

1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАИБОЛЬШЕЙ НАГРУЗКИ

1.1. Годовой график нагрузки

В таблице П.1 приложения 1 представлены характерные суточные зимние и летние графики нагрузок (полной мощности S^* в относительных единицах) некоторых отраслей промышленности. Номер варианта графика нагрузки, количество зимних дней задается преподавателем.

Для упрощения расчетов принято, что графики активной и реактивной мощности в относительных единицах совпадают во времени и, следовательно, совпадают с графиком полной мощности.

По суточному графику строится годовой график активной нагрузки по продолжительности, который строится в порядке убывания ступеней графика и показывает, сколько часов в году предприятие работает с той или иной активной мощностью нагрузки. Площадь такого графика, построенного в именованных единицах, равна полной энергии, потребленной предприятием за год.

Энергия, полученная потребителем за год, равна:

$$W = \sum_{i=1}^N P_i \Delta t_i = P_{нб} T_{нб}, \quad (1.1)$$

где $T_{нб}$ – время использования наибольшей нагрузки, то есть время, за которое потребитель, работая с наибольшей нагрузкой, потребляет такое же количество электроэнергии, как и при работе по действительному графику в течение года, $P_{нб}$ – наибольшая потребляемая нагрузкой мощность.

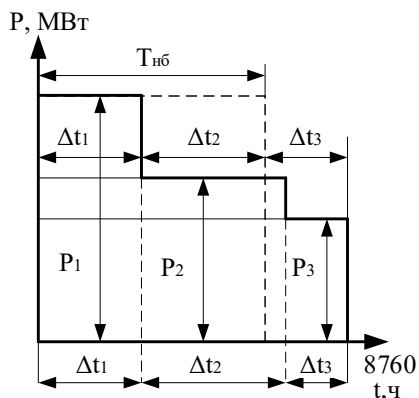


Рис. 1.1 – График нагрузки

Число часов использования наибольшей нагрузки можно определить по выражению:

$$T_{нб} = \frac{W}{P_{нб}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_i \cdot T_i}{P_{нб}}. \quad (1.2)$$

Геометрический смысл времени использования наибольшей нагрузки – это время представляет собой абсциссу прямоугольника, площадь которого равна площади графика на рисунке 1.1.

Площадь графика, построенного в относительных единицах, равна числу часов использования наибольшей нагрузки – $T_{нб}$. Так как $P_{нб} = 1$, то

$$T_{нб} = \sum P_i \cdot T_i. \quad (1.3)$$

1.2. Пример определения времени наибольшей нагрузки

В таблице 1.1 приведен суточный зимний и летний график нагрузки. Количество зимних дней – 213. Построить графики нагрузок и найти число часов использования наибольшей нагрузки.

Таблица 1.1 – Суточный зимний и летний график нагрузки

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
зима	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8
лето	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
зима	0,8	0,8	1	1	1	1	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
лето	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,3	0,3	0,3	0,3

По данным таблицы 1.1 строим суточный зимний и летний график нагрузки (рис. 1.2).

Количество летних дней в году равно 152.

Так как в нашем случае графики представлены в относительных единицах, $P_{нб} = 1$, то время использования наибольшей нагрузки определим по формуле (1.3):

$$T_{нб} = 213 \cdot 15,9 + 152 \cdot 13,4 = 5423,5 \text{ ч.}$$

Максимальная летняя нагрузка составляет 80% от наибольшей зимней.

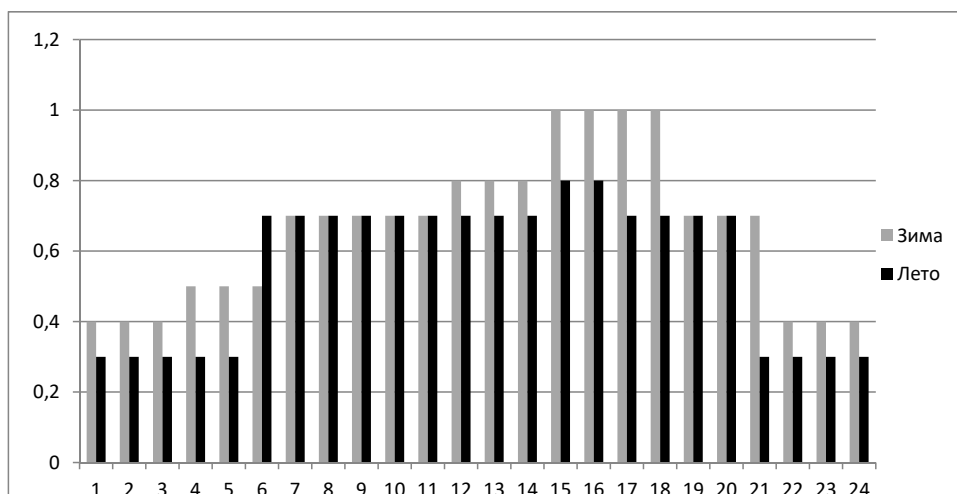


Рис. 1.2 – Суточный зимний и летний график нагрузки

2. БАЛАНС АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И РАССТАНОВКА КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

2.1. Расчет нагрузок

Исходными данными при проектировании являются наибольшие зимние активные нагрузки пунктов потребления $P_{нбi}$ и их коэффициенты мощности ($\cos \varphi_i$).

По заданным значениям $P_{нбi}$ и $\cos \varphi_i$ определяются $\operatorname{tg} \varphi_i$, наибольшие зимние реактивные нагрузки $Q_{нбi}$ и полные нагрузки $S_{нбi}$ пунктов потребления:

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \operatorname{tg} (\arccos (\cos \varphi_i)) \text{ или } \operatorname{tg} \varphi_i = \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi_i)^2}}{\cos \varphi_i}, \quad (2.1)$$

$$Q_{нбi} = P_{нбi} \cdot \operatorname{tg} (\varphi_i), \quad (2.2)$$

$$S_{нбi} = \frac{P_{нбi}}{\cos \varphi_i} \text{ или } S_{нбi} = \sqrt{P_{нбi}^2 + Q_{нбi}^2}. \quad (2.3)$$

2.2. Пример расчета нагрузок

Определить нагрузки подстанций при исходных данных, приведенных в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные

Пункт Данные	1	2	3	4	5
Наибольшая зимняя нагрузка, тыс. кВт	16	16	26	14	13
Коэффициент мощности нагрузки	0,86	0,81	0,93	0,87	0,96

Для первой нагрузки по $\cos(\varphi_1) = 0,86$ определяем

$$\operatorname{tg} (\varphi) = \operatorname{tg} (\arccos(0,86)) = 0,593.$$

Реактивная и полная нагрузка первого потребителя:

$$Q_{нб1} = 16 \cdot 0,593 = 9,49 \text{ Мвар};$$

$$S_{нб1} = 16 / 0,86 = 18,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчеты для остальных нагрузок сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Определение заданных нагрузок

№	$P_{нб}$, МВт	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$Q_{нб}$, Мвар	$S_{нб}$, МВ·А
1	16	0,86	0,593	9,49	18,6
2	16	0,81	0,724	11,58	19,75
3	26	0,93	0,395	10,27	27,96
4	14	0,87	0,567	7,94	16,09
5	13	0,96	0,292	3,8	13,54
Итого	85	—	—	43,08	95,94

2.3. Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы (ЭС) является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима электроэнергетической системы суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом мощности.

Дефицит активной мощности приводит к снижению частоты во всей ЭС, при дефиците реактивной мощности происходит общее снижение уровня напряжения в ЭС и в наибольшей степени в узле изменения баланса по реактивной мощности.

Балансовые расчёты, то есть выявление дефицита (или избытка) мощности, позволяют установить возможные направления передачи электроэнергии, оказывающие влияние на формирование схемы проектируемой ЭС и выбор параметров её элементов.

В рассматриваемом курсовом проекте баланс мощностей составляют только для режима наибольших нагрузок.

Источником питания проектируемой районной сети являются шины узловой подстанции 220/110/35 кВ, входящей в состав электроэнергетической системы. При проектировании районных электрических сетей предполагается, что установленная мощность источника питания достаточна для покрытия потребности в активной мощности, то есть баланс по активной мощности выполняется с учетом покрытия потерь активной мощности в элементах сети.

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети определяется выражением:

$$P_{\text{района}} = k_{0(P)} \sum_{i=1}^n P_{\text{нб}i} + \Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{\text{нб}i}, \quad (2.4)$$

где $k_{0(P)}$ – коэффициент одновременности наибольших активных нагрузок подстанций (0,95–0,96); $P_{\text{нб}i}$ – наибольшая зимняя активная нагрузка i -го пункта проектируемой электрической сети; ΔP_c – суммарные потери активной мощности в элементах сети в долях от суммарной нагрузки подстанций; n – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети.

Прогнозируемые потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети 110–220 кВ принимаются в пределах 4–6%.

2.4. Пример составления баланса активной мощности

Рассчитать баланс активной мощности при исходных данных, представленных в таблице 2.1.

Баланс активной мощности.

Суммарная активная мощность нагрузок потребителей:

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{нб}i} = 16 + 16 + 26 + 14 + 13 = 85 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери активной мощности в элементах сети:

$$\Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{н\dot{o}i} = 0,05 \cdot 85 = 4,25 \text{ МВт.}$$

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети:

$$P_{района} = 0,95 \cdot 85 + 4,25 = 85 \text{ МВт.}$$

Так как ограничений по мощности источника питания не имеется, то баланс активной мощности в проектируемом районе электрической сети соблюдается.

2.5. Расстановка компенсирующих устройств

Основным источником реактивной мощности в системе являются генераторы электростанций, вырабатывающие около 60% требуемой реактивной мощности. Располагаемая реактивная мощность электростанций ЭС недостаточна для покрытия общей потребности ЭС в реактивной мощности [1]. В связи с этим возникает необходимость установки дополнительных источников реактивной мощности (компенсирующих устройств).

Компенсация реактивных нагрузок является одним из эффективных способов снижения потерь активной мощности и электроэнергии в элементах электрических сетей и улучшения качества электроэнергии по отклонению напряжения за счет уменьшения потерь напряжения в элементах электрических сетей. Эффект достигается за счет разгрузки элементов электрических сетей от источника питания до места установки компенсирующих устройств по реактивной мощности.

Оптимальное распределение компенсирующих устройств по сети является сложной технико-экономической задачей и в проекте не рассматривается.

В соответствии с [2] предельное значение коэффициента реактивной мощности на шинах 6–20 кВ понижающих подстанций составляет $tg\varphi_{пред} = 0,4$.

Таким образом, если на подстанциях проектируемой сети, на шинах 6 (10) кВ которых не выполняется условие

$$tg\varphi_i \leq tg\varphi_{пред}, \quad (2.5)$$

необходимо установить компенсирующие устройства мощностью

$$Q_{к\dot{y}i} = P_{н\dot{o}i} (tg\varphi_i - tg\varphi_{пред}). \quad (2.6)$$

Основным типом компенсирующих устройств, устанавливаемых на шинах 6–10 кВ понижающих подстанций, являются конденсаторные батареи.

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей, по выражению (2.6), может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что установка конденсаторных батарей на данной подстанции не требуется.

Число конденсаторных батарей на шинах 6–10 кВ понижающей подстанций должно быть четным и определяется выражением

$$n_{\delta i} = \frac{Q_{\text{кв}i}}{Q_{\text{ном кв}i}}, \quad (2.7)$$

где $Q_{\text{ном кв}i}$ – мощность, выдаваемая батареями при напряжении $U_{\text{ном}}$, принимается по справочным данным (табл. П 2.1 приложение 2).

В заключение раздела определяются расчётные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей. Мощность конденсаторных батарей снижает общую (расчётную) мощность подстанции:

$$S_{pi} = P_{\text{нб}i} + j(Q_{\text{нб}i} - Q_{\text{кв}}^{\text{уст}}). \quad (2.8)$$

2.6. Пример расстановки компенсирующих устройств

Расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.

Определяем мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на каждой из подстанций проектируемого района в соответствии с предельным значением коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\text{пред}} = 0,4$:

$$Q_{\text{кв}1} = 16 \cdot (0,593 - 0,4) = 3,088 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{кв}2} = 16 \cdot (0,724 - 0,4) = 5,184 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{кв}3} = 26 \cdot (0,395 - 0,4) = -0,13 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{кв}4} = 14 \cdot (0,567 - 0,4) = 2,338 \text{ Мвар};$$

$$Q_{\text{кв}5} = 13 \cdot (0,292 - 0,4) = -1,404 \text{ Мвар}.$$

Определим число конденсаторных батарей на каждой из подстанции:

$$n_{\delta 1} = 3,088/1,35 = 2,29; \quad n_{\delta 3} = 0;$$

$$n_{\delta 2} = 5,184/3,15 = 1,65; \quad n_{\delta 5} = 0;$$

$$n_{\delta 4} = 2,338/1,35 = 1,73.$$

На п/ст 1 устанавливаем 2 БК типа УКРМ-10,5-1350.

На п/ст 2 устанавливаем 2 БК типа УКРМ-10,5-3150.

На п/ст 4 устанавливаем 2 БК типа УКРМ-10,5-1350.

Результаты расстановки конденсаторных батарей и определения расчётных нагрузок подстанций сведём в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Расчётные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№	$Q_{\text{кв}}^{\text{расч}}$, Мвар	$Q_{\text{кв}}^{\text{уст}}$, Мвар	$P_{\text{нб}}$, МВт	$Q_{\text{нб}}$, Мвар	Q_p , Мвар	S_p , МВ·А	$\cos\varphi$
1	3,09	2,7	16	9,49	6,79	17,381	0,92
2	5,18	6,3	16	11,58	5,28	16,849	0,95
3	0	0	26	10,27	10,27	27,955	0,93
4	2,34	2,7	14	7,94	5,24	14,948	0,94
5	0	0	13	3,80	3,80	13,544	0,96
Итого	10,61	11,7	85,00	43,08	31,38	90,677	–

3. 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 конфигурации сети. На втором этапе делается приближенная технико-экономическая оценка каждого варианта, и из них отбирается несколько (не более трех) наиболее конкурентоспособных. И, наконец, на третьем этапе путем технико-экономического сравнения выбирается наиболее оптимальный вариант.

3.1. Составление вариантов схем сети

Одним из важнейших условий, которые обязательно соблюдаются при составлении схемы, является требование обеспечения надежности электроснабжения. Требования к надежности зависят от состава потребителей по категориям. Эти сведения приведены в задании на проект.

Потребители 1-й и 2-й категории согласно [4] должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. При питании потребителей района от шин распределительных устройств (РУ) электростанции или крупной подстанции энергосистемы независимыми источниками питания можно считать сборные шины РУ, если выполняются следующие условия:

- каждая секция шин РУ должна иметь питание от разных генераторов (не менее двух) или трансформаторов;
- секции шин РУ электрически не должны быть связаны между собой или должны иметь связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы одной из взаимосвязанных секций шин.

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.

Поэтому линии электропередачи, по которым осуществляется электроснабжение потребителей 1-й и 2-й категорий, в разомкнутых вариантах схем сетей должны быть двухцепными, в замкнутых вариантах – одноцепными. Питание мелких подстанций, в составе нагрузки которых отсутствуют потребители 1-й и 2-й категорий, осуществляется по одноцепным линиям.

На подстанции при наличии потребителей разных категорий следует исходить из высшей категории потребителей данной подстанции.

В районных сетях применяют следующие типы схем электроснабжения:

- разомкнутые нерезервированные сети, радиальные (рис. 3.1а) и магистральные (рис. 3.1б), выполняемые одноцепными линиями;
- разомкнутые резервированные сети, радиальные (рис. 3.1в), магистральные (рис. 3.1г), радиально-магистральные (рис. 3.1з), выполняемые двухцепными линиями;
- замкнутые резервированные сети, просто замкнутые (рис. 3.1д) и сложно замкнутые (рис. 3.1е), выполняемые одноцепными линиями;

– смешанные варианты, выполненные в виде комбинации из трех первых типов схем электроснабжения (рис. 3.1ж).

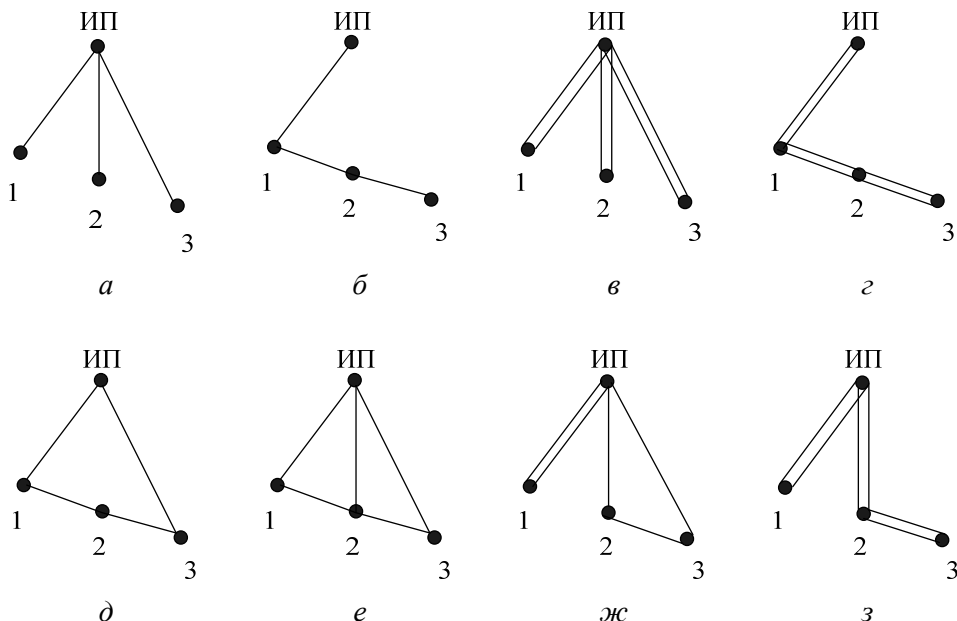


Рис. 3.1 – Варианты схем районных сетей

В разомкнутой сети питание к каждому узлу подается с одной стороны. В просто замкнутой сети – с двух сторон. В сложно замкнутой сети есть узлы, питание к которым может подаваться не менее чем с трех сторон. Главной особенностью сложно замкнутой электрической сети является наличие замкнутых контуров с общими ветвями.

Радиальная схема – схема, в которой линия электропередачи соединяет подстанцию верхнего уровня с подстанцией нижнего уровня без промежуточных отборов мощности.

Радиальные схемы просты, в большинстве случаев позволяют использовать упрощенные схемы первичной коммутации подстанции нижнего уровня. Аварийное отключение радиальной линии не отражается на потребителях электроэнергии, подключенных к другим линиям. К недостаткам радиальных схем можно отнести большую протяженность линий по сравнению с магистральными схемами.

Радиальные схемы следует применять при сосредоточенных нагрузках; для питания мощных электроприемников с нелинейными, резко переменными, ударными нагрузками, отрицательно влияющими на качество электрической энергии; при повышенных требованиях к надежности электроснабжения.

При магистральной схеме от подстанции верхнего уровня по одной линии электропередачи (магистральной) питаются несколько подстанций нижнего уровня. Преимуществами магистральных схем являются лучшая загрузка магистральных

линий по току, уменьшение длины линий. К недостаткам можно отнести усложнение схем первичной коммутации подстанций нижнего уровня, более сложные схемы релейной защиты.

Магистральные схемы распределения электроэнергии следует применять при распределенных нагрузках и при таком взаимном расположении подстанций на территории проектируемого объекта, когда магистрали могут быть проложены без значительных обратных направлений.

Варианты схем сетей радиально-магистрального типа, как правило, имеют:

- наименьшую длину трасс линий;
- небольшие величины потерь напряжения, мощности и электроэнергии;
- большими резервами по пропускной способности линий при перспективном росте нагрузок в заданных пунктах;
- наибольшей суммарной длиной линий в одноцепном исчислении, которые по условиям надежности для потребителей 1-й и 2-й категорий выполняются двухцепными.

Кольцевые схемы обладают:

- повышенной длиной трасс линий;
- повышенными потерями мощности и электроэнергии и большими потерями напряжения в послеаварийных режимах (отключение головных участков ИП-1 или ИП-3 – на рис. 3.1*б*);
- несложными схемами транзитных подстанций;
- пониженной суммарной длиной линий в одноцепном исчислении;
- хорошими возможностями присоединения новых подстанций, располагающихся на территории района.

Промежуточными («компромиссными») техническими и технико-экономическими характеристиками могут обладать сложно замкнутые сети, образуемые сооружением диагональных линий в составе кольцевых сетей (рис. 3.1*в*). В некоторых случаях такое выполнение схемы сети может оказаться рациональным (например, при преобладающей нагрузке п/ст 2).

При разработке вариантов схем сетей следует руководствоваться следующими положениями:

- схема сети должна обеспечивать требуемый уровень надежности электроснабжения потребителей;
- передача электроэнергии потребителям должна осуществляться по возможно кратчайшему пути, что обеспечивает снижение стоимости сооружения линий и экономию потерь мощности и электроэнергии;
- схема сети должна быть по возможности (обоснованно) простой;
- следует стремиться к минимизации количества трансформаций напряжения, что снижает необходимую установленную мощность трансформаторов и автотрансформаторов и, соответственно, капиталовложения на сооружение сети, а также потери мощности и электроэнергии;
- следует избегать строительства малозагруженных линий, используемых только во время отключения элементов сети;

– не рекомендуется сооружать кольцевые сети, обеспечивающие электро-снабжение 4–5 подстанций, из-за недопустимо больших потерь напряжения в послеаварийных режимах;

– передача электроэнергии потребителям должна осуществляться в направлении общего потока мощности от ИП к потребителям района, следует избегать обратных потоков мощности, так как это приводит к увеличению капитальных затрат и потерь электроэнергии в сети.

На основе изложенных выше принципов и рекомендаций формируется некоторое количество дополняющих друг друга и конкурирующих между собой по конфигурации вариантов схем электрической сети проектируемого района. Количество сформированных, логически обоснованных вариантов схем сети должно находиться в пределах 9–10. При этом следует рассматривать конкурирующие схемы выполнения сети как радиально-магистральные и кольцевые, так и смешанные конфигурации.

3.2. Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети

Для составленных вариантов схем сети необходимо наметить типы и схемы электрических соединений подключаемых подстанций (ПС). Схема электрических соединений ПС в большой степени зависит от способа присоединения ПС к питающей электрической сети. Способы присоединений показаны на рисунке 3.2, где все ПС условно показаны только шинами высшего напряжения.

Под источником питания (ИП) электрической сети будем понимать шины соответствующего напряжения подстанции более высокой ступени напряжения. Так, например, шины 110 кВ подстанции 220/110/35 кВ являются ИП для электрической сети 110 кВ.

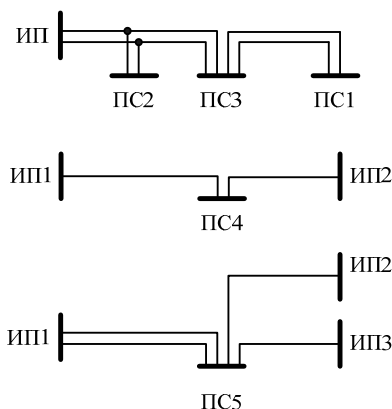


Рис. 3.2 – Способы присоединения ПС к питающей электрической сети

Тупиковая подстанция (ПС1 на рис. 3.2) получает питание с одной стороны по одной или двум параллельным линиям. Мощность, текущая от ИП к тупиковой ПС, поступает только к потребителям этой ПС и не передается дальше.

Ответственная подстанция (ПС2 на рис. 3.2) присоединяется глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. Такое присоединение ПС не требует больших затрат, однако эксплуатация линий с отпайками не удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС2–ПС3 необходимо отключать всю линию ИП–ПС3. При этом потребители ПС2 и ПС3 будут получать питание по другой, одной оставшейся в работе линии ИП–ПС3.

Проходная (транзитная) подстанция (ПС3 и ПС4 на рис. 3.2) включается в рассечку двух линий с односторонним питанием или в рассечку одной линии с двухсторонним питанием. Такие ПС более дорогие, чем ответвительные, так как требуют большего количества коммутационных аппаратов на высшем напряжении, чем ответвительные ПС. Однако эксплуатация линий с такими ПС более удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС3–ПС1 необходимо отключать только эту линию.

Узловая подстанция (ПС5 на рис. 3.2) присоединяется к источникам питания не менее чем тремя линиями. Для таких ПС требуются более сложные схемы электрических соединений на высшем напряжении, чем у тупиковых, ответвительных и проходных ПС.

Схемы электрических соединений подстанций тесно увязываются с их назначением и способом присоединения к энергосистеме. При составлении схемы ПС руководствуются следующими соображениями. Для потребителей 1-й и 2-й категорий на подстанции устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительными устройствами на высокой стороне.

Все схемы электрических соединений подстанций можно разделить на следующие виды: схемы без сборных шин (блочные и упрощенные схемы); схемы многоугольников; схемы с одной системой сборных шин (без обходной или с обходной системой шин); с двумя системами сборных шин (без обходной или с обходной системой шин).

Типовые схемы распределительных устройств (РУ) 35–750 кВ, которые следует применять при проектировании новых, расширении действующих и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС приведены на рисунке П.3.1, области их применения – в таблице П.3.1 в соответствии с [5].

Схемы электрических соединений ПС выбираются по критериям обеспечения требования надежности и минимума приведенных затрат.

В период бурного строительства электрических сетей (1960–1985) в целях удешевления широко применялись схемы РУ ВН на ПС 35–220 кВ с отделителями и короткозамыкателями, а также ответвительные подстанции, присоединяемые глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. В то же время данные схемы соединений обладали определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками.

Поэтому в настоящее время использование схем РУ ВН с отделителями и короткозамыкателями на вновь сооружаемых ПС, а также строительство ответвительных подстанции прекращено.

Разработаны мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции электросетей для обеспечения надежного снабжения потребителей электроэнергией высокого качества, где предусмотрены:

- замена отделителей и короткозамыкателей выключателями;
- реконструкция схем присоединения ответвительных ПС выполнением заходов линий на ПС;
- кольцевание сети всех напряжений с целью обеспечения потребителей двухсторонним питанием и др. [6].

Поскольку неизвестна требуемая надежность работы элементов нормальных, послеаварийных и ремонтных схем (не задана в условии), то при выполнении курсового проекта рекомендуется использовать следующие типы схем РУ ВН 5–220 кВ:

- для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (схема 4Н);
- для подстанций кольцевых сетей – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» (схема 5Н);
- для проходных двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (схема 9);
- для узловых двухтрансформаторных подстанций при числе присоединений более четырех (2 трансформатора и более 2 цепей линий) – «две рабочие системы шин» (схема 13).

Примеры схем РУ ВН подстанций, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рисунке 3.3.

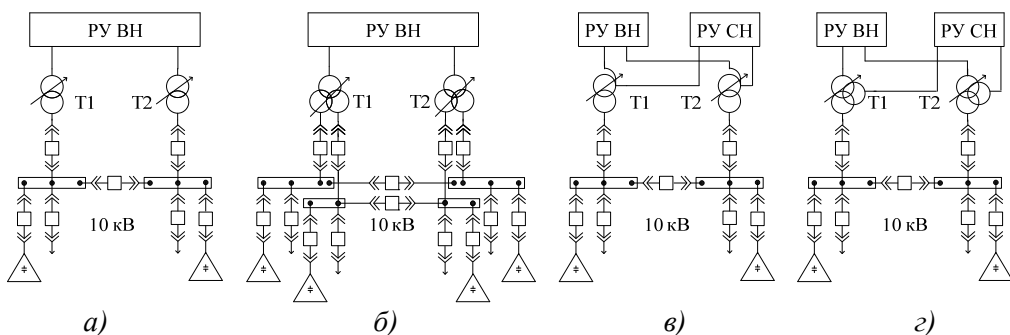


Рис. 3.3 – Схемы РУ ВН подстанций

Схема с одной секционированной системой шин применяется на подстанциях с двухобмоточными трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения (рис. 3.3а), с автотрансформаторами (рис. 3.3в) и трехобмоточными трансформаторами (рис. 3.3г). Схема с двумя секционированными системами шин (рис. 3.3б) применяется при расщепленных обмотках трансформаторов. Секционные выключатели шин низшего напряжения, как правило, разомкнуты в нормальных режимах работы (для уменьшения токов короткого замыкания в сети низшего напряжения) и автоматически включаются при аварийном (или

плановом) отключении одного из трансформаторов. На низшем напряжении могут устанавливаться реакторы и другое оборудование для регулирования напряжения, ограничения токов КЗ.

3.3. Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем сети

При выборе из числа возможных вариантов наиболее целесообразной конфигурации сети необходимо учитывать число ступеней трансформации, суммарную установленную мощность, суммарную протяженность трассы сети и протяженность воздушных линий сети (в одноцепном исчислении), схемы электрических соединений понижающих подстанций сети.

Однако полный и строгий технико-экономический анализ всех составленных вариантов схемы и номинального напряжения сети чрезмерно трудоемок. Поэтому может быть рекомендован двухэтапный анализ технико-экономической рациональности рассматриваемых вариантов.

На первом этапе варианты с одинаковым номинальным напряжением сопоставляются по натуральным количественным показателям, отражающим капиталовложения, а следовательно, и эксплуатационные расходы по сети. Такими показателями являются: а) протяженность трасс линий; б) протяженность линий в одноцепном исчислении; в) суммарное количество ячеек выключателей разных классов напряжения на подстанциях сети.

Если варианты близки по натуральным количественным показателям, могут также учитываться: а) наибольшие потери напряжения в сети (%); б) сопоставление вариантов по принципу передачи электроэнергии «вперед» от источника питания к потребителям сравнительно с перетоками мощности по линиям «поперек» указанного направления.

В результате такого количественно-качественного анализа обычно могут быть выбраны три варианта, обладающих преимущественными показателями. Данные варианты подлежат последующему уточненному сравнению на основе расчетов дисконтированных затрат.

3.4. Пример составления вариантов схемы сети

Выбрать три варианта схем сети для электроснабжения района. Источник питания – шины подстанции «А» 220/110/35 кВ. Географическое расположение источника и потребителей представлено на рисунке 3.4. Предполагается, что все пункты имеют потребителей 1-й, 2-й и 3-й категорий.

Все варианты имеют одинаковое количество трансформаторов на каждой из подстанций. Схемы могут различаться длиной и числом цепей ВЛ, а также количеством выключателей. При расчёте условно принято, что на каждом ответвлении от источника «А» установлено по одной ячейке с выключателями.

Варианты схем сравниваются по суммарной стоимости ЛЭП и ячеек выключателей. Расчёт выполняется в относительных единицах стоимости (о.е.с.).

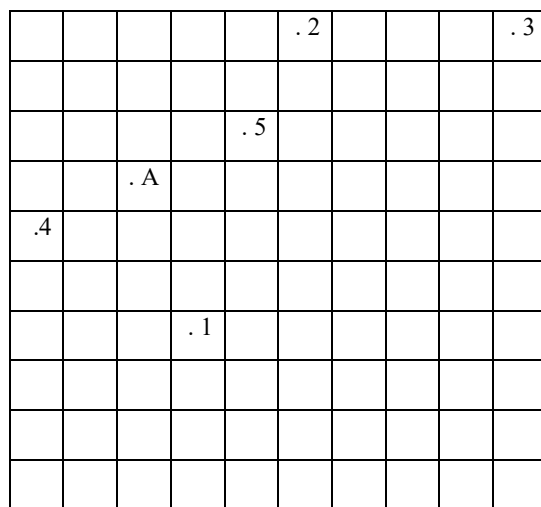
За основание к вычислению о.е.с. принимается стоимость сооружения одноцепной ЛЭП ($C_{1цеп}$), которую считаем равной 1 о.е.с. Стоимость двухцепной

($C_{2цеп}$) и стоимость ячейки с выключателями ($C_{вык}$) вычисляем согласно выражениям:

$$k_{цеп} = \frac{C_{2цеп}}{C_{1цеп}} = \frac{1495}{987} = 1,5;$$

$$k_{вык} = \frac{C_{вык}}{C_{1цеп}} = \frac{6580}{987} = 6,7,$$

где $k_{цеп}$ – коэффициент приведения стоимости двухцепных линий к одноцепным; $k_{вык}$ – коэффициент приведения стоимости ячейки выключателя к одноцепной линии; стоимости $C_{1цеп}$, $C_{2цеп}$, $C_{вык}$ определены согласно укрупненным показателям стоимости [7, 8].



Масштаб 1:10

Рис. 3.4 – Расположение потребителей и источника питания

На рисунке 3.5 представлены варианты схем проектируемой электрической сети. Варианты 1–3 представляют собой радиально-магистральные сети, характеризующиеся тем, что все ЛЭП прокладываются по кратчайшим трассам, все линии двухцепные. Варианты 4–6 представляют собой кольцевые сети. Варианты 7–9 представляют собой смешанные сети, состоящие из кольца и радиальных или радиально-магистральных участков.

Найдем длины линий в масштабе 1 см = 10 км и представим их в таблице 3.1.

Определим схемы соединения РУ ВН всех подстанций и подсчитаем общее количество выключателей для каждой схемы (табл. 3.2).

Сравнение вариантов, выполненное в относительных единицах стоимости, представлено в таблице 3.3.

Для дальнейших расчетов выбираем варианты 1, 4, 7.

Конец ознакомительного фрагмента.

Приобрести книгу можно

в интернет-магазине

«Электронный универс»

e-Univers.ru