

”

”

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ С УЧЕТОМ ПОТЕРЬ И ХИЩЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Методические указания и задания
к выполнению курсовой работы

по дисциплине «Потери и хищения электроэнергии»
для студентов направления
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(
,
)

Ставрополь 2026

Кафедра: «Электроснабжения и эксплуатации электрооборудования».

Дисциплина: «Потери и хи
направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Составил: канд. техн. наук. В. Н.

Утверждено на заседании кафедры: 14.01.2026 .

ВВЕДЕНИЕ

С проектированием сети для электроснабжения промышленного района студенты направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «СЭГПП») встречаются дважды. Во время изучения электрических сетей в специальных курсах и, во-вторых, часть студентов проектирует электрическую сеть в рамках подготовки ВКР.

В качестве основных исходных данных обычно используются электрические нагрузки потребителей, заданные в виде полной или активной мощности в часы максимума и коэффициента мощности, а также категории потребителей по надежности электроснабжения. Задается также географическое расположение потребителей и источников питания.

Целью курсовой работы является систематизация и закрепление полученных студентами теоретических знаний по конструкции, расчету режимов и проектированию электрических сетей, а также получение практических навыков определения потерь и хищений электроэнергии в распределительных электрических сетях.

Задачи, решаемые студентами в процессе проектирования, следующие: составление вариантов сети и расчет потокораспределения в них; определение экономически целесообразных напряжений и сечений линий с учетом технических ограничений; технико-экономическое сравнение вариантов и выбор из них наиболее оптимального; расчет основных режимов проектируемой сети; компенсация реактивной мощности; обеспечение необходимого качества электроэнергии, поставляемой потребителям.

Данные методические указания содержат все необходимые рекомендации, позволяющие выполнить курсовую работу в полном объеме, и которые в доступной студентам технической литературе изложены неполно и разрозненно. Однако это вовсе не означает, что они могут заменить соответствующие учебники и пособия.

1 ОБЪЕМ И СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Курсовая работа представляется в виде расчетно-пояснительной записки (РПЗ) на 25-30 листах текста формата А4 и графического материала.

РПЗ должна содержать задание на проектирование с исходными данными, методику расчетов и сами расчеты, обоснование принятых решений, выводы и список литературы. Задание на проектирование выдается каждому студенту индивидуально. Образец задания представлен в Приложении 1.

В графической части должны быть изображены:

- * географическое расположение источников питания и потребителей электрической энергии;
- * варианты схем электроснабжения;
- * однолинейная схема принятого варианта электрической сети с указанием длины, марки проводов и сечений линий электропередачи, схемами

электрических соединений подстанций с указанием мощности трансформаторов и действительных напряжений в режимах наибольших и наименьших нагрузок;

* схема замещения сети для режима наибольших нагрузок с указанием параметров основных элементов и потоков мощности.

В работе должны быть представлены разделы:

Баланс активных и реактивных мощностей и расстановка компенсирующих устройств.

Составление вариантов конфигурации сети и выбор из них трех-четырех лучших для последующего технико-экономического сравнения.

Предварительный расчет отобранных вариантов.

Технико-экономическое сравнение вариантов и выбор из них наиболее целесообразного.

Выбор трансформаторов на подстанциях потребителей.

Уточненный расчет режимов выбранного варианта.

Проверка достаточности регулировочного диапазона трансформаторов.

Уточнение баланса мощности и определение себестоимости передачи электроэнергии.

РПЗ оформляется в соответствии с общими требованиями к текстовым документам, согласно ГОСТ 7.32-2001(2005) "Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Общие требования к текстовым документам" и ГОСТ 2.105-95 ЕСКД "Общие требования к текстовым документам" (с учетом специфики документа и требований учебного заведения) на одной стороне листов белой бумаги формата А4 (210x297мм). Если при проектировании используются литературные источники или нормативная документация, то в соответствующих местах записки делаются необходимые ссылки. При этом в квадратных скобках указывается порядковый номер источника в соответствии со списком источников, который приводится в конце записки. Оформление списка источников - в соответствии с ГОСТ 7.1-84. В тексте пояснительной записки не должно быть сокращенных слов за исключением общепринятых сокращений, установленных ГОСТ 2.316-68 и ГОСТ 7.12-77. Цифровой материал в тексте РПЗ рекомендуется представлять в виде таблиц, оформление которых производится согласно ГОСТ 1.5-85.

Графическая часть выполняется на трёх листах формата А3 или на одном листе формата А1 согласно ГОСТ 2.301-68; основные надписи - ГОСТ 2.109-73. Общие требования к выполнению электрических схем должны соответствовать ГОСТ 2.701-84.

2 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Балансы активных и реактивных мощностей рассчитываются для режима наибольших нагрузок по укрупненным показателям. Расходные части балансов

складываются из мощностей потребителей и потерь мощности в линиях и трансформаторах:

$$P_{\Sigma\text{потр}} = \Sigma P_i + \Delta P_{\text{л-тр}};$$

$$Q_{\Sigma\text{потр}} = \Sigma(P_i \cdot \text{tg}\varphi_i) + \Delta Q_{\text{л}} + \Delta Q_{\text{тр}} - Q_{\text{с}};$$

Здесь:

$P_{\Sigma\text{потр}}$	– активная мощность, потребляемая всеми электроприемниками от энергосистемы.
$Q_{\Sigma\text{потр}}$	– реактивная мощность, необходимая всем электроприемникам.
P_i	– активная мощность i -го потребителя.
$\Delta P_{\text{л-тр}}$	– потери мощности в линиях и трансформаторах; в предварительном расчете баланса их можно принять в пределах 2...4% от ΣP_i
$\text{tg}\varphi_i$	– коэффициент реактивной мощности i -того потребителя
$\Delta Q_{\text{л}}, Q_{\text{с}}$	– потери реактивной мощности в линиях и реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями; в предварительных расчетах их можно принять равными друг другу.
$\Delta Q_{\text{тр}}$	– потери реактивной мощности в трансформаторах; в предварительных расчетах их можно принять, как 8...10% от: $S = \sqrt{(\Sigma P_i)^2 + (\Sigma P_i \cdot \text{tg}\varphi_i)^2}$

Реактивная мощность, получаемая от системы, определяется как

$$Q_{\text{сист}} = P_{\text{сист}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сист}} = P_{\Sigma\text{потр}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сист}}.$$

Обычно предоставляемая энергосистемой реактивная мощность $Q_{\text{сист}}$ недостаточна для потребителей, то есть $Q_{\text{сист}} < Q_{\Sigma\text{потр}}$, поэтому для обеспечения баланса по реактивной мощности необходима установка компенсирующих устройств общей мощностью

$$Q_{\text{ирм}} = Q_{\Sigma\text{потр}} - Q_{\text{сист}}.$$

Распределение мощности компенсирующих устройств по потребителям производится пропорционально потребляемой ими реактивной мощности:

$$Q_{\text{ирм } i} = Q_{\text{ирм}} \cdot (P_i \cdot \text{tg}\varphi_i) / (\Sigma P_i \cdot \text{tg}\varphi_i).$$

На подстанциях, где величина $Q_{\text{ирм } i}$ получается меньше 400 квар, компенсирующие устройства не устанавливаются. На остальных подстанциях мощность компенсирующих устройств округляется до мощностей, кратных 400 квар. Затем производится проверка баланса:

$$Q_{\text{сист}} + \Sigma Q_{\text{ирм } i} = Q_{\Sigma\text{потр}}.$$

Если баланс не выполняется более, чем на 200квар, то мощности компенсирующих устройств наиболее крупных потребителей увеличивают или уменьшают на 400квар.

После этого определяют реактивную мощность потребителей с учетом установки компенсирующих устройств: $Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg}\varphi_i - Q_{\text{ирми}}$;

Расчеты по балансу сводят в табл. 1

Таблица 1–Расчёты сети по балансу мощностей

$N_{\text{потр}}$	$P_i, \text{МВт}$	$\operatorname{tg}\varphi_i$	$P_i \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \text{Мвар}$	$Q_{\text{ирми}}, \text{Мвар}$	$Q_i, \text{Мвар}$	$S_i, \text{МВ}\cdot\text{А}$

3 СОСТАВЛЕНИЕ ВАРИАНТОВ КОНФИГУРАЦИИ СЕТИ

При составлении вариантов конфигурации сети следует исходить из следующих соображений [1-3].

1. Электрическая сеть должна обеспечить определенную надежность электроснабжения. Согласно ПУЭ, потребители 1-й и 2-й категории должны обеспечиваться электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. При питании потребителей района от шин распределительных устройств электростанций или подстанций энергосистемы независимыми источниками можно считать разные секции шин этих распределительных устройств, если они имеют питание от разных генераторов или трансформаторов и электрически между собой не связаны или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из секций.

Для питания потребителей 1-й категории применяют резервированные схемы с АВР. Питание потребителей 2-й категории осуществляется, как правило, тоже по резервированным схемам, но включение резерва при этом может быть ручным, то есть обслуживаемым персоналом. Допускается также питание потребителей 2-й категории и по нерезервированным схемам, но целесообразность такого решения должна доказываться сравнением ущерба от недоотпуска электроэнергии в послеаварийном режиме при нерезервированной схеме с необходимым повышением затрат на создание резервированной схемы. Питание потребителей 3-й категории выполняется по нерезервированной схеме.

Если в одном пункте имеются потребители разных категорий, то при выборе конфигурации сети следует исходить из высшей категории потребителей данного пункта.

2. Проектируемая сеть должна быть по возможности простой. В районных сетях применяют три типа схем электроснабжения:

- разомкнутые нерезервированные радиальные и магистральные, выполняемые одноцепными линиями;
- разомкнутые резервированные радиальные и магистральные, выполняемые двухцепными линиями;
- замкнутые резервированные (в том числе с двухсторонним питанием), выполняемые одноцепными линиями.

Выбор конкретного типа схемы определяется взаимным расположением пунктов потребления и составом потребителей по категориям. Составление ва-

риантов следует начинать с наиболее простых схем - радиальных и магистральных, выбирая для них кратчайшие трассы. Для передачи электроэнергии к пунктам, расположенным в одном направлении от источника питания, используется одна трасса. Передача электроэнергии по линиям должна осуществляться только в направлении общего потока энергии от источника питания к потребителям. Передача электроэнергии в обратном направлении даже на отдельных участках сети приведет к повышению капиталовложений, повышению потерь мощности и энергии. Кроме того, следует учитывать, что радиальные и магистральные схемы позволяют сооружать подстанции потребителей без выключателей на стороне высшего напряжения, то есть более дешевые. Но в то же время они характеризуются наибольшей суммарной длиной линий (в одноцепном исчислении).

3. Применение более сложных замкнутых схем повышает надежность электроснабжения, но имеет и отрицательные стороны. Как правило, применение замкнутой схемы электроснабжения экономически целесообразно только в том случае, если суммарная длина линий замкнутой сети получается существенно ниже, чем суммарная длина линий разомкнутой сети (в одноцепном исчислении), то есть, если экономятся капиталовложения на строительство линий и требуется меньший расход алюминия. Применение замкнутой сети, как правило, экономически нецелесообразно, если при объединении линий в замкнутый контур образуется протяженный малозагруженный участок. Замкнутые схемы требуют использования на подстанциях потребителей схем с выключателями на стороне высшего напряжения, и это удорожает подстанции. Кроме того, если простая замкнутая сеть охватывает 4...6 потребителей, то в послеаварийных режимах, возникающих при отключении одного из головных участков, в ней происходит недопустимо большая потеря напряжения. Впрочем этот недостаток легко устранить, если расчленив кольцо на два взаимосвязанных контура (то есть перейти к сложнзамкнутой сети) или перевести сеть на более высокое номинальное напряжение. Поэтому применение замкнутой сети всегда требует экономического обоснования

4. Совершенно необязательно предусматривать для всей сети одно и то же номинальное напряжение. Отдельные участки, обычно самые отдаленные и малозагруженные, могут иметь более низкое номинальное напряжение, чем остальная сеть. Однако при принятии такого решения следует учесть, что для соединения участков с разными номинальными напряжениями потребуются трехобмоточные трансформаторы, которые более дороги, чем двухобмоточные.

4 ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Выбираемое номинальное напряжение должно удовлетворять двум условиям. Во-первых, оно должно быть достаточно высоким, чтобы обеспечить передачу заданной мощности на заданное расстояние без перегрузок входящих в сеть элементов и гарантировать достаточный уровень напряжения во всех точ-

ках сети. Во-вторых, оно должно оставаться экономически целесообразным, поскольку с ростом напряжения возрастает стоимость линий и подстанций.

Для предварительного выбора можно воспользоваться одной из эмпирических формул, например, формулой Илларионова [1-3]:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \text{кВ} .$$

Здесь P и L - передаваемая по наиболее загруженному головному участку активная мощность в МВт и длина этого участка в км.

Если полученное по этой формуле напряжение близко к одному из стандартных, то это стандартное напряжение принимается в качестве номинального. Если же полученное напряжение находится близко к середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта, то есть вариант с меньшим номинальным напряжением и вариант с большим номинальным напряжением.

5 ПРИМЕР СОСТАВЛЕНИЯ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Для иллюстрации этих правил ниже рассматривается последовательность составления вариантов сети для электроснабжения промышленного района с шестью потребителями, а также процесс выбора из них ограниченного числа вариантов для дальнейшего рассмотрения.

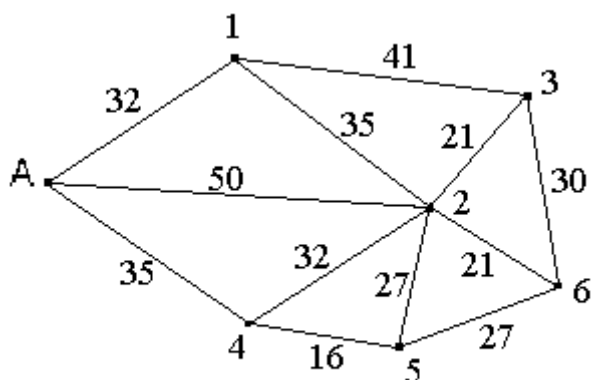


Рис 1

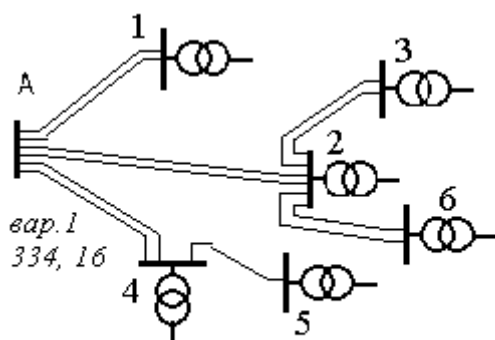


Рис 2

Источник питания - сборные шины 110-220 кВ подстанции A энергосистемы. Географическое расположение источника и пунктов потребления представлено на рис.1. Там же указаны расстояния между пунктами. Предполагается, что в пунктах 1,2,4 и 6 имеются потребители 1, 2 и 3 категории, в пункте 3 - только 2 и 3, а в пункте 5 - только потребители 3 категории. Составление вариантов начинаем с наиболее простых схем.

Вариант 1 (рис. 2) представляет собой радиально-магистральную сеть, характеризующуюся тем, что все ЛЭП прокладываются по кратчайшим трассам. Все линии, за исключением линии 4-5, двухцепные, линия 4-5 одноцепная, так как в п.5

имеются потребители только 3 категории. Предполагается, что длины линий и нагрузки таковы, что наиболее целесообразным напряжением в этом случае будет номинальное напряжение 110 кВ. Почти все подстанции (за исключением ПС 2) могут быть выполнены по упрощенным схемам без выключателей на

стороне высшего напряжения. Подстанция 2 является узловой, что требует использования на стороне 110 кВ схемы повышенной надежности. (с выключателями) и, следовательно, будет довольно дорогостоящей.

На этом и последующих рисунках под номером варианта приведены общая длина линий (в одноцепном исчислении) и необходимое количество выключателей. Общую длину линий легко получить, сравнивая схему варианта с рис.1. Необходимое количество выключателей складывается из выключателей

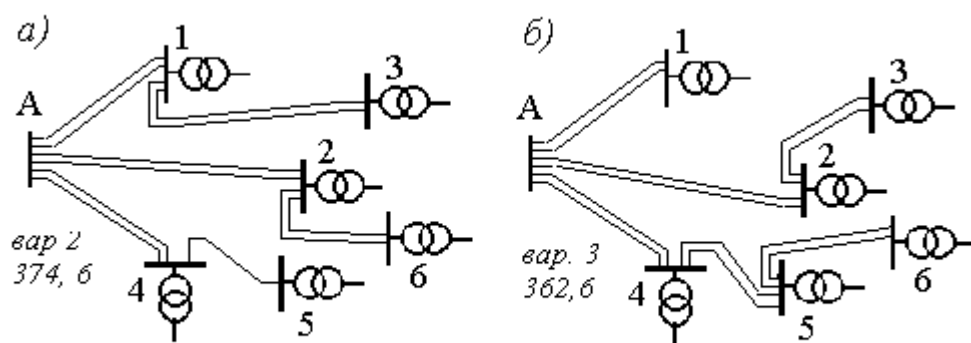


Рис 3

подстанции *A* энергосистемы (по одному выключателю на каждый отходящий фидер) и выключателей на подстанциях потребителей (об этом более подробно говорится ниже). Общая длина линий данного варианта составляет 334 км, и необходимое количество выключателей - 16, (6 - на отходящих фидерах подстанции *A* и 10 - на узловой ПС 2).

Варианты 2 и 3 (рис.3,а и 3,б) являются развитием варианта 1 с целью снижения требований к надежности ПС 2. В варианте 2 питание ПС 3 осуществляется от ПС 1, а в варианте 3 - питание ПС 6 - от ПС 5. В обоих вариантах ПС 2 становится проходной и, следовательно, значительно дешевле. Однако протяженность линий в этих вариантах и, соответственно, затраты на строительство линий выше.

На этом все рациональные варианты радиально-магистральной конфигурации сети, по-видимому, исчерпываются и далее предлагаются комбинированные варианты, где часть сети имеет по-прежнему радиально-магистральную конфигурацию, а часть – кольцевую.

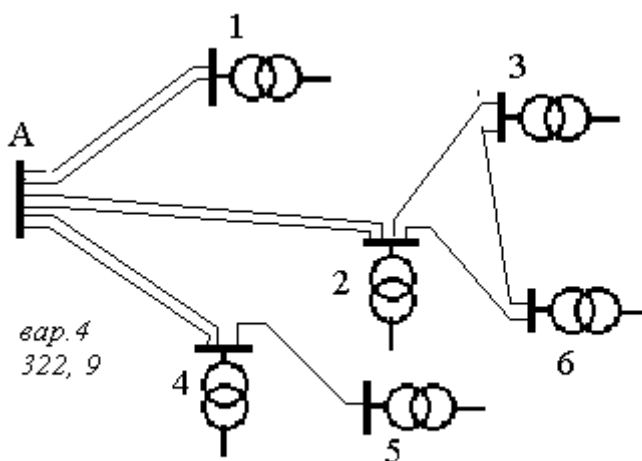


Рис 4

Вариант 4 (рис.4) также является развитием варианта 1 в направлении удешевления ПС 2. В нем потребители 3 и 6 питаются по кольцевой сети. Это не только упрощает конструкцию ПС 2, но и позволяет уменьшить суммарную длину линий.

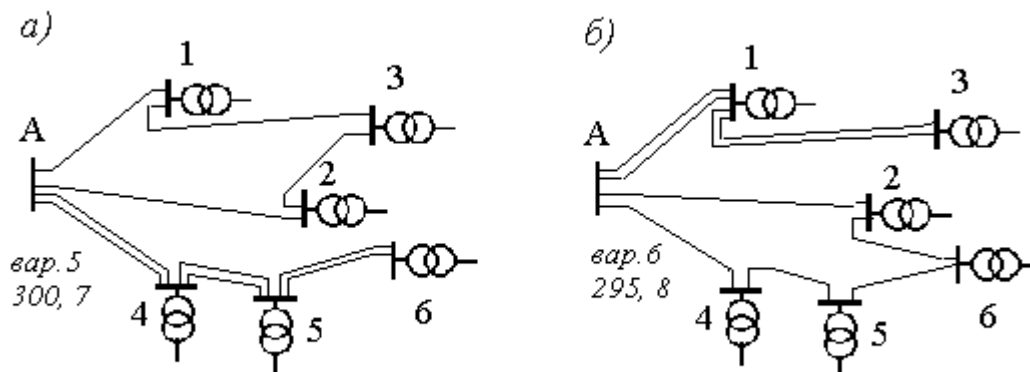


Рис.5

Очевидный недостаток этого варианта - это то, что линия 3-6 будет нагружена только в послеаварийных режимах, возникающих при повреждении линии 2-3 или линии 2-6, а все остальное время будет работать вхолостую или почти вхолостую.

В вариантах 5 и 6 (рис.5,а и 5,б) часть потребителей также получает питание по кольцевой сети, что также снижает общую длину ЛЭП. Но здесь нет участков, которые в нормальном режиме были бы явно незагруженными (таких, как участок 3-6 на рис. 4). Однако следует иметь ввиду, что подстанции, соединенные в кольцо, оказываются более дорогими, так как требуют на стороне 110 кВ схемы "мостик" с выключателем в перемычке (см. ниже).

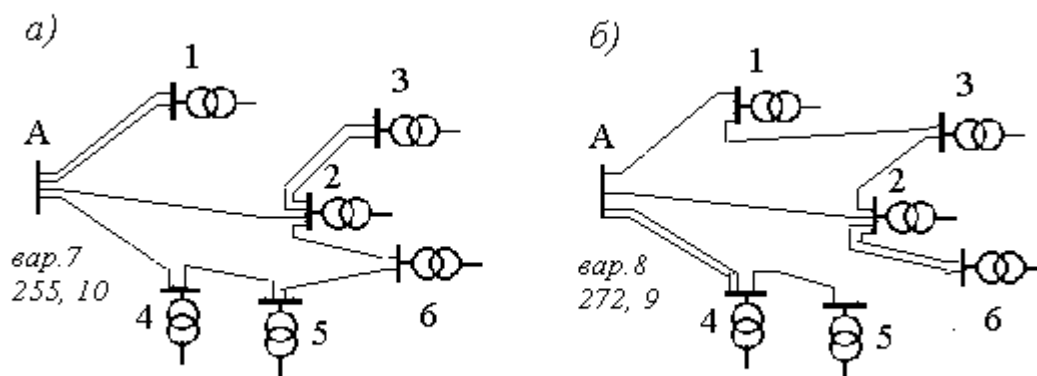


Рис 6

Варианты 7 и 8 (рис.6,а и 6,б) позволяют еще в большей степени уменьшить суммарную длину линий, но при этом усложняется и, следовательно, удорожается подстанция ПС 2, которая может быть выполнена, например, по схеме "мостик" с тремя выключателями.

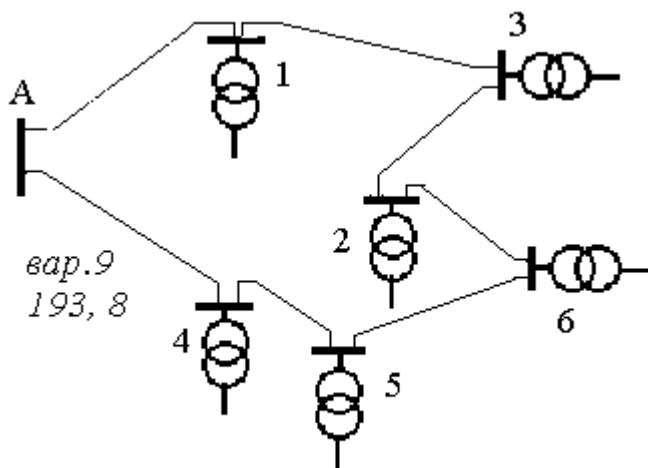


Рис 7

Вариант 9 (рис. 7) предполагает соединение в кольцо всех потребителей. Общая длина ЛЭП (в одноцепном исчислении) при этом минимальна. Все подстанции имеют на стороне высшего напряжения схему "мостик" с одним выключателем. Существенный недостаток этого варианта - большая протяженность кольца. Возникает опасение, что при аварийном отключении одного из головных участков общая потеря

напряжения в сети окажется недопустимо большой. Если при расчете это подтвердится, то вся экономия, ожидаемая за счет снижения длины линий, может быть "съедена" мероприятиями, направленными на уменьшение потери напряжения в послеаварийном режиме (например, применение более высокого номинального напряжения 220 кВ).

Варианты 10 и 11 (рис 8,а и 8,б) следует ввести в рассмотрение лишь в том случае, если подтвердится опасение, отмеченное в отношении варианта 9. Суммарная длина линий в этих вариантах выше, и подстанция ПС 2 более дорогостоящая, чем в варианте 9, но потеря напряжения в послеаварийных режимах меньше за счет дробления большого кольца на два меньших (вариант 10) или превращения простой замкнутой схемы в сложнозамкнутую (вариант 11).

Таким образом, общее количество вариантов получилось 11. Проводить в курсовом проекте технико-экономический расчет их всех слишком трудоемко.

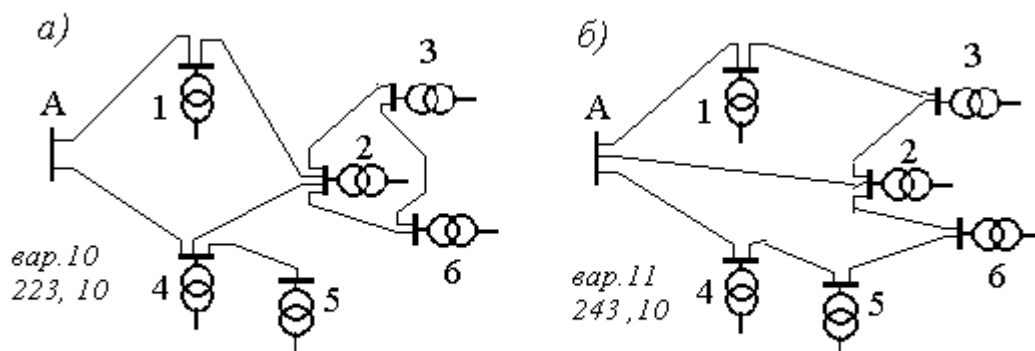


Рис 8

Поэтому имеет смысл сразу же отбросить наименее удачные из них. Для этого рекомендуется провести небольшие оценочные расчеты, позволяющие сравнить между собой хотя бы в первом приближении варианты с одинаковыми принципами построения схем сети.

Например, варианты 1...3 все имеют радиально-магистральные резервированные схемы и, следовательно, обеспечивают одинаковый уровень надежности. Поэтому их можно сравнить по таким, очень легко определяемым показателям, как суммарная длина линий и необходимое количество выключателей 110 кВ. Сделав такие расчеты, получаем, что суммарная длина линий (в одноцепном исчислении) в первых трех вариантах составляет соответственно 334, 374 и 362 км. Необходимое количество выключателей в этих вариантах 16, 6 и 6. Эти числа нанесены на рисунках рядом с номером варианта. Если принять, что стоимость одного выключателя 110 кВ примерно равна стоимости 3...5 км воздушной линии 110 кВ, приходим к выводу, что из этих трех вариантов наиболее конкурентоспособным будет вариант 3. Поэтому варианты 1 и 2 далее не рассматриваем.

Варианты 4...8 также построены по одному принципу конфигурации сети: часть потребителей питается по кольцевой сети, часть - по радиально-магистральной. Проведя аналогичный оценочный расчет для этих вариантов, оставляем из них вариант 7, а остальные отбрасываем.

Вариант 9 аналогов не имеет, сравнивать его не с чем, поэтому оставляем его для дальнейшего рассмотрения.

Варианты 10 и 11 как по принципу построения схемы, так и по надежности аналогов не имеют, поэтому их также оставляем.

Таким образом, для дальнейшего расчета и последующего технико-экономического сравнения остаются варианты 3, 7, 9, 10 и 11.

Далее рекомендуется следующая стратегия выбора.

В первую очередь производится предварительный расчет вариантов 3 и 7. При этом для каждого из них приближенно, без учета потерь, рассчитывается потокораспределение, выбирается сечение проводов линий и определяются их параметры. Далее для нормального режима определяются общие потери мощности и наибольшая потеря напряжения. Оба варианта проверяются также по допустимому току проводов и по наибольшей потере напряжения в наиболее тяжелом послеаварийном режиме. (Более подробно см. в разделе «Предварительный расчет отобранных вариантов»). При проверке наибольшей потери напряжения она сопоставляется с возможностями устройств РПН серийных трансформаторов обеспечить для потребителей необходимый уровень напряжения. После проверки определяются экономические показатели вариантов (капиталовложения и эксплуатационные расходы).

Затем производится расчет варианта 9 вплоть до определения наибольшей потери напряжения в наиболее тяжелом послеаварийном режиме. Если она окажется в допустимых пределах (в сопоставлении с возможностями РПН), то расчет этого варианта доводят до конца, а варианты 10 и 11 можно не рассматривать, так как они, не выигрывая существенно в отношении надежности по сравнению с вариантом 9, значительно уступают ему по стоимости.

После этого на основе технико-экономического сравнения производится окончательный выбор лучшего из вариантов 3, 7 и 9.

Если же потеря напряжения в послеаварийном режиме в варианте 9 окажется выше допустимой, то нужно рассмотреть возможности модернизации этого варианта с целью ее уменьшения. Во-первых, это выполнение головных участков двухцепными линиями (вариант 9а), во-вторых, использование более высокого номинального напряжения 220 кВ (вариант 9б) и, в-третьих, изменение схемы сети (это предполагают варианты 10 и 11). Тогда окончательный выбор варианта будет производиться на основе технико-экономического сравнения уже шести вариантов: 3, 7, 9а, 9б, 10 и 11. При этом в сравнении должны участвовать также и трансформаторы на подстанциях потребителей, поскольку стоимость трансформаторов 220 кВ и трансформаторов 110 кВ различна.

При составлении вариантов конфигурации сети, проведенном выше, не рассматривались варианты, в которых сеть состояла бы из участков с разными номинальными напряжениями, а также варианты, в которых электроснабжение ПС 3 осуществлялось бы по нерезервированной схеме. (Напомним, что в его составе нет потребителей 1 категории) Если подобные варианты рассматривались бы одновременно с остальными, то общее количество вариантов резко бы возросло и затруднило выбор. Но это не значит, что подобные технические решения не рассматриваются вовсе. Просто удобнее эти возможности рассмотреть уже после выбора лучшего варианта, как его подварианты. В частности, в данном случае, если, например, при технико-экономическом сравнении выигрывает вариант 3, то следует рассмотреть возможность выполнения линии 2-3 однопольной (вариант 3а), а линий 4-5 и 5-6 – на напряжение 35 кВ (вариант 3б) и обе эти возможности одновременно (вариант 3в, рис 9). Если же при сравнении выигрывает вариант 7, то в качестве подварианта 7а достаточно рассмотреть электроснабжение ПС 3 по нерезервированной схеме.

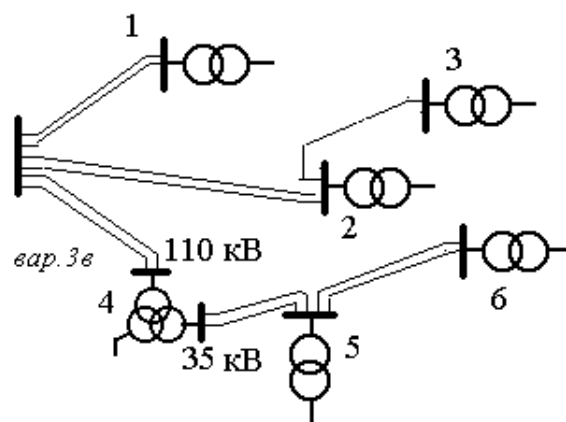


Рис 9

В заключение необходимо еще раз подчеркнуть, что этап составления вариантов представляет собой многостороннюю и трудоемкую задачу, решение которой требует от студента осмысленного рассмотрения отмеченных выше факторов, выдвижения гипотез о достоинствах и недостатках различных схем, их технических и экономических характеристиках, а также проведения некоторых оценочных расчетов.

В расчетно-пояснительной записке аргументация решений по выбору тех или иных вариантов обязательно должна быть отражена.

6 СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

Схема электрических соединений подстанций на стороне высшего напряжения определяется категорией потребителей, а также местом и ролью

подстанции в электрической сети или системе. При этом естественно, с целью удешевления сети, стремятся применить наиболее простую схему. В рамках данного проекта допускается производить выбор схем подстанций из существующих типовых схем без детального технико-экономического обоснования.

Количество трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от требуемой надежности электроснабжения. Если в каком-либо пункте имеются потребители только 3 категории, то устанавливается только один трансформатор и применяется упрощенная схема подстанции с отделителем и короткозамыкателем, без выключателей на стороне высшего напряжения. (рис.10,а).

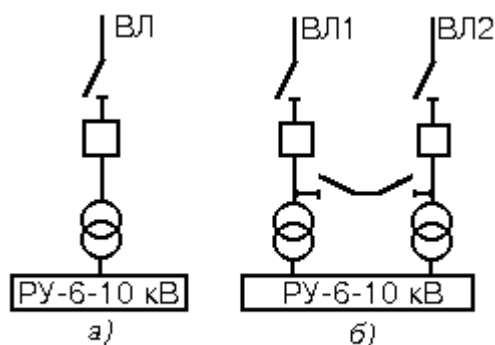


Рис.10

По такой схеме могут быть выполнены, например, ПС 5 на рис 2 или ПС 3 на рис 9. Если имеются потребители более высоких категорий, то устанавливаются, как правило, два трансформатора. При этом предпочтение также отдается упрощенным схемам. Для тупиковых подстанций используется схема "два блока с отделителями и автоматической перемычкой со стороны трансформатора" (рис.10,б). Поскольку аварийность ВЛ выше, чем аварийность трансформаторов, то при такой схеме подстанции при повреждении одной из питающих линий оба трансформатора могут быть подключены к линии, оставшейся в работе. По такой схеме могут быть выполнены, например, ПС 1, ПС 3 и ПС 6 на рис.2.

Для проходных подстанций в радиально-магистральных резервированных сетях нашла применение схема, показанная на рис 11,а.

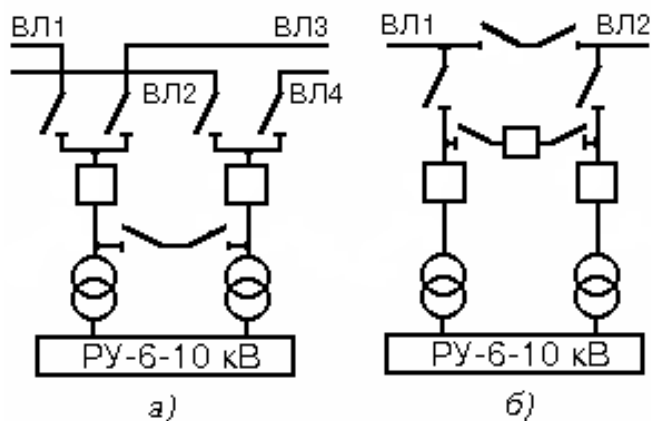


Рис.11

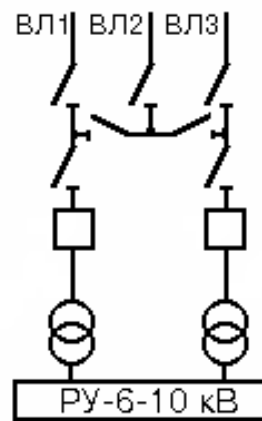


Рис.12

Она позволяет при повреждении любого участка сети сохранить нормальный режим на всех остальных участках. Она может быть использована, например, для ПС 2, ПС 4 и ПС 5 на рис.3,б. Подстанция в виде мостика с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов используется на подстанциях кольцевых сетей. (Рис.11,б) Перемычка из разъединителей позволяет при выводе в ремонт выключателя сохранить кольцо в замкнутом

состоянии. Такую схему могут иметь, например, все подстанции потребителей на рис.7.

Если в радиально-магистральной сети от подстанции, питаемой по двум линиям, отходит одна, как например, ПС 2 на рис 9, то может быть применена упрощенная схема, представленная на рис. 12.

В кольцевой сети в таких случаях используют более сложные схемы - "двойной мостик" и "тройной мостик" (рис. 13,а и 13,б). Примером использования таких схем могут быть ПС 2 на рис.8,б и ПС 2 на рис. 8,а.

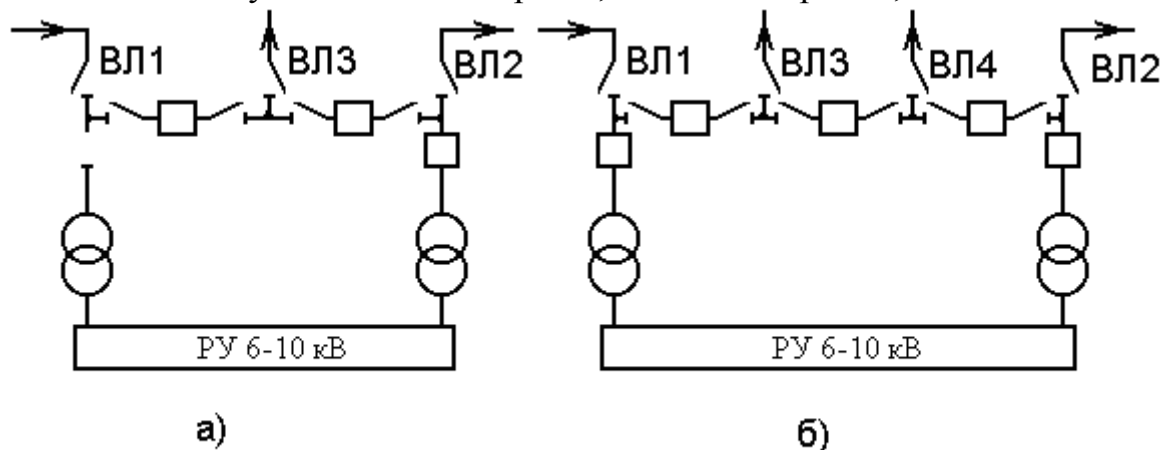


Рис. 13

При числе присоединений на стороне высокого напряжения более четырех подстанция становится узловой. (Например, ПС 2 на рис. 2) и требования к надежности повышаются

Поэтому схема электрических соединений подстанции становится более сложной. Одна из возможных схем, используемых на узловых подстанциях, показана на рис 14. Она имеет рабочую систему шин, секционированную выключателем, и обходную, с выключателями во всех присоединениях.

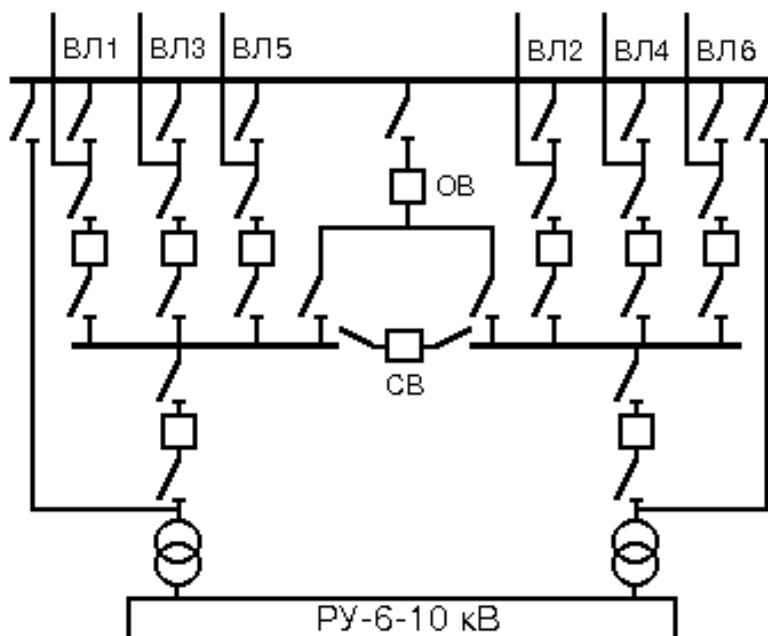


Рис.14

7 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ОТОБРАННЫХ ВАРИАНТОВ

Задачей предварительного расчета является приближенное определение некоторых параметров сети, на основании которых можно было бы сделать технико-экономическое сравнение отобранных вариантов и выбрать из них лучший. Расчету подлежат:

- потокораспределение в сети;
- сечения проводов на всех участках и соответствующие активные и реактивные сопротивления;
- потери активной мощности и наибольшая потеря напряжения в нормальном режиме;
- потокораспределение в наиболее тяжелом послеаварийном режиме;
- проверка выбранных сечений проводов по условиям нагрева в послеаварийном режиме;
- проверка сети по наибольшей потере напряжения в послеаварийном режиме.

Кроме того, в этом разделе необходимо также выбрать трансформаторы подстанций потребителей.

При предварительном расчете режима сети делаются следующие допущения:

- * потери мощности в трансформаторах и зарядная мощность ВЛ не учитываются.
- * источники ограниченной мощности (ТЭЦ, ТЭС) учитываются, как нагрузки с отрицательным знаком;
- * напряжения во всех точках сети считаются равными номинальному значению;
- * сеть считается однородной.

Расчет потокораспределения радиально-магистральных сетей производят по первому закону Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленного потребителя к источнику питания.

Расчет потокораспределение в простых замкнутых схемах начинают с "разрезания кольца" и определения потоков активной и реактивной мощности на головных участках по формулам [1-3]:

$$P_{A1} = \frac{\sum P_i L_{iB}}{L_{AB}}; \quad Q_{A1} = \frac{\sum Q_i L_{iB}}{L_{AB}};$$

- где: $Q_i; P_i$ – активная и реактивная мощности потребителей;
 L_{iB} – расстояние от i -того потребителя до противоположного источника питания;
 L_{AB} – длина всей кольцевой линии.

Потоки мощности на остальных участках определяются по первому закону Кирхгофа.

При расчете сложноразветвленных сетей необходимо вначале с помощью преобразований привести сеть к линии с двухсторонним питанием. Методы преобразования изложены в гл.10 [2].

Для всех рассматриваемых вариантов в пояснительной записке должны быть приведены расчетные схемы с нанесенными на них нагрузками, потоками мощности, полученными в расчете, и напряжениями в узлах.

После расчета потокораспределения определяется номинальное напряжение сети (методика изложена выше) и сечения проводов. Согласно ПУЭ сечения проводов питающих линий определяются по экономической плотности тока по формуле:

$$F_{расч} = \frac{S_{уч}}{\sqrt{3} U_{ном} j_{э} \cdot n};$$

где: $j_{э}$ – экономическая плотность тока, принимается в соответствии с числом часов T_m (дается в задании);

n – количество цепей.

По рассчитанным таким образом сечениям принимаются ближайшие стандартные, с учетом механической прочности и условий исключения явлений коронирования.

Здесь необходимо отметить, что в связи с быстрым изменением экономических условий в России существенно изменяется соотношение цен на материалы и на электроэнергию, поэтому значения экономических плотностей тока, представленные в ПУЭ, объективно уже не являются экономическими, и поэтому данный метод часто дает ошибочные результаты. Более надежным в этом смысле является метод экономических интервалов при условии построения номограмм в соответствии с действующими на момент проектирования ценами.

Для каждого выбранного сечения определяют погонные параметры X_0 и R_0 и по ним определяют активные и реактивные сопротивления участков по формулам:

$$R_{уч} = R_0 \cdot L_{уч}; \quad X_{уч} = X_0 \cdot L_{уч};$$

Затем по формуле [1-3]:

$$\Delta U_{уч} = \frac{P_{уч} R_{уч} + Q_{уч} X_{уч}}{U_{ном}};$$

где $P_{уч}$ и $Q_{уч}$ – потоки активной и реактивной мощности на участке, определяют потери напряжения по участкам и, затем, – наибольшие потери напряжения, то есть потери напряжения от источников питания до наиболее удаленного (электрически) потребителя. При суммировании потерь напряжения по участкам следует принимать во внимание направление потока мощности на участке, так как в зависимости от этого напряжение вдоль участка может или уменьшаться или увеличиваться.

Потери активной мощности по участкам определяются по формуле[1-3]:

$$\Delta P_{\text{уч}} = \frac{S_{\text{уч}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{уч}} ;$$

и затем суммируются для всей сети.

По итогам расчета нормального режима сети для каждого варианта составляется таблица по следующей форме (табл. 2).

Таблица 2 - Расчет нормального режима

Участок	Длина, км	Число цепей	Поток мощности, МВ·А	Расчетное сечение, мм ²	Стандартное сечение, мм ²

продолжение табл. 2

X_0 , Ом/км	R_0 , Ом/км	X , Ом	R , Ом	ΔP , МВт	ΔU , кВ

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом считается работа сети при повреждении и отключении наиболее загруженного головного участка замкнутой сети, или одной из цепей магистральной линии на головном участке, или отключение ТЭЦ, если она имеет ограниченную мощность.

При этом рекомендуется следующий порядок расчета:

- рассчитываются параметры участков сети (если они изменились) и составляется расчетная схема сети в послеаварийном режиме;
- рассчитывается потокораспределение;
- по условиям нагрева проверяются и, если необходимо, корректируются сечения проводов;
- определяется потеря напряжения (только на участках, где она изменилась) и наибольшая потеря напряжения.

Если наибольшая потеря напряжения превышает допустимую, необходимо принять меры к ее уменьшению. Такими мерами могут быть (в порядке возрастания эффективности):

- * увеличение сечения проводов на одну-две ступени;
- * выполнение наиболее загруженных участков кольцевой сети двухцепными линиями (в этом случае наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает после повреждения и отключения наиболее загруженного из участков, оставшихся одноцепными);
- * прокладка дополнительных линий электропередачи.

По результатам расчета послеаварийного режима рекомендуется составить таблицу, аналогичную табл. 2

Мощность трансформаторов двухтрансформаторных подстанций выбирается, с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме, возникающем при отключении одного из трансформаторов [1-3]:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}}{1,4};$$

Мощность трансформаторов для однотрансформаторных подстанций выбирается проще:

$$S_{ном} \geq S_{расч} \cdot$$

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

Сравнение вариантов электроснабжения промышленного района можно производить по приведенным затратам:

$$Z = E_n K_{\Sigma} + I_{год} + U,$$

где: E_n – нормативная эффективность капиталовложений;
 K_{Σ} – суммарные капиталовложения в строительство сети;
 $I_{год}$ – ежегодные эксплуатационные расходы;
 U – ежегодный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Лучшим считается вариант, имеющий наименьшие приведенные затраты.

Капиталовложения в строительство сети определяются по укрупненным показателям, как сумма капиталовложений в строительство ЛЭП и подстанций:

$$K_{\Sigma} = K_{лэп} + K_{п/ст},$$

где $K_{лэп} = \sum K_{лэпi} \cdot L_i$; $K_{п/ст} = K_{тр} + K_{ору} + K_{вык} + K_{ирм}$; причем:

$K_{лэпi}$ – стоимость 1 км ВЛ, зависящая от сечения провода, числа цепей и типа опор (приложение 3);

L_i – длина участка сети, км;

$K_{тр}$ – стоимость трансформаторов подстанций потребителей (приложение 4);

$K_{ору}$ – стоимость открытых распределительных устройств;

$K_{вык}$ – стоимость выключателей (учитываются выключатели на подстанциях потребителей, если они там предусмотрены, и выключатели на отходящих фидерах источников);

$K_{ирм}$ – стоимость источников реактивной мощности;

Ежегодные издержки определяются по выражению:

$$I_{год} = I_{л} + I_{п/ст} + I_{\Delta w},$$

где: $I_{л} = (\alpha_a + \alpha_{то}) \cdot K_{лэп}$ – издержки на амортизацию и обслуживание воздушных линий;

$I_{п/ст} = (\alpha_a + \alpha_{то}) K_{п/ст}$ – издержки на амортизацию и обслуживание подстанционного оборудования;

$I_{\Delta w} = \Delta P \cdot \tau \cdot \beta$ – расходы на возмещение потерь электрической энергии;

β – стоимость 1 кВт·ч.;

α – норма амортизационных отчислений.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии $У$ определяется и учитывается лишь в тех случаях, когда электроснабжение осуществляется по нерезервированным схемам и варианты существенно отличаются по надежности.

Для оценки надежности электроснабжения можно использовать такой показатель, как поток отказов в течение года:

$$W = (\sum L_i w_i)/100 + n_T \cdot w_T + n_B \cdot w_B,$$

где w_i ; w_T ; w_B - поток отказов ВЛ (на 100 км), трансформаторов и выключателей (на одну штуку) - из табл.3;

L_i ; n_T ; n_B - длины участков ВЛ, число трансформаторов и выключателей.

Таблица 3 – Потоки отказов элементов в течение года

Напряжение элемента	35 кВ	110 кВ	220 кВ
Одноцепная ВЛ	1,4	1,1	0,6
Двухцепная ВЛ	1,1	0,9	0,5
Трансформатор	0,01	0,02	0,02
Выключатель	0,02	0,03	0,07

Результаты технико-экономического расчета всех вариантов свести в табл. 4:

Таблица 4 – Результаты технико-экономического расчета

Вариант	$K_{лэп}$	$K_{п/ст}$	K_{Σ}	$I_{л}$	$I_{п/ст}$	$I_{\Delta w}$	$I_{год}$	Z	W

На основании технико-экономического расчета выбирается лучший вариант. Это можно сделать или только по приведенным затратам, приняв вариант с минимальными приведенными затратами, или учесть также и другие параметры (надежность, потери энергии, расход цветного металла и т.д.). В первом случае расчет проще, но может привести к ошибочному результату, так как нет достоверных данных о величине E_n . Во втором случае результат получается более надежным, но сам расчет более трудоемкий.

В пояснительной записке следует изложить все аргументы "за" и "против" каждого варианта и сделанный выбор обосновать.

Рекомендуется технико-экономическое обоснование вариантов производить по современной методике с использованием ЧДД (чистого дисконтированного дохода). Пример такого расчета приведен ниже.

9 УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА

В этом разделе курсовой работы следует выполнить расчет режима наибольших нагрузок, режима наименьших нагрузок и послеаварийного режима. Расчет каждого из этих режимов производится в следующем порядке.

- Определяются расчетные нагрузки подстанций.
- Составляется расчетная схема сети.
- Производится уточненный расчет потокораспределения.
- Определяется напряжение у каждого потребителя, проверяется достаточность диапазона регулирования напряжения трансформаторов потребителей и действительное напряжение на шинах низшего напряжения подстанций потребителей.
- В режиме наибольших нагрузок определяются суммарные потери активной мощности.
- В послеаварийном режиме проверяются сечения проводов ВЛ по условиям нагрева.
- В режиме наибольших нагрузок уточняются балансы активной и реактивной мощности.
- Определяется себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети.
- Расчетные нагрузки подстанций, приведенные к стороне высшего напряжения, определяются по выражению:

$$S_{\text{расч}} = P_{\text{нагр}} + \Delta P_{\text{тр}} + j(Q_{\text{нагр}} + \Delta Q_{\text{тр}} - \Sigma(Q_{\text{ci}}/2)),$$

- где $P_{\text{нагр}}, Q_{\text{нагр}}$ – нагрузка потребителя в соответствующем режиме на стороне низшего напряжения подстанции;
- $\Delta P_{\text{тр}}, \Delta Q_{\text{тр}}$ – потери мощности в трансформаторах;
- $Q_{\text{ci}}/2$ – половинная зарядная мощность участка сети, примыкающего к подстанции.

Нагрузки потребителей в режиме наибольших нагрузок и в послеаварийном берутся по данным табл.1, а в режиме наименьших нагрузок – вычисляются в соответствии с заданным коэффициентом уменьшения нагрузки $k_{\text{нг}}$:

$$P_{\text{нми}} = P_{\text{нби}} \cdot k_{\text{нг}};$$

$$Q_{\text{нми}} = P_{\text{нми}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{нми}};$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{нми}} = \text{tg}\varphi_{\text{нби}} - 0,03.$$

Здесь $\text{tg}\varphi_{\text{нби}}$ – коэффициент реактивной мощности потребителя в режиме наибольших нагрузок с учетом компенсации.

В режиме наименьших нагрузок следует оценить выгодность отключения одного из трансформаторов на двухтрансформаторных подстанциях. Отключение выгодно, если :

$$S_{\text{нми}} < S_{\text{ном тр}} \cdot \sqrt{2\Delta P_{\text{х}} / \Delta P_{\text{к}}}.$$

Уточненный расчет потокораспределения производится с учетом действительных напряжений и потерь мощности на участках.

Если сеть замкнутая, то вначале определяются потоки мощности на головных участках по формуле [1-3]:

$$S_A = \frac{\sum S_i Z_{iB}^*}{Z_{AB}^*}.$$

Здесь при выполнении расчетов приходится иметь дело с операциями над комплексными числами. Если это представляет трудность, то можно определить активную и реактивную составляющие потока мощности на головном участке отдельно, оперируя только с действительными числами:

$$P_A = G_{AB}\sum(P_i \cdot R_{i-B} + Q_i \cdot X_{i-B}) + B_{AB}\sum(P_i \cdot X_{i-B} - Q_i \cdot R_{i-B});$$

$$Q_A = -G_{AB}\sum(P_i \cdot X_{i-B} - Q_i \cdot R_{i-B}) + B_{AB}\sum(P_i \cdot R_{i-B} + Q_i \cdot X_{i-B}),$$

где G_{AB} и B_{AB} - активная и реактивная проводимости кольца, причем:

$$G_{AB} = \frac{R_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2}; \quad B_{AB} = \frac{X_{AB}}{R_{AB}^2 + X_{AB}^2}.$$

Затем, двигаясь от головных участков к середине кольца, по первому закону Кирхгофа определяют приближенные значения потоков мощности по участкам и находят точки потокораздела. Полученные потоки и точку потокораздела наносят на расчетную схему.

По точке потокораздела делят замкнутую сеть на две разомкнутые и составляют расчетные схемы для каждой линии. Двигаясь от конца линий к источникам, определяют потери мощности на каждом участке и с учетом этих потерь уточняют потоки мощности в конце и в начале каждого участка. При этом напряжения во всех точках считаются равными номинальному. После этого, двигаясь от источников к концам линий, определяют потери напряжения и, начиная от заданного напряжения источника, определяют напряжения во всех точках. Все полученные потоки мощности и напряжения наносят на расчетные схемы. Методика такого расчета достаточно подробно изложена в [2], п.3.6.

Если сеть имеет радиально-магистральную конфигурацию, то уточненный расчет потокораспределения начинают сразу с определения потерь мощности в конце магистрали и, далее, аналогично изложенному.

Определение напряжений на стороне низшего напряжения (НН) подстанций и оценка достаточности диапазона регулирования напряжения трансформаторов производится в следующем порядке.

Вначале определяется напряжение на стороне НН трансформатора $U'_{нн}$, приведенное к стороне ВН: $U'_{нн} = U_{вн} - \Delta U_{тр}$

Затем определяют напряжение расчетного ответвления устройства РПН, которое бы обеспечило желаемое напряжение $U_{жел}$ на стороне НН:

$$U_{отв.расч.} = U'_{нн} \cdot U_{2ном} / U_{жел};$$

Здесь $U_{2ном}$ - низшее номинальное напряжение трансформатора.

Стандартные напряжения ответвлений определяются по выражению:

$$U_{отв.ст.} = (1 \pm \Delta K \cdot n_i / 100) U_{вн},$$

где n_i – номер ответвления; ΔK – степень изменения напряжения, %, по паспортным данным трансформатора. Выбрав ответвление, для которого стандартное напряжение наиболее близко к расчетному, определяют действительное напряжение на стороне НН: $U_{2действ.} = U'_{нн} \cdot U_{2ном} / U_{отв.ст.}$

Желаемые напряжения во всех режимах могут быть даны в задании. Если в задании они не даны, то следует руководствоваться требованиями ПУЭ и ГОСТ 32144-2013.

Суммарные потери активной мощности в режиме наибольших нагрузок определяются простым суммированием потерь по участкам.

Проверка сечений по условиям нагрева в послеаварийном режиме производится аналогично предварительному расчету, но при этом следует использовать уточненные потоки мощности.

При уточнении баланса мощности вначале определяется общая активная мощность, потребляемая от источников, как сумма потоков активной мощности в началах головных участков: $P_{\text{потр.}} = \sum P_{\text{гол.уч.}}$

Реактивная мощность источников равна: $Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{сист.}}$

Потребляемая реактивная мощность: $Q_{\text{потр.}} = \sum Q_{\text{гол.уч.}}$

В последнем выражении необходимо учесть зарядные мощности линий, не учтенные при определении расчетных нагрузок подстанций.

Если потребляемая реактивная мощность превышает мощность источников, то есть в системе имеется дефицит реактивной мощности, то необходимо на соответствующую величину увеличить мощность ИРМ у наиболее удаленных потребителей. Если же имеется избыток реактивной мощности, то нужно уменьшить мощность ИРМ у ближайших к источнику питания потребителей.

Себестоимость передачи электроэнергии по спроектированной сети определяется по формуле:

$$C_{\text{ПЭ}} = \frac{I_{\text{год}}}{W_{\text{год}}} = \frac{I_{\text{год}}}{T_{\text{M}} \sum P_i},$$

где $W_{\text{год}}$ – электроэнергия, потребленная за год всеми потребителями, кВт·ч;

$\sum P_i$ – сумма активных мощностей потребителей, кВт;

$I_{\text{год}}$ – годовые издержки на амортизацию, обслуживание и на покрытие потерь электроэнергии, руб.

При определении годовых издержек следует применять методику, используемую при технико-экономическом сравнении вариантов, но при этом учесть действительные потери активной мощности, полученные в уточненном расчете и новую стоимость ИРМ, учитывающую изменение их мощности после уточнения баланса мощностей.

10 ПРИМЕРЫ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО РАСЧЕТА НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ СЕТИ И ЕЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО РЕЖИМА

Сечения проводов в этих примерах выбираются методом экономических интервалов. Вместе с тем, для сопоставления, в примере 1 параллельно сделан выбор сечений также и методом экономической плотности тока.

10.1 Радиально-магистральная сеть

Расчетная схема этого варианта сети представлена на рис. 15. Потоки мощности на участках сети определяем по первому закону Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику. Так, поток мощности на участке 5-6 равен мощности потребителя 6, то есть:

$$\underline{S}_{56} = 8,25 + j2,66 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

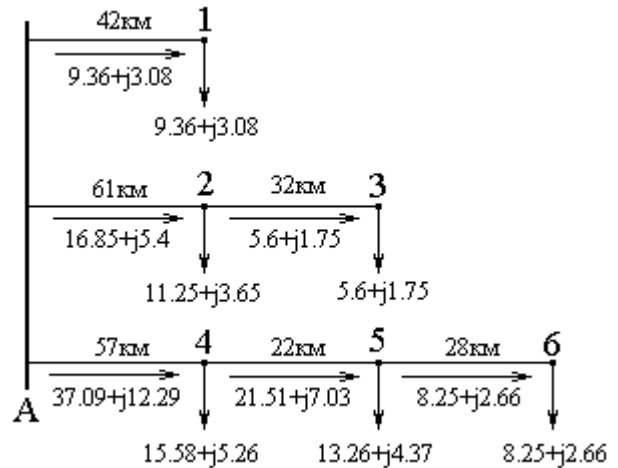


Рис. 15

Поток мощности на участке 4-5 определяем суммированием двух потоков, вытекающих из узла 5:

$$\underline{S}_{45} = \underline{S}_{56} + \underline{S}_5 = (8,25 + j2,66) + (13,26 + j4,37) = 21,51 + j7,03 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Потоки мощности на остальных участках определяем аналогично. Результаты помещаем в таблицу 5, а также наносим на расчетную схему. Затем с помощью формулы Илларионова определяем целесообразную величину номинального напряжения на участке А-1:

$$U'_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{42} + \frac{2500}{9,36/2}}} = 42,79 \text{ кВ.}$$

Принимаем ближайшее стандартное значение 35 кВ .

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в ту же таблицу 5. Так как нагрузка в узле 3 очень мала, то линию А-2-3 предполагается соорудить с двумя номинальными напряжениями – 110 кВ на участке А-2 и 35 кВ на участке 2-3. При этом на подстанции потребителя 2 предусматривается установка трехобмоточных трансформаторов.

На всех участках линии А-4-5-6 предусматривается одно номинальное напряжение 110 кВ. Это объясняется тем, что мощность, передаваемая по участку 5-6, близка к предельной для линий 35 кВ. Поэтому по сравнению с напряжением 110 кВ напряжение 35 кВ большой выгоды не даст, и сооружение в пункте 5 еще одной подстанции с трехобмоточными трансформаторами экономически не оправдано.

Таблица 5 - Выбор напряжений для варианта

Участок	L , км	P , МВт	Q , Мвар	S , МВ·А	U' , кВ	$U_{\text{НОМ}}$, кВ
А-1	42	9,36	3,08	9,85	42,79	35
А-2	61	16,85	5,4	17,69	57,27	110
2-3	32	5,6	1,75	5,87	33,18	35
А-4	57	37,09	12,29	39,07	83,46	110
4-5	22	21,51	7,03	22,63	62,60	110
5-6	28	8,25	2,66	8,67	40,03	110

Теперь выбираем сечения проводов линий. При этом в качестве основного метода используем метод экономических интервалов.

Сначала построим номограммы границ экономических интервалов. Будем считать, что по климатическим условиям район сооружения сети соответствует III району по гололеду, и будут использоваться одноцепные и двухцепные ВЛ на железобетонных опорах. Стоимости сооружения 1 км линии и активные погонные сопротивления для разных сечений представлены в табл. 5. Они взяты из [5, табл. 6.99 и 6.100], с учетом коэффициента удорожания (здесь принято $k_{\text{уд}} = 18$), и из [2, табл. П.1].

Таблица 6 - Стоимости сооружения 1 км ВЛ и погонные сопротивления

Тип линии	Стоимость сооружения K_{0i} , тыс.руб/км, для провода марки:					
	АС-70/11	АС-95/16	АС-120/19	АС-150/24	АС-185/29	АС-240/32
Двухцепная 35 кВ	-	351	311	320	-	-
Одноцепная 110 кВ	263	257	236	238	248	272
Двухцепная 110 кВ	385	378	367	400	425	450
Погонное сопротивление, R_{0i} , Ом/км	0,429	0,306	0,249	0,198	0,162	0,121

Как следует из таблицы 6, стоимость сооружения линий с проводами марок АС-70/11 и АС-95/16 выше, чем с проводами больших сечений. Это значит, что при данных ценах сечения 70мм^2 и 95мм^2 экономически невыгодны, поэтому далее эти сечения не рассматриваем.

Определим наибольшее значение $\sqrt{\sigma}$, приняв $E = 0.5$; $c_s = 0,5$ руб/кВт·ч; $\alpha = 0,028$ и $\tau = 1000$ ч (τ найти согласно своему заданию!):

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{0,5 + 0,028}{3 \cdot 0,5 \cdot 1000}} = 0,019 (\text{кВт/руб.})^{1/2}.$$

Определяем граничный ток для одной из пар сечений, скажем, для $F_i = 120\text{мм}^2$ и $F_{i+1} = 150\text{мм}^2$ для двухцепной линии 110 кВ:

$$I_{2p\ 120/150} = \sqrt{\frac{K_{0\ 150} - K_{0\ 120}}{(r_{0\ 120} - r_{0\ 150}) \cdot 10^{-3}}} \cdot \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(400 - 367) \cdot 10^3}{(0,249 - 0,198) \cdot 10^{-3}}} \cdot 0,019 = 483,3 \text{ А.}$$

Граничные токи для всех остальных пар сечений определяем аналогично. Результаты заносим в табл.7.

Таблица 7- Граничные токи между сечениями

Пары сечений	120/150	150/185	185/240	150/240	120/240
Двухцепная 35 кВ	252,4				
Одноцепная 110 кВ	119,0	316,7	459,7		
Двухцепная 110 кВ	483,3	500,7	469,2	484,2	483,8

Для двухцепной линии 110 кВ граничный ток для пары сечений 185 и 240 мм² получился меньше, чем для пары сечений 150 и 185 мм². Это означает, что сечение 185 мм² экономического интервала не имеет. Поэтому определяем граничный ток для пары сечений 150 и 240 мм². Он оказался практически равным граничному току для пары сечений 120 и 150 мм². Следовательно, экономический интервал сечения 150 мм² также практически отсутствует. Поэтому определяем граничный ток для пары сечений 120 и 240 мм². Итак, при данной стоимости сооружения линий для двухцепных линий 35 кВ экономически выгодными могут быть только два сечения: 120 мм² и 150 мм². Для одноцепных линий 110 кВ могут быть выгодными сечения 120 мм², 150 мм², 185 мм² и 240 мм². Для двухцепных линий 110 кВ – 120 мм² и 240 мм². На рисунке 16 представлены номограммы экономических интервалов, построенные по данным табл.7.

Теперь по построенным номограммам выберем сечения. Для этого нужно найти значение параметра $\sqrt{\sigma}$ и величину тока в каждой цепи в часы наибольших нагрузок.

По [2, рис.6.1] для заданного значения числа часов использования максимума определяем $\tau = 4800$ ч. В качестве приемлемого срока окупаемости примем $T_{ок} = 3$ года. Соответствующая этому сроку окупаемости эффективность капиталовложений составит $E = 1/T_{ок} = 0,33$. Стоимость потерь электроэнергии принимаем 0,6 руб./кВт·ч. Норму отчислений на амортизацию и обслуживание на основании [2, табл.6.32] примем $\alpha = 0,028$.

Тогда
$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{0,33 + 0,028}{3 \cdot 0,6 \cdot 4800}} = 0,0064 \text{ (кВт/руб.)}^{1/2}.$$

Определяем наибольший ток в одной цепи линии А-1:

$$I_{нб} = \frac{S_{A-1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}} = \frac{9,85 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 81,2 \text{ А.}$$

По номограмме для двухцепной линии 35 кВ на рис. 16 определяем, что

при $\sqrt{\sigma} = 0,0064$ ток 81,2 А попадает в экономический интервал сечения 120 мм². Следовательно, для этой линии выбираем провод марки АС-120/19.

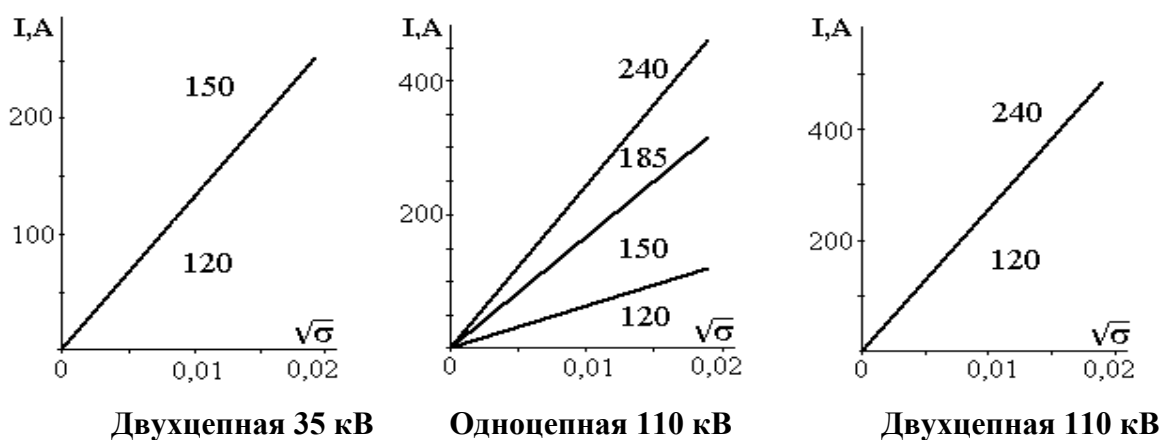


Рис.16

Проверяем выбранный провод по техническим ограничениям. В наиболее тяжелом послеаварийном режиме, когда одна из цепей линии будет выведена из работы, ток в оставшейся цепи удвоится и достигнет величины 162,4 А. Допустимая по нагреву нагрузка для этой марки провода составляет 390 А [5, табл.6.54А], то есть значительно выше. По коронному разряду проверку не делаем, так как напряжение составляет 35 кВ.

Определяем некоторые параметры этой линии и ее режима. Активное погонное сопротивление $R_0 = 0,249$ Ом/км берем из табл.3, реактивное погонное сопротивление $X_0 = 0,414$ Ом/км определяем по [2.табл.П.4]. Тогда:

$$R_{A-1} = \frac{0,249 \cdot 42}{2} = 5,23 \text{ Ом}; \quad X_{A-1} = \frac{0,414 \cdot 42}{2} = 8,69 \text{ Ом}.$$

Потери мощности в линии:
$$\Delta P_{A-1} = \frac{9,85^2}{35^2} \cdot 5,23 = 0,414 \text{ МВт}.$$

Потери напряжения в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режиме:
$$\Delta U_{\text{норм}} = \frac{9,36 \cdot 5,23 + 3,08 \cdot 8,69}{35} = 2,16 \text{ кВ}$$

или
$$\frac{2,16}{35} \cdot 100\% = 6,17\% ;$$

$$\Delta U_{\text{н/ав}} = \frac{9,36 \cdot 5,23 \cdot 2 + 3,08 \cdot 8,69 \cdot 2}{35} = 4,33 \text{ кВ} \quad \text{или} \quad \frac{4,33}{35} \cdot 100\% = 12,4\% .$$

Отметим, что потеря напряжения в послеаварийном режиме соизмерима с пределами регулирования напряжения устройств РПН трансформаторов 35 кВ [5.табл.6.48], составляющими $\pm 8 \times 1,5 = \pm 12\%$. Поэтому, если при уточненном расчете окажется, что на шинах потребителя 1 в послеаварийном режиме не удастся обеспечить требуемый уровень напряжения, то придется перейти на номинальное напряжение 110 кВ. Выбор сечений проводов и их про-

верка, а также определение некоторых параметров для других линий произведены аналогично. Результаты расчетов помещены в табл.8.

Таблица 8 – Выбранные сечения провода и некоторые параметры линий

Участок	$S, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$I, \text{А}$	$F, \text{мм}^2$	$R_0, \text{Ом/км}$	$R, \text{Ом}$	$X_0, \text{Ом/км}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta U, \%$
А-1	9,85	81,24	120	0,249	5,23	0,414	8,69	0,41	6,17
А-2	17,69	46,42	120	0,249	7,60	0,427	13,02	0,20	1,64
2-3	5,87	48,41	120	0,249	3,98	0,414	6,62	0,11	2,77
А-4	39,07	102,53	120	0,249	7,10	0,427	12,17	0,90	3,41
4-5	22,63	59,39	120	0,249	2,74	0,427	4,70	0,12	0,76
5-6	8,67	22,75	120	0,249	3,49	0,427	5,98	0,02	0,37

Суммированием по всем участкам определяем общие потери мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,41 + 0,20 + 0,11 + 0,90 + 0,12 + 0,02 = 1,76 \text{ МВт.}$$

Также суммированием определяем общую потерю напряжения до наиболее удаленных потребителей:

$$\Delta U_{A-3} = \Delta U_{A-2} + \Delta U_{2-3} = 1,64 + 2,77 = 4,38 \%;$$

$$\Delta U_{A-6} = 3,41 + 0,76 + 0,37 = 4,54 \%.$$

В качестве наиболее тяжелых послеаварийных режимов принимаем режимы, которые возникают после отказа одной из цепей на том участке каждой магистрали, где в нормальном режиме наблюдается наибольшая потеря напряжения. Сопротивления участка после отказа одной цепи возрастают в два раза, поэтому также в два раза возрастает потеря напряжения на этом участке. Таким образом, общая потеря напряжения в послеаварийном режиме составит:

в магистрали А-3 – $\Delta U'_{A-3} = \Delta U_{A-2} + 2 \cdot \Delta U_{2-3} = 1,64 + 2 \cdot 2,77 = 7,18 \%;$

в магистрали А-6 – $\Delta U'_{A-6} = 2 \cdot 3,41 + 0,76 + 0,37 = 7,95 \%.$

Как в нормальном режиме, так и в послеаварийных режимах общая потеря напряжения значительно ниже, чем возможности устройств РПН.

Теперь для сопоставления повторим выбор сечений проводов методом **экономической плотности** тока. Экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов и числа часов использования максимума $T_M = 6400 \text{ ч}$ в соответствии с [3, табл.1.3.36] составляет $1,0 \text{ А/мм}^2$. Экономические сечения определяем по формуле $F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{нб}}}{j_{\text{эк}}}$. Затем выбираем ближайшее стандартное сечение. Расчет произведен в табл.9.

Как следует из таблицы, сечения получились совершенно другие, чем при использовании метода экономических интервалов.

Теперь выберем трансформаторы и схемы ОРУ на стороне ВН.

Таблица 9 – Сечения, выбранные по экономической плотности тока

Участок	А-1	А-2	2-3	А-4	4-5	5-6
$I_{нб}, А$	81,24	46,42	48,41	102,53	59,39	22,75
$F_{эк}, мм^2$	81	46	48	103	59	23
$F_{ст}, мм^2$	70	70	50	95	70	70

Среди потребителей ПС1 согласно заданию имеются потребители I и II категории (35%). Поэтому предусматриваем установку двух трансформаторов. Номинальная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям:

$$S_{ном1} \geq \frac{S_{нб}}{0,9 \cdot 2} = \frac{9,86}{0,9 \cdot 2} = 5,47 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{ном1} \geq \frac{S_{нб I, II}}{1,4} = \frac{0,35 \cdot 9,86}{1,4} = 2,47 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем комплектную трансформаторную подстанцию блочного типа (КТПБ) 35/6 кВ с двумя трансформаторами по 6,3 МВ·А и одной рабочей секционированной с выключателем системой шин на стороне ВН [1.табл.6.134]. Аналогично определяем номинальные мощности трансформаторов для ПС4 и ПС6:

$$S_{ном4} \geq \frac{S_{нб4}}{0,9 \cdot 2} = \frac{16,44}{0,9 \cdot 2} = 9,13 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{ном1} \geq \frac{S_{нб4 I, II}}{1,4} = \frac{0,35 \cdot 9,85}{1,4} = 2,46 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{ном6} \geq \frac{S_{нб6}}{0,9 \cdot 2} = \frac{8,67}{0,9 \cdot 2} = 4,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{ном1} \geq \frac{S_{нб6 I, II}}{1,4} = \frac{0,35 \cdot 8,67}{1,4} = 2,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для обеих ПС выбираем КТПБ 110/6 кВ с двумя блоками с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН. Мощности трансформаторов для ПС4 – 10 МВ·А и для ПС6 – 6,3 МВ·А. На ПС2 предусматриваем установку трехобмоточных трансформаторов, поэтому при определении их номинальной мощности учитываем и нагрузку ПС3:

$$S_{ном2} \geq \frac{S_{нб2} + S_{нб3}}{0,9 \cdot 2} = \frac{17,70}{0,9 \cdot 2} = 9,83 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{ном2} \geq \frac{S_{нб2 I, II} + S_{нб3 I, II}}{1,4} = \frac{0,35 \cdot 11,83 + 0,5 \cdot 5,87}{1,4} = 5,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем КТПБ 110/35/10 кВ с двумя блоками с отделителями и неавтоматической перемычкой со стороны линий ВН с трансформаторами мощностью 10 МВ·А.

Определяем номинальную мощность трансформаторов на ПС3:

$$S_{ном3} \geq \frac{S_{нб3}}{0,9 \cdot 2} = \frac{5,87}{0,9 \cdot 2} = 3,26 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{ном3} \geq \frac{S_{нб3 I, II}}{1,4} = \frac{0,5 \cdot 5,87}{1,4} = 2,10 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем КТПБ 35/6 кВ с двумя трансформаторами по 4 МВ·А и одной рабочей секционированной с выключателем системой шин на стороне ВН.

Потребители ПС5 только третьей категории. Поэтому предусматриваем установку одного трансформатора с номинальной мощностью, удовлетворяющей условию:

$$S_{ном5} \geq \frac{S_{нб5}}{0,9} = \frac{13,96}{0,9} = 15,51 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем КТПБ 110/10 кВ с выключателем на стороне ВН, с трансформатором номинальной мощностью 16 МВ·А.

10.2 Кольцевая сеть

Расчетная схема этого варианта представлена на рис. 17. Поскольку сеть кольцевая, то условно “разрезаем” источник и разворачиваем кольцо, превращая кольцевую сеть в магистральную линию с двухсторонним питанием.

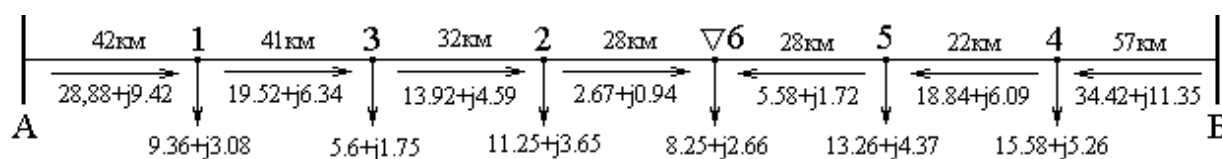


Рисунок 17 - Расчетная схема варианта

Поскольку сеть кольцевая, то условно “разрезаем” источник и разворачиваем кольцо, превращая кольцевую сеть в магистральную линию с двухсторонним питанием.

Расчет потокораспределения производим, начиная с головного участка:

$$P_{A-1} = \frac{\sum P_i l_{i-B}}{L_{A-B}} = \frac{15,58 \cdot 57 + 13,26 \cdot 79 + 8,25 \cdot 107 + 11,25 \cdot 135 + 5,6 \cdot 167 + 9,36 \cdot 208}{42 + 41 + 32 + 28 + 28 + 22 + 57} = 28,28 \text{ МВт}$$

$$Q_{A-1} = \frac{\sum Q_i l_{i-B}}{L_{A-B}} = \frac{5,26 \cdot 57 + 4,37 \cdot 79 + 2,66 \cdot 107 + 3,65 \cdot 135 + 1,75 \cdot 167 + 3,08 \cdot 208}{42 + 41 + 32 + 28 + 28 + 22 + 57} = 9,42 \text{ Мвар}.$$

Поток на участке 1-3 определяем по первому закону Кирхгофа:
 $\underline{S}_{1-3} = \underline{S}_{A-1} - \underline{S}_1 = (28,88 + j9,42) - (9,36 + j3,08) = 19,52 + j6,34 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Потоки на остальных участках определяются аналогично. Результаты расчета приведены в табл. 10. Целесообразную величину напряжения определяем по наиболее загруженному и протяженному головному участку Б-4:

$$U'_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{57} + \frac{2500}{34,42}}} = 110,83 \text{ кВ}.$$

Принимаем номинальное напряжение для всей линии 110 кВ.

Выбор сечений проводов произведен методом экономических интервалов аналогично расчету, выполненному ранее. Результаты расчетов представлены в

табл. 10. Там же приведены результаты расчета параметров сети и параметров нормального режима.

Общие потери мощности составляют $\Delta P_{\Sigma} = 1,64$ МВт; общая потеря напряжения от источника до точки потокораздела $\Delta U_{\Sigma} = 5,99\%$.

Таблица 10 – Сечения и некоторые параметры линий кольцевой сети

Уча- сток	S , МВ·А	I , А	F , мм ²	R_0 , Ом/км	R , Ом	X_0 , Ом/км	X , Ом	ΔP , МВт	ΔU , %
А-1	30,38	159,44	240	0,121	5,08	0,405	17,01	0,39	2,54
1-3	20,52	107,72	185	0,162	6,64	0,413	16,93	0,23	1,96
3-2	14,66	76,93	150	0,198	6,34	0,42	13,44	0,11	1,24
2-6	2,83	14,86	120	0,249	6,97	0,427	11,96	0,00	0,25
6-5	5,84	30,65	120	0,249	6,97	0,427	11,96	0,02	0,49
5-4	19,80	103,92	150	0,198	4,36	0,42	9,24	0,14	1,14
4-Б	36,24	190,23	240	0,121	6,90	0,405	23,09	0,75	4,13

Наиболее тяжелый послеаварийный режим возникает в результате отказа наиболее загруженного участка 4-Б. При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны. Расчетная схема линии для послеаварийного режима представлена на рис.18. Там же показаны потоки мощности по участкам, определенные по первому закону Кирхгофа.

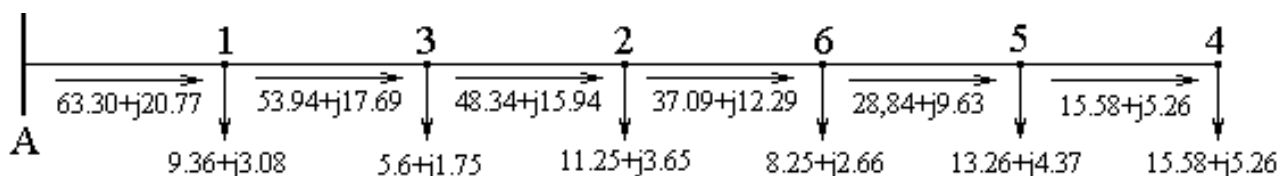


Рис. 18

Расчет потери напряжения проведен в табл. 11.

Таблица 11 - Потеря напряжения в послеаварийном режиме

ΔU_{A-1} , %	ΔU_{1-3} , %	ΔU_{3-2} , %	ΔU_{2-6} , %	ΔU_{6-5} , %	ΔU_{5-4} , %	ΔU_{Σ} , %
6,14	5,98	4,73	3,69	2,74	1,06	24,47

Общая потеря напряжения в послеаварийном режиме оказалась значительно выше, чем пределы регулирования устройств РПН [5, табл.6.47]. Поэтому переходим к варианту сложно-замкнутой сети.

10.3 Сложно-замкнутая сеть

Перед расчетом потокораспределения преобразуем ее в простую замкнутую сеть. Для этого сначала разнесем нагрузку 1 между точкой А и точкой 3 (рис.19, а)). При этом в точку 3 перемещается мощность:

$$\underline{S}_{1(3)} = \underline{S}_1 \frac{L_{A-1}}{L_{A-1} + L_{1-3}} = (9,36 + j3,08) \frac{42}{42 + 41} = 4,74 + j1,56 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Это увеличивает нагрузку в точке 3 до величины:

$$\underline{S}'_3 = \underline{S}_3 + \underline{S}_{1(3)} = (5,6 + j1,75) + (4,74 + j1,56) = 10,34 + j3,31 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Теперь эту новую нагрузку точки 3 разносим между точками А и 2 (рис.19, б)):

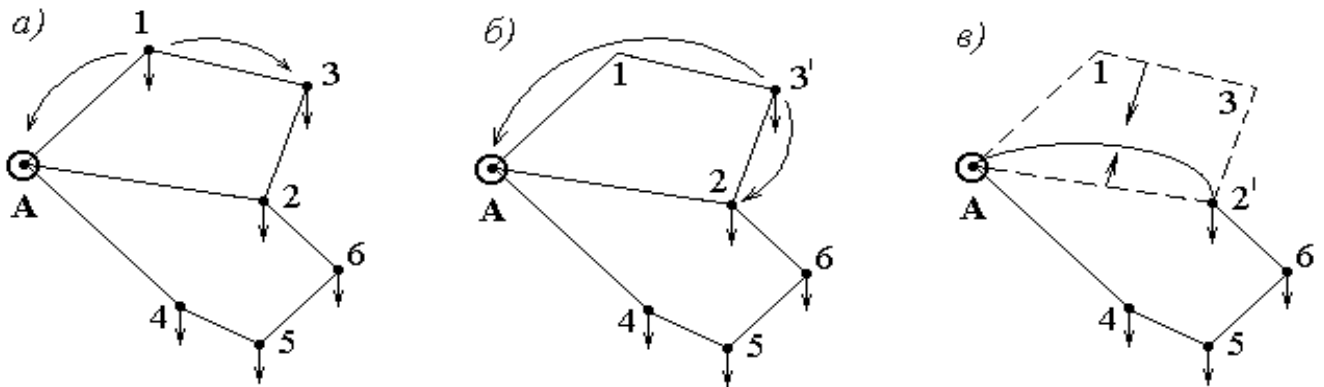
$$\underline{S}'_{3(2)} = \underline{S}'_3 \frac{L_{A-1} + L_{1-3}}{L_{A-1} + L_{1-3} + L_{3-2}} = (10,34 + j3,31) \frac{83}{115} = 7,46 + j2,39 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

При этом в точке 2 нагрузка увеличивается до величины:

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \underline{S}'_{3(2)} = (11,25 + j3,65) + (7,46 + j2,39) = 18,71 + j6,04 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Теперь две параллельные линии А-1-3-2' и А-2 заменяем одной эквивалентной (рис. 19, в)) и определяем ее длину:

$$L_{A-2'} = \frac{L_{A-1-3-2'} \cdot L_{A-2}}{L_{A-1-3-2'} + L_{A-2}} = \frac{115 \cdot 61}{115 + 61} = 39,86 \text{ км.}$$



Преобразование сложно-замкнутой сети

Рис. 19

Получившуюся в результате преобразования кольцевую линию “разрезаем” по источнику и представляем, как линию с двухсторонним питанием. Далее производим расчет потокораспределения. Результаты расчета представлены на расчетной схеме преобразованной сети (рис. 20).

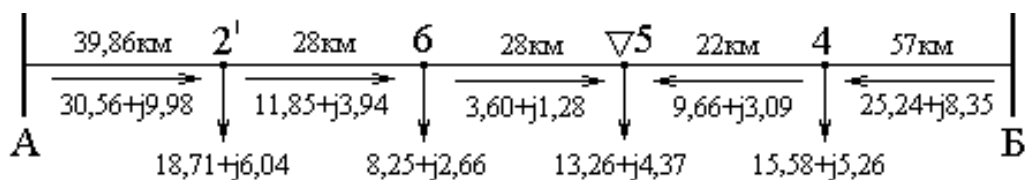


Рис. 20

Преобразуем сеть в обратном порядке и находим потоки мощности на других участках. Потоки мощности на участках А-2 и А-1-3-2:

$$\underline{S}_{A-2} = \underline{S}_{A-2'} \frac{L_{A-2'}}{L_{A-2}} = (30,56 + j9,98) \frac{39,86}{61} = 19,97 + j6,52 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

$$\underline{S}_{A-1-3-2} = \underline{S}_{A-2'} \frac{L_{A-2'}}{L_{A-1-3-2}} = (30,56 + j9,98) \frac{39,86}{115} = 10,59 + j3,46 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Нагрузку $\underline{S}'_{3(2)}$ возвращаем в точку 3, а нагрузку $\underline{S}_{1(3)}$ - в точку 1:

$$\underline{S}_{3-2} = \underline{S}_{A-1-3-2} - \underline{S}'_{3(2)} = (10,59 + j3,46) - (7,46 + j2,39) = 3,13 + j1,07 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{1-3} = \underline{S}_{3-2} + \underline{S}_3 = (3,13 + j1,07) + (5,60 + j1,75) = 8,73 + j2,82 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{A-1} = \underline{S}_{1-3} + \underline{S}_1 = (8,73 + j2,82) + (9,36 + j3,08) = 18,09 + j5,90 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетная схема сложно-замкнутой сети до преобразования (точнее, после обратного преобразования) представлена на рисунке 21.

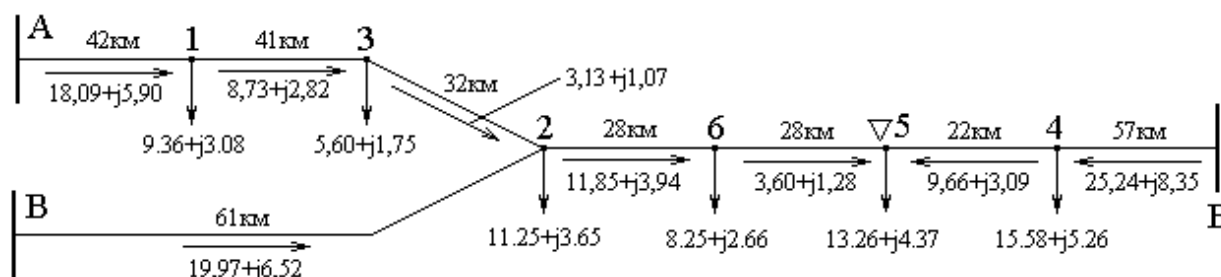


Рис. 21

По полученным данным выбираем сечения линий, определяем их параметры. Результаты этих расчетов представлены в табл. 12.

Таблица 12 - Сечения провода и параметры сложно-замкнутой сети

Участок	$I, \text{ А}$	$F, \text{ мм}^2$	$R_0, \text{ Ом/км}$	$R, \text{ Ом}$	$X_0, \text{ Ом/км}$	$X, \text{ Ом}$	$\Delta P, \text{ МВт}$	$\Delta U, \%$
А-1	99,72	150	0,198	8,32	0,420	17,64	0,25	2,31
1-3	48,00	150	0,198	8,12	0,420	17,22	0,06	1,08
3-2	17,21	120	0,249	7,97	0,427	13,66	0,01	0,36
А-2	110,26	185	0,162	9,88	0,413	25,19	0,36	3,29
2-6	65,54	150	0,198	5,54	0,420	11,76	0,07	1,02
А-4	139,04	185	0,162	9,23	0,413	23,54	0,54	3,90
4-5	53,23	150	0,198	4,36	0,420	9,24	0,04	0,64
5-6	20,05	120	0,249	6,97	0,427	11,96	0,01	0,37

Общие потери мощности составляют $\Delta P_{\Sigma} = 1,34$ МВт; потеря напряжения до точки потокораздела $\Delta U = 5,14$ %.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим в этой сети возникает в результате отказа наиболее загруженного участка 4-Б.

При этом сложно-замкнутая сеть превращается в простую кольцевую сеть. Расчетная схема, соответствующая этому режиму, представлена на рисунке 22. Особенностью расчета является то, что нагрузка в точке 2 кольца представляет собой сумму нагрузок собственно потребителя 2 и магистрали 2-6-5-4.

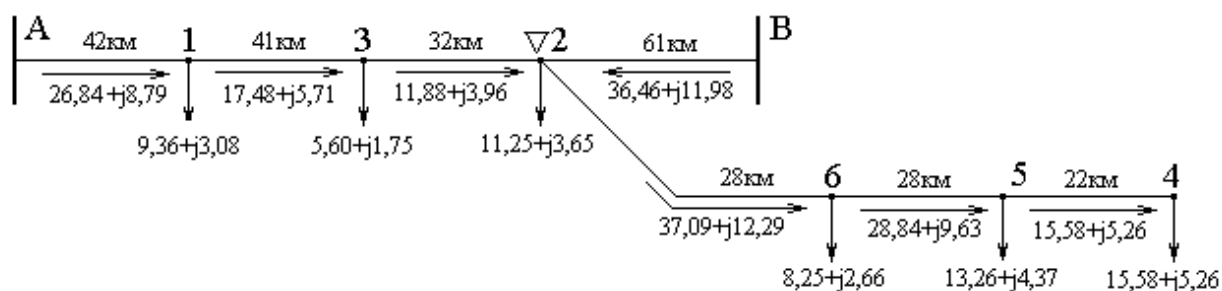


Рис. 22

Далее проведена проверка соответствия нагрузок линий в послеаварийном режиме длительно допустимым нагрузкам для выбранных сечений и проведен расчет потерь напряжения на каждом участке. Результаты расчета сведены в табл. 13.

Таблица 13 – Потери напряжения в послеаварийном режиме сложно-замкнутой сети

$\Delta U_{A-1},$ %	$\Delta U_{1-3},$ %	$\Delta U_{3-2},$ %	$\Delta U_{B-2},$ %	$\Delta U_{2-6},$ %	$\Delta U_{6-5},$ %	$\Delta U_{5-4},$ %	$\Delta U_{\Sigma},$ %
3,13	1,99	1,23	5,47	2,89	2,61	0,96	12,81

Общая потеря напряжения до наиболее удаленной точки получилась меньше, чем пределы регулирования устройств РПН.

Выбираем трансформаторы и схемы ОРУ для этого варианта. Условия для выбора номинальной мощности трансформаторов остаются аналогичны предыдущим, за исключением ПС2. На ПС2 в этом варианте устанавливаются двухобмоточные трансформаторы, поэтому их номинальная мощность должна удовлетворять условиям:

$$S_{ном2} \geq \frac{S_{нб2}}{0,9 \cdot 2} = \frac{11,83}{0,9 \cdot 2} = 6,57 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{ном2} \geq \frac{S_{нб2I,II}}{1,4} = \frac{0,35 \cdot 11,83}{1,4} = 2,96 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для ПС2 выбираем КТПБ 110/10 кВ с мостиком с двумя выключателями в перемычке и с отделителями в цепях трансформаторов; номинальная мощность трансформаторов 10 МВ·А.

Для ПС5 выбираем КТПБ 110/10 кВ с отделителем, с одним трансформатором с номинальной мощностью 16 МВ·А. Для остальных подстанций выбираем КТПБ 110/6 кВ с мостиком с выключателем в перемычке и отделителями

в цепях трансформаторов. Номинальная мощность трансформаторов на ПС1, ПС3 и ПС6 – 6,3 МВ·А, на ПС4 – 10 МВ·А.

Контрольные вопросы к защите работы

1. Поясните условия работы воздушной линии (ВЛ): ветер, гололёд, поражение молнией. Элементы ВЛ, её основные геометрические характеристики.
2. Конструктивное исполнение воздушных линий: провода, изоляторы, опоры, арматуры. Какие типы изоляторов используют на ВЛ?
3. Схемы замещения воздушных линий. Погонные параметры (сопротивления и проводимости), среднегеометрическое расстояние. Зарядная мощность. Схемы замещения с зарядной мощностью.
4. Схемы замещения кабельных линий. Погонные параметры (сопротивления и проводимости). Зарядная мощность. Схемы замещения с зарядной мощностью.
5. Характеристики узлов нагрузки электрической сети. Регулирующий эффект нагрузки.
6. Представление источников и нагрузок в электрических расчетах. Балансирующие узлы. Статические характеристики нагрузок.
7. Графики нагрузок и их параметры. Наибольшая, наименьшая, средняя и среднеквадратичная нагрузки. Коэффициенты заполнения, формы, неравномерности графика нагрузок. Число часов использования максимума нагрузок.
8. Волновые свойства ЛЭП. Натуральная мощность, пропускная способность ЛЭП.
9. Параметры и схемы замещения двухобмоточных трансформаторов.
10. Параметры и схемы замещения трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.
11. Приведение схемы замещения электрической сети к расчетному виду. Расчетные нагрузки.
12. Потери мощности и электроэнергии в электрических сетях. Потери в линиях. Метод времени максимальных потерь.
13. Потери мощности и электроэнергии в трансформаторах. Метод времени максимальных потерь.
14. Расчет режимов разомкнутых электрических сетей. Векторная диаграмма токов и напряжений фазы участка сети.
15. Расчет установившегося режима однородного участка ЛЭП по известному напряжению в начале и мощности нагрузки в конце.
16. Расчет режима сетей с равномерно распределенной нагрузкой.
17. Расчет установившегося режима сети с двухсторонним питанием. Точки токораздела и потокораздела.
18. Расчет установившегося режима кольцевой сети.
19. Расчет сложнзамкнутых сетей с помощью упрощающих преобразований.

20. Основы выбора сечений проводов. Технические ограничения при выборе сечений.
21. Выбор сечений проводов по экономической плотности тока.
22. Выбор сечений проводов по экономическим интервалам.
23. Выбор числа и мощности трансформаторов на понижающих подстанциях. Систематические и аварийные перегрузки трансформаторов.
24. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях. Выработка реактивной мощности на электростанциях.
25. Баланс реактивной мощности в электрической системе. Источники реактивной мощности: батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы и двигатели, воздушные и кабельные линии, шунтирующие реакторы, статические тиристорные компенсаторы.
26. Технические средства регулирования напряжения в электрических сетях. Устройства РПН и ПБВ.
27. Выбор отпаек РПН трансформатора для регулирования напряжения нагрузки.
28. Регулирование напряжения электрической сети изменением потока реактивной мощности.
29. Показатели качества электрической энергии. Их влияние на работу электроприемников.

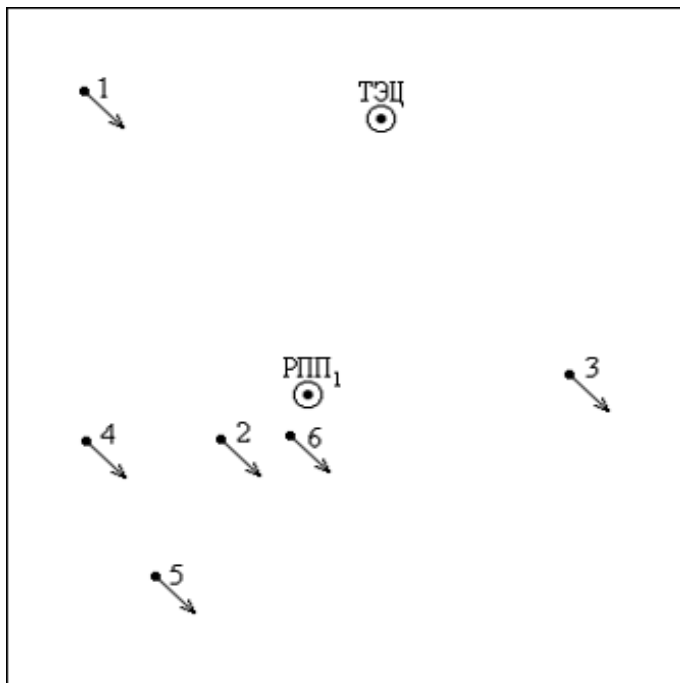
ЛИТЕРАТУРА

- 1 Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
- 2 Идельчик В.И. Электрические системы и сети.- М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.
- 3 ПУЭ – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 640с.
- 4 Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро Н.М. – М.: Энергия, 1986. – 349с.
- 5 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. Пособие. Под. ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк. 1990. – 383 с.
- 6 Проектирование сети для электроснабжения промышленного района. Методические указания к курсовому проектированию/ Сост. Хусаинов И.М.– Саратов: Изд-во СГТУ, 2002. – 70 с.
- 7 Лыкин А.В. Электрические системы и сети. – М.: Логос, 2006.–254 с
- 8 Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ: учебно-справочное пособие для вузов/ И.П. Крючков, М.В. Пираторов, В.А. Старшинов; под ред. И.П. Крючкова. – М.: МЭИ, 2015. – 138 с.
- 9 Ананичева С.С., Мызин А.Л. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей: Учебное пособие.– Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001.–78с.

Задание на проектирование

студенту дневного обучения группы ТС- 3660 Иванову И.И.

Спроектировать сеть для электроснабжения группы потребителей. Взаимное расположение потребителей и источников питания показано на рисунке.



Масштаб 1:500000

Сведения о потребителях			
№	Р, МВт	Cosφ	U _{н ном} , кВ
1	28,4	0,76	10
2	8,7	0,82	10
3	24,7	0,88	10
4	23,1	0,75	10
5	18,6	0,7	6
6	21,9	0,84	6
Состав по категориям			
№	I, %	II, %	III, %
1	0	25	75
2	0	0	100
3	10	20	70
4	25	25	50
5	0	25	75
6	20	20	60

Мощность приведена для режима наибольших нагрузок. Число часов использования максимума 7000. В режиме наименьших нагрузок потребление активной мощности снижается на 40%. При этом tg φ возрастает на 0,03. Мощность ТЭЦ -25 МВт. Коэффициенты мощности ТЭЦ и энергосистемы - 0,91 и 0,92 соответственно.

На шинах РПП во всех режимах поддерживается напряжение 1,01 от номинального.

Выполнить следующие расчеты:

1. Расчет баланса мощности и расстановка компенсирующих устройств.
2. Составление вариантов конфигурации сети с анализом каждого варианта.
3. Предварительный приближенный расчет трех отобранных вариантов.
4. Техничко-экономическое сравнение вариантов и выбор из них лучшего.
5. Выбор трансформаторов на подстанциях потребителей.
6. Уточненный расчет электрических режимов выбранного варианта.
7. Проверка достаточности регулировочного диапазона трансформаторов.
8. Уточнение баланса мощности и определение себестоимости передачи эл.энергии.

В графической части представить:

1. Рассматриваемые варианты конфигурации сети.
2. Схему замещения сети.
3. Однолинейную схему сети.

Преподаватель:

В.И.Мошкин

31.09.2012

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание электрических сетей.

Воздушные линии электропередачи			
Номинальное напряжение, кВ	Материал опор и тип ВЛ	Норма отчислений на амортизацию, %	Норма отчислений на обслуживание, %
35...150	деревянные	5,3	0,5
35...150	металлические и железобетонные одноцепные	2,8	0,4
35...150	металлические и железобетонные двухцепные	2,8	0,3
220	деревянные	4,25	0,5
220	металлические и железобетонные	2,24	0,36

Подстанции		
Номинальное напряжение, кВ	Норма отчислений на амортизацию, %	Норма отчислений на обслуживание, %
35...150	6,3	3,0
220	6,3	2,0

Стоимость сооружения ВЛ для II района по стенке гололеда, тыс.руб/км¹

Номинальное напряжение, кВ	Марка провода и сечение	Тип опоры				
		Деревянные П-образные	Стальные одноцепные	Стальные двухцепные	Железобетонные одноцепные	Железобетонные двухцепные
35	АС-50	4,5	–	–	–	–
	АС-70	4,9	10,9	15,5	4,9	8,2
	АС-95	5,1	10,7	15,5	8,3	10,7
	АС-120	5,3	10,7	15,6	8,4	13,1
	АС-150	6,0	10,9	16,4	8,9	14,8
110	АС-70	5,5	12,6	18,8	10,0	14,7
	АС-95	5,6	12,4	18,7	10,0	14,7
	АС-120	5,7	12,8	19,4	9,5	15,1
	АС-150	6,5	12,8	19,7	9,8	16,8
	АС-185	7,0	13,5	21,8	10,7	18,4
	АС-240	–	14,3	23,5	11,5	20,0

¹ По состоянию на 01.01.87.

Примечание. Стоимости учитывают все затраты по объектам производственного назначения при условии сооружения линии в равнинной местности вне населенных пунктов при скорости ветра не более 30 м/с.

Приложение 4

Расчетная стоимость трехфазных трансформаторов, тыс.руб.

(По состоянию на 01.01.87.)

Мощность, МВ·А	Двухобмоточные			Трех- обмоточные с РПН	Высшее напряжение, кВ
	без РПН	с РПН	с расщеплен- ными обмот- ками		
0,63	6,6	-	-	-	35
1,0	10,8	16,2	-	-	
1,6	12,3	17,8	-	-	
2,5	14,3	19,9	-	-	
4,0	18,2	24,0	-	-	
6,3	21,0	27,5	-	35,0	
10	27,4	39,0	-	42,0	
16	35,0	50,0	-	55,0	
25	-	55,0	56,0	-	
32	-	-	77,0	-	
40	61,5	-	90,0	-	
63	-	-	100,0	-	
80	90,0	-	-	-	
2,5	-	47,0	-	-	
4,0	-	52,0	-	-	
6,3	-	64,0	-	70,0	
10	-	70,0	-	76,0	
16	-	88,0	-	98,0	
25	-	-	100,0	114,0	
32	-	-	108,0	-	
40	95,0	-	122,0	124,0	
63	-	-	144,0	173,0	
80	112,0	-	158,0	197,0	
125	160,0	-	-	-	