных нагрузок, в нормальном и утяжеленном режиме соответственно.

Выходное напряжение центра питания B также равно 115 кВ.

Входные напряжения шестой подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок в номинальном и утяжеленном режиме, равны 115, 113 и 111 кВ соответственно.

Входное напряжение шестой подстанции, работающей во всех режимах, не выходит за пределы допустимых значений 10 % от номинального напряжения.

Напряжение на входных шинах третьей подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок, превышает номинальное напряжение на 3,63 %. При номинальной нагрузке реальное напряжение практически равно номинальному напряжению.

В утяжеленном режиме работы напряжение на входе третьей подстанции равно 104,9 кВ и меньше номинального напряжения на 4,6 %. Такое отклонение от номинального напряжения подстанции системы, работающей в утяжеленном режиме, допускается действующим ГОСТом.

Распределение напряжения в системе электроснабжения с двухсторонним питанием представлено на рис. 28, где использованы обозначения, принятые при построении рис. 26 и 27.

Анализируя графики, можно сделать вывод о том, что входные напряжения 4 и 5 подстанций во всех режимах работы системы не выходят за допустимые пределы.

Однако, следует отметить резкое уменьшение напряжения на шинах 4-й подстанции при отключении ЛЭП L_4 , соединяющей четвертую подстанцию с центром питания A . Но и в этом случае значение напряжения остается в допустимых пределах.

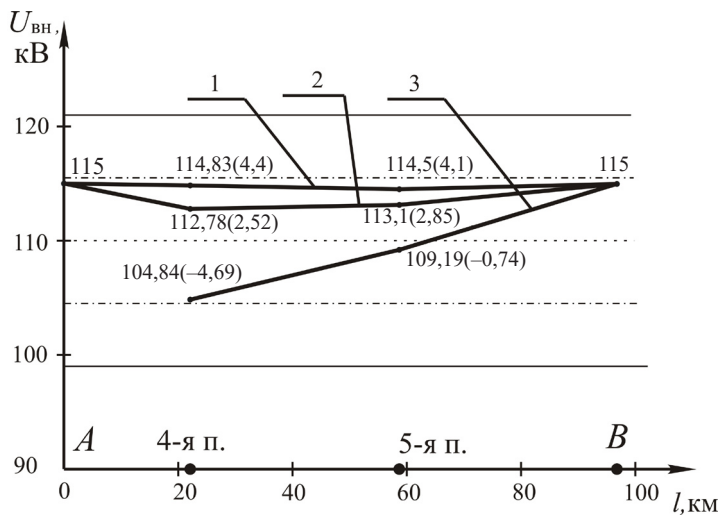


Рис. 28

Таким образом, ЛЭП проложены оптимально, система не нуждается в дополнительных мероприятиях по регулированию напряжения на подстанциях района.

12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ НА ВЫХОДНЫХ ШИНАХ ПОДСТАНЦИЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА

Тот факт, что напряжения на шинах высокого напряжения подстанций находятся в допустимых пределах, еще не гарантирует качественного электроснабжения потребителей. Конечной целью электрического расчета системы является определение выходных напряжений подстанций и проверка соответствия выходных напряжений в точках передачи электроэнергии требованиям ПУЭ. Как указывалось ранее, выходные напряжения подстанций должны превышать номинальное напряжение на 10 %, так как подстанция является центром питания потребителей. В этом случае превышение напряжения на входе ЛЭП, подключенной к шинам низкого напряжения подстанции, должно полностью компенсировать потерю напряжения на линии.

При изменении нагрузки системы от режима минимальных нагрузок до утяжеленного режима работы, выходное напряжение подстанций должно находиться в допустимых пределах. Если реальные напряжения на низкой стороне подстанций выходят за допустимые пределы, то на подстанциях необходимо предусмотреть мероприятия по регулированию напряжения. Для поддержания напряжения на шинах низкого напряжения подстанций в заданных пределах применяются трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН) или с возможностью переключения отводов обмоток при отключенном трансформаторе (переключение без возбуждения — ПБВ).

Напряжение на выходных шинах подстанций зависит от тока в линии, падения напряжения на сопротивлении проводов и обмоток трансформаторов и при изменении режимов работы системы может изменяться. Расчет напряжений на высокой стороне подстанций подтверждает это предположение.

Выходное напряжение подстанций при известном напряжении на высокой стороне зависит не только от величины последнего, но и от режима работы подстанции. Следует напомнить о том, что на однострансформаторных подстанциях выходное напряжение определяется соотношением сопротивления нагрузки, приведенного к высокой ступени напряжения, и сопротивления продольной ветви схемы замещения трансформатора.

На рис. 29 представлена схема замещения однострансформаторной подстанции. На схеме приняты обозначения:

$R_{кт}$ и $X_{кт}$ — сопротивления короткого замыкания трансформатора;

$R'_н$ и $X'_н$ — сопротивления нагрузки, приведенные к стороне высокого напряжения подстанции.

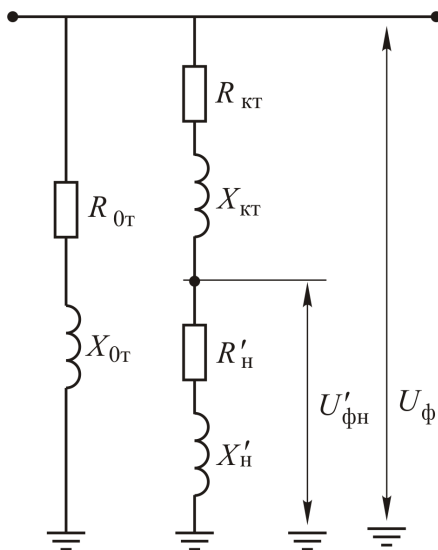


Рис. 29

Фазное напряжение на выходных шинах подстанции, приведенное к высокой стороне, определяется по следующей формуле:

$$\underline{U}'_{фн} = \frac{\underline{U}_ф(R'_н + j \cdot X'_н)}{(R_{кт} + j \cdot X_{кт} + R'_н + j \cdot X'_н)} = \frac{\underline{U}_ф(\underline{Z}'_н)}{(\underline{Z}_{кт} + \underline{Z}'_н)}, \quad (67)$$

где $\underline{U}'_{фн}$ — фазное выходное напряжение подстанции, приведенное к стороне высокого напряжения подстанции;

\underline{U}_ϕ — фазное напряжение на входе подстанции. Фазное напряжение высокой стороны подстанции \underline{U}_ϕ вычислено ранее;

$R_{\text{кт}}$ и $X_{\text{кт}}$ — активное и реактивное сопротивление короткого замыкания трансформатора;

$\underline{Z}_{\text{кт}}$ — сопротивление короткого замыкания трансформатора подстанции;

R'_n и X'_n — активное и реактивное сопротивление нагрузки подстанции, приведенное к стороне высокого напряжения трансформатора;

\underline{Z}'_n — сопротивление нагрузки подстанции, приведенное к стороне высокого напряжения.

Номинальное напряжение обмоток высокого напряжения трансформаторов, спроектированных для работы в сетях 35, 110 и 220 кВ будет больше номинального напряжения приемников. Номинальное напряжение трансформаторов $U_{\text{вн}}$ сетей 110 кВ равно, как правило, 115 кВ. Номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформаторов $U_{\text{нн}}$ обычно равно 10,5 или 11 кВ.

Эти напряжения берутся из паспортных данных выбранного трансформатора.

Электрический расчет системы электроснабжения выполняется для одной фазы трехфазной системы, поэтому в качестве рабочего используется фазное напряжение. Коэффициент трансформации фазных напряжений равен коэффициенту трансформации линейных напряжений.

Примечание. Схемы соединения обмоток трансформаторов здесь не рассматриваются. Предполагается, что все обмотки трансформаторов соединены «звездой» при сохранении номинальных линейных напряжений. На результаты расчета это допущение не влияет.

Если известно фазное напряжение нагрузки, приведенное к высокой ступени напряжения трансформатора, то реальное фазное напряжение на низкой стороне подстанции можно вычислить с помощью формулы:

$$\underline{U}_{\text{фн}} = \frac{U'_{\text{фн}}}{k_T}. \quad (68)$$

Линейное напряжение на выходных шинах подстанции будет равно фазному напряжению, умноженному на $\sqrt{3}$:

$$\underline{U}_л = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_{\text{фн}}, \quad (69)$$

где $\underline{U}_{\text{фн}}$ — фазное напряжение нагрузки;

$\underline{U}_л$ — линейное напряжение на шинах низкого напряжения подстанции.

На рис. 30 представлена схема замещения двухтрансформаторной подстанции в нормальном режиме и режиме минимальной нагрузки.

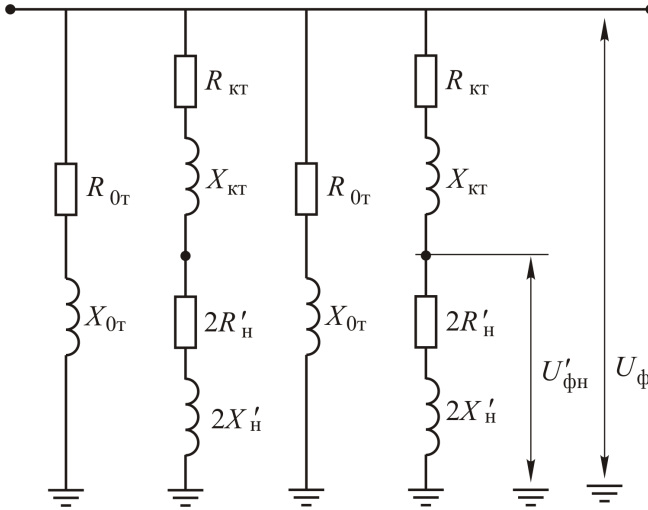


Рис. 30

Схема замещения однитрансформаторной подстанции не зависит от режима работы системы, изменяется лишь сопротивление нагрузки, а схема замещения двухтрансформаторной подстанции зависит от режима работы системы.

Следует обратить внимание на то, что в схеме замещения продольная ветвь одного трансформатора состоит из сопротивления — $R_{\text{кТ}}$ и $X_{\text{кТ}}$ и удвоенного сопротивления нагрузки — $2R'_н$ и $2X'_н$, приведенного к ступени высокого напряжения подстанции.

При отключении одного из трансформаторов, вызванного выводом его, например, в ремонт, схема замещения подстанции становится аналогичной схеме замещения однитрансформаторной подстанции (рис. 29). На схеме: $R_{\text{кТ}}$ и $X_{\text{кТ}}$ — сопротивления короткого замыкания трансформации подстанции, $R'_н$ и $X'_н$ — со-

противления нагрузки, приведенные к стороне высокого напряжения подстанции.

Фазное напряжение на выходных шинах двухтрансформаторной подстанции, работающей в нормальном режиме и режиме минимальных нагрузок, приведенное к высокой стороне, определяется формулой:

$$\underline{U}'_{\text{фн}} = \frac{\underline{U}_{\text{ф}} \cdot (2 \cdot R'_n + j \cdot 2 \cdot X'_n)}{(R_{\text{кт}} + j \cdot X_{\text{кт}} + 2 \cdot R'_n + j \cdot 2 \cdot X'_n)}, \quad (70)$$

где $\underline{U}'_{\text{фн}}$ — фазное выходное напряжение подстанции, приведенное к стороне высокого напряжения подстанции;

$\underline{U}_{\text{ф}}$ — фазное напряжение на входе подстанции, работающей в нормальном режиме или режиме минимальных нагрузок;

$R_{\text{кт}}$ и $X_{\text{кт}}$ — активное и реактивное сопротивление короткого замыкания трансформатора;

R'_n и X'_n — активное и реактивное сопротивление нагрузки подстанции, приведенное к стороне высокого напряжения трансформатора.

Если подстанция работает в утяжеленном режиме, то фазные и линейные напряжения на выходе подстанции рассчитываются по формулам (67) и (68), как и напряжения однострансформаторной подстанции.

Пример. Расчет напряжения на выходных шинах подстанций системы электроснабжения района, работающей в различных режимах.

В качестве примера рассмотрим систему электроснабжения района, рассчитанную ранее. Результаты расчетов приведены в табл. 25, 26, 27.

Исходными данными для вычисления напряжений на низкой стороне подстанций является реальное значение высокого напряжения подстанции, сопротивление короткого замыкания трансформатора подстанции, сопротивление нагрузки, приведенное к стороне высокого напряжения подстанции, коэффициент трансформации трансформатора подстанции. В зависимости от режима работы изменяют свое значение сопротивления нагрузки подстанций, приведенные к ступени высокого напряжения и схема замещения подстанций.

Таблица 25
Результаты электрического расчета системы электроснабжения, работающей в нормальном режиме

№№ подстанций	Реальное значение фазного напряжения, В	Сопrotивление короткого замыкания трансформатора, Ом	Сопrotивление нагрузки, приведенное к высокой стороне, Ом	Коэффициент трансформации
1	$65,74 \cdot 10^3 - j \cdot 180,1 = 65,74 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,157^\circ}$	$4,391 + j \cdot 86,678 = 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ}$	$530,2 + j \cdot 286,173 = 602,5 \cdot e^{j28,358^\circ}$	10,454
2	$62,54 \cdot 10^3 - j \cdot 1648 = 62,54 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,509^\circ}$	$2,539 + j \cdot 55,487 = 55,545 \cdot e^{j87,38^\circ}$	$562,062 + j \cdot 348,33 = 661,35 \cdot e^{j31,788^\circ}$	10,95
3	$63,43 \cdot 10^3 - j \cdot 1279 = 63,45 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,56^\circ}$	$4,391 + j \cdot 86,678 = 86,789 \cdot e^{j87,1^\circ}$	$609,59 + j \cdot 361,71 = 708,8 \cdot e^{j30,68^\circ}$	10,454
4	$65,13 \cdot 10^3 - j \cdot 422,4642 = 65,13 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,372^\circ}$	$2,539 + j \cdot 55,48 = 55,545 \cdot e^{j87,38^\circ}$	$330,6 + j \cdot 291,584 = 440,833 \cdot e^{j41,41^\circ}$	10,95
5	$65,3 \cdot 10^3 - j \cdot 461,638 = 65,32 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,405^\circ}$	$7,935 + j \cdot 138,63 = 138,863 \cdot e^{j86,724^\circ}$	$1060 + j \cdot 572,346 = 1205 \cdot e^{j28,358^\circ}$	10,454
6	$65,22 \cdot 10^3 - j \cdot 554,781 = 65,23 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,487^\circ}$	$7,935 + j \cdot 138,636 = 138,86 \cdot e^{j86,7^\circ}$	$1121 + j \cdot 442,9 = 1205 \cdot e^{j21,565^\circ}$	10,454

Таблица 26
Результаты электрического расчета системы электроснабжения, работающей в режиме минимальной нагрузки

№№ подстанций	Реальное значение фазного напряжения, В	Сопrotивление короткого замыкания трансформатора, Ом	Сопrotивление нагрузки, при- веденное к высокой стороне, Ом	Коэффициент трансформации
1	$66,41 \cdot 10^3 - j \cdot 16,312 =$ $= 66,41 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,014^0}$	$4,391 + j \cdot 86,678 =$ $= 86,789 \cdot e^{j87,1^0}$	$1767 + j \cdot 953,9$	10,454
2	$65,66 \cdot 10^3 - j \cdot 579,8 =$ $= 65,66 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,506^0}$	$2,539 + j \cdot 55,487 =$ $= 55,545 \cdot e^{j87,38^0}$	$1873 + j \cdot 1161$	10,95
3	$65,8 \cdot 10^3 - j \cdot 488,17 =$ $= 65,8 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,425^0}$	$4,391 + j \cdot 86,678 =$ $= 86,789 \cdot e^{j87,1^0}$	$2032 + j \cdot 1205,7$	10,454
4	$66,03 \cdot 10^3 - j \cdot 166,13 =$ $= 66,03 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,144^0}$	$2,539 + j \cdot 55,48 =$ $= 55,545 \cdot e^{j87,38^0}$	$1102 + j \cdot 971,9$	10,95
5	$66,11 \cdot 10^3 - j \cdot 191,244 =$ $= 66,11 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,166^0}$	$7,935 + j \cdot 138,63 =$ $= 138,863 \cdot e^{j86,724^0}$	$3535 + j \cdot 1908$	10,454
6	$66,17 \cdot 10^3 - j \cdot 222,2 =$ $= 66,17 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,192^0}$	$7,935 + j \cdot 138,636 =$ $= 138,86 \cdot e^{j86,7^0}$	$3736 + j \cdot 1476$	10,454

Таблица 27
Результаты электрического расчета системы электроснабжения, работающей в утяжеленном режиме

№№ подстанций	Реальное значение фазного напряжения, В	Сопротивление короткого замыкания трансформатора, Ом	Сопротивление нагрузки, приведенное к высокой стороне, Ом	Коэффициент трансформации
1	$65,12 \cdot 10^3 - j \cdot 260,294 =$ $= 65,12 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,229^0}$	$4,391 + j \cdot 86,678 =$ $= 86,789 \cdot e^{j87,1^0}$	$530,2 + j \cdot 286,173 =$ $= 602,5 \cdot e^{j28,358^0}$	10,454
2	$59,72 \cdot 10^3 - j \cdot 2438 =$ $= 59,77 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 2,337^0}$	$2,539 + j \cdot 55,487 =$ $= 55,545 \cdot e^{j87,38^0}$	$562,062 + j \cdot 348,33 =$ $= 661,35 \cdot e^{j31,788^0}$	10,95
3	$60,56 \cdot 10^3 - j \cdot 2096 =$ $= 60,59 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,983^0}$	$4,391 + j \cdot 86,678 =$ $= 86,789 \cdot e^{j87,1^0}$	$609,59 + j \cdot 361,71 =$ $= 708,8 \cdot e^{j30,68^0}$	10,454
4	$60,52 \cdot 10^3 - j \cdot 1175 =$ $= 60,53 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,372^0}$	$2,539 + j \cdot 55,48 =$ $= 55,545 \cdot e^{j87,38^0}$	$330,6 + j \cdot 291,584 =$ $= 440,833 \cdot e^{j41,41^0}$	10,95
5	$63,03 \cdot 10^3 - j \cdot 808,$ $= 63,04 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,728^0}$	$7,935 + j \cdot 138,63 =$ $= 138,863 \cdot e^{j86,724^0}$	$1060 + j \cdot 572,346 =$ $= 1205 \cdot e^{j28,358^0}$	10,454
6	$64,08 \cdot 10^3 - j \cdot 901,2 =$ $= 64,08 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,806^0}$	$7,935 + j \cdot 138,636 =$ $= 138,86 \cdot e^{j86,7^0}$	$1121 + j \cdot 442,9 =$ $= 1205 \cdot e^{j21,565^0}$	10,454

Приведем расчет напряжений на выходе шестой подстанции системы, работающей в различных режимах.

Нормальный режим работы системы.

Фазное напряжение на шинах высокого напряжения шестой подстанции, работающей в нормальном режиме (см. табл. 25):

$$\underline{U}_{\text{фвн}} = 65,22 \cdot 10^3 - j \cdot 554,78 = 65,23 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,487^\circ} \text{ (В)}.$$

Сопrotивление короткого замыкания трансформатора шестой подстанции:

$$\underline{Z}_{\text{кт6}} = 7,935 + j \cdot 138,636 = 138,86 e^{j \cdot 86,7^\circ} \text{ (Ом)}.$$

Сопrotивление нагрузки, приведенное к ступени высокого напряжения шестой подстанции (см. схему замещения подстанции, изображенную на рис. 30):

$$\underline{Z}'_{\text{н6}} = 1121 + j \cdot 442,9 \text{ (Ом)}.$$

Рассчитаем коэффициент трансформации трансформатора шестой подстанции:

$$k_{\text{т6}} = \frac{U_{\text{нв6}}}{U_{\text{нн6}}} = \frac{115 \cdot 10^3}{11 \cdot 10^3} = 10,454.$$

Рассчитаем напряжение на низкой стороне шестой подстанции в номинальном режиме:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\text{нбн}} &= \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{U}_{\text{фвн}}}{k_{\text{т6}} \cdot (\underline{Z}_{\text{кт6}} + 2 \cdot \underline{Z}'_{\text{н6}})} \cdot 2 \cdot \underline{Z}'_{\text{нбн}} = \\ &= \sqrt{3} \cdot \frac{65,22 \cdot 10^3 - j \cdot 554,78}{10,454 \cdot (7,935 + j \cdot 138,636 + 2 \cdot (1121 + j \cdot 442,9))} \times \\ &\times 2 \cdot (1121 + j \cdot 442,9) = (10,52 - 0,624) \cdot 10^3 = 10,54 \cdot 10^3 e^{-j \cdot 3,409^\circ} \text{ (В)}. \end{aligned}$$

Таким образом, напряжение на низкой стороне шестой подстанции, работающей в номинальном режиме, составляет $10,54 \cdot 10^3$ В.

Режим минимальных нагрузок шестой подстанции.

Фазное напряжение на шинах высокого напряжения подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок (см. табл. 24):

$$\underline{U}_{\phi 6M} = 66,17 \cdot 10^3 - j \cdot 222,2 = 66,17 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,192^\circ} \text{ (В)}.$$

Сопrotивление короткого замыкания трансформатора шестой подстанции не изменилось.

Сопrotивление нагрузки, приведенное к ступени высокого напряжения шестой подстанции (см. схему замещения подстанции, изображенную на рис. 30):

$$\underline{Z}'_{н6M} = 3736 + j \cdot 1476 \text{ (Ом)}.$$

Коэффициент трансформации трансформатора шестой подстанции также не изменяется.

Напряжение на низкой стороне шестой подстанции в режиме минимальных нагрузок:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{н6M} &= \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{U}_{\phi 6M}}{k_{т6} \cdot (\underline{Z}_{кт6} + 2 \cdot \underline{Z}'_{н6M})} \cdot 2 \cdot \underline{Z}'_{н6M} = \\ &= \sqrt{3} \cdot \frac{66,17 \cdot 10^3 - j \cdot 222,2}{10,454 \cdot (7,935 + j \cdot 138,636 + 2 \cdot (3736 + j \cdot 1476))} \times \\ &\times 2 \cdot (3736 + j \cdot 1476) = (10,88 - 0,206) \cdot 10^3 = 10,88 \cdot 10^3 e^{-j \cdot 1,085^\circ} \text{ (В)}. \end{aligned}$$

В режиме минимальных нагрузок напряжение на шинах низкого напряжения шестой подстанции составляет $10,88 \cdot 10^3$ В и соответствует требованиям ГОСТ.

Утяжеленный режим работы шестой подстанции.

Фазное напряжение на шинах высокого напряжения подстанции, работающей в утяжеленном режиме (см. табл. 25):

$$\underline{U}_{\phi 6y} = 64,08 \cdot 10^3 - j \cdot 901,2 = 64,08 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,806^\circ} \text{ (В)}.$$

Коэффициент трансформации и сопротивление короткого замыкания одного трансформатора остаются такими же. Сопrotивление нагрузки, приведенное к ступени высокого напряжения шестой подстанции (см. схему замещения подстанции, изображенную на рис. 4):

$$\underline{Z}'_{н6y} = 1121 + j \cdot 442,9 \text{ (Ом)}.$$

Рассчитаем напряжение на низкой стороне трансформатора шестой подстанции:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{\text{н6у}} &= \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{U}_{\text{ф6у}}}{k_{\text{т6}} \cdot (\underline{Z}_{\text{кт6}} + \underline{Z}'_{\text{н6у}})} \cdot \underline{Z}'_{\text{н6у}} = \\ &= \sqrt{3} \cdot \frac{64,08 \cdot 10^3 - j \cdot 901,2}{10,454 \cdot (7,935 + j \cdot 138,636 + (1121 + j \cdot 442,9))} \times \\ &\times (1121 + j \cdot 442,9) = (10,01 - 1,141) \cdot 10^3 = 10,08 \cdot 10^3 e^{-j \cdot 6,501^\circ} \text{ (В)}. \end{aligned}$$

Таким образом, напряжение на выходных шинах шестой подстанции составляет $10,08 \cdot 10^3$ В.

Результаты вычислений напряжения на шинах низкого напряжения приведены в табл. 28.

Таблица 28

Напряжения на низкой стороне подстанций системы электроснабжения, работающей в различных режимах, В

Номера подстанций	Режим работы системы		
	Нормальный	Минимальных нагрузок	Утяжеленный
1	$10,48 \cdot 10^3$	$10,88 \cdot 10^3$	$9,974 \cdot 10^3$
2	$9,427 \cdot 10^3$	$10,24 \cdot 10^3$	$9,006 \cdot 10^3$
3	$10,5 \cdot 10^3$	$10,79 \cdot 10^3$	$9,36 \cdot 10^3$
4	$9,861 \cdot 10^3$	$10,31 \cdot 10^3$	$8,773 \cdot 10^3$
5	$9,882 \cdot 10^3$	$10,85 \cdot 10^3$	$9,806 \cdot 10^3$
6	$10,54 \cdot 10^3$	$10,88 \cdot 10^3$	$10,08 \cdot 10^3$

13. АНАЛИЗ ВЫХОДНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НАСТРОЙКЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ГОСТ 32144–2013 устанавливает допустимые значения установленного отклонения напряжения $\delta U_{\text{пред}}$ на зажимах трансформаторов в пределах $\pm 10\%$ номинального напряжения сети.

Обеспечить эти требования можно двумя способами: снижением потерь напряжения на линиях и регулированием напряжения на подстанциях.

Снижение потерь напряжения достигается:

- выбором сечения проводников ЛЭП по условиям потерь напряжения;
- применением продольной емкостной компенсации реактивного сопротивления линии. Однако, это опасно повышением токов короткого замыкания при реактивном сопротивлении, стремящемся к нулю;
- компенсацией реактивной мощности для снижения ее передачи по электросетям, с помощью конденсаторных установок и синхронных электродвигателей, работающих в режиме перевозбуждения.

Регулирование напряжения. Одним из самых эффективных методов поддержания напряжения на шинах низкого напряжения подстанций является изменение коэффициента трансформации трансформаторов подстанций.

В центре питания регулирование напряжения осуществляется с помощью трансформаторов, оснащенных устройством автоматического регулирования коэффициента трансформации в зависимости от величины нагрузки — регулирование под нагрузкой (РПН). Диапазон регулирования выходных напряжений составляет $\pm 16\%$ с дискретностью $1,78\%$.

На промежуточных трансформаторных подстанциях напряжение может регулироваться с помощью трансформаторов, оснащенных устройством переключения отпаек на обмотках с различными коэффициентами трансформации. Это так называемое переключение без возбуждения (ПБВ), т.е. с отключением от сети. Диапазон регулирования $\pm 5\%$ с дискретностью $2,5\%$.

В табл. 29 приведены значения номинальных напряжений в соответствии с ГОСТ 29322–2014. Напряжение на выходе трансформаторов во всех режимах может изменяться в пределах $10,5 \pm 10\%$ кВ, т.е. от 9,45 до 11,5 кВ.

Наиболее распространенным способом регулирования напряжения на низкой стороне подстанций является использование возможностей применяемых трансформаторов. На первом этапе проектирования систем электроснабжения типы трансформаторов подстанций выбирались по мощности потребителей без учета возможностей регулирования вторичного напряжения.

Электрический расчет показывает, что изменение режимов работы системы приводит к изменению потерь напряжений в линиях электропередач. Входное напряжение трансформаторов подстанций изменяется, как следствие, вызывает изменение напряжений на низкой стороне подстанций. Напряжение на шинах подстанции в значительной степени зависит от нагрузки. Теория трансформаторов указывает на то, что падение напряжения на сопротивлении короткого замыкания трансформатора при изменении нагрузки от нуля до номинальной мощности изменяется от 1 до 10 % от номинального напряжения.

Анализ напряжений на низкой стороне подстанций системы и разработку рекомендаций по улучшению качества электроснабжения желательно начинать с возможности использования трансформаторов, оснащенных устройством переключения отпаек на обмотках с различными коэффициентами трансформации — переключение без возбуждения (ПБВ). Они гораздо дешевле трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Трансформаторы, оснащенные устройством переключения отпаек на обмотках с различными коэффициентами трансформации (ПБВ), позволяют регулировать напряжение на выходных обмотках в диапазоне $\pm 5\%$ с дискретностью $2,5\%$.

Трансформаторы с РПН гораздо удобнее с точки зрения настройки и регулирования выходного напряжения подстанций.

Таблица 29

Номинальные напряжения, кВ

Сети и приемники	Генераторы и синхронные компенсаторы		Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН				Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН				Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования
	Первичные обмотки		Вторичные обмотки		Первичные обмотки		Вторичные обмотки				
(6)	(6,3)	(6) или (6,3)*	(6,3) или (6,6)	(6,6)	(6) или (6,3)*	(6,3) или (6,6)	(6,3) или (6,6)	(6,3) или (6,6)	(6,6)	(7,2)	
10	10,5	10 или 10,5*	10,5 или 11,0	11,0	10 или 10,5*	10,5 или 11,0	10,5 или 11,0	10,5 или 11,0	11,0	12,0	
20	21,0	—	—	22,0	—	21,0*	—	—	22,0	24,0	
35	—	—	38,5	—	—	36,75	—	—	38,5	40,5	
110	—	—	121	—	110 или 115	115	115	115	121	126	
220	—	—	242	—	220 или 230	230	230	230	242	252	
330	—	330	347	—	330	—	330	330	—	363	
500	—	500	525	—	500	—	500	500	—	525	
750	—	750	787	—	750	—	750	750	—	787	
1150	—	—	—	—	1150	—	—	—	—	1200	

В паспортных данных трансформаторов приводится дискретность и количество позиций регуляторов. Для выработки рекомендаций настройки подстанций и облегчения выбора позиций регулятора трансформаторов с номинальными напряжениями 115/10,5 кВ рекомендуется использовать значения, приведенные в табл. 30.

Таблица 30

**Изменение выходного напряжения трансформаторов 115/10,5 кВ
в зависимости от позиций регулятора**

Позиция регулятора	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Изменение напряжения %	0	1,78	3,56	5,34	7,12	8,9	10,68	12,76	14,24	16,02
Позиция регулятора	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9
Изменение напряжения %	0	-1,78	-3,56	-5,34	-7,12	-8,9	-10,68	-12,76	-14,24	-16,02

В табл. 30 приведены изменения выходного напряжения трансформаторов с РПН с выходным номинальным напряжением 10,5 кВ в зависимости от положения переключателя регулятора. Промышленность выпускает аналогичные трансформаторы с выходным номинальным напряжением 11 кВ. Процентное изменение выходного напряжения, как и у трансформаторов с выходным напряжением 10,5 кВ составляет $\pm 9 \times 1,78$ %. Но абсолютное изменение напряжения при номинальном выходном напряжении 11 кВ будет больше.

Поэтому для определения положений переключателей регулятора трансформаторов с номинальными напряжениями 115/11 кВ следует использовать табл. 31. Существуют и другие соотношения номинальных входных и выходных напряжений трансформаторов с РПН, для которых желательно составить подобную таблицу. Это позволит существенно облегчить пусконаладочные работы на новой подстанции.

Под настройкой системы электроснабжения подразумевают разработку мероприятий по обеспечению потребителей электрической энергией высокого качества. Речь идет, прежде всего, об удовлетворении требований ПУЭ к величине напряжений на шинах подстанций.

**Изменение выходного напряжения трансформаторов 115/11 кВ
в зависимости от позиций регулятора**

Позиция регулятора	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Изменение напряжения %	0	1,86	3,73	5,59	7,46	9,32	11,9	13	14,9	16,78
Позиция регулятора	0	-1	-2	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9
Изменение напряжения %	0	-1,86	-3,73	-5,59	-7,46	-9,32	-11,9	-13	-14,9	-16,78

Ранее уже упоминалось о том, что лучшим условием проектирования системы электроснабжения является наличие графиков нагрузок потребителей. Однако, в реальных условиях при проектировании новых систем электроснабжения графики нагрузок отсутствуют и проектирование производят по трем режимам работы энергосистемы: по нормальному режиму, режиму минимальных нагрузок и утяжеленному режиму.

Продемонстрируем настройку на примере произвольной системы электроснабжения, схема которой приведена на рис. 31.

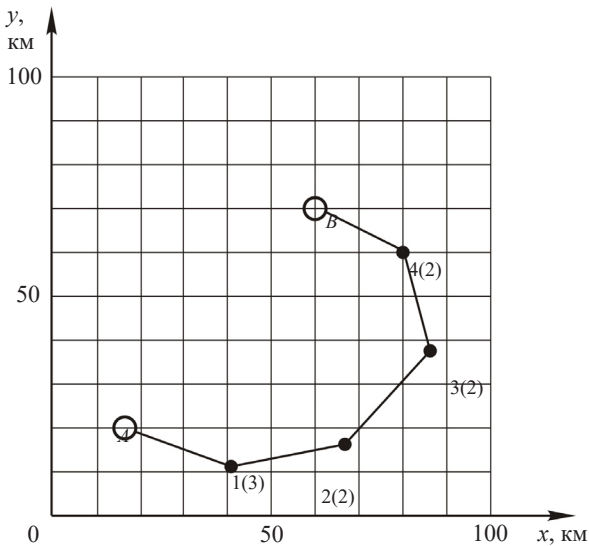


Рис. 31

Предположим, что в результате расчета электрической цепи получены значения напряжений на выходных шинах подстанций, представленные в табл. 32. Значения напряжений без учета настройки системы, представлены в первых строчках таблицы под номером подстанций. Во вторых строчках против номера подстанции приведены выходные напряжения подстанций при установке регулятора в позицию, номер которой указан в скобках.

Под номером подстанции в первом столбце указано номинальное вторичное напряжение трансформаторов подстанции. Это сделано для выбора и удобства использования таблиц с процентным изменением напряжений соответствующих позициям регуляторов.

Таблица 32

Результаты расчета произвольной системы электроснабжения

№№ подстанций, номинальное низкое напряжение трансформаторов		Режим минимальных нагрузок	Номинальный режим	Утяжеленный режим
1; 11 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, %	10,9 (3,8)	10,55 (0,47)	10,1 (-3,8)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, %	10,507 (0,07) (-2)	10,55 (0,47) (0)	10,49 (-0,07) (+2)
2; 11 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, %	10,64 (1,33)	9,8 (-6,7)	9,36 (-10,8)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, %	10,44 (-0,53) (-2)	10,58 (+0,76) (+4)	10,61 (+1,1) (+6)
3; 10,5 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, %	10,75 (2,38)	9,6 (-8,51)	9,0 (-14,28)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, %	10,55 (0,5) (-1)	10,53 (0,39) (+5)	10,44 (-0,56) (+8)
4; 10,5 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, %	10,75 (2,38)	10,15 (-3,3)	8,9 (-15,23)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, %	10,55 (0,5) (-1)	10,52 (0,26) (+2)	10,58 (0,79) (+9)

Выходное напряжение первой подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок (табл. 32), равняется 10,9 кВ. Отклонение от номинального значения напряжения, равного 10,5 кВ, составляет 3,8 %. Это отклонение не выходит за пределы допустимых значений ± 9 %. Напряжение на выходе первой подстанции, работающей в номинальном режиме, равняется 10,55 кВ. Отклонение от номинального значения составляет 0,47 %. Это значение напряжения и отклонения от него тоже удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Если система работает в утяжеленном режиме, то выходное напряжение первой подстанции равняется 10,1 кВ. Отклонение от номинального напряжения составляет $-3,8$ %. В соответствии с требованиями ПУЭ относительное отклонение напряжения не должно превышать ± 10 %. Таким образом, выходное напряжение первой подстанции при работе системы во всех режимах находится в допустимых пределах. В подобных случаях с экономической точки зрения следует устанавливать трансформаторы с ПБВ с подключением на отпайки без регулирования. Отечественная промышленность выпускает трансформаторы с ПБВ с номинальным напряжением 115 кВ и выше.

Поскольку на подстанции предполагается установить трансформатор с РПН, то следует рассмотреть возможность регулирования выходного напряжения. В режиме минимальных нагрузок выходное напряжение превышает номинальное напряжения на 3,8 %. На подстанции планируется установить трансформатор 115/11 кВ с РПН. Если переключатель регулятора установить в положение -2 , то выходное напряжение уменьшится на 3,73 % (см. табл. 31). Выходное напряжение в этом случае будет равным 10,507 кВ с отклонением от номинального значения на $+0,07$ %.

В номинальном режиме выходное напряжение превышает номинальное значение на 0,47 %. Если переключатель регулятора будет находиться в положении -0 , то выходное напряжение останется без изменения (см. табл. 31). В утяжеленном режиме переключатель регулятора следует поставить в положение $+2$. Тогда выходное напряжение составит 10,49 кВ. Отклонение от номинального значения будет $-0,07$ %.

Выходное напряжение второй подстанции при работе в режиме минимальных нагрузок в соответствии со значениями напряжений табл. 32, находится в допустимых пределах (превышение напряже-

ния составляет 1,33 %). В номинальном режиме работы выходное напряжение на 6,7 % ниже номинального. В утяжеленном режиме выходное напряжение ниже номинального на 10,8 %. Это значение выходит за допустимые пределы.

Если на подстанции установить трансформатор такой же номинальной мощности с ПБВ, и использовать отпайку для увеличения напряжения на 2,5 %, то выходные напряжения подстанции во всех режимах работы системы будут находиться в допустимых пределах. При установке трансформатора с РПН в режиме минимальных нагрузок переключатель регулятора рекомендуется поставить в положение -2 . В этом случае выходное напряжение несколько уменьшится и будет равным 10,44 кВ. В номинальном режиме и режиме утяжеленных нагрузок переключатель необходимо перевести в положение $+4$ и $+6$ соответственно. Выходное напряжение второй подстанции будет находиться в этом случае в допустимых пределах.

Анализ выходного напряжения третьей подстанции дает основание полагать, что использование на подстанции трансформаторов с РПН вполне оправдано. Отклонения напряжений в режиме минимальных нагрузок и нормальном режиме выходят за пределы допустимых значений ± 5 % даже в том случае, если мы используем возможности регулирования путем переключения отпайки трансформатора с ПБВ. В утяжеленном режиме выходное напряжение ниже допустимого значения на 4,28 %, что подтверждает правильность выбора.

Выработка рекомендаций для выбора положений переключателя производится по той же методике, что и раньше. Сначала определяется отклонение напряжения, которое необходимо компенсировать. Затем в таблице выбирается положение переключателя регулятора, при котором алгебраическая сумма отклонения напряжения без регулирования и отклонения, которое может обеспечить регулятор при соответствующем положении переключателя, будет иметь минимальное значение по абсолютной величине.

Полученные положения переключателей позволяют судить о возможности регулирования напряжения и носят лишь рекомендательный характер, так как в реальной действительности оператор подстанции контролирует напряжение на выходных шинах подстанции с помощью измерительных приборов, а регулирование напряжения осуществляет по мере необходимости.

Пример. Анализ выходных напряжений подстанций системы электроснабжения.

Напряжение на выходе первой подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок, превышает номинальное напряжение на 3,62 %. В номинальном режиме это напряжение отличается от номинального значения на $-0,2$ %. Значения этих напряжений не выходят за допустимые пределы ± 10 %. Значение напряжения подстанции, работающей в утяжеленном режиме, составляет -5 % и находится в пределах ± 10 % номинального напряжения.

Если использовать отпайку трансформатора, приводящую к увеличению выходного напряжения на 2,5 %, то выходное напряжение превысит номинальное напряжение, что не соответствует требованиям ПУЭ. Использование отпайки, приводящей к снижению выходных напряжений на 2,5 % возможно. Таким образом, из условий экономической целесообразности на первой подстанции желательно использование трансформатора с (ПБВ) без возможности регулирования напряжения, если номинальное значение напряжения вторичной обмотки трансформатора равно 11 кВ.

Но на первой подстанции рекомендуется установить трансформатор с РПН. С помощью регулятора возможно поддержание выходного напряжения в пределах, достаточно близких к номинальному напряжению 10,5 кВ. В режиме минимальных нагрузок выходное напряжение первой подстанции превышает номинальное на 3,62 %. Если регулятор поставить в положение (-2) напряжение уменьшится на 3,73%. Выходное напряжение будет равным 10,488 кВ, а отклонение от номинального значения составит $(-0,11)$ %.

В номинальном режиме работы необходимости в изменении выходного напряжения нет, так как отклонение напряжения составляет $(-0,2)$ %. В утяжеленном режиме отклонение напряжения составляет (-5) %. Если регулятор поставить в положение $(+3)$ в соответствии с табл. 29 напряжение увеличится на 5,59 %. Напряжение на шинах будет равным 10,56 кВ. Отклонение от номинального значения составит 0,59 %. Результаты регулирования представлены в табл. 33.

**Значения выходных напряжений подстанций до настройки
и после настройки системы электроснабжения**

№.№ подстанций, номинальное низкое напряжение трансформаторов	Режим номинальных нагрузок	Номинальный режим	Утяжеленный режим
1; 11 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, % 10,88 (3,62)	10,48 (-0,2)	9,974 (-5)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, % 10,488 (-0,11) (-2)	10,48 (-0,2) (0)	10,56 (0,59) (+2)
2; 10,5 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, % 10,24 (-1,33)	9,427 (-2,47)	9,006 (-14,23)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, % 10,55 (0,45) (+1)	10,43 (-0,69) (+1)	10,5 (0) (+8)
3; 11 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, % 10,79 (2,76)	10,5 (0)	9,36 (-10,85)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, % 10,59 (0,9) (-1)	10,5 (0) (0)	10,61 (1,05) (+6)
4; 10,5 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, % 10,31 (-1,8)	9,861 (-6,08)	8,773 (-16,44)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, % 10,498 (-0,02) (+1)	10,42 (-0,74) (+2)	10,45 (-0,42) (+9)
5; 11 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, % 10,85(3,33)	9,882(-5,89)	9,806(-6,6)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, % 10,45(-0,43) (-2)	10,47(-0,3) (+3)	10,4(-1,01) (+3)
6; 11 кВ	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения до настройки, % 10,88(3,6)	10,54(0,38)	10,08(-4)
	Напряжение, кВ и отклонение от номинального напряжения после настройки, % 10,49(-0,13) (-2)	10,54(0,38) (0)	10,47(-0,27) (+2)

Анализируем результаты вычислений напряжений второй радиальной линии, которая объединяет шестую, третью и вторую подстанции.

Исследуем возможность установки на шестой подстанции трансформатора с ПБВ. По данным табл. 33 напряжения на выходе подстанции, работающей в различных режимах, не выходят за пределы допустимых значений. На подстанции предполагается установить трансформатор с выходным номинальным напряжением 11 кВ. Следовательно, на шестой подстанции можно установить трансформаторы с переключениями без возбуждения.

Исследуем возможность использования на третьей подстанции трансформатора с ПБВ. Напряжения подстанции, работающей в режиме минимальных нагрузок и в номинальном режиме отличаются на $(2,76 - (-6,66)) = 9,42$ %. Напряжение на выходе подстанции, работающей в утяжеленном режиме, меньше предельно допустимого значения на 0,85 %. Предположим, что мы использовали отпайку трансформатора, приводящую к увеличению выходных напряжений на 2,5 %. Тогда напряжение на выходе подстанции в режиме минимальных нагрузок превысит допустимое значение.

Таким образом, с точки зрения удовлетворения требований ПУЭ на третьей подстанции следует установить трансформаторы с РПН. При этом при установке трансформатора с РПН с номинальным выходным напряжением 11 кВ переключатель регулятора трансформатора, работающего в режиме минимальных нагрузок, рекомендуется установить в положение -1. Это положение переключателя соответствует уменьшению напряжения на 1,8 % (см. табл. 31). Напряжение при этом будет отличаться от номинального значения на 0,9 %.

Если подстанция работает с номинальной нагрузкой, то переключатель следует установить в положение 0 (см. табл. 31). Тогда выходное напряжение будет равным номинальному значению. Если подстанция работает в утяжеленном режиме, то переключатель регулятора желательно поставить в положение +6. Это положение переключателя обеспечит увеличение напряжения на 11,9 %. Выходное напряжение будет равным 10,61 кВ. Отклонение от номинального значения составит 1,05 %.

Анализируем результаты вычислений выходных напряжений второй подстанции.

При установке на подстанции трансформатора с РПН с номинальным выходным напряжением 10,5 кВ. переключатель регулятора следует установить:

- в режиме минимальных нагрузок в положение +1 (табл. 28);
- в номинальном режиме работы подстанции в положение +1;
- в утяжеленном режиме в положение +8.

Рекомендации по использованию регуляторов 6-й, 3-й и 2-й подстанции представлены в табл. 33.

Рассмотрим выходные напряжения подстанций системы электроснабжения с двухсторонним питанием. Следует обратить внимание на то, что анализ выходных напряжений подстанций замкнутой системы электроснабжения или системы электроснабжения с двухсторонним питанием следует производить с учетом выходных напряжений системы, работающей в утяжеленном режиме при отключении линий электропередач, примыкающих к узловым подстанциям. В приведенном примере утяжеленный режим обусловлен отключением линии L_4 , соединяющей центр питания A и 4-ю подстанцию. Одновременно утяжеленному режиму соответствует отключение одного из трансформаторов на каждой подстанции. Простейший анализ уровней напряжений на низкой стороне подстанций указывает на то, что на подстанциях следует установить трансформаторы с РПН.

На четвертой подстанции установлены трансформаторы с выходным номинальным напряжением 10,5 кВ. Руководствуясь табл. 30 для подстанции 4 можно рекомендовать следующие позиции переключателей регуляторов трансформаторов:

- режим минимальных нагрузок — позиция +1 (отклонение от номинального значения напряжения составит $-0,02\%$);
- номинальный режим — позиция +3 (отклонение от номинального значения напряжения составит $-0,74\%$);
- утяжеленный режим — позиция +9 (отклонение от номинального значения напряжения составит $-0,42\%$).

Для подстанции 5 с номинальным напряжением 11 кВ в соответствии с табл. 31, следует рекомендовать следующие позиции переключателей регуляторов трансформаторов:

- режим минимальных нагрузок — позиция -2 (отклонение от номинального значения напряжения составит $+0,43\%$);
- номинальный режим — позиция $+3$ (отклонение от номинального значения напряжения составит $-0,3\%$);
- утяжеленный режим — позиция $+3$ (отклонение от номинального значения напряжения составит $-1,01\%$).

Полученные значения носят рекомендательный характер, но позволяют оценить возможности регулирования напряжений подстанций рассматриваемой системы для обеспечения качественного электроснабжения потребителей.

14. ПРОВЕРКА ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

При проектировании системы электроснабжения правильность выбора сечений и марок проводов проверяется по критерию теплового режима. Максимальная температура проводов воздушных линий электропередач не должна превышать 70 °С. В процессе расчетов механической прочности проводов необходимо учитывать изменение характеристик металла и натяжение провода при изменении температуры окружающей среды. Максимальная температура провода зависит не только от резистивного сопротивления провода, но и от температуры окружающей среды, для проводов воздушных ЛЭП — от максимальной температуры воздуха. Расчетным и экспериментальным путем установлены предельно допустимые токи и предельно допустимые мощности, передаваемые по проводам разного сечения при различных напряжениях ЛЭП.

Предельно допустимые длительные токи и мощности для неизолированных сталеалюминиевых проводов представлены в табл. 34. Представленные значения справедливы для температуры окружающей среды +25 °С.

Таблица 34

Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных сталеалюминиевых проводов марок АС при температуре воздуха +25 °С

Номинальное сечение проводов, мм ²	Допустимый ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	Вне помещений	Внутри помещений	35	110	150	220	330	500
35/6,2	175	135	10,0	—	—	—	—	—
50/8	210	165	12,0	—	—	—	—	—
70/11	265	210	15,2	47,6	—	—	—	—
95/16	330	260	18,9	59,3	80,9	—	—	—
120/19	390	313	22,3	70,1	95,6	—	—	—
120/27	375	—	21,5	67,4	92,0	—	—	—
150/19	450	365	25,7	80,9	110,3	—	—	—

Номинальное сечение проводов, мм ²	Допустимый ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	Вне помещений	Внутри помещений	35	110	150	220	330	500
150/24	450	365	25,7	80,9	110,3	—	—	—
150/34	450	—	25,7	80,9	110,3	—	—	—
185/24	520	430	29,7	93,5	127,5	—	—	—
185/29	510	425	29,2	91,7	125,1	—	—	—
185/43	515	—	29,5	92,6	126,3	—	—	—
240/32	605	505	—	108,8	148,4	217	326	—
240/39	610	505	—	109,7	149,6	219	329	—
240/56	610	—	—	109,7	149,6	219	329	—
300/39	710	600	—	—	—	255	383	580
300/48	690	585	—	—	—	248	372	564
300/66	680	—	—	—	—	245	367	556
330/27	730	—	—	—	—	—	—	597
400/22	830	713	—	—	—	298	448	678
400/51	825	705	—	—	—	297	445	674
400/64	860	—	—	—	—	309	464	703
500/27	960	830	—	—	—	345	518	785
500/64	945	815	—	—	—	340	510	772
600/72	1050	920	—	—	—	—	—	—
700/86	1180	1040	—	—	—	—	—	—

Однако максимальная температура воздуха зависит от региона, где проходит линия электропередач. Для вычисления предельно допустимого тока провода для различных значений максимальной температуры используются поправочные коэффициенты, значения которых приведены в табл. 35.

Таблица 35

**Поправочные коэффициенты предельно допустимого тока
сталеалюминиевых проводов на температуру воздуха**

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура провода, °С	Поправочные коэффициенты на температуру воздуха											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+25	+70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Для полной проверки проводов по тепловому режиму необходимо, прежде всего, вычислить максимальное значение тока провода каждой линии. Вычисление токов проводов не составляет труда, если выполнен электрический расчет системы. На первом этапе электрического расчета определяются фазные напряжения на высокой стороне подстанций. В разделе 6 уже были вычислены проводимости проводов каждой линии \underline{Y}_{s1} , \underline{Y}_{s2} , \underline{Y}_{s3} и т.д. Если линия $L1$, например, соединяет центр питания A и первую подстанцию, то ток первой линии определится по закону Ома:

$$\underline{I}_{s1} = (\underline{E}_{\phi A} - \underline{U}_{\phi 1}) \cdot \underline{Y}_{s1}. \quad (71)$$

Токи линий, соединяющих подстанции (например, ток линии $L2$, соединяющей первую и вторую подстанции) определяются по аналогичной формуле

$$\underline{I}_{s2} = (\underline{U}_{\phi 1} - \underline{U}_{\phi 2}) \cdot \underline{Y}_{s2}. \quad (72)$$

В приведенных формулах:

\underline{I}_{s1} — ток первой линии;

\underline{I}_{s2} — ток второй линии;

\underline{E}_A — фазное напряжение центра питания A ;

$\underline{U}_{\phi 1}$ — фазное напряжение высокой стороны первой подстанции;

$\underline{U}_{\phi 2}$ — фазное напряжение высокой стороны второй подстанции;

\underline{Y}_{s1} — продольная проводимость первой линии;

\underline{Y}_{s2} — продольная проводимость второй линии.

При определении максимального значения тока линии следует учитывать следующее.

1. Максимальное значение тока провода двухцепной линии имеет место при отключенной второй цепи.

2. Максимальное значение тока провода двухцепной линии возможно при работе системы в утяжеленном режиме.

3. Ток одноцепной линии может быть максимальным как в утяжеленном режиме работы, так и при работе системы в номинальном режиме.

4. Для определения максимальных токов замкнутых систем электроснабжения следует рассчитать токи при отключении сначала одной линии, прилегающей к источнику бесконечной мощности,

а затем следует рассчитать токи при отключенной второй линии, примыкающей к другому источнику питания.

Для замкнутой системы, структура которой изображена на рис. 1, сначала рассчитываются токи линий при отключенной линии $L1$, а затем при отключенной линии $L4$. Полученные значения токов сравнивают между собой и для определения теплового режима выбираются максимальные значения.

5. Вычисление токов по приведенной выше методике следует вести с использованием многоуровневых значений напряжения. Это объясняется тем, что модули падения напряжения на линиях иногда составляют доли процента от номинального напряжения. С практической точки зрения при вычислении максимальных значений токов линий с использованием ПО MathCAD следует ввести минимум 6 разрядов в тело программы вычисления напряжений высокой стороны подстанций и проводимости линий.

Пример. Проверка проводов по тепловому режиму.

Проведем проверку проводов линий электропередач рассмотренной в ранее приведенных примерах системы электроснабжения по тепловому режиму. Пусть максимальная температурой воздуха в районе расположения системы электроснабжения равняется $+40\text{ }^\circ\text{C}$. В соответствии с табл. 35 поправочный коэффициент для определения предельно допустимого тока равен 0,81. Марки проводов линий электропередач, предельно допустимые токи проводов указанных марок при температуре $+25\text{ }^\circ\text{C}$, предельно допустимые токи проводов указанных марок при температуре $+40\text{ }^\circ\text{C}$, приведены в табл. 36.

Определим максимальный ток ЛЭП $L1$. Линия электропередач соединяет центр питания A с первой подстанцией (см. рис. 1).

Ток провода двухцепной линии $L1$ будет иметь максимальное значение тогда, когда линия работает в утяжеленном режиме.

Исходными данными для вычисления максимального значения тока первой линии являются ранее полученные значения. ЭДС центра питания A :

$$\underline{E}_A = 66,4 \cdot 10^3 \text{ (В)}.$$

Фазное напряжение на высокой стороне первой подстанции, работающей в утяжеленном режиме:

$$\underline{U}_{\phi 1y} = (65,12 - j \cdot 0,260) \cdot 10^3 = 65,12 \cdot e^{-j \cdot 0,229^0} \text{ (В)}.$$

Проводимость провода линии:

$$\underline{Y}_{s1} = 0,053 - j \cdot 0,055 = 0,076 \cdot e^{-j \cdot 46^0} \text{ (См)}.$$

Ток провода линии, работающей в утяжеленном режиме, будет равен:

$$\begin{aligned} I_{s1y} &= (\underline{E}_A - \underline{U}_{\phi 1y}) \cdot \underline{Y}_{s1} = [66,4 \cdot 10^3 - (65,12 - j \cdot 0,260) \cdot 10^3] \times \\ &\times (0,053 - j \cdot 0,055) = 81,829 - j \cdot 56,26 \text{ (А)}. \end{aligned}$$

Модуль максимального тока линии $L1$ равен $I_{s1} = 99,31$ А. Полученное значение занесено в табл. 36.

Определим максимальный ток ЛЭП $L2$. Линия электропередач соединяет подстанцию 3 с подстанцией 2 (рис. 1). Максимальное значение тока провода одноцепной линии $L2$, работающей в утяжеленном режиме определится следующим образом.

Исходными данными для вычисления максимального значения тока второй линии являются ранее полученные значения. ЛЭП соединяет третью и вторую подстанцию. Напряжение на высокой стороне третьей подстанции при работе системы в утяжеленном режиме:

$$\underline{U}_{\phi 3y} = (60,56 - j \cdot 2,096) \cdot 10^3 = 60,59 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,983^0} \text{ (В)}.$$

Фазное напряжение на высокой стороне второй подстанции, работающей в утяжеленном режиме:

$$\underline{U}_{\phi 2y} = (59,72 - j \cdot 2,438) \cdot 10^3 = 59,77 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 2,337^0} \text{ (В)}.$$

Проводимость провода второй линии:

$$\underline{Y}_{s2} = 0,048 - j \cdot 0,082 = 0,095 \cdot e^{-j \cdot 59,657^0} \text{ (См)}.$$

Ток провода линии, работающей в утяжеленном режиме, будет равен:

$$\begin{aligned} I_{s2y} &= (\underline{U}_{3y} - \underline{U}_{2y}) \cdot \underline{Y}_{s2} = \\ & [(60,56 - j \cdot 2,096) \cdot 10^3 - (59,72 - j \cdot 2,438) \cdot 10^3] \times \\ & \times (0,048 - j \cdot 0,082) = 68,092 - j \cdot 52,114 \text{ (A)}. \end{aligned}$$

Модуль тока линии $L2$, работающей в утяжеленном режиме равен $I_{s2} = 85,746 \text{ A}$.

В соответствии с рекомендациями для расчета максимальных токов одноцепных линий тупиковых подстанций, рассчитаем ток линии $L2$, работающей в нормальном режиме.

Напряжение на высокой стороне третьей подстанции при работе системы в нормальном режиме:

$$\underline{U}_{\phi3н} = (63,4 - j \cdot 1,279) \cdot 10^3 = 63,42 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,156^\circ} \text{ (В)}.$$

Фазное напряжение на высокой стороне второй подстанции, работающей в нормальном режиме, составляет:

$$\underline{U}_{y2н} = (62,54 - j \cdot 1,648) \cdot 10^3 = 62,56 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 1,509^\circ} \text{ (В)}.$$

Ток провода второй линии, работающей в нормальном режиме, будет равен:

$$\begin{aligned} I_{s2н} &= (\underline{U}_{3н} - \underline{U}_{2н}) \cdot \underline{Y}_{s2} = [(63,4 - j \cdot 1,279) \cdot 10^3 - \\ & (62,54 - j \cdot 1,648) \cdot 10^3] \cdot (0,048 - j \cdot 0,082) = 71,81 - j \cdot 53,432 \text{ (A)}. \end{aligned}$$

Модуль тока линии $L2$, работающей в нормальном режиме равен $I_{s2н} = 89,508 \text{ A}$. Таким образом, ток провода второй линии, работающей в нормальном режиме больше тока второй линии, работающей в утяжеленном режиме. Максимальное значение тока второй линии равно $89,508 \text{ A}$. Полученное значение заносим в табл. 36.

В табл. 36 приведены максимальные значения токов проводов всех линий системы и предельно допустимые токи проводов из условия теплового режима. Как следует из таблицы максимальные токи всех линий меньше предельно допустимых значений. Это говорит о том, что максимальные температуры проводов линий системы электроснабжения не будут превышать допустимое значение в $70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 36

**Максимальные значения токов проводов всех линий системы и предельно допустимые токи проводов
из условия теплового режима**

Линия	Марка провода	Предельно допустимый ток при температуре +25 °С, А	Предельно допустимый ток при температуре +40 °С, $I_{\text{доп}}$, А	Максимальный ток провода, $I_{\text{макс}}$, А	Примечание
L1	АС-70/11	265	215	99,31	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$
L2	АС-120/19	390	316	89,51	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$
L3	АС-95/16	330	267	162,9	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$
L4	АС-95/16	330	267	168,7	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$
L5	АС-95/16	330	267	168,7	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$
L6	АС-120/19	390	316	210,4	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$
L7	АС-95/16	330	267	124,3	$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}$

15. БАЛАНС МОЩНОСТЕЙ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Точность электрического расчета системы электроснабжения подтверждается балансом мощностей в системе. Суммарная мощность источников питания должна быть равна суммарной мощности приемников электрической энергии. В данном случае под суммарной мощностью источников электрической энергии подразумевается сумма мощностей центров питания, которые они отдают подключенным к ним радиальным, замкнутым ЛЭП или линиям с двухсторонним питанием. Под суммарной мощностью потребителей подразумевается суммарная мощность на входе подстанций и суммарная мощность линий, включая так называемые зарядные мощности ЛЭП. Проверку баланса мощности в системе электроснабжения рекомендуется производить для случая ее работы в нормальном режиме.

Примечание. В дальнейшем приводится методика проверки баланса мощности для нормального режима работы системы электроснабжения без учета возможной установки на подстанциях компенсаторов реактивной мощности и без учета настройки системы электроснабжения. Методика расчета всей системы электроснабжения с учетом настройки и установки компенсаторов на подстанциях, останется прежней, однако суммарная мощность потребителей подстанций должна учитывать наличие компенсаторов, а коэффициенты трансформации трансформаторов подстанций должны быть скорректированы в каждом режиме работы в соответствии с рекомендациями настройки трансформаторов. Практически речь идет о перерасчете электрического состояния системы.

Для проверки баланса мощности радиальной системы электроснабжения, схема замещения которой представлена на рис. 32, необходимо использовать результаты электрического расчета этой системы, работающей в номинальном режиме. Параметры элементов схемы замещения считаются известными величинами.

Результатом электрического расчета данной радиальной линии электроснабжения являются напряжения на шинах высокого напряжения подстанций $\underline{U}_{\phi 1}$, $\underline{U}_{\phi 2}$, $\underline{U}_{\phi 3}$.

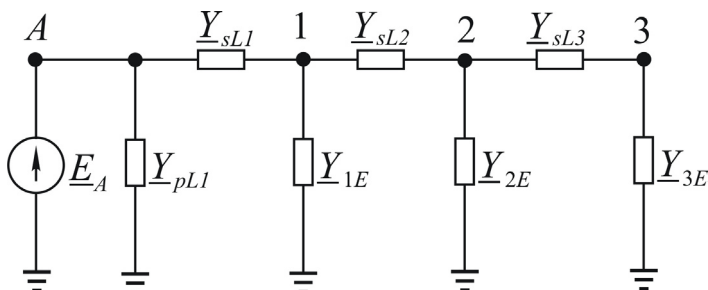


Рис. 32

Следует напомнить о том, что расчет произведен для одной фазы системы, поэтому указанные напряжения являются фазными напряжениями.

Источник с фазным напряжением \underline{E}_A отдает энергию всем элементам системы, включая \underline{Y}_{pL1} . Поэтому ток источника определится суммой:

$$\underline{I}_A = \underline{E}_A \cdot \underline{Y}_{pL1} + (\underline{E}_A - \underline{U}_{\phi 1}) \cdot \underline{Y}_{sL1}. \quad (73)$$

Мощность центра питания A как источника электроснабжения вычисляется по формуле:

$$\underline{S}_A = 3 \cdot \underline{E}_A \cdot \underline{I}_A^*, \quad (74)$$

где \underline{I}_A^* — ток, сопряженный комплексу тока источника питания A .

Суммарная мощность всех элементов радиальной системы электроснабжения может быть вычислена следующим образом:

$$\underline{S}_{\Pi} = 3 \cdot \left[\begin{array}{l} |\underline{E}_A|^2 \cdot \underline{Y}_{pL1}^* + |\underline{E}_A - \underline{U}_1|^2 \cdot \underline{Y}_{sL1}^* + \\ + |\underline{U}_1|^2 \cdot \underline{Y}_{1E}^* + |\underline{U}_1 - \underline{U}_2|^2 \cdot \underline{Y}_{sL2}^* + \\ + |\underline{U}_2|^2 \cdot \underline{Y}_{2E}^* + |\underline{U}_2 - \underline{U}_3|^2 \cdot \underline{Y}_{sL3}^* + |\underline{U}_3|^2 \cdot \underline{Y}_{3E}^* \end{array} \right]. \quad (75)$$

В данной формуле первое слагаемое равно фазной мощности зарядной проводимости \underline{Y}_{pL1} . Слагаемые $|\underline{U}_1|^2 \cdot \underline{Y}_{1E}^*$, $|\underline{U}_2|^2 \cdot \underline{Y}_{2E}^*$ и $|\underline{U}_2|^2 \cdot \underline{Y}_{2E}^*$ равны мощностям подстанций. Мощности проводов соответствующих линий электропередач определяются как $|\underline{E}_A - \underline{U}_1|^2 \cdot \underline{Y}_{sL1}^*$, $|\underline{U}_1 - \underline{U}_2|^2 \cdot \underline{Y}_{sL2}^*$ и $|\underline{U}_2 - \underline{U}_3|^2 \cdot \underline{Y}_{sL3}^*$.

В случае правильного расчета мощность источника \underline{S}_A должна быть равна суммарной мощности \underline{S}_Π всех элементов системы, подключенных к источнику. Действительная часть выражения $\text{Re}(\underline{S}_\Pi)$ определяет активную мощность, рассеиваемую всей системой электроснабжения. Это значение будет использовано для вычисления коэффициента полезного действия системы и мощности потерь на передачу электрической энергии.

Проверка баланса мощности замкнутых систем или систем с двухсторонним питанием имеет свои особенности. Отличие заключается в том, что к источникам подходят две линии. На результаты электрического расчета не влияют зарядные проводимости

$$\underline{Y}_{pL} = \frac{1}{2} \cdot j \cdot B_0 \cdot l, \text{ в соответствии со схемой замещения подключенные}$$

параллельно источникам питания. Однако при проверке баланса мощности они должны учитываться как при вычислении мощности источника, так и при вычислении суммарной мощности элементов, подключенных к источникам.

Проверка баланса мощности позволяет подтвердить правильность вычислений. Если полная мощность источника системы не равняется сумме мощностей всех приемников, то это указывает на ошибки в расчетах, и электрический расчет системы должен быть перепроверен.

Важным показателем системы электроснабжения является коэффициент полезного действия системы электроснабжения. Он зависит от соотношения полезной мощности, отдаваемой подстанциями потребителям, и мощности потерь на передачу этой энергии. Согласно схеме замещения подстанции, представленной на рис. 33, активная мощность потребителей подстанции пропорциональна активной мощности резистора R'_H . Так как на рисунке представлена схема замещения одной фазы одного трансформатора подстанции, то полная мощность потребителей двухтрансформаторной подстанции должна вычисляться следующим образом.

Сначала вычисляется ток ветви нагрузки одного трансформатора, состоящей из сопротивлений R_{KT} , X_{KT} , $2 \cdot R'_H$ и $2 \cdot X'_H$.

Обозначим комплексные сопротивления:

$$\underline{Z}_{KT} = R_{KT} + j \cdot X_{KT} \text{ и } \underline{Z}'_H = R'_H + j \cdot X'_H. \quad (76)$$

Ток этой ветви:

$$I_{2н} = \frac{U}{(\underline{Z}_{кт2} + 2 \cdot \underline{Z}'_н)}. \quad (77)$$

Полная мощность потребителей подстанции будет равна:

$$S_{пн} = 6 \cdot \underline{U} \cdot \underline{I}_{2н}^*. \quad (78)$$

Действительная составляющая этой мощности равна полезной мощности потребителей подстанции $\text{Re}(S_{пн})$.

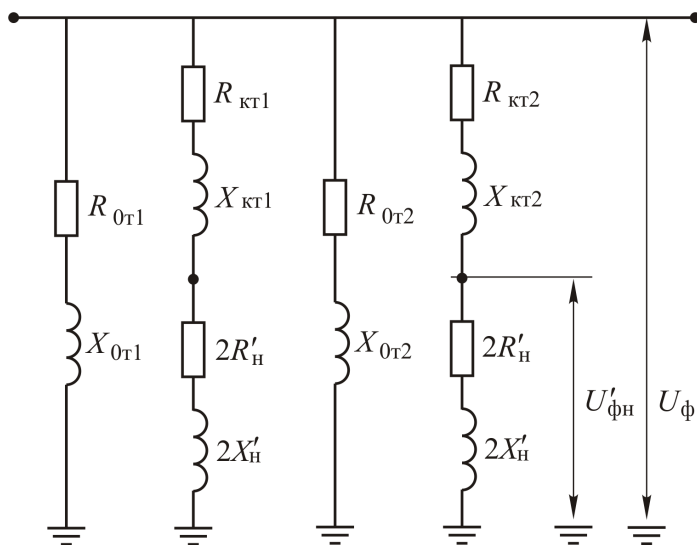


Рис. 33

Коэффициент полезного действия (КПД) радиальной, замкнутой системы или системы с двухсторонним питанием определяется отношением суммарной активной мощности всех потребителей подстанций системы к суммарной активной мощности, потребляемой системой.

Пример. Проверка баланса мощности и вычисление коэффициента полезного действия системы.

Проанализируем мощности ранее рассмотренной системы электроснабжения. Проверку баланса мощности и определение КПД системы начнем с первой радиальной системы, схема замещения которой представлена на рис. 34.

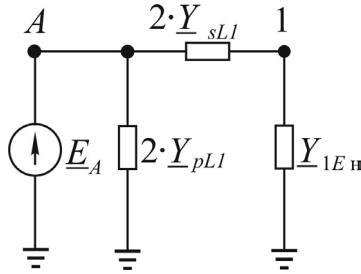


Рис. 34

Параметры схемы замещения системы и результаты предыдущих расчетов:

$\underline{Y}_{sL1} = 0,053 - j \cdot 0,055$, См — проводимость продольной ветви схемы замещения линии $L1$;

$\underline{Y}_{pL1} = j \cdot 2,703 \cdot 10^{-5}$, См — проводимость поперечной ветви схемы замещения линии $L1$;

$\underline{Y}_{1E_n} = (13,61 - j \cdot 8,572) \cdot 10^{-4}$, См — эквивалентная проводимость первого узла схемы замещения системы;

$\underline{E}_A = 66,4 \cdot 10^3$, В — ЭДС центра питания A .

Схема замещения двухтрансформаторной подстанции представлена на рис. 5.

$\underline{Z}_{кТ1} = 4,3911133 + j \cdot 86,6779066$, Ом — сопротивление короткого замыкания трансформатора первой подстанции.

$\underline{Z}_{нн} = 530,2022727 + j \cdot 286,17287$, Ом — сопротивление нагрузки первой подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения.

Фазное напряжение на высокой стороне подстанции системы, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{\phi 1н} = 65,74 \cdot 10^3 - j \cdot 180,2 = 65,74 \cdot 10^3 \cdot e^{-j \cdot 0,157^\circ} \text{ (В)}.$$

Ток источника, равный сумме токов параллельной ветви, проводимость которой равна $2 \cdot \underline{Y}_{pL1}$, и последовательной ветви, проводимость которой равна $2 \cdot \underline{Y}_{sL1}$ в полном соответствии с первым законом Кихгофа:

$$\underline{I}_{i1} = \underline{E}_A \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{pL1} + (\underline{E}_A - \underline{U}_{\phi 1н}) \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL1} = 89,32 - j \cdot 49,454 \text{ (А)}.$$

Полная мощность источника первой радиальной системы равна:

$$\underline{S}_{i1} = 3 \cdot \underline{E}_A \cdot \underline{I}_{i1}^* = 17,79 \cdot 10^6 + j \cdot 9,85 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность источника первой радиальной линии равна действительной части комплекса полной мощности $P_{i1} = 17,79 \cdot 10^6$ Вт.

Суммарная полная мощность всех элементов первой радиальной системы электроснабжения

$$\begin{aligned} \underline{S}_{p1} &= 3 \cdot \left[|\underline{E}_A|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{pL1}^* + |\underline{E}_A - \underline{U}_{\phi 1н}|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL1}^* + |\underline{U}_{\phi 1н}|^2 \cdot \underline{Y}_{1En}^* \right] = \\ &= 17,79 \cdot 10^6 + j \cdot 9,85 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}. \end{aligned}$$

В этом уравнении первое слагаемое равно полной мощности двойной зарядной проводимости первой линии, второе слагаемое представляет собой мощность двухцепной первой линии и третье слагаемое является полной мощностью приемников первой подстанции, работающей в нормальном режиме работы.

Суммарная активная мощность элементов первой радиальной линии равна действительной части комплекса полной мощности $P_{p1} = 17,79 \cdot 10^6$ Вт.

Очевидным является равенство полной мощности источника первой радиальной системы и суммарной полной мощности всех ее элементов. Это подтверждает правильность расчетов электрического состояния первой радиальной системы:

$$\underline{S}_{i1} = \underline{S}_{p1} = 17,79 \cdot 10^6 + j \cdot 9,85 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Для вычисления КПД первой радиальной системы электроснабжения вычислим мощность нагрузки первой подстанции. Ток ветви нагрузки первой подстанции получим с помощью формулы:

$$\underline{I}_{н1н} = \frac{\underline{E}_A}{\underline{Z}_{кн1} + 2 \cdot \underline{Z}'_{н1н}} = 44,564 - j \cdot 27,751 \text{ (А)}.$$

Полная мощность нагрузки первой подстанции вычисляется по классической формуле:

$$\underline{S}_{н1н} = 3 \cdot |\underline{I}_{н1н}|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Z}'_{н1н} = 17,53 \cdot 10^6 + j \cdot 9,464 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей первой подстанции равна $P_{н1} = 17,53 \cdot 10^6$ Вт.

КПД первой радиальной системы электроснабжения равен:

$$\eta_{1p} = \frac{P_{н1}}{P_{плс}} = \frac{17,53 \cdot 10^6}{17,79 \cdot 10^6} = 0,985.$$

Эффективность системы электроснабжения достаточно высокая, и КПД находится в пределах допустимых значений.

Проверим баланс мощности и определим коэффициент полезного действия второй радиальной системы, схема замещения которой представлена на рис. 35.

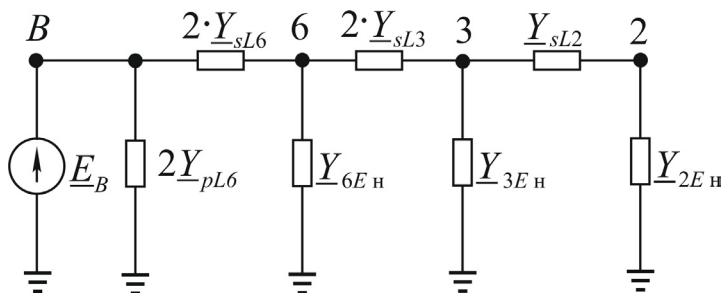


Рис. 35

Параметры схемы замещения системы и результаты предыдущих расчетов.

На схемах замещения:

$$\underline{Y}_{sL6} = 0,049 - j \cdot 0,069, \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{sL3} = 0,025 - j \cdot 0,036, \text{ См};$$

$\underline{Y}_{sL2} = 0,048 - j \cdot 0,082, \text{ См}$ — проводимости продольных ветвей схем замещения линий $L6$, $L3$ и $L2$ соответственно.

$$\underline{E}_B = 66,4 \cdot 10^3, \text{ В} \text{ — ЭДС центра питания } B.$$

$\underline{Y}_{pL6} = j \cdot 2,918 \cdot 10^{-5}, \text{ См}$ — проводимость поперечной ветви схемы замещения линии $L6$.

$\underline{Y}_{6E_n} = (13,61 - j \cdot 8,572) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$ — эквивалентная проводимость шестого узла схемы замещения системы.

$\underline{Y}_{3E_n} = (13,61 - j \cdot 8,572) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$ — эквивалентная проводимость третьего узла схемы замещения системы.

$\underline{Y}_{2E_n} = (13,61 - j \cdot 8,572) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$ — эквивалентная проводимость второго узла схемы замещения системы.

$\underline{Z}_{кт6} = 7,935 + j \cdot 138,636 = 138,86 \cdot e^{j86,7^\circ}, \text{ Ом}$ — сопротивление короткого замыкания трансформатора шестой подстанции.

$\underline{Z}'_{н6} = 1121 + j \cdot 442,9 = 1205 \cdot e^{j21,565^0}$, Ом — сопротивление нагрузки шестой подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения.

$\underline{Z}_{кт3} = 4,391 + j \cdot 86,678 = 86,789 \cdot e^{j87,1^0}$, Ом — сопротивление короткого замыкания трансформатора третьей подстанции.

$\underline{Z}'_{н3} = 609,59 + j \cdot 361,71 = 708,8 \cdot e^{j30,68^0}$, Ом — сопротивление нагрузки третьей подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения.

$\underline{Z}_{кт2} = 2,539 + j \cdot 55,487 = 55,545 \cdot e^{j87,38^0}$, Ом — сопротивление короткого замыкания трансформатора второй подстанции.

$\underline{Z}'_{н2} = 562,062 + j \cdot 348,33 = 661,35 \cdot e^{j31,788^0}$, Ом — сопротивление нагрузки второй подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения.

Фазное напряжение на высокой стороне шестой подстанции системы, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{ф6н} = 65,22 \cdot 10^3 - j \cdot 554,781 = 65,23 \cdot 10^3 \cdot e^{-j0,487^0} \text{ (В)}.$$

Фазное напряжение на высокой стороне третьей подстанции системы, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{ф3н} = 63,43 \cdot 10^3 - j \cdot 1279 = 63,45 \cdot 10^3 \cdot e^{-j1,56^0} \text{ (В)}.$$

Фазное напряжение на высокой стороне второй подстанции системы, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{ф2н} = 62,54 \cdot 10^3 - j \cdot 1648 = 62,54 \cdot 10^3 \cdot e^{-j1,509^0} \text{ (В)}.$$

Ток источника \underline{E}_B , равен сумме токов параллельной ветви, проводимость которой равна $2 \cdot \underline{Y}_{pL6}$, и последовательной ветви с проводимостью $2 \cdot \underline{Y}_{sL6}$:

$$\underline{I}_{i2} = \underline{E}_B \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{pL6} + (\underline{E}_B - \underline{U}_{ф6н}) \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL6} = 191,512 - j \cdot 103,413 \text{ (А)}.$$

Полная мощность источника второй радиальной системы равна:

$$\underline{S}_{i2} = 3 \cdot \underline{E}_B \cdot \underline{I}_{i2}^* = 38,15 \cdot 10^6 + j \cdot 20,6 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность источника второй радиальной линии равна действительной части комплекса \underline{S}_{i2} полной мощности $P_{i2} = 38,15 \cdot 10^6$ Вт.

Суммарная полная мощность всех элементов второй радиальной системы электроснабжения:

$$\underline{S}_{p2} = 3 \cdot \left[\begin{aligned} & \left| \underline{E}_B \right|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{pL6}^* + \left| \underline{E}_B - \underline{U}_{\phi6н} \right|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL6}^* + \left| \underline{U}_{\phi6н} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{6En}^* + \\ & + \left| \underline{U}_{\phi6н} - \underline{U}_{\phi3н} \right|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Y}_{sL3}^* + \left| \underline{U}_{\phi3н} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{3En}^* + \\ & + \left| \underline{U}_{\phi3н} - \underline{U}_{\phi2н} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{sL2}^* + \left| \underline{U}_{\phi2н} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{2En}^* \end{aligned} \right] = \\ = 38,15 \cdot 10^6 + j \cdot 20,6 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Суммарная активная мощность элементов второй радиальной линии равна действительной части комплекса полной мощности $P_{p2} = 38,15 \cdot 10^6$ Вт.

Очевидным является равенство полной мощности источника второй радиальной системы и суммарной полной мощности всех ее элементов:

$$\underline{S}_{i2} = \underline{S}_{p2} = 38,15 \cdot 10^6 + j \cdot 20,6 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Для определения коэффициента полезного действия второй радиальной системы электроснабжения вычислим мощности нагрузок всех подстанций второй системы. Ветвь нагрузки второй подстанции состоит из последовательного соединения сопротивления короткого замыкания трансформатора шестой подстанции $\underline{Z}_{кт6}$ и удвоенного сопротивления нагрузки, приведенного к стороне высокого напряжения $\underline{Z}'_{н6н}$.

Ток ветви нагрузки шестой подстанции получим с помощью формулы:

$$\underline{I}_{н6н} = \frac{\underline{U}_{\phi6н}}{\underline{Z}_{кт6} + 2 \cdot \underline{Z}'_{н6н}} = 23,923 - j \cdot 11,143 \text{ (А)}.$$

Полная мощность нагрузки шестой подстанции вычисляется по формуле:

$$\underline{S}_{н6н} = 6 \cdot \left| \underline{I}_{н6н} \right|^2 \cdot 2 \cdot \underline{Z}'_{н6н} = 9,366 \cdot 10^6 + j \cdot 3,702 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей шестой подстанции равна $P_{н6н} = 9,366 \cdot 10^6$ Вт.

Ток ветви нагрузки третьей подстанции рассчитаем по формуле:

$$\underline{I}_{н3н} = \frac{\underline{U}_{\phi3н}}{\underline{Z}_{кт3} + 2 \cdot \underline{Z}'_{н3н}} = 35,542 - j \cdot 24,579 \text{ (А)}.$$

Полная мощность нагрузки третьей подстанции вычисляется по классической формуле:

$$\underline{S}_{н3н} = 6 \cdot |\underline{I}_{н3н}|^2 \cdot \underline{Z}'_{н3н} = 13,66 \cdot 10^6 + j \cdot 8,105 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей третьей подстанции равна $P_{н3н} = 13,66 \cdot 10^6$ Вт.

Ток ветви нагрузки второй подстанции получим с помощью формулы:

$$\underline{I}_{н2н} = \frac{\underline{U}_{\phi2н}}{\underline{Z}_{кт2} + \underline{Z}'_{н2н}} = 71,886 - j \cdot 54,33 \text{ (А)}.$$

Полная мощность нагрузки второй подстанции вычисляется по классической формуле:

$$\underline{S}_{н2н} = 3 \cdot |\underline{I}_{н3н}|^2 \cdot \underline{Z}'_{н2н} = 13,69 \cdot 10^6 + j \cdot 8,486 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей второй подстанции равна $P_{н2н} = 13,69 \cdot 10^6$ Вт.

Суммарная мощность второй радиальной системы электроснабжения равна сумме мощностей потребителей этой системы:

$$\underline{S}_{н2} = \underline{S}_{н6н} + \underline{S}_{н3н} + \underline{S}_{н2н} = 36,72 \cdot 10^6 + j \cdot 20,29 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей второй системы электроснабжения $P_{н2} = 36,72 \cdot 10^6$ Вт.

Коэффициент полезного действия второй радиальной системы электроснабжения равен:

$$\eta_{2p} = \frac{P_{н2}}{P_{p2}} = \frac{36,72 \cdot 10^6}{38,15 \cdot 10^6} = 0,962.$$

Эффективность и второй радиальной системы электроснабжения достаточно высокая и КПД находится в пределах допустимых значений.

Проверим баланс мощности и определим коэффициент полезного действия системы электроснабжения с двухсторонним питанием, схема замещения которой представлена на рис. 36.

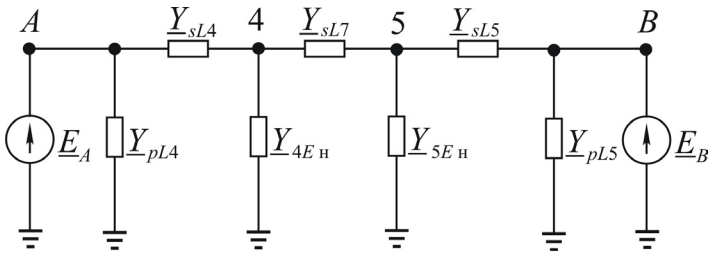


Рис. 36

Параметры схемы замещения системы и результаты предыдущих расчетов:

$$\underline{E}_A = 66,4 \cdot 10^3, \text{ В.}$$

$$\underline{E}_B = 66,4 \cdot 10^3, \text{ В.}$$

На схемах замещения приняты следующие обозначения:

$$\underline{Y}_{sL4} = 0,049 - j \cdot 0,085, \text{ См;}$$

$$\underline{Y}_{sL7} = 0,028 - j \cdot 0,04, \text{ См;}$$

$\underline{Y}_{sL5} = 0,028 - j \cdot 0,04, \text{ См}$ — проводимости продольных ветвей схем замещения линий $L4$, $L7$ и $L5$ соответственно.

$$\underline{Y}_{pL4} = j \cdot 2,74 \cdot 10^{-5}, \text{ См;}$$

$$\underline{Y}_{pL7} = j \cdot 4,969 \cdot 10^{-5}, \text{ См;}$$

$\underline{Y}_{pL5} = j \cdot 4,969 \cdot 10^{-5}, \text{ См}$ — проводимости поперечных ветвей схем замещения линий $L4$, $L7$ и $L5$ соответственно работающих в номинальном режиме.

$$\underline{Y}_{4En} = (15,69 - j \cdot 15,32) \cdot 10^{-4}, \text{ См;}$$

$\underline{Y}_{5En} = (6,912 - j \cdot 4,258) \cdot 10^{-4}, \text{ См}$ — эквивалентные проводимости четвертого и пятого узла схемы замещения системы, включающие в себя эквивалентные проводимости нагрузок подстанций, работающих в номинальном режиме, и зарядные проводимости примыкающих линий.

$\underline{Z}_{кТ4} = 2,539 + j \cdot 55,48 = 55,545 \cdot e^{j87,38^\circ}, \text{ Ом}$ — сопротивление короткого замыкания трансформатора четвертой подстанции.

$\underline{Z}_{нпр4} = 330,6 + j \cdot 291,584 = 440,833 \cdot e^{j41,41^\circ}, \text{ Ом}$ — сопротивление нагрузки четвертой подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения.

$\underline{Z}_{\text{кт}5} = 7,935 + j \cdot 138,63 = 138,863 \cdot e^{j86,724^{\circ}}$, Ом — сопротивление короткого замыкания трансформатора пятой подстанции.

$\underline{Z}_{\text{нпр}5} = 1060 + j \cdot 572,346 = 1205 \cdot e^{j28,358^{\circ}}$, Ом — сопротивление нагрузки пятой подстанции, приведенное к ступени высокого напряжения.

Фазное напряжение на высокой стороне четвертой подстанции системы, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{\text{ф}4\text{н}} = 65,13 \cdot 10^3 - j \cdot 422,4642 = 65,13 \cdot 10^3 \cdot e^{-j0,372^{\circ}} \text{ (В)}.$$

Фазное напряжение на высокой стороне пятой подстанции системы, работающей в номинальном режиме:

$$\underline{U}_{\text{ф}5\text{н}} = 65,3 \cdot 10^3 - j \cdot 461,638 = 65,32 \cdot 10^3 \cdot e^{-j0,405^{\circ}} \text{ (В)}.$$

Ток источника A , равен сумме токов параллельной и последовательной ветви:

$$\underline{I}_{iZAs} = \underline{E}_A \cdot \underline{Y}_{pL4} + (\underline{E}_A - \underline{U}_{\text{ф}4\text{н}}) \cdot \underline{Y}_{sL4} = 97,909 - j \cdot 85,03 \text{ (А)},$$

где \underline{Y}_{pL4} — проводимость параллельной ветви;

\underline{Y}_{sL4} — проводимость последовательной ветви.

Ток источника B , равный сумме токов параллельной ветви с проводимостью \underline{Y}_{pL5} , и последовательной ветви с проводимостью \underline{Y}_{sL5} , найдем по формуле:

$$\underline{I}_{iZBs} = \underline{E}_B \cdot \underline{Y}_{pL5} + (\underline{E}_B - \underline{U}_{\text{ф}5\text{н}}) \cdot \underline{Y}_{sL5} = 48,662 - j \cdot 26,912 \text{ (А)}.$$

Полная мощность источников второй радиальной системы равна:

$$\underline{S}_{iZs} = 3 \cdot \underline{E}_A \cdot \underline{I}_{iAs}^* + 3 \cdot \underline{E}_B \cdot \underline{I}_{iBs}^* = 29,19 \cdot 10^6 + j \cdot 22,3 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность источников системы с двухсторонним питанием $P_{iZs} = 29,19 \cdot 10^6$ Вт, равна действительной части комплекса полной мощности \underline{S}_{iZs} .

Суммарная полная мощность всех элементов системы с двухсторонним питанием равна:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{pZs} &= 3 \cdot \left[\left| \underline{E}_A \right|^2 \cdot \underline{Y}_{pL4}^* + \left| \underline{E}_A - \underline{U}_{\text{ф}4\text{н}} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{sL4}^* + \right. \\ &\quad \left. + \left| \underline{U}_{\text{ф}4\text{н}} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{4E\text{н}}^* + \left| \underline{U}_{\text{ф}4\text{н}} - \underline{U}_{\text{ф}5\text{н}} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{sL7}^* + \right. \\ &\quad \left. + \left| \underline{U}_{\text{ф}5\text{н}} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{5E\text{н}}^* + \left| \underline{E}_B - \underline{U}_{\text{ф}5\text{н}} \right|^2 \cdot \underline{Y}_{sL5}^* \right] = \\ &= 29,19 \cdot 10^6 + j \cdot 22,3 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}. \end{aligned}$$

Суммарная активная мощность всех элементов системы с двухсторонним питанием равна действительной части комплекса полной мощности $P_{pZs} = 29,19 \cdot 10^6$ Вт.

Равенство полной мощности источников системы и суммарной полной мощности всех ее элементов подтверждает правильность расчетов системы с двухсторонним питанием.

Для вычисления коэффициента полезного действия системы с двухсторонним питанием электроснабжения вычислим мощности нагрузок всех подстанций системы.

Ток ветви нагрузки четвертой подстанции получим с помощью формулы:

$$\underline{I}_{4н} = \frac{\underline{U}_{\phi 4н}}{\underline{Z}_{кт4} + 2 \cdot \underline{Z}_{нпр4}} = 50,634 - j \cdot 49,353 \text{ (A)}.$$

Полная мощность нагрузки шестой подстанции вычисляется по классической формуле:

$$\underline{S}_{4н} = 6 \cdot |\underline{I}_{4н}|^2 \cdot \underline{Z}_{нпр4} = 19,84 \cdot 10^6 + j \cdot 17,49 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей шестой подстанции равна $P_{н4} = 19,84 \cdot 10^6$ Вт.

Ток ветви нагрузки пятой подстанции вычислим по формуле:

$$\underline{I}_{5н} = \frac{\underline{U}_{\phi 5н}}{\underline{Z}_{кт5} + 2 \cdot \underline{Z}_{нпр5}} = 22,408 - j \cdot 13,726 \text{ (A)}.$$

Полная мощность нагрузки пятой подстанции вычисляется по формуле:

$$\underline{S}_{5н} = 6 \cdot |\underline{I}_{5н}|^2 \cdot \underline{Z}_{нпр5} = 8,787 \cdot 10^6 + j \cdot 4,743 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей пятой подстанции равна $P_{н5} = 8,743 \cdot 10^6$ Вт.

Суммарная мощность системы электроснабжения с двухсторонним питанием равна сумме мощностей потребителей этой системы:

$$\underline{S}_{нZs} = \underline{S}_{4н} + \underline{S}_{5н} = 28,62 \cdot 10^6 + j \cdot 22,4 \cdot 10^6 \text{ (ВА)}.$$

Активная мощность потребителей системы электроснабжения с двухсторонним питанием:

$$P_{нZs} = 28,62 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Коэффициент полезного действия системы электроснабжения с двухсторонним питанием:

$$\eta_{Zp} = \frac{P_{нZs}}{P_{pZs}} = \frac{28,62 \cdot 10^6}{29,19 \cdot 10^6} = 0,98.$$

Эффективность системы электроснабжения с двухсторонним питанием достаточно высокая, и КПД находится в пределах допустимых значений.

16. МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЛЭП

При проектировании воздушных линий сечение и марку проводов выбирают по результатам электрического расчета и проверяют по тепловым режимам. Для определения длины пролета и конструктивных параметров опор выполняется проверочный расчет по обеспечению механической прочности. Расчетные климатические условия для выбора схемы механических нагрузок на провода и тросы задаются в соответствии с картами районирования страны по скоростным напорам ветра, по размерам гололедных образований и по грозовой активности. По данным метеорологических наблюдений территория России разделена на 7 районов по скоростным напорам ветра и на 4 района по эквивалентной стенке гололеда.

Характеристики климатических условий приведены в табл. 37 и 38.

В районах с сильным гололедом (3 и выше) не применяются воздушные линии с вертикальным расположением проводов. Из всех мер борьбы с гололедом самым эффективным является его плавка большим током. При плавке гололеда производится временное изменение схемы электроснабжения, заранее предусматривается создание короткозамкнутой цепи и подача на линию пониженного напряжения.

Таблица 37

**Максимальный нормативный скоростной напор ветра
на высоте до 15 м от поверхности земли**

Районы по ветру	Скоростной напор ветра, Па с повторяемостью 1 раз в			Скорость ветра, м/с, с повторяемостью 1 раз в		
	5 лет	10 лет	15 лет	5 лет	10 лет	15 лет
1	270	400	550	21	25	30
2	350	400	550	24	25	30
3	450	500	550	27	29	30
4	550	650	800	30	32	36
5	700	800	800	33	36	36
6	850	1000	1000	37	40	40
7	1000	1250	1250	40	45	45

**Нормативная толщина стенки гололеда
для высоты 10 м над поверхностью земли**

Районы по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью		
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет	1 раз в 15 лет
1	5	5	На основе данных наблюдений, но не менее 10 мм
2	5	10	
3	10	15	
4	15	20	
Особый	20 и более	22 и более	

Особенности расчета проводов и тросов на механическую прочность состоят в следующем:

- воздушные линии рассчитываются исходя из условий, повторяющихся не реже 1 раза в 10 лет;
- механические нагрузки на воздушные линии меняются в очень широких пределах;
- сечение провода, как правило, определяется из электрического расчета.

Удельные механические нагрузки на провода и тросы. Под удельной нагрузкой понимают равномерно распределенную вдоль пролета провода механическую нагрузку, отнесенную к единице длины и поперечного сечения. Удельная нагрузка выражается в ньютонах и относится к проводу длиной 1 м и сечением 1 мм².

В расчетах используются следующие удельные нагрузки.

Удельная нагрузка от собственного веса провода:

$$\gamma_1 = 9,81 \frac{G_0}{F}, \quad (79)$$

где G_0 — масса провода кг/м;

F — расчетное сечение провода, несколько отличающееся от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм²;
9,81 м/с² — ускорение силы тяжести.

Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов различных сечений приведены в табл. 39, 40.

Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов ВЛ

Характеристика провода	Сечение провода F , мм ²							
	70	95	120	150	185	240	300	400
Диаметр d , мм	11,4	13,6	15,2	17,1	18,8	21,6	24	27,5
Вес P , даН/км	274	384	471	600	728	921	1132	1490
Модуль Юнга $E \cdot 10^3$, даН/мм ²	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	7,7	7,7	7,7
Коэффициент линейного расширения, α , 10^{-6} , 1/°С	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,8	19,8	19,8
Предел прочности, $[\sigma_{\min}]$, даН/мм ²	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2
Предел прочности, $[\sigma_{\text{тср}}]$, даН/мм ²	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,1	8,1	8,1
Предел прочности, $[\sigma_{\text{рmax}}]$, даН/мм ²	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2

Удельная нагрузка от веса гололеда:

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot g_0 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (d + 2 \cdot b_r)^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right]}{F} = \frac{9,81 \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b_r \cdot (d + b_r)}{F}, \quad (80)$$

где g_0 — плотность гололеда равная 900 кг/м³;

d — диаметр провода, мм;

b_r — толщина стенки гололеда, мм.

Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2. \quad (81)$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot d}{F} = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot v^2 \cdot d}{1,6 \cdot F}, \quad (82)$$

где v — скорость ветра, м/с;

q_v — скоростной напор, Па;

a — коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету воздушной линии, равный:

- 1 при $q_v \leq 270$ Па,
- 0,85 при 400 Па,
- 0,75 при 550 Па,
- 0,7 при 760 Па и более;

k_l — коэффициент влияния длины пролета, равный:

- 1,2 при пролетах до 50 м,
- 1,1 при пролетах 100 м,
- 1,05 при 150 м,
- 1 при пролетах 250 м и более.

C_x — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода, равный:

- 1,2 для проводов с диаметром менее 20 мм и для всех проводов, покрытых гололедом,
- 1,1 при диаметре проводов 20 мм и более и при отсутствии гололеда.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом:

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot (d + 2 \cdot b_r)}{F} = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot v^2 \cdot (d + 2 \cdot b_r)}{1,6 \cdot F}. \quad (83)$$

Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}. \quad (84)$$

Результирующая удельная нагрузка от давления ветра, веса провода и гололеда:

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}. \quad (85)$$

Если известны действительное поперечное сечение провода F и его длина в пролете L , то полная нагрузка провода в пролете T_i , обусловленная удельной нагрузкой γ_i , может быть вычислена с помощью формулы:

$$T_i = \gamma_i \cdot F \cdot L. \quad (86)$$

Длина провода в пролете близка к длине пролета l , поэтому L можно заменить на l .

Критические пролеты. Расчет воздушных линий по условиям механической прочности включает определение напряжений про-

водов при различных условиях их работы. При изменении климатических условий меняются удельные нагрузки γ , температура провода и механическое напряжение в его материале σ . Для определения σ при разных климатических условиях используют уравнение состояния провода. Длина пролета выбирается по известным климатическим условиям и допустимым напряжениям в проводе.

Наибольшие механические напряжения в проводе могут возникнуть при наибольшей нагрузке и при наименьшей температуре провода. Наибольшая нагрузка возникает при гололеде с ветром. Расчетная температура при гололеде принимается равной -5°C . Наименьшая температура обычно соответствует -40°C при отсутствии гололеда и ветра. В этом случае на провод действует только нагрузка от его собственного веса.

Соотношение механических напряжений при наибольшей нагрузке и наименьшей температуре зависит от длины пролета. При больших длинах пролета наибольшее влияние на напряжение оказывает механическая нагрузка. При малых длинах пролета влияние температуры на напряжение в проводе преобладает перед влиянием нагрузки. Критическая длина пролета — это такая длина, при которой механическое напряжение в проводах при наибольшей нагрузке равно напряжению при наименьшей температуре.

Допустимые механические напряжения ограничены для трех исходных режимов: при наибольшей нагрузке, при низшей температуре и при среднегодовой температуре. Сочетания равенств механических напряжений при этих условиях дают три критических пролета (табл. 41).

В практике механического расчета проводов длину пролета, при которой напряжение в проводе при наибольшей нагрузке равно напряжению в проводе при минимальной температуре окружающей среды, называют вторым критическим пролетом.

Длину второго критического пролета вычисляют по формуле:

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_{\Gamma} - t_{-})}{(\gamma_{\Gamma}^2 - \gamma_{-}^2)}}, \quad (87)$$

где $l_{2к}$ — длина второго критического пролета, м;

σ_d — допустимое механическое напряжение в проводе, даН/мм²;

α — температурный коэффициент линейного расширения, 1/°C;

t_{Γ} — температура окружающей среды при образовании гололеда, °C;

t_- — минимальная температура данного региона, °C;

γ_7 — результирующая удельная нагрузка от давления ветра, веса провода и гололеда, даН/м·мм²;

γ_1 — удельная нагрузка от собственного веса провода.

Согласно ПУЭ допустимые механические напряжения установлены для режима среднегодовой температуры. Длина пролета, при которой напряжение в проводе достигает при низшей и среднегодовой температуре, называется первым критическим пролетом.

Если механические напряжения в проводе достигаются при наибольшей нагрузке и среднегодовой температуре, то такой пролет называют третьим критическим пролетом.

Длина первого и третьего критического пролета зависят от различных факторов. Допустимые механические напряжения при среднегодовой температуре ниже допустимых напряжений при минимальной температуре и максимальной нагрузке. Кроме этого длина первого и третьего критических пролетов зависят, естественно, от материала провода. Поэтому формулы определения первого и третьего критических пролетов различны для алюминиевых, стальных и сталеалюминиевых проводов.

Алюминиевые провода сечением до 35 мм² имеют предел прочности $\sigma_d = 0,35 \cdot \sigma_B$, сечением от 50 до 95 мм² — $\sigma_d = 0,4 \cdot \sigma_B$ и сечением 120 мм² и более рассчитывают по формуле $\sigma_d = 0,45 \cdot \sigma_B$, где σ_B — предельное напряжения разрыва.

Критическую длину пролета можно вычислить по формуле:

$$l_{1к} = \frac{8,05}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{1}{E} [\alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_-) - 0,14 \cdot \sigma_d]}, \quad (88)$$

$$l_{3к} = \frac{4,9}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{0,05 \cdot \sigma_d + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_3)}{E \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 1,36 \right]}}. \quad (89)$$

Для сталеалюминиевых проводов сечением 35–95 мм² при $\sigma_r = \sigma_- = \sigma_d = 0,4 \cdot \sigma_B$ и при $\sigma_3 = 0,3 \cdot \sigma_B$:

$$l_{1к} = \frac{5,55}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{1}{E} [\alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_-) - 0,2 \cdot \sigma_d]}, \quad (90)$$

$$l_{3к} = \frac{4,9}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{0,25 \cdot \sigma_d + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_3)}{E \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 1,78 \right]}}. \quad (91)$$

Для сталеалюминиевых проводов сечением 120 мм² и выше, а также для проводов сечением 95 мм² с многопроволочным сердечником при $\sigma_r = \sigma_- = \sigma_d = 0,45 \cdot \sigma_B$ и при $\sigma_3 = 0,3 \cdot \sigma_B$:

$$l_{1к} = \frac{4,38}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{1}{E} [\alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_-) - 0,333 \cdot \sigma_d]}, \quad (92)$$

$$l_{3к} = \frac{4,9}{\gamma_1} \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{0,333 \cdot \sigma_d - \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_3)}{E \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - 2,25 \right]}}. \quad (93)$$

Общая формула для расчета критического пролета:

$$l_k = \frac{\sigma_n}{\gamma_m} \sqrt{\frac{\sigma_n - \sigma_m + \alpha \cdot E \cdot (t_n - t_m)}{\frac{E}{24} \left[\left(\frac{\gamma_n}{\gamma_m} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_n}{\sigma_m} \right)^2 \right]}}, \quad (94)$$

где l_k — критический пролет;

σ_m, σ_n — допустимые напряжения первого и второго режима;

α — температурный коэффициент линейного расширения;

E — модуль упругости;

γ_m, γ_n — удельная нагрузка первого и второго режима;

t_m, t_n — температура первого и второго режима.

В расчете провода для конкретного пролета часто полезно знать, в каком режиме стрела провеса имеет наибольшее значение: при гололеде или при высшей температуре. При определенной температуре стрела провеса провода, находящегося под воздействием собственного веса, достигнет такого же значения, как при наличии гололеда. Такая температура называется критической и обозначается t_k .

Критическая температура определяется по формуле:

$$t_k = t_r + \frac{\sigma_r}{\alpha \cdot E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right). \quad (95)$$

Механические параметры проводов электрических систем

Марка и сечение провода, мм ²	Нагрузка от собственного веса, γ , 10^3 даН/м·мм ²	Модуль упругости $E \cdot 10^3$ даН/мм ²	Коэффициент линейного расширения $\alpha \cdot 10^5$	Временное сопротивление разрыву даН/мм ²	Допустимое напряжение		
					Наиб. нагрузка σ_r и низш. температура	Среднегодовая температура	Наиб. нагрузка σ_3 и низш. температура
Алюминиевые 16–35 50 и 70 95 120 и более	2,75	6,3	23	16	5,6	4,8	35
				16	6,4	4,8	40
				15	6,0	4,5	40
				16	7,2	4,8	45
Провода и тросы всех сечений	8,0	20,0	12,0	62	31	21,6	50,35
Сталеалюминиевые 16 и 25 От 35 до 95 при Ал/Ст = 6,0 и 6,13	3,46	8,35	19,2	29	10,2 11,6	8,7 8,7	35 40
	5,37	13,4	14,5	67	26,8	20,1	40
Сталеалюминиевые 70 при Ал/Ст = 0,95, 90 при Ал/Ст = 0,95	5,85	14,6	13,9	76	30,4	22,8	
	3,46	8,25	19,2	29	13,0	8,7	45
120 и более при А/С = 6,11...6,25							30

Окончание табл. 40

Марка и сечение провода, мм ²	Нагрузка от собственного веса, $\gamma_1 \cdot 10^3$ даН/м·мм ²	Модуль упругости $E \cdot 10^3$ даН/мм ²	Коэффициент линейного расширения $\alpha \cdot 10^5$	Временное сопротивление разрыву даН/мм ²	Допустимое напряжение			
					даН/мм ²		В процентах	
					Наиб. нагрузка σ_r и низш. температура	Среднегодовая температура		Наиб. нагрузка σ_3 и низш. температура
120 и более при А/С = 4,29...4,39	3,71	8,9	18,3	33	14,9	9,9	45	30
150 и более при А/С = 7,71...8,04	3,34	7,7	19,8	27	12,2	8,1	45	30
185, 300 и 500 при А/С = 1,46	4,84	11,4	15,5	55	25,0	16,5	45	30
330 при А/С = 12,22	3,15	6,65	21,2	24	10,8	7,2	45	30
400 и 500 при А/С = 17,93 и 18,09	3,03	6,65	21,2	21,5	9,7	6,5	45	30

Таблица 41

Соотношения, определяющие исходные условия для расчета проводов

№ п/п	Соотношение пролетов	Исходные напряжения	Расчетный критический пролет
1	$l_{1к} < l_{2к} < l_{3к}$	$\sigma_{-}, \sigma_{3}, \sigma_{Г}$	$l_{1к}$ и $l_{3к}$
2	$l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$	$\sigma_{-}, \sigma_{Г}$	$l_{2к}$
3	$l_{1к}$ мнимый, $l_{2к} < l_{3к}$	$\sigma_{3}, \sigma_{Г}$	$l_{3к}$
4	$l_{3к}$ мнимый или имеет очень большое значение $l_{1к} < l_{2к}$	σ_{-}, σ_{3}	$l_{1к}$

Из сопоставления вычисленной критической температуры с максимальной температурой можно сделать следующие выводы:

- если максимальная температура выше критической, то наибольшая стрела провеса будет при максимальной температуре;
- если максимальная температура ниже критической, то наибольшая стрела провеса будет при гололеде.

Важным этапом расчета проводов является определение механического напряжения в проводах в различных режимах.

В расчетах монометаллических и сталеалюминевых проводов принимают режимы, указанные в табл. 42.

Таблица 42

Расчетные режимы проводов

Расчетный режим	Сочетание климатических условий	Номер нагрузки
I	Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, скоростной напор ветра $0,25q_v$	7
II	Провода и тросы покрыты гололедом, $t = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, ветра нет ($q_v = 0$)	3
III	Скоростной напор ветра q_v , $t = -5 \text{ }^\circ\text{C}$, гололеда нет	6
IV	Среднегодовая температура t_3 , ветра и гололеда нет	1
V	$t = +15 \text{ }^\circ\text{C}$, ветра и гололеда нет	1
VI	Низшая температура t_{-} , ветра и гололеда нет	1
VII	Максимальная температура $t_{\text{макс}}$, ветра и гололеда нет	1

Пример. *Механический расчет проводов*

Произвести расчет провода АС 120/19 с пролетом 200 м, подвешенного на воздушной линии 110 кВ во II районе по гололеду ($c = 10$ мм) и в III ветровом районе ($q_v = 50$ даН/м²) с температурами $t_- = 40$ °С, $t_3 = 0$ °С, $t_{\text{макс}} = +40$ °С.

Вычислим удельные нагрузки.

Удельная нагрузка от собственного веса провода

По данным табл. 40 удельная нагрузка от собственного веса провода равна:

$$\gamma_1 = \frac{9,81 \cdot G_0}{10 \cdot F} = 3,46 \cdot 10^{-3} \text{ (даН/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

G_0 — масса провода кг/м, для провода АС–120/19 $G_0 = 0,471$ кг/м;

F — расчетное или действительное сечение провода, несколько отличающееся от номинального сечения, учитываемого при электрических расчетах, мм².

По данным Приложения 2 провод АС–120/19 состоит из 26 алюминиевых проводов диаметром 2,8 мм и 7 стальных проводов диаметром 1,85 мм.

Действительное сечение провода:

$$F = 27 \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot 2,8^2 + 7 \cdot \pi \cdot 0,25 \cdot 1,8^2 = 136,42 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Удельная нагрузка от веса гололеда:

$$\begin{aligned} \gamma_2 &= \frac{0,981 \cdot g_0 \cdot \left[\frac{\pi \cdot (d + 2 \cdot b_r)^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} \right]}{F} = \\ &= \frac{0,981 \cdot g_0 \cdot \pi \cdot b_r \cdot (d + b_r)}{F} = \\ &= \frac{0,981 \cdot 900 \cdot \pi \cdot 10 \cdot (15,2 + 10) \cdot 10^{-6}}{136,42} = 5,1237 \cdot 10^{-3} \text{ (даН/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}, \end{aligned}$$

где g_0 — плотность гололеда равная 900 кг/м³;

$d = 15,2$ мм — диаметр провода;

$b_r = 10$ мм — толщина стенки гололеда.

Примечание. Силу тяжести, действующую на тело массой в 2 кг можно рассчитать по второму закону Ньютона:

$$F_{\text{тяж}} = mg = 2 \cdot 9,81 = 19,62 \text{ (Н)}.$$

Чтобы получить декаНьютоны, необходимо разделить полученное число на 10. Поэтому в числителе предыдущего уравнения вместо g принят коэффициент 0,981.

Удельная нагрузка от собственного веса провода и веса гололеда:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = (3,46 + 5,1237) \cdot 10^{-3} = 8,58 \cdot 10^{-3} \text{ (даН/м}\cdot\text{мм}^2\text{)}.$$

Удельная нагрузка от давления ветра на провод без гололеда:

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot k_l \cdot C_x \cdot q_v \cdot d}{F} = \frac{0,783 \cdot 1,025 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 10^{-3} \cdot 15,2}{136,42} = 5,365 \cdot 10^{-3} \text{ (даН/м}\cdot\text{мм}^2\text{)},$$

где $q_v = 50 \text{ даН/м}^2$ — скоростной напор;

a — коэффициент неравномерности скоростного напора по пролету воздушной линии.

Для определения коэффициента неравномерности a скоростного напора по пролету воздушной линии воспользуемся линейной интерполяцией.

Известны две точки линии со значениями $a = 0,85$ при напоре 400 Па. и $a = 0,75$ при 550 Па. Составим систему уравнений следующего вида:

$$0,85 = k \cdot 400 + b,$$

$$0,75 = k \cdot 550 + b.$$

Решая систему уравнений, получаем $k = -0,0066666$ и $b = 1,11666$.

Следовательно, искомое значение коэффициента неравномерности при напоре в 500 Па равно:

$$a = -0,0066666 \cdot 500 + 1,11666 = 0,783.$$

k_l — коэффициент влияния длины пролета. При длине пролета 200 м на основе линейной интерполяции принимаем значение коэффициента $k_l = 1,025$.

C_x — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления провода. При вычислении γ_4 для марки провода АС–120/19, принимаем $C_x = 1,2$.

Диаметр провода АС–120/19 (см. Приложение 2) равен 15,2 мм.

Скоростной напор q_v равен в III ветровом районе $q = 50$ даН/м².

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом

При расчете удельной нагрузки от давления ветра на провод с гололедом рекомендуется напор ветра при гололеде приравнять четверти максимального скоростного напора q . Поэтому в уравнении числитель умножен на коэффициент 0,25:

$$\begin{aligned} \gamma_5 &= \frac{a \cdot k_f \cdot C_x \cdot q_v \cdot 0,25 \cdot (d + 2 \cdot b_r)}{F} = \\ &= \frac{0,783 \cdot 1,025 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 0,25 \cdot 10^{-3} (15,2 + 2 \cdot 10)}{136,42} = 3,1 \text{ (даН/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \end{aligned}$$

Результирующая удельная нагрузка от веса провода и давления ветра на провод без гололеда:

$$\begin{aligned} \gamma_6 &= \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{(3,46 \cdot 10^{-3})^2 + (5,365 \cdot 10^{-3})^2} = \\ &= 6,38 \cdot 10^{-3} \text{ (даН/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \end{aligned}$$

Результирующая удельная нагрузка от давления ветра, веса провода и гололеда:

$$\begin{aligned} \gamma_7 &= \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{(8,58 \cdot 10^{-3})^2 + (3,106 \cdot 10^{-3})^2} = \\ &= 9,125 \cdot 10^{-3} \text{ (даН/м} \cdot \text{мм}^2\text{)}. \end{aligned}$$

Удельные нагрузки провода определены. Значения модуля упругости $E = 8,25 \cdot 10^3$ даН/мм², температурного коэффициента линейного расширения $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}$ (1/°С); σ_- , σ_r и σ_3 (даН/мм²) найдем по табл. 40.

Вычислим критические пролеты по формулам:

$$l_{\text{к}} = \sqrt{\frac{(\sigma_3 - \sigma_r) + \alpha \cdot E \cdot (t_3 - t_-)}{\frac{\gamma_1^2 \cdot E}{24} \cdot \left(\frac{1}{\sigma_3^2} - \frac{1}{\sigma_r^2} \right)}} =$$

$$= \sqrt{\frac{(8,7-13,0)+19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot [0-(-40)]}{\frac{(3,46 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24} \cdot \left(\frac{1}{8,7^2} - \frac{1}{13^2}\right)}} = 260 \text{ (м)};$$

$$l_{2к} = 4,9 \cdot \sigma_d \cdot \sqrt{\frac{\alpha \cdot (t_r - t_-)}{(\gamma_7^2 - \gamma_1^2)}} =$$

$$= 4,9 \cdot 13,0 \cdot \sqrt{\frac{19,2 \cdot 10^{-6} [-5 - (-40)]}{(9,125^2 - 3,46^2) \cdot 10^{-6}}} = 195 \text{ (м)};$$

$$l_{3к} = \sqrt{\frac{(\sigma_r - \sigma_s) + \alpha \cdot E \cdot (t_r - t_s)}{\frac{E}{24} \cdot \left(\frac{\gamma_7^2}{\sigma_s^2} - \frac{\gamma_1^2}{\sigma_r^2}\right)}} =$$

$$= \sqrt{\frac{(13-8,7)+19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5-0)}{\frac{8,25 \cdot 10^3}{24} \cdot \left(\frac{(9,125 \cdot 10^{-3})^2}{13^2} - \frac{(3,46 \cdot 10^{-3})^2}{8,7^2}\right)}} = 174 \text{ (м)}.$$

Полученное в нашем примере соотношение пролетов $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$ соответствует второму случаю табл. 41, в котором расчет ведется по пролету $l_{2к}$. Так как заданный пролет 200 м > 195 м, то необходимо исходить из напряжений и нагрузок при гололеде и ветре. Обозначения режимов примем по табл. 42.

Режим I является исходным:

$$\sigma_1 = \sigma_r = 13 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим II:

$$\sigma_2 - \frac{\gamma_3^2 E l^2}{24 \sigma_2^2} = \sigma_r - \frac{\gamma_7^2 E l^2}{24 \sigma_r^2} - \alpha E (t - t_r);$$

$$\sigma_2 - \frac{8,58^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \sigma_2^2} =$$

$$= 13,0 - \frac{9,125^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 200^2}{24 \cdot 13,0^2} -$$

$$- 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 [-5 - (-5)];$$

$$\sigma_2 - 1012 / \sigma_2^2 = 13,0 - 6,77 = 6,23 ;$$

$$\sigma_2^2(\sigma_2 - 6,23) = 1012 ;$$

$$\sigma_2 = 12,601 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим III:

$$\sigma_3 = 10,919 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим IV:

$$\sigma_4 = 8 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим V:

$$\sigma_5 = 6,712 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим VI:

$$\sigma_6 = 12,778 \text{ даН/мм}^2.$$

Режим VII:

$$\sigma_7 = 5,196 \text{ даН/мм}^2.$$

Вычислим критическую температуру:

$$t_k = t_r + \frac{\sigma_r}{\alpha \cdot E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \right) =$$
$$= -5 + \frac{13}{19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3} \left(1 - \frac{3,46 \cdot 10^{-3}}{8,58 \cdot 10^{-3}} \right) = 43,95 \text{ (}^\circ\text{C)}.$$

Критическая температура выше максимальной температуры района расположения сети электроснабжения. Поэтому максимальная стрела провеса будет равна 3,33 м при максимальной температуре региона, равной +40 °С.

Вычислим стрелы провеса.

В режиме II

$$f = \frac{\gamma_3 l^2}{8\sigma_2} = \frac{5,1237 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 12,601} = 2,033 \text{ (м)}.$$

В режиме V

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_5} = \frac{3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 6,712} = 2,577 \text{ (м)}.$$

В режиме VI

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_6} = \frac{3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 12,778} = 1,353 \text{ (м)}.$$

В режиме VII

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_7} = \frac{3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 200^2}{8 \cdot 5,196} = 3,33 \text{ (м)}.$$

По результатам расчета можно сделать вывод о том, что максимальная стрела провеса, как и предполагалось ранее при максимальной нагрузке и температуре окружающей среды $t = -5$ °С. Полученные значения используются при выборе опор линий электропередач и построении монтажных кривых.

Заключение

В пособии рассмотрены вопросы выбора оптимальной системы электроснабжения района, выбора марки проводов линий электропередач, типов трансформаторов подстанций и механического расчета проводов.

Рекомендации по выбору марки проводов и трансформаторов подстанций традиционны. В отсутствие графиков нагрузок подстанций электрический расчет системы электроснабжения предлагается выполнять для трех режимов работы системы. Предложена методика расчета системы, работающей в нормальном режиме, в режиме минимальных нагрузок и в утяжеленном режиме.

При этом под утяжеленным режимом подразумевается наиболее неблагоприятный режим работы, когда на всех двухтрансформаторных подстанциях отключены вторые трансформаторы, а одна из цепей всех двухцепных линий отключена. Вероятность такой ситуации в системе электроснабжения маловероятна, но рекомендации по проектированию систем электроснабжения предполагают анализ их работы в утяжеленном режиме.

Особое внимание в пособии уделено составлению электрической схемы замещения системы. При этом при составлении схемы замещения учитываются практически все физические явления, происходящие в элементах системы.

Для расчета электрического состояния системы использован метод узловых потенциалов, известный в «Теоретической электротехнике». Именно этот метод позволяет определить напряжения на высокой стороне подстанций систем электроснабжения любой сложности: простых радиальных, радиальных разветвленных, замкнутых систем, сложно замкнутых систем, систем с двухсторонним и многосторонним питанием. Основным препятствием, ограничивающим ранее применение метода узловых потенциалов, являлись трудности нахождения решения систем линейных уравнений высокого порядка. В настоящее время наличие персональных компьютеров с довольно широким спектром программного обеспечения снимает все подобные проблемы.

Пособием рекомендовано провести анализ напряжений на высокой и низкой стороне подстанций. Это обусловлено желанием обратить внимание обучающихся на основные причины изменения напряжения на входных и выходных шинах подстанции. Как показано в приведенном примере, если напряжение на входе подстанции и находится в допустимых пределах, то изменение напряжения на выходных шинах может не удовлетворять требованиям ПУЭ.

Используемая в пособии «настройка» системы путем подбора позиций регуляторов трансформаторов для обеспечения качественного электроснабжения потребителей может и не имеет практического применения, так как в действительности диспетчерская служба контролирует выходные напряжения подстанций с помощью измерительных приборов и при необходимости производит регулирование выходных напряжений с помощью РПН трансформаторов. Но такая «настройка», предлагаемая в пособии, позволяет обучающимся оценить возможности регулирования напряжений на подстанциях.

Вычисление КПД системы показывает эффективность транзита электрической энергии от производителей электрической энергии к ее потребителям. В пособии рассмотрено лишь отдельное звено системы передачи электрической энергии, которое влияет на эффективность всей системы электроснабжения.

Список литературы

1. Боровиков, В.А. Электрические сети и системы / В.А. Боровиков, В.К. Косарев, Г.А. Ходот. — Л.: Энергия, 1977. — 392 с.
2. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. — Ростов-н/Д: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. — 720 с.
3. Идельчик, В.И. Электрические сети и системы / В.И. Идельчик. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 592 с.
4. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б.Н. Неклепаев, Н.П. Крючков. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.
5. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — 7-е изд. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. — 160 с.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. Д.Л. Файбисовича. — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006. — 320 с.
7. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 768 с.

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Пределы регулиру- вания	Каталожные данные				Расчетные данные				
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$P_{X^2},$ кВт	$I_{X^2},$ %	$R_{\text{тр}},$ Ом	$X_{\text{тр}},$ Ом	$\Delta Q_{X^2},$ кВАР
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10·1,5% - 8·1,5%	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9·1,78%	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9·1,78%	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9·1,78%	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН(ТРДНФ)- 25000/110	25	±9·1,78%	115	6,3/6,5; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9·1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175

Продолжение табл. III.1

Тип	$S_{\text{ном}}'$ МВА	Пределы регулиру- вания	Каталожные данные					Расчетные данные			
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}^{\text{к}}$ %	$\Delta P_{\text{к}}^{\text{к}}$ кВт	$P_{\text{х}}^{\text{к}}$ кВт	$I_{\text{х}}^{\text{к}}$ %	$R_{\text{тп}}$ Ом	$X_{\text{тп}}$ Ом	$\Delta Q_{\text{х}}^{\text{к}}$ кВАр
			ВН	НН							
ТД-40000/110	40	$\pm 2,5\%$	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9,1,78\%$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9,1,78\%$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	$\pm 9,1,78\%$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	$\pm 2,5\%$	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

Окончание табл. ПП.1

Тип	$S_{\text{ном}}^{\text{МВА}}$	Пределы регулирования	Каталожные данные					Расчетные данные			
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}^{\text{к}}$ %	$\Delta P_{\text{к}}^{\text{к}}$ кВт	$P_{\text{х}}^{\text{к}}$ кВт	$I_{\text{х}}^{\text{к}}$ %	$R_{\text{тп}}$ Ом	$X_{\text{тп}}$ Ом	$\Delta Q_{\text{х}}^{\text{к}}$ кВАр
			ВН	НН							
ТРДЦН-80000/110 (ТРДЦНК)	80	$\pm 9 \cdot 1,78\%$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5		10,5	310	70	0,6	17,4	480
				121	10,5; 13,8						
ТРДЦН-125000/110	125	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	115	10,5/10,5		10,5	400	100	0,4	11,1	687,5
				121	13,8; 15,75; 18						
ТДЦ-250000/110	250	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	121	15,75		10,5	640	200	0,15	6,1	1250
				121	20						
ТДЦ-400000/110	400	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	121			10,5	900	320	0,08	3,8	1800

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}^2$ МВА	Пределы регулиру- вания	Каталожные данные				Расчетные данные				
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}^{\text{к}}$ %	$\Delta P_{\text{к}}^{\text{к}}$ кВт	$P_{\text{х}}^{\text{х}}$ кВт	$I_{\text{х}}^{\text{х}}$ %	$R_{\text{тп}}$ Ом	$X_{\text{тп}}$ Ом	$\Delta Q_{\text{х}}^{\text{х}}$ кВАр
			ВН	НН							
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360
ТРДЦН-63000/220	63	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \cdot 2,5\%$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \cdot 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960

Окончание табл. П.1.2

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	Пределы регулиру- вания	Каталожные данные					Расчетные данные			
			$U_{\text{НОМ}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}}^{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}^{\text{к}}$, кВт	$P_{\text{х}}^{\text{к}}$, кВт	$I_{\text{х}}^{\text{к}}$, %	$R_{\text{тп}}$, Ом	$X_{\text{тп}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}^{\text{к}}$, кВАр
			ВН	НН							
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	1000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500

Приложение 2

Параметры сталеалюминиевых проводов АС линий электропередач и их конструкции

Номинальное сечение, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов		Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок	
(10/1,8)	6	1,50	1	1,50	1	—	6,00
(16/2,7)	6	1,85	1	1,85	1	—	6,00
(25/4,2)	6	2,30	1	2,30	1	—	6,00
(35/6,2)	6	2,80	1	2,80	1	—	6,00
40/6,7	6	2,91	1	2,91	1	—	6,00
(50/8,0)	6	3,20	1	3,20	1	—	6,00
63/10,5	6	3,66	1	3,66	1	—	6,00
(70/11)	6	3,80	1	3,80	1	—	6,00
(70/72)	18	2,20	19	2,20	1	2	0,95
(95/16)	6	4,50	1	4,50	1	—	6,00
(95/141)	24	2,20	37	2,20	1	3	0,65

Продолжение табл. П2

Номинальное сечение, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов		Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок	
100/16,7	6	4,61	1	4,61	1	—	6,00
(120/19)	26	2,40	7	1,85	2	1	6,25
(120/27)	30	2,20	7	2,20	2	1	4,29
125/6,9	18	2,97	1	2,97	2	—	18,11
125/20,4	26	2,47	7	1,92	2	1	—
(150/19)	24	2,80	7	1,85	2	1	7,85
(150/24)	26	2,70	7	2,10	2	1	6,14
(150/34)	30	2,50	7	2,50	2	1	4,29
160/8,9	18	3,36	1	3,36	2	—	—
160/26,1	26	2,80	7	2,18	2	1	—
(185/24)	24	3,15	7	2,10	2	1	7,71
(185/29)	26	2,98	7	2,30	2	1	6,24

Продолжение табл. П2

Номинальное сечение, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов			Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок		
(185/43)	30	2,80	7	2,80	2	1	4,29	
(185/128)	54	2,10	37	2,10	2	3	1,46	
200/11,1	18	3,76	1	3,76	2	—	—	
200/32,6	26	3,13	7	2,43	2	1	—	
(205/27)	24	3,30	7	2,20	2	1	7,71	
(240/32)	24	3,60	7	2,40	2	1	7,71	
(240/39)	26	3,40	7	2,65	2	1	6,11	
(240/56)	30	3,20	7	3,20	2	1	4,29	
(300/39)	24	4,00	7	2,65	2	1	7,81	
(300/48)	26	3,80	7	2,95	2	1	6,16	
(300/66)	30	3,50	19	2,10	2	2	4,39	
(300/67)	30	3,50	7	3,50	2	1	4,29	

Номинальное сечение, мм ²	Алюминиевая часть провода		Стальной сердечник		Число повивов		Отношение сечения алюминиевой части провода к сечению стального сердечника
	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	число проволок	номинальный диаметр проволоки, мм	алюминиевых проволок	стальных проволок	
(300/204)	54	2,65	37	2,65	2	3	1,46
315/21,8	45	2,99	7	1,99	3	1	—
315/51,3	26	3,93	7	3,05	2	1	—
(330/30)	48	2,98	7	2,30	3	1	11,55
(330/43)	54	2,80	7	2,80	3	1	7,71
400/27,7	45	3,36	7	2,24	3	1	—
400/51,9	54	3,07	7	3,07	3	1	—
(400/18)	42	3,40	7	1,85	3	1	20,27
(400/22)	76	2,57	7	2,00	4	1	17,93
(400/51)	54	3,05	7	3,05	3	1	7,71
(400/64)	26	4,37	7	3,40	2	1	6,14
(400/93)	30	4,15	19	2,50	2	2	4,35

Приложение 3

Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК, АСКП, АСКС при температуре воздуха +25 °С

Номинальное сечение, мм ²	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	Вне помещений	Внутри помещений	35	110	150	220	330	500
35/6,2	175	135	10,0	—	—	—	—	—
50/8	210	165	12,0	—	—	—	—	—
70/11	265	210	15,2	47,6	—	—	—	—
95/16	330	260	18,9	59,3	80,9	—	—	—
120/19	390	313	22,3	70,1	95,6	—	—	—
120/27	375	—	21,5	67,4	92,0	—	—	—
150/19	450	365	25,7	80,9	110,3	—	—	—
150/24	450	365	25,7	80,9	110,3	—	—	—

Продолжение табл. П.3

Номинальное сечение, мм ²	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	Вне помещений	Внутри помещений	35	110	150	220	330	500
150/34	450	—	25,7	80,9	110,3	—	—	—
185/24	520	430	29,7	93,5	127,5	—	—	—
185/29	510	425	29,2	91,7	125,1	—	—	—
185/43	515	—	29,5	92,6	126,3	—	—	—
240/32	605	505	—	108,8	148,4	217	326	—
240/39	610	505	—	109,7	149,6	219	329	—
240/56	610	—	—	109,7	149,6	219	329	—
300/39	710	600	—	—	—	255	383	580
300/48	690	585	—	—	—	248	372	564
300/66	680	—	—	—	—	245	367	556

Окончание табл. П.3

Номинальное сечение, мм ²	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	Вне помещений	Внутри помещений	35	110	150	220	330	500
330/27	730	—	—	—	—	—	—	597
400/22	830	713	—	—	—	298	448	678
400/51	825	705	—	—	—	297	445	674
400/64	860	—	—	—	—	309	464	703
500/27	960	830	—	—	—	345	518	785
500/64	945	815	—	—	—	340	510	772
600/72	1050	920	—	—	—	—	—	—
700/86	1180	1040	—	—	—	—	—	—

Учебное издание

Горячев Владимир Яковлевич

Инаходова Лолита Меджидовна

Бростилова Татьяна Юрьевна

Кулага Марина Александровна

Шагова Юлия Анатольевна

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

Учебное пособие

Редактор Т.А. Феоктистова
Компьютерная верстка Ю.В. Сушка
Дизайн обложки Д.А. Николаевой

Подписано в печать 06.03.2018	Формат 60×90/16	
Бумага мелованная	Печать офсетная	Гарнитура Таймс
Усл.печ.л. 10,75	Тираж 350 экз.	Заказ №

Оригинал-макет подготовлен в РИО НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 14.
Отпечатано в типографии НИУ «МЭИ».
111250, г. Москва, ул. Красноказарменная, д. 13.