

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

«Курганский государственный университет»

Кафедра «Энергетика и технология металлов»

**ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ И КОНФИГУРАЦИИ
СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

Методические указания
к курсовому и дипломному проектированию
по курсу «Электроэнергетические системы и сети»
для студентов направления 13.03.03 «Электроэнергетика и электротехника»
(уровень бакалавриата)

Курган 2015

Кафедра: «Энергетика и технология металлов»

Дисциплина: «Электроэнергетические системы и сети»
(направление 13.03.03).

Составили: доцент, канд. техн. наук В.И. Мошкин, ассистент Д.В. Семакин.

Составлены на основе переработанных методических указаний к курсовому и дипломному проектированию для студентов 100400 / составил И.М. Хусанов. – Саратов : изд-во Саратовского гос. техн. университета, 1994. - 19 с.

Утверждены на заседании кафедры «27» августа 2014 г.

Рекомендованы методическим советом университета «20» декабря 2013 г.

1 Задание на курсовой проект

Задание на курсовой проект выдается каждому студенту индивидуально. Оно представляет собой план местности с нанесенными точками расположения потребителей и возможных источников электроснабжения.

Заданы также нагрузки потребителей (в часы наибольших нагрузок) и коэффициенты мощности. Отдельно указан процентный состав потребителей по категориям надежности электроснабжения. Число часов использования максимума нагрузки T_M для всех потребителей предполагается одинаковым и также дано в задании. Кроме того, в задании указано, насколько снижается мощность потребителей в часы наименьших нагрузок. Задан также коэффициент мощности энергосистемы.

Основными источниками электроснабжения являются одна или две подстанции энергосистемы. При этом системообразующие линии, питающие эти подстанции, в задании не показаны. Кроме подстанций энергосистемы (РПП) в некоторых вариантах присутствуют местные электростанции ограниченной мощности (ТЭЦ), работающие в базовом режиме. Для устранения ограничений по выбору номинальных напряжений предполагается, что все источники имеют по две независимые секции шин с номинальными напряжениями 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ. В каждом варианте в долевых единицах указана точная величина напряжения, поддерживаемая на этих шинах в том или ином электрическом режиме.

Низшее номинальное напряжение подстанций потребителей задается равным 6 кВ или 10 кВ. Предполагается, что на всех подстанциях необходимо обеспечить возможность встречного регулирования напряжения.

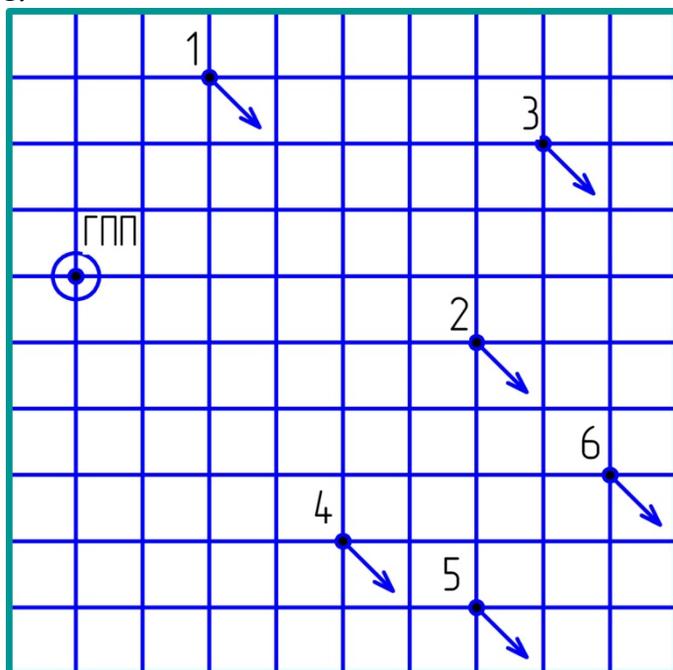
Экономические условия, в частности, цены на электрооборудование, стоимость потерь электроэнергии, срок окупаемости капиталовложений, нормы отчислений на амортизацию и т.д. не приведены. Предполагается, что эти данные студенты должны получить при изучении курса «Экономика энергетики». Пример задания представлен на следующей странице.

Пример задания на курсовое проектирование:

Задание на курсовое проектирование

студенту дневного обучения группы ТС-30612 Иванову И.И.

Спроектировать сеть для электроснабжения группы потребителей. Взаимное расположение потребителей и источников питания показано на рисунке 1.



Масштаб 1:1500000

№	$S, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$\cos\varphi$	$U_{\text{н.ном}}, \text{кВ}$
1	13	0,72	6
2	15	0,75	10
3	8	0,70	6
4	19	0,82	6
5	17	0,78	10
6	11	0,75	6

№	I, %	II, %	III, %
1	20	15	65
2	15	20	45
3	0	50	50
4	30	10	60
5	0	0	100
6	10	25	65

Рисунок 1 - Расположение потребителей и источников питания

Мощность потребителей приведена для режима наибольших нагрузок. Число часов использования максимума $T_M=6400$. В режиме наименьших нагрузок потребление активной мощности снижается на 35%. При этом $\text{tg } \varphi$ возрастает на 0,03. Коэффициент мощности энергосистемы $\cos \varphi = 0,93$.

На шинах ГПП во всех режимах поддерживается напряжение 1,03 от номинального значения.

Задание выдал

подпись,

дата

Курсовая работа должна содержать следующие разделы:

- составление баланса по активной и реактивной мощности;
- выбор и расстановка компенсирующих устройств;
- составление вариантов конфигурации сети с указанием цели составления каждого варианта;
- выбор трех наиболее конкурентоспособных вариантов (радиально-магистральная сеть, кольцевая и комбинированная);
- предварительный расчет радиально-магистральной сети, включая выбор номинального напряжения, определение сечений проводников, определение параметров линий и некоторых параметров нормального и послеаварийного режима;
- предварительный расчет кольцевой сети;
- предварительный расчет комбинированной сети;
- технико-экономическое сравнение рассчитанных вариантов сети и выбор из них лучшего;
- выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях потребителей;
- уточненный расчет нормального режима наибольших нагрузок;
- уточненный расчет нормального режима наименьших нагрузок;
- уточненный расчет послеаварийного режима при наибольших нагрузках;
- проверка достаточности регулировочного диапазона устройств РПН трансформаторов;
- уточнение баланса мощности;
- расчет себестоимости передачи электроэнергии.

Графическая часть работы должна содержать:

- планы всех вариантов конфигурации сети (при этом выбранный вариант в крупном масштабе, остальные – в мелком);
- однолинейную электрическую схему сети с нанесением длин линий, марок проводов, напряжений у потребителей;
- схему замещения сети с нанесением параметров всех элементов и потоков мощности.

Указанные чертежи можно выполнить на одном листе формата А1 или на трех листах формата А2.

2 Выбор оптимального варианта схемы сети

Выбор оптимального варианта схемы сети включает в себя несколько последовательных этапов. Первым из них является этап, на котором разрабатываются возможные варианты структуры связей источников питания с пунктами потребления, то есть варианты конфигурации сети. На втором этапе делается приближенная технико-экономическая оценка каждого варианта, и из них отбирается несколько (не более двух-трех) наиболее конкурентоспособных. И, наконец, на третьем этапе путем технико-экономического сравнения выбирается наиболее оптимальный вариант.

2.1 Порядок составления вариантов

При составлении вариантов конфигурации сети следует исходить из следующих соображений.

2.1.1 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 резервный источник включается обслуживающим 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 может осуществляться по нерезервированной схеме.

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

Вместе с тем, обеспечивать более высокую надежность, чем требуют ПУЭ, не следует, так как дополнительные капитальные вложения трудно обосновать.

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

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

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

2.1.3 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 мало загруженный 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 расчленить кольцо на два взаимосвязанных контура (то есть перейти к сложнзамкнутой сети) или перевести сеть на более высокое номинальное напряжение. Поэтому применение замкнутой сети или отказ от ее применения всегда требуют экономического обоснования.

2.1.4 Совершенно необязательно предусматривать для всей сети одно и то же номинальное напряжение. Отдельные участки, обычно самые отдаленные и мало загруженные, могут иметь более низкое номинальное напряжение, чем остальная сеть. Однако при принятии такого решения следует иметь в виду, что для соединения участков с разными номинальными напряжениями потребуются трехобмоточные трансформаторы, причем на большую мощность, которые более дороги, чем двухобмоточные.

Общее число всех теоретически возможных вариантов схемы сети может быть очень большим. Поэтому, чтобы не создавать себе лишней работы, не следует стремиться рассмотреть их все. Но с другой стороны, рассмотреть нужно столько вариантов, чтобы в действительности лучший вариант с большой степенью вероятности попал бы в их число.

Учитывая все это, рекомендуется следующий порядок составления вариантов:

■ составляется наиболее простой вариант радиально-магистральной сети, где все линии прокладываются двух- или одноцепными линиями по кратчайшим трассам;

■ полученный вариант анализируется с точки зрения его возможных недостатков (большая протяженность линий, большое количество выключателей, дорогие подстанции и т.д.), и составляются следующие варианты, в которых эти недостатки в той или иной мере устраняются. При этом схема сети может оставаться как чисто радиально-магистральной, так и становиться смешанной, то есть включать в себя кольцевые участки;

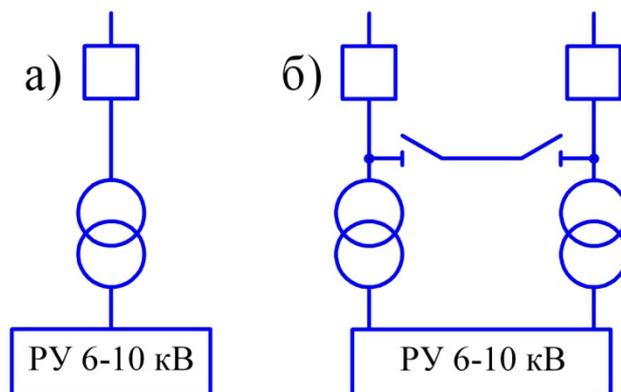
■ составляется вариант кольцевой сети, где все или большинство потребителей объединяются в кольцо.

Этот вариант также анализируется, и все следующие варианты составляются с целью устранения его недостатков. При этом также не исключено, что могут вновь появиться какие-то радиально-магистральные участки.

Все шаги по составлению вариантов нужно отразить в пояснительной записке. При этом следует иметь в виду, что в каждом следующем варианте должны устраняться какие-то недостатки предыдущих вариантов. Не нужно составлять новые варианты просто так, «для количества».

2.2 Электрические схемы подстанций

К моменту выполнения данного курсового проекта студенты еще не изучали курс «Станции и подстанции систем электроснабжения» и обычно грамотно выбрать электрические схемы подстанций не могут. Поэтому ниже очень коротко описаны наиболее часто используемые схемы подстанций потребителей и даны рекомендации по их использованию. Это необходимо по двум причинам. Во-первых, подстанции являются неотъемлемой частью любой электрической сети. Во-вторых, стоимость распределительных устройств высокого напряжения подстанций потребителей сильно зависит от наличия в них выключателей.

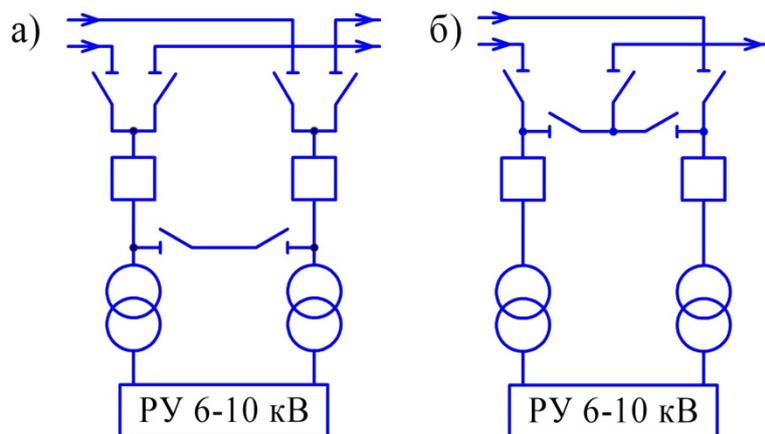


а) вариант 1; б) вариант 2

Рисунок 2.1 – Тупиковая подстанция

Поэтому для выбора целесообразного варианта сети необходимо хотя бы в общих чертах представлять, на каких подстанциях потребуется установка высоковольтных выключателей, и в каком количестве, и какие подстанции могут собираться по упрощенным схемам, то есть без выключателей. Здесь предлагается упрощенная методика выбора схем подстанций и определения числа выключателей. В частности, принимается по одному выключателю на каждом фи-

дере, отходящем от источника питания (подстанция энергосистемы). Кроме того, предусматривается установка выключателей на некоторых подстанциях потребителей.



а) вариант 1; б) вариант 2

Рисунок 2.2 – Проходные подстанции

Схема электрических соединений подстанций потребителей на стороне высшего напряжения определяется категорией потребителей, а также местом и ролью подстанции в электрической сети. 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.

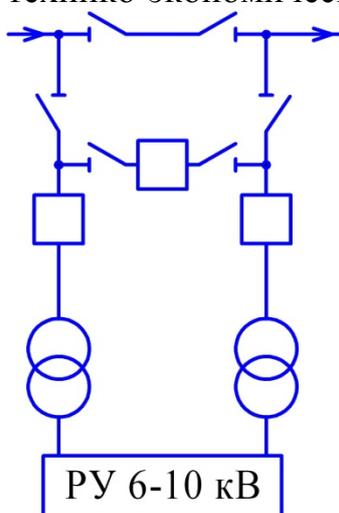
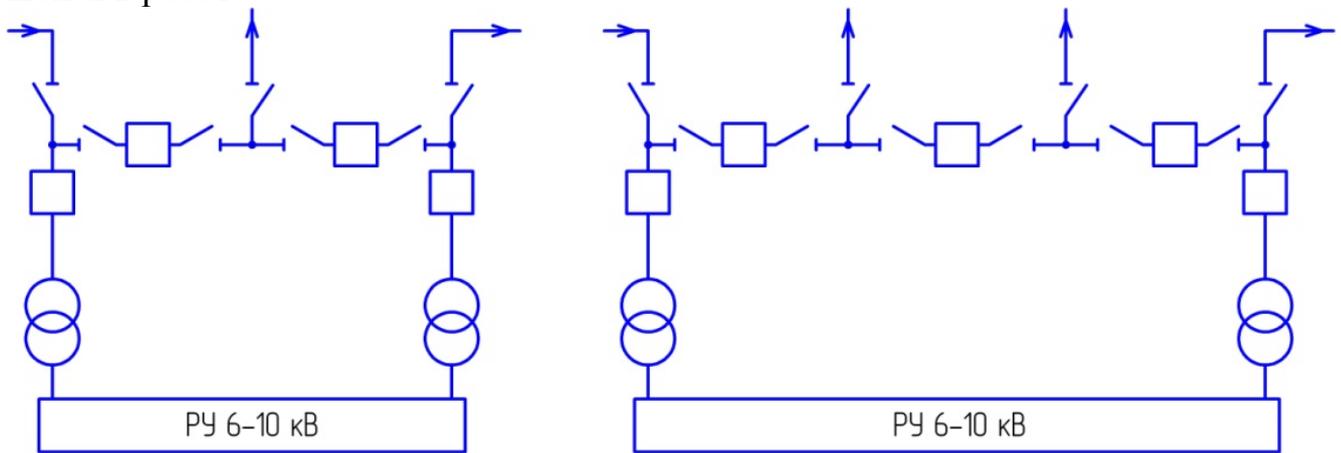


Рисунок 2.3 – Проходная подстанция кольцевой линии

Если подстанция тупиковая (то есть находится в конце радиальной или магистральной линии), то применяются упрощенные схемы подстанций с отделителями и короткозамыкателями, без выключателей, на стороне высшего напряжения (рисунок 2.1). Количество трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от требуемой надежности электроснабжения.

Если все потребители подстанции относятся к 3-й категории, то подстанция питается по одноцепной линии, и на ней устанавливается «блок с отделителем» и один трансформатор (рисунок 2.1 а). А если среди потребителей есть

потребители 1-й и 2-й категории, то питание производится по двухцепной линии, устанавливаются «два блока с отделителями и автоматической переключкой со стороны трансформаторов» и два трансформатора (рисунок 2.1 б). Поскольку аварийность воздушных линий выше, чем аварийность трансформаторов, то при такой схеме подстанции при повреждении одной из цепей ВЛ оба трансформатора с помощью переключки могут быть подключены к цепи, оставшейся в работе.



а) вариант 1; б) вариант 2

Рисунок 2.4 – Ответвительные подстанции кольцевой линии

Остальные подстанции, подключенные к радиально-магистральной линии, являются проходными. Для проходных подстанций с двухцепными линиями нашла применение схема «два блока с отделителями и автоматической переключкой со стороны трансформаторов», показанная на рисунке 2.2 а. Она позволяет при повреждении на одном из участков одной цепи сохранить на всех остальных участках нормальный режим.

Если в радиально-магистральной сети проходная подстанция получает питание по двухцепной линии, а дальше идет одноцепная, то может быть применена упрощенная схема, представленная на рисунок 2.2 б. Такая схема позволяет сохранить питание одноцепной линии при повреждении любой из цепей двухцепной линии. В магистральных линиях с двухсторонним питанием, а также в кольцевых линиях при повреждении любого участка, он должен отключаться с двух сторон. Такую функцию выполняет подстанция в виде «мостика с выключателем в переключке и отделителями в цепях трансформаторов», представленная на рисунке 2.3. Переключка из разъединителей позволяет при выводе в ремонт выключателя сохранить кольцо в замкнутом состоянии.

Если от подстанции, питающейся по кольцевой сети или по линии с двухсторонним питанием, ответвляется третья линия, одно- или двухцепная, то применяются более сложные схемы: «двойной мостик» и «тройной мостик». Они изображены на рисунке 2.4.

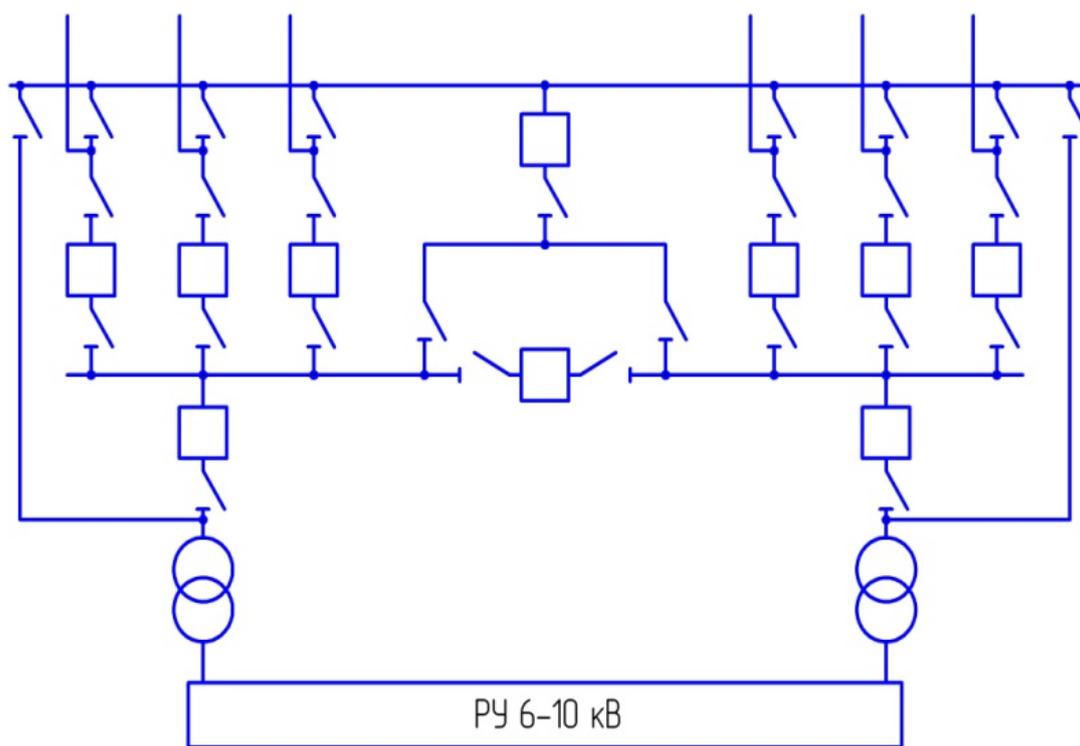


Рисунок 2.5 – Узловая подстанция

При числе присоединений на стороне высокого напряжения более четырех подстанция становится узловой, и требования к надежности существенно повышаются. Поэтому схема подстанции становится более сложной. Одна из возможных схем, используемых на узловых подстанциях, показана на рисунке 2.5. Она имеет рабочую систему шин, секционированную выключателем, и обходную, с выключателями во всех присоединениях.

Дополнительные материалы по электрическим схемам подстанций можно найти в [1; 2].

2.3 Выбор наиболее конкурентоспособных вариантов

Все составленные варианты делятся на три группы: радиально-магистральные схемы, кольцевые (в основном) схемы и смешанные. Для каждой подстанции в соответствии с п. 2.2 определяется схема электрических соединений. Затем внутри каждой группы по каким-либо критериям, не требующим больших трудозатрат, выбирается наиболее конкурентоспособный вариант. В качестве таких критериев можно использовать, например, общую длину линий «в одноцепном исчислении» и общее количество выключателей. Во-первых, эти критерии легко вычисляются, а во-вторых, отражают наиболее дорогостоящие элементы сети. Термин «в одноцепном исчислении» означает, что при суммировании длин ВЛ учитывается разница в стоимости одно- и двухцепных линий. Длина одноцепных ВЛ входит в сумму, как она есть, а длина двухцепных умножается на соответствующий коэффициент, отражающий их большую стоимость. Сечения проводов при этом вообще не учитываются.

Номинальное напряжение сети на этом этапе еще не определено, поэтому во всех вариантах, принадлежащих к одной группе, его можно считать одним и тем же и при сравнении не учитывать.

При определении общего количества выключателей учитываются выключатели, устанавливаемые на фидерах, отходящих от источников и выключатели распределительных устройств подстанций потребителей.

Что касается трансформаторов на подстанциях потребителей, то если во всех вариантах одной группы предполагается использовать одинаковые трансформаторы, при сравнении вариантов их также не учитывают. Если же трансформаторы разные, например, когда в части вариантов одной группы сеть состоит из участков с разными номинальными напряжениями, и для связи между ними будут использоваться трехобмоточные трансформаторы, то при сравнении вариантов этой группы отличия в стоимости трансформаторов следует учесть.

Далее удобно все полученные величины привести к какой-либо одной, например, к длине линий. Для этого по справочным данным определяют, скольким километрам одноцепной линии будет по стоимости соответствовать один выключатель, потом все выключатели и общую длину линий увеличивают на эту величину. Аналогично в километрах линии можно выразить и дополнительные капитальные вложения в трехобмоточные трансформаторы. В результате для каждого варианта получается некая приведенная длина линий. Затем по приведенной длине линий выбирают лучший вариант из каждой группы, то есть имеющий наименьшую приведенную длину линий (а значит и наиболее дешевый). Таким образом, из всех предложенных вариантов для дальнейшего расчета остаются три наиболее конкурентоспособных: один с радиально-магистральной схемой линий, один с кольцевой и один со смешанной.

2.4 Пример составления вариантов схемы 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.

Географическое расположение источника и потребителей представлено на рисунке 2.6. Там же указаны расстояния между пунктами (в километрах). Предполагается, что в пунктах 1, 2, 3 и 6 имеются потребители 1, 2 и 3 категории, в пункте 4 – только 2 и 3, а в пункте 5 – только потребители 3 категории. Составление вариантов начинаем с наиболее простых схем.

Вариант 1 (рисунок 2.7) 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 потребители только 3 категории. Предполагаем, что длины линий и нагрузки таковы, что наиболее целесообразным напряжением в этом случае будет номинальное напряжение 110 кВ.

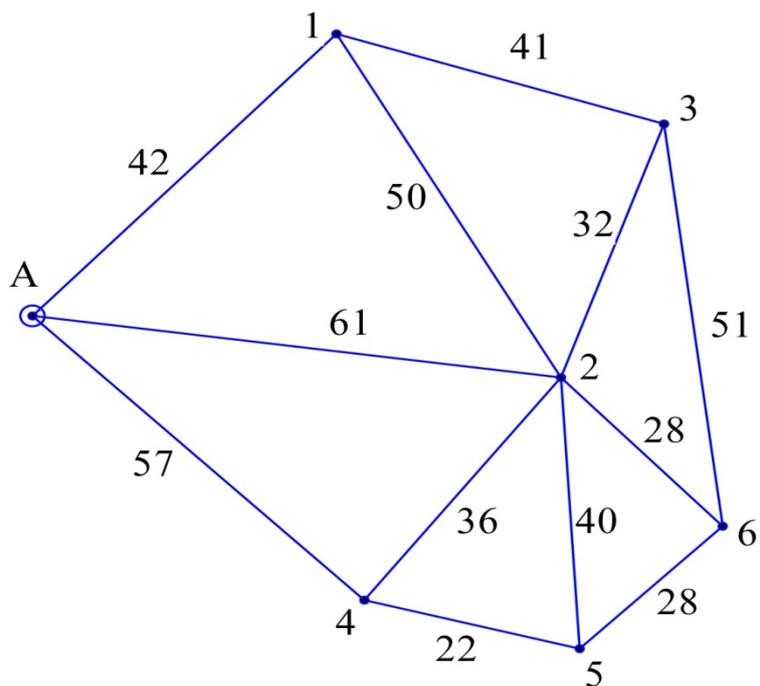


Рисунок 2.6 – Расположение источника и потребителей

Почти все подстанции (за исключением ПС2) могут быть выполнены по упрощенным схемам без выключателей на стороне высшего напряжения. В частности, для подстанции ПС5 принята схема по рисунок 2.1, б, для подстанций ПС 1, ПС3, и ПС6 – по рисунок 2.1 а, а для подстанции ПС4 – по рисунок 2.2 б. В то же время подстанция ПС2 является узловой, что требует использования на стороне 110 кВ схемы повышенной надежности (с выключателями) и, следовательно, будет довольно дорогостоящей. Для нее принимаем схему по рисунку 2.5.

Определяем общую длину линий. Ее легко получить, сравнивая схему варианта с рисунок 2.6. Общая длина линий данного варианта в одноцепном исчислении получается равной:

$$L_{\Sigma} = \sum L_1 + k \cdot \sum L_1 = 22 + 1,5 \cdot (42 + 61 + 57 + 32) = 352 \text{ км};$$

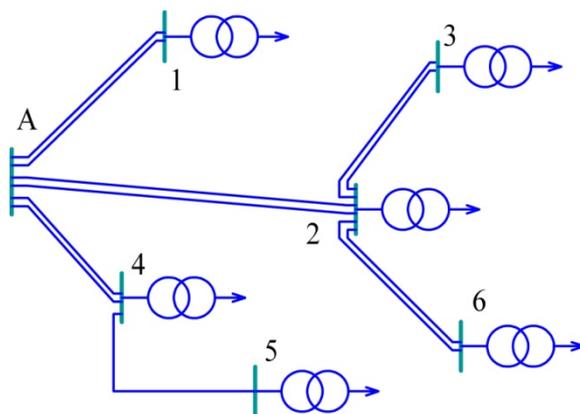


Рисунок 2.7 – Радиально – магистральная сеть, вариант 1

$$L_{\Sigma} = 352 \text{ км}; N_{\Sigma} = 16 \text{ шт.}$$

Здесь принято, что стоимость сооружения одного километра двухцепной линии в полтора раза выше, чем одноцепной. Поэтому длина всех линий, кроме линии 4 – 5, взята с коэффициентом 1,5

Необходимое количество выключателей складывается из выключателей на подстанции А энергосистемы (по одному выключателю на каждый отходящий фидер) и выключателей на подстанциях потребителей. Общее количество выключателей для данного варианта составляет 16 (6 – на отходящих фидерах подстанции А и 10 – на узловой ПС2).

Общую длину линий и общее количество выключателей для этого варианта и всех последующих показываем рядом с их схемами. Основным недостатком рассмотренного варианта – сложность и дороговизна ПС2.

Поэтому предлагаются вариант 2 (рисунок 2.8) и вариант 3 (рисунок 2.9), в которых требования к надежности ПС2 ниже. В варианте 2 питание ПС3 осуществляется от ПС1, а в варианте 3 – питание ПС6 осуществляется от ПС5. В обоих вариантах ПС2 становится проходной и, следовательно, значительно дешевле.

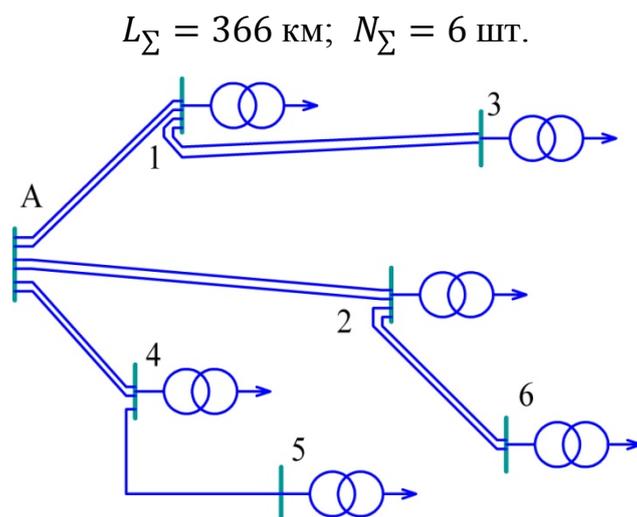


Рисунок 2.8 – радиально-магистральная сеть, вариант 2

Однако протяженность линий в этих вариантах больше и 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.

Вариант 4 (рисунок 2.10) также является развитием варианта 1 в направлении удешевления ПС2. В нем потребители 2, 3 и 6 объединены в кольцевую сеть. Это не только упрощает конструкцию ПС2, но и позволяет уменьшить суммарную длину линий. Подстанция ПС2 в этом варианте может быть выполнена по рисунок 2.4, а подстанции ПС3 и ПС6 – по рисунок 2.3.

$$L_{\Sigma} = 363 \text{ км}; N_{\Sigma} = 6 \text{ шт}$$

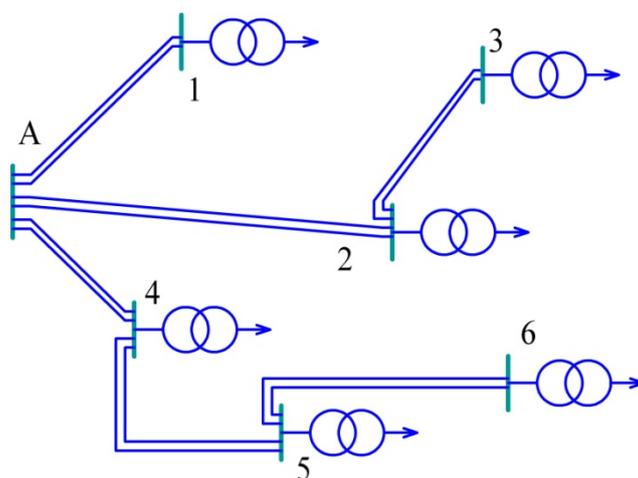


Рисунок 2.9 – Радиально-магистральная сеть, вариант 3

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.

$$L_{\Sigma} = 373 \text{ км}; N_{\Sigma} = 11 \text{ шт.}$$

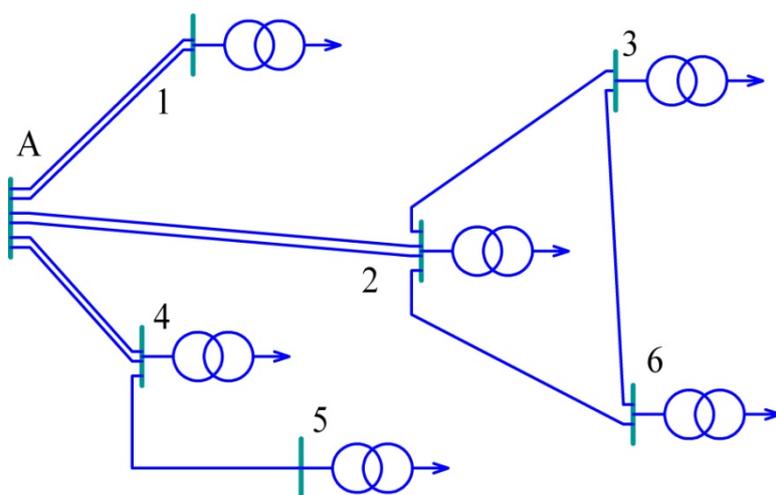


Рисунок 2.10 – Комбинированная сеть, вариант 4

В вариантах 5 (рисунок 2.11) и 6 (рисунок 2.12) 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 рисунок 2.10). Однако следует иметь в виду, что подстанции, соединенные в кольцо, оказываются более дорогими, так как требуют на стороне 110 кВ схемы «мостик» с выключателем в перемычке (рисунок 2.3).

Вариант 7 (рисунок 2.13) является дальнейшим развитием варианта 6. В нем ПС 3 питается от ПС2 по более короткой, чем в варианте 6, линии. Это позволило сократить общую протяженность линий, ценой удорожания ПС2, которая здесь должна иметь 3 выключателя.

Вариант 8 (рисунок 2.14) получен из варианта 5 путем замены линии 5 – 6 на линию 2 – 6. Выигрыша в расстоянии здесь нет, но зато линия 4 – 5 в этом варианте одноцепная. Хотя подстанция ПС2 здесь более дорогая, чем в варианте 5.

Вариант 9 (рисунок 2.15) предполагает соединение всех потребителей в одно кольцо. Общая длина ЛЭП (в одноцепном исчислении) при этом минимальна. Все подстанции имеют на стороне высшего напряжения схему «мостик» (рисунок 2.3) с одним выключателем. Существенный недостаток этого варианта - большая протяженность кольца.

$$L_{\Sigma} = 337 \text{ км}; N_{\Sigma} = 7 \text{ шт.}$$

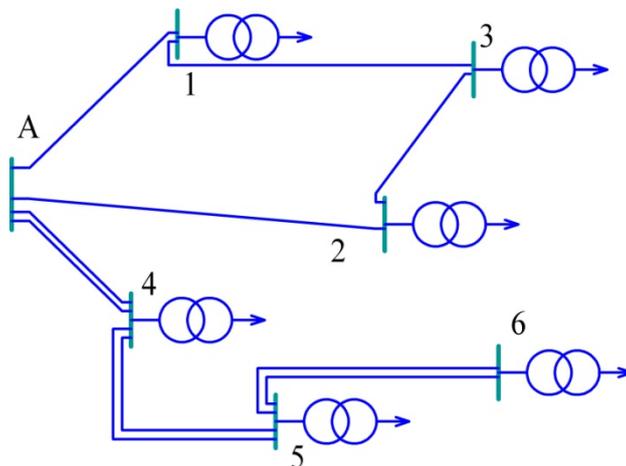


Рисунок 2.11 – Комбинированная сеть, вариант 5

Есть опасение, что в послеаварийном режиме, возникающем после отключения одного из головных участков, общая потеря напряжения в сети окажется недопустимо большой.

При этом диапазона регулирования устройств РПН на подстанциях потребителей для обеспечения требуемого уровня напряжения может не хватить. Если при расчете это подтвердится, то вся экономия, ожидаемая за счет снижения потери напряжения в послеаварийном режиме (например, постройка дополнительной линии или применение более высокого номинального напряжения 220 кВ), исчезнет. Вторым недостатком этого варианта является то, что к потребителю 2 электроэнергия передается через потребителей 3 и 6, то есть течет, по существу, в обратном направлении (к источнику). Это приведет к увеличению общих потерь электроэнергии.

Добиться дальнейшего сокращения протяженности линий не удастся, поэтому считаем, что все основные варианты, видимо, исчерпаны. Но позже может появиться необходимость в некоторых дополнительных вариантах (см. ниже).

$$L_{\Sigma} = 321 \text{ км}; N_{\Sigma} = 8 \text{ шт.}$$

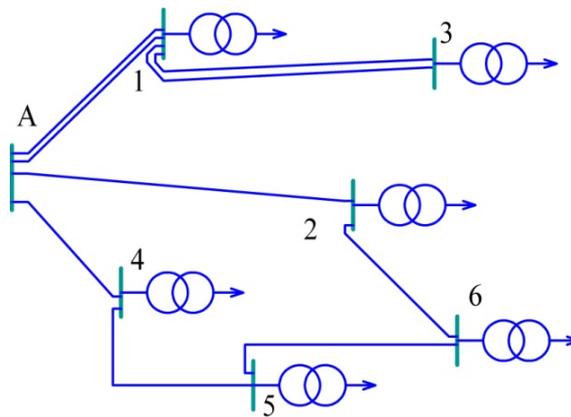


Рисунок 2.12 – Комбинированная сеть, вариант 6

Таким образом, общее количество вариантов 9. Чтобы не проводить технико-экономический расчет всех вариантов, сразу же отберем наиболее конкурентоспособные из них (по одному от каждой группы), а остальные отбросим. Для этого проведем небольшие оценочные расчеты, позволяющие сравнить между собой варианты с одинаковыми принципами построения схем сети хотя бы в первом приближении. Например, варианты 1...3 все имеют радиально-магистральные резервированные схемы с двухцепными линиями и, следовательно, обеспечивают примерно одинаковый уровень надежности. Поэтому сравним их между собой по суммарной длине линий и по количеству выключателей 110 кВ.

$$L_{\Sigma} = 307 \text{ км}; N_{\Sigma} = 10 \text{ шт.}$$

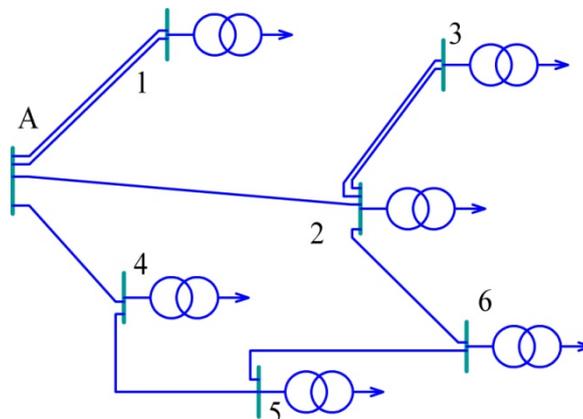


Рисунок 2.13 – Комбинированная сеть, вариант 7

Сделав такие расчеты, получаем, что суммарная длина линий (в одноцепном исчислении) в первых трех вариантах составляет соответственно 352, 366 и 363 километра. Необходимое количество выключателей в этих вариантах 16, 6 и 6. Эти числа нанесены на рисунках. Очевидно, что наиболее конкурентоспособным из этих трех вариантов является вариант 3.

$$L_{\Sigma} = 304 \text{ км}; N_{\Sigma} = 9 \text{ шт.}$$

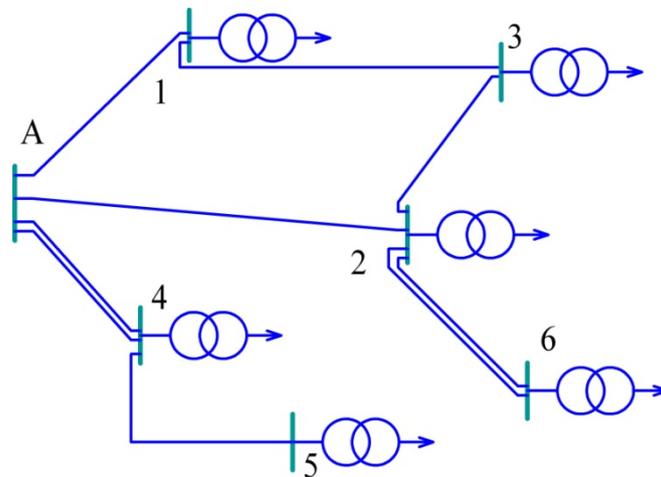


Рисунок 2.14 - Комбинированная сеть, вариант 8

Поэтому для дальнейшего расчета отбираем именно его, а варианты 1 и 2 далее не рассматриваем. Варианты 4...8 также относятся к одному принципу конфигурации сети. В них часть потребителей питается по кольцевой сети, часть – по радиально-магистральной. Из них сразу же отбрасываем вариант 4, так как в нем самая большая протяженность линий, наибольшее количество выключателей. Среди оставшихся четырех вариантов этой группы явного лидера нет, поэтому определяем для каждого из них приведенную протяженность линий, приняв, что стоимость одного выключателя 110 кВ примерно равна стоимости 4 км одноцепной воздушной линии 110 кВ.

$$L'_{\Sigma 5} = L_{\Sigma 5} + 4 \cdot N_{B5} = 337 + 4 \cdot 7 = 365 \text{ км};$$

$$L'_{\Sigma 6} = 353 \text{ км}; L'_{\Sigma 7} = 347 \text{ км}; L'_{\Sigma 8} = 340 \text{ км}.$$

Таким образом, для дальнейшего расчета отбираем вариант 8, а варианты 5, 6 и 7 отбрасываем.

Сеть кольцевой конфигурации представлена единственным вариантом 9, поэтому оставляем его для дальнейшего расчета.

Таким образом, предварительный расчет и технико-экономическое сравнение будем проводить для вариантов 3, 8 и 9.

$$L_{\Sigma} = 250 \text{ км}; N_{\Sigma} = 8 \text{ шт.}$$

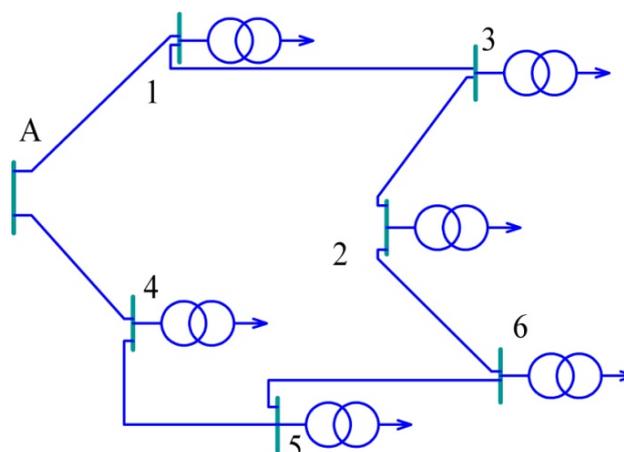


Рисунок 2.15 – Кольцевая сеть, вариант 9

Выше отмечалось, что 9 рассмотренных вариантов являются основными. Однако после предварительного расчета, а также и после технико-экономического сравнения может возникнуть необходимость рассмотрения дополнительных вариантов.

Так, например, лишь в результате предварительного расчета можно выяснить, какая потеря напряжения будет в послеаварийном режиме в сети, построенной по варианту 9. Если окажется, что она не слишком велика, и регулировочные возможности устройств РПН серийных трансформаторов достаточны для обеспечения потребителей качественным напряжением, то вариант 9 оставим в том же виде для технико-экономического сравнения.

$$L_{\Sigma} = 311 \text{ км}; N_{\Sigma} = 10 \text{ шт.}$$

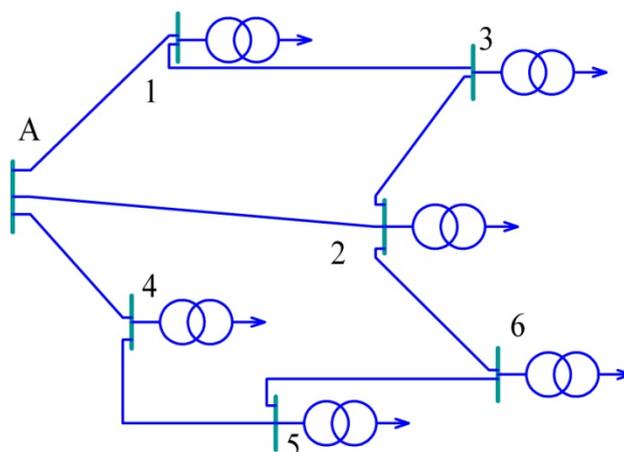


Рисунок 2.16 – Кольцевая сеть, вариант 10

Если же выяснится, что она больше, чем возможности устройств РПН, то с целью ее уменьшения рассмотрим способы модернизации этого варианта (в порядке возрастания эффективности и, естественно, стоимости). Во-первых, это выполнение головных участков А-1 и А-4 двухцепными линиями (назовем это вариантом 9 а).

Тогда в случае аварии на головном участке отказывает только одна из цепей, поэтому наиболее тяжелым послеаварийным режимом будет отказ уже не головного, а следующего за ним участка. Потеря напряжения при этом, конечно же, меньше. Во-вторых, это изменение схемы сети. Например, прокладка дополнительной одноцепной линии А-2 (вариант 10, рисунок 2.16). Сеть при этом становится сложноразветвленной, длинное кольцо разбивается на два более коротких, и попутно устраняется обратная передача энергии по участкам 2 – 3 и 2 – 6. Другой способ изменения схемы – вариант 11 (рисунок 2.17). Здесь длинное кольцо также разбивается на два более коротких и устраняется обратная передача энергии. Но вновь появляется малозагруженный участок 3 – 6. В-третьих, можно перейти к более высокому классу номинального напряжения 220 кВ без изменения схемы (вариант 12). Тогда нужно будет рассмотреть варианты 9а, 10, 11 и 12 и выбрать из них наиболее конкурентоспособный, который и будет участвовать в технико-экономическом сравнении вместо варианта 9.

$$L_{\Sigma} = 318 \text{ км}; N_{\Sigma} = 10 \text{ шт.}$$

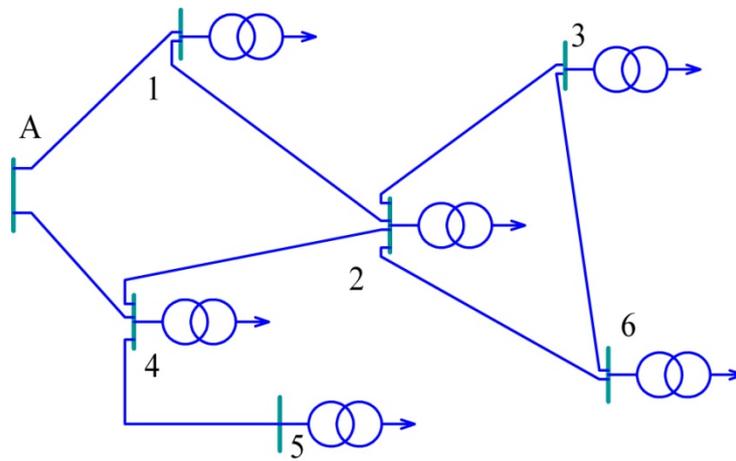


Рисунок 2.17 – Кольцевая сеть, вариант 11

Отметим, что рассматривать эти варианты сразу смысла не имеет, так как по стоимости они все проигрывают варианту 9, и все равно были бы отброшены. Необходимость их рассмотрения возникает только в случае, если вариант 9 не проходит по техническим ограничениям (слишком большая потеря напряжения в послеаварийном режиме).

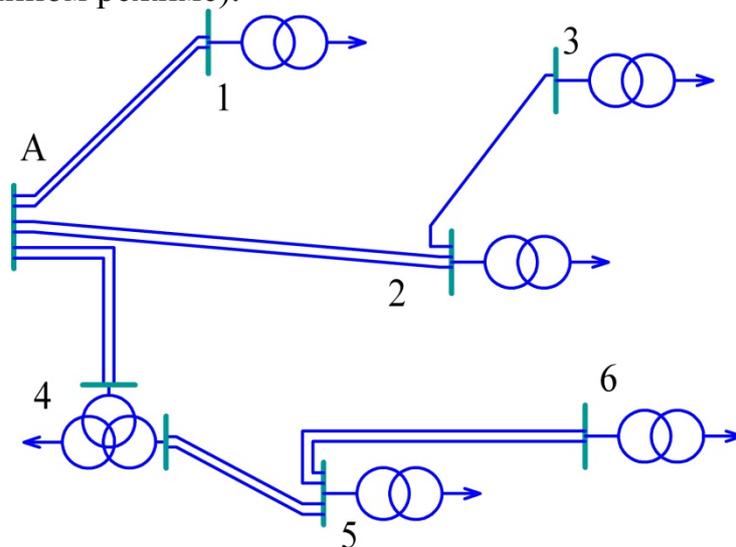


Рисунок 2.18 – Использование напряжения 35 кВ

Но на этом дополнительные варианты не исчерпываются. Если при технико-экономическом сравнении выиграет вариант 3, то можно рассмотреть возможность электроснабжения ПСЗ по нерезервированной схеме (так, как в ее составе нет потребителей 1 категории). Для этого линию 2-3 нужно сделать одноцепной (вариант 13). Можно также рассмотреть вариант выполнения линий 4-5 и 5-6 на напряжение 35 кВ (вариант 14, рисунок 2.18). Возможно, один из этих вариантов окажется даже выгоднее уже выигравшего технико-экономическое сравнение варианта 3.

3 Предварительный расчет отобранных вариантов

В предварительном расчете делается приближенный (без учета потерь мощности) расчет потокораспределения, выбираются номинальное напряжение и сечения линий, выбранные сечения проверяются по техническим ограничениям в нормальном и наиболее тяжелом послеаварийном режимах. Определяются также общие потери мощности и наибольшая потеря напряжения. Выбираются схемы ОРУ на подстанциях потребителей. Если отобранные варианты имеют разные номинальные напряжения, то выбираются также и трансформаторы на подстанциях потребителей.

Предварительный расчет нужен для того, чтобы с минимальными затратами получить необходимые данные для технико-экономического сравнения отобранных вариантов и выбора из них лучшего.

3.1 Расчет потокораспределения

Предварительный расчет потокораспределения производится для режима наибольших нагрузок и всегда должен начинаться с составления расчетной схемы. На расчетную схему наносят нагрузки и указывают длину участков. Порядок расчета зависит от типа линий, образующих сеть.

Расчет потокораспределения радиально-магистральной линии делают на основании первого закона Кирхгофа, двигаясь от наиболее удаленных потребителей к источнику. Так как расчет приближенный, то потерями мощности пренебрегают.

Кольцевую линию вначале условно «разрезают» по источнику и разворачивают, превращая кольцевую линию в линию с двухсторонним питанием. Далее определяют поток мощности на одном из головных участков (условно считая, что вся линия однородна), по формуле:

$$S_{\text{гол}} = \frac{\sum(S_i \cdot l_i)}{L_{\Sigma}},$$

где $S_{\text{гол}} = P_{\text{гол}} + jQ_{\text{гол}}$ – поток мощности на головном участке;

$S_{\text{гол}} = P_{\text{гол}} + jQ_{\text{гол}}$ – i -я комплектная нагрузка;

L_{Σ} – общая длина кольцевой линии;

l_i – расстояние от места подключения i -й нагрузки до источника, про-

тивоположного рассматриваемому головному участку.

Определив поток мощности на головном участке, далее по первому закону Кирхгофа определяют потоки на остальных участках, двигаясь к противоположному источнику. Потерями также пренебрегают. В конце расчета рекомендуется сделать проверку. Для этого нужно по формуле (3.1) определить поток мощности на противоположном головном участке и сравнить его с потоком мощности, полученным по первому закону Кирхгофа.

Если от кольцевой линии, где делается расчет потокораспределения, отходит радиальная или магистральная линия, то все нагрузки этой линии считаются находящимися в точке подключения линии.

Если кольцевая линия получает питание по радиальной, то «разрез» делают в точке подключения кольцевой линии к радиальной.

В случае сложно-замкнутой сети ее предварительно преобразуют в простую замкнутую сеть или проводят расчет потокораспределения методом узловых потенциалов, используя вычислительную технику.

Если в сеть входят источники ограниченной мощности, работающие в базовом режиме (например, местная ТЭЦ), то они при расчете потокораспределения учитываются, как отрицательные нагрузки.

Примеры расчетов потокораспределения для различных типов линий приведены в [4].

3.2 Выбор номинального напряжения

В России для питающих линий используются напряжения 35, 110 (150) и 220 кВ. При этом напряжение 150 кВ используется для вновь сооружаемых линий только в том случае, если в данной энергосистеме уже имеются линии с таким напряжением. Следует также иметь в виду, что во вновь проектируемых системах электроснабжения городов и промышленных районов напряжение 35 кВ имеет тенденцию к исчезновению, оставаясь широко применяемым только для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и небольших (до 5... 10 МВт) промышленных предприятий.

При выборе напряжения, прежде всего, следует исходить из технической приемлемости данного номинального напряжения. Под технической приемлемостью понимается возможность в любых режимах, как нормальных, так и послеаварийных, обеспечить в наиболее удаленных точках сети требуемый уровень напряжения (с учетом диапазона регулирования устройств РПН трансформаторов на подстанциях потребителей), а также возможность в послеаварийном режиме длительно и без недопустимого перегрева пропускать по сети токи, необходимые для нормального функционирования потребителей. Чем выше напряжение, тем легче выполнить эти требования, так как при большем напряжении и токи меньше, и потеря напряжения ниже. Но линии электропередачи и особенно подстанции при более высоком напряжении становятся значительно дороже. Поэтому при выборе того или иного номинального напряжения следует учитывать его экономическую целесообразность. Это значит, что чтобы принять напряжение выше, чем минимальное технически приемлемое, нужно сделать экономическое обоснование.

Для выбора технически приемлемого напряжения можно воспользоваться эмпирическими формулами, показывающими зависимость технически приемлемого напряжения от активной мощности, приходящейся на одну цепь $P_{ц}$, и расстояния L , на которое эту мощность нужно передать, то есть в виде:

$$U_{ном} = f(L, P_{ц}).$$

В технической литературе представлено несколько эмпирических формул. Здесь отметим лишь две.

1 Формула Стилла: $U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P_{ц}}$; применяется при $L \leq 250$ км и $P \leq 60$ МВт.

2 Формула Илларионова:
$$U_{\text{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{\text{ц}}}}$$

Формула Илларионова не имеет ограничений ни по расстоянию, ни по передаваемой мощности. При подстановке расстояния в километрах, а мощности в мегаваттах обе формулы дают результат в киловольтах.

Однозначно выбрать напряжение по эмпирическим формулам можно только в том случае, если полученное значение близко к одному из стандартных. Если же полученное по формуле значение находится в середине между стандартными, то следует рассмотреть оба варианта и, если оба технически приемлемы, то выбрать лучший, произведя их технико-экономическое сравнение.

Вместе с тем существует инструмент выбора номинального напряжения, учитывающий одновременно как технические, так и экономические характеристики вариантов, включая как линии, так и подстанции.

Его сущность состоит в следующем. Если рассмотреть два варианта сооружения электропередачи для двух смежных по шкале номинальных напряжений $U_{\text{НОМ}1}$ и $U_{\text{НОМ}2}$, то затраты по каждому варианту можно представить в виде: $Z_1=f_1(L,P)$ и $Z_2=f_2(L,P)$.

Варьируя значения L и P , можно подобрать такие их пары, для которых $Z_1=Z_2$, то есть оба варианта являются равнозатратными. Совокупность точек на плоскости L, P с координатами (L, P_i) , для которых $Z_{1i}=Z_{2i}$, представляет собой кривую, являющуюся границей областей применения напряжений $U_{\text{НОМ}1}$, и $U_{\text{НОМ}2}$. Если на плоскости L, P построить такие границы для нескольких пар смежных номинальных напряжений, то получится номограмма, удобная для практического использования. Такие номограммы, называемые «области применения электрических сетей разных номинальных напряжений», имеются в справочной литературе.

Пользоваться номограммами достаточно легко: по осям откладывают заданные значения L и P и смотрят, в область какого номинального напряжения попадает точка с этими координатами. Но при этом необходимо помнить, что эти номограммы построены для определенного сочетания технических и экономических условий, таких, как район сооружения, тип применяемых опор, число часов использования максимума, стоимость электроэнергии и электрооборудования и др. При изменении этих условий граница неизбежно смещается. Поэтому достоверный результат получается только в том случае, если точка попадает примерно в центр области применения какого-то номинального напряжения. Если же точка попадает близко к границе, то следует рассмотреть варианты использования обоих номинальных напряжений, с обеих сторон границы. Кроме того, номограммы не имеют ограничений ни справа, ни сверху, поэтому при очень малых длинах, а также при очень малых мощностях могут давать ошибочный результат.

Можно также выбрать номинальное напряжение, ориентируясь по таблицам «пропускной способности и дальности линий электропередачи», состав-

ленным на основе практики проектирования, строительства и эксплуатации ЛЭП. Таблицы опубликованы в литературе. Задавшись конкретным сочетанием L и P , по таблице легко выбрать напряжение, которое для этого сочетания чаще всего используется. Кстати, там же приводятся и наименьшие, и наибольшие сечения проводов, используемые для разных номинальных напряжений.

Недостаток этого способа определения номинального напряжения состоит в том, что он целиком опирается на прошлый опыт электроэнергетики, причем за достаточно большой период, и совершенно не учитывает новых тенденций (изменение цен, новое оборудование, новые технические решения и др.).

Таким образом, для определения номинального напряжения существует несколько способов, но ни один из них не может дать гарантированного результата во всех случаях. Поэтому к номинальному напряжению, выбранному на этом этапе, следует относиться как к предварительному. В дальнейшем оно может уточняться.

Во всех случаях выбор напряжения следует начинать с головных участков, как наиболее загруженных. По мере удаления от источника питания номинальное напряжение может быть уменьшено на одну ступень. Исключение составляет кольцевая сеть: для всех участков применяется одно и то же номинальное напряжение.

Список литературы

1 Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств напряжением 6-750 кВ подстанций и указания по их применению (№ 14198 тм - т. 1). М. : Энергосетьпроект, 1993. 75 с.

2 Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. М. : Энергоатомиздат, 1985. 220 с.

3 Блок В. М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. М. : Высшая школа, 1990. 388 с.

4 Хусаинов И. М. Примеры расчетов электрических сетей : учебное пособие для студентов специальности 100400 и направления 551700. Саратов : СГТУ, 1998. 94 с.

5 Идельчик В. И. Электрические системы и сети. М. : Энергоатомиздат, 1989. 592 с.

Мошкин Владимир Иванович

Семакин Даниил Владимирович

ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ И КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Методические указания
к курсовому и дипломному проектированию
по курсу «Электроэнергетические системы и сети»
для студентов направления 13.03.03 «Электроэнергетика и электротехника»
(уровень бакалавриата)

Редактор Е.А. Могутова

Подписано в печать	Формат 60x84 1/16	Бумага 65 г/м ²
Печать цифровая	Усл.печ.л. 1,75	Уч.-изд. л. 1,75
Заказ	Тираж 25	Не для продажи

РИЦ Курганского государственного университета.

640000, г. Курган, ул. Советская, 63/4.

Курганский государственный университет.