

Методические указания

к курсовому проекту

**По дисциплине «Электрические системы и
сети»**

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ

1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

- 1.1. Исходные данные для проектирования районной сети
- 1.2. Содержание расчетно-пояснительной записки и графической части проекта

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35÷220 кВ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

- 2.1. Потребление активной мощности, баланс реактивной мощности, выбор компенсирующих устройств в проектируемой сети
- 2.2. Выбор схемы электрической сети промышленного района на основе технико-электрических расчетов
- 2.3. Выбор трансформаторов и схем электрических соединений понижающих подстанций
- 2.4. Краткая характеристика и основные технико-экономические показатели электрической сети

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

- 3.1. Общие положения
- 3.2. Схема замещения электрической сети для расчета установившихся режимов
- 3.3. Определение параметров режима разомкнутой электрической сети
- 3.4. Особенности расчета режимов замкнутых электрических сетей
- 3.5. Выбор средств регулирования напряжения

ПРИЛОЖЕНИЯ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

ПРЕДИСЛОВИЕ

При выполнении курсового проекта студент приобретает практические навыки самостоятельного решения инженерных задач, обучается пользованию технической, справочной литературой.

В курсовом проекте разрабатывается электрическая сеть 35÷220 кВ. Большая часть проекта посвящена выбору экономически целесообразной схемы районной сети.

1. СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

1.1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЙОННОЙ СЕТИ

В курсовом проекте разрабатывается электрическая сеть промышленного района с номинальным напряжением 35÷220 кВ.

Проектируемая сеть предназначена для осуществления электроснабжения 5 промышленных предприятий.

Для расчета параметров основных нормальных и наиболее тяжелого после аварийного режимов проектируемой сети в задании определены уровни напряжения на шинах источника питания, измеряющиеся от $1,05 U_{\text{ном}}$ до $1,15 U_{\text{ном}}$ в зависимости от режима.

В состав исходных данных на проектирование сети для каждого из 5 пунктов включены: наибольшая зимняя нагрузка P , мВт; коэффициент мощности нагрузки $\cos \varphi$, о.е.; номинальное напряжение распределительной сети 6 или 10 кВ; состав потребителей по категориям требуемой надежности — 1, 2, 3. Все эти сведения приведены в задании.

1.2. СОДЕРЖАНИЕ РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ И ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОЕКТА

Основным содержанием курсового проекта «Электрическая сеть промышленного района» является проектирование рациональной схемы сети, определение параметров наиболее характерных режимов ее работы и выбор средств регулирования напряжения.

Для расчетно-пояснительной записки рекомендуется следующая структура по объему: баланс мощности, выбор мощности компенсирующих устройств (10%), выбор схемы (40%), определение основных нормальных и послеаварийных режимов сети (25%), выбор средств регулирования напряжения (10%), краткая характеристика сети (5%), тема индивидуальной работы (10%).

Графическая часть курсового проекта должна содержать следующее: вариант схемы районной сети и их технико-

экономические показатели (лист 1), потокораспределение в основных, нормальных и послеаварийных режимах сети, диаграмма напряжений сети и выбор средств регулирования напряжения (лист 2).

Для углубленной проработки отдельных вопросов электрических сетей 35÷220 кВ в курсовых проектах рекомендуется следующие схемы: современные методы расчета режимов электрических сетей, задачи оптимизации режимов сети, способы и средства регулирования в сетях, методы расчета и снижения потерь ЭЭ в элементах сети, сравнительная характеристика схем электрических соединений подстанций в сетях 35÷220 кВ, выбор экономически целесообразных режимов работы трансформаторов, выбор компенсирующих устройств и регулирование их мощности с учетом режимов сети, конструктивное исполнение элементов ЛЭП и подстанций, особенности использования трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов в сетях 110÷330 кВ.

2. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 35÷220 кВ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА

2.1. ПОТРЕБЛЕНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, БАЛАНС РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

При проектировании районной электрической сети, предполагается, что установленная мощность генераторов системы достаточна для покрытия потребностей в активной мощности района, т.е. баланс активной мощности в системе обеспечен. Выдаваемая в сеть активная мощность генераторов энергосистемы определяется выражением:

$$\sum P_{\Gamma} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} + (0,05 \div 0,075) \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \quad /2.1/$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная активная мощность генераторов электростанций системы, отдаваемая в проектируемую сеть;

P_{ni} – наибольшая активная мощность i -го пункта потребления электроэнергии $i=1, 2, \dots, n$, где n – число пунктов в сети.

В выражении (2.1) правой части первое слагаемое представляет сумму заданных наибольших нагрузок пунктов потребления сети с учетом возможности часов по времени суток наибольших нагрузок ($K_{\text{рн}}=0,9$), второе слагаемое — суммарные потери активной мощности в элементах сети, которое составляет 5÷7,5% от суммы заданных наибольших нагрузок пунктов потребления.

При оценке требуемой активной мощности генераторов системы для проектируемой сети дополнительно следует учитывать мощности резерва и собственных нужд электростанций, которые вместе составляют в среднем около 20% от суммарной активной мощности, выдаваемой в сеть.

Баланс реактивной мощности или необходимость в дополнительных источниках, для его обеспечения устанавливается при учебном проектировании приближенно, до выбора схемы районной сети по результатам технико-экономического расчета на основе приближенной оценки возможных составляющих баланса реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности определяется уравнением:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum_{j=1}^m Q_{\text{л}j} + \sum_{i=1}^n Q_{\text{к}yi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{\text{л}j} + M \cdot \sum_{k=1}^1 \Delta Q_{\text{т.к.}} \quad /2.2/$$

где $\sum Q_{\Gamma}$ – располагаемая реактивная мощность источников системы;

- $Q_{лj}$ – реактивная мощность, генерируемая j -м участком сети;
- $j=1, \dots, m$ – число участков в проектируемой сети;
- $Q_{куi}$ – мощность компенсирующих устройств, необходимых к установке в i -м пункте потребления сети;
- $i=1, \dots, n$ – число пунктов сети;
- Q_{ni} – наибольшая реактивная мощность i -го пункта потребления электроэнергии сети;
- $\Delta Q_{лj}$ – потери реактивной мощности в участке сети;
- $\Delta Q_{т.к.}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах и подстанциях сети;
- $k=1, \dots, l$ – число подстанций в проектируемой сети (в общем случае число подстанций может отличаться от числа пунктов потребления электроэнергии);
- m – число ступеней трансформации энергии в проектируемой сети.

Располагаемая реактивная мощность источников системы определяется заданием.

Реактивная мощность, генерируемая линиями электрической сети, может быть оценена приближенно по следующим удельным показателям одноцепных линий в зависимости от напряжения: 35кВ — 3кВАр/км; 110кВ — 30кВАр/км; 150 кВ — 60кВАр/км; 220кВ — 130кВАр/км.

Суммарная наибольшая реактивная (мощность) нагрузка определяется с учетом возможности несовпадения по времени суток реактивных нагрузок отдельных пунктов потребления ЭЭ ($K_{рм}=0,95$).

Потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях воздушных линий (ВЛ) оценивается приближенно по величинам модуля полной передаваемой по линии мощности $S_{л}$ и составляет в зависимости от напряжения: при 35кВ $(0,01 \div 0,02) \cdot S_{л}$; 110кВ $(0,04 \div 0,06) \cdot S_{л}$; 150кВ $(0,07 \div 0,1) \cdot S_{л}$; 220кВ $(0,15 \div 0,2) \cdot S_{л}$. Как показали исследования для энергосистем, не имеющих линий 330кВ и выше, при ориентировочных расчетах допускается принимать, что потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях ВЛ и генерация реактивной мощности этими линиями в период наибольших нагрузок взаимно компенсируются. Таким образом, при составлении приближенного баланса реактивной мощности в проектируемой сети

составляющими уравнения /2.2/ $\sum_{j=1}^m Q_{лj}$ и $\sum_{j=1}^m \Delta Q_{лj}$ можно

пренебречь, так как они взаимно компенсируются.

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют основную часть потерь реактивной мощности электрической сети. Учитывая, что при передаче от районных электростанций (ГРЭС) или подстанций энергосистемы до шин 6÷10 кВ потребителей энергия претерпевает несколько ступеней трансформации (не менее двух-трех соответственно), следует полагать, что потери реактивной мощности в трансформаторах могут достигать больших величин.

Для двухобмоточных трансформаторов потери реактивных мощностей составляют:

$$\Delta Q_T = (0,12 - 0,14) \cdot n \cdot S_{\text{ном}}$$

а с учетом того, что в нормальном режиме нагрузка трансформатора не достигает номинальной мощности, потери реактивной мощности оказываются меньшими или приближенно составляют:

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot n \cdot S_{\text{ном}}$$

где n – число трансформаторов.

При составлении приближенного баланса реактивной мощности до выбора типа и мощности трансформаторов понижающих подстанций проектируемой сети суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах можно определить по выражению

$$\sum_{k=1}^l \Delta Q_T = 0,1 \sum_{i=1}^n S_{ni} \approx 0,1 \cdot \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_{ni}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_{ni}\right)^2} \quad /2.3/$$

а в сетях с несколькими ступенями трансформации M потери реактивной мощности, вычисленные по выражению /2.3/, увеличиваются в M раз.

Мощность компенсирующих устройств, необходимых к установке в сети для обеспечения баланса реактивной мощности, определяется на основании уравнения /2.2/ по найденным приближенно составляющим баланса

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n Q_{куi} &\approx 0,95 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + \sum_{j=1}^m \Delta Q_{лj} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{т.к.} - \sum Q_{г} - \sum_{j=1}^m Q_{лj} \approx \\ &\approx 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{ni} + M \cdot \sum_{k=1}^l \Delta Q_{т.к.} - \sum Q_{г} \end{aligned} \quad /2.4/$$

При проектировании заданную нагрузку пункта потребления энергии ($S_{ni} = P_{ni} + jQ_{ni}$) допускается считать распределенной поровну м/у секциями шин 6÷10 кВ понижающей подстанции, питающей данную нагрузку, тогда необходимую мощность KV следует также распределить поровну между секциями шин 6÷10 кВ и, если выполняется условие

$$\frac{Q_{куi}}{2} < 10 \text{ МВАр},$$

то экономически целесообразно следует считать установку батарей конденсаторов (в противном случае можно считать целесообразным и

установку синхронных компенсаторов). В курсовом проекте распределительная сеть 6÷10 кВ потребителей не рассматривается, поэтому условно принимается установка **КУ** на сборных шинах 6÷10 кВ понижающих подстанций районной сети.

На основании потребной мощности **КУ** в каждом пункте сети производится выбор числа и мощности комплексных конденсаторных установок или синхронных компенсаторов /1÷4/

$$Q_{\text{ном кyi}} \leq (1,0 \div 1,1) \cdot Q_{\text{кyi}}$$

В результате выбора мощности, типа и места расположения КУ определяются расчетные нагрузки:

$$S_{\text{ni}} = P_{\text{ni}} + j(Q_{\text{ni}} - Q_{\text{ном кyi}}) \quad /2.5/$$

2.2. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА НА ОСНОВЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ.

Выбор схемы электрической сети представляет собой сложную задачу /3, 2, 1/.

а) ВЫБОР СХЕМЫ ПОСТРОЕНИЯ С УЧЕТОМ ТРЕБОВАНИЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

В районных электрических сетях применяют различные по построению схемы:

- разомкнутые не резервированные радиальные и магистральные;
- разомкнутые резервированные радиальные и магистральные;
- замкнутые резервированные схемы (кольцевые, петлевые, с двухсторонним питанием, сложноразомкнутые).

При выборе схемы построения сети, питающей потребителей одного или нескольких пунктов района, следует исходить из наивысшей категории потребителей по требуемой степени надежности электроснабжения, например, если один или несколько пунктов района имеют потребители 1, 2, 3, категорий, то выбирается резервированная схема с двумя независимыми источниками питания.

В районных сетях на подстанциях с высшим напряжением (ВН) 35 кВ и выше, как правило, устанавливаются два трансформатора (автотрансформатора), что соответствует требованиям к надежности электроснабжения узлов нагрузки, имеющих потребителей 1, 2, 3 категорий.

Для резервирования и исключения из сети поврежденных элементов в послеаварийных режимах, а также осуществления ремонта оборудования необходимо предусматривать установку коммутационных аппаратов для оперативных отключений и переключений (автоматически или дежурным персоналом).

б) ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.

Конфигурация районной сети представляет собой определенную схему соединений линии сети, зависящую от взаимного расположения источников и потребителей мощности, а также от соотношения нагрузок пунктов потребления.

Питание от электростанции или подстанции энергосистемы к потребителям ЭЭ может быть подведено:

- к одному общему приемному пункту (УРП);
- к двум и более приемным пунктам (УРП-1, УРП-2);
- по схеме глубокого ввода на территории района сквозной магистрали (одной и более) без сооружения промежуточных узлов для непосредственного присоединения к ней понижающих подстанций.

При выборе конфигурации сети можно считать, что заданное расположение пунктов потребления мощности в плане района соответствует условным центрам электрических нагрузок потребителей. Выбор места расположения общего для всего района пункта приема ЭЭ производится в соответствии с условным центром электрических нагрузок (ЦЭН). Координаты центра системы можно определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad /2.6/$$

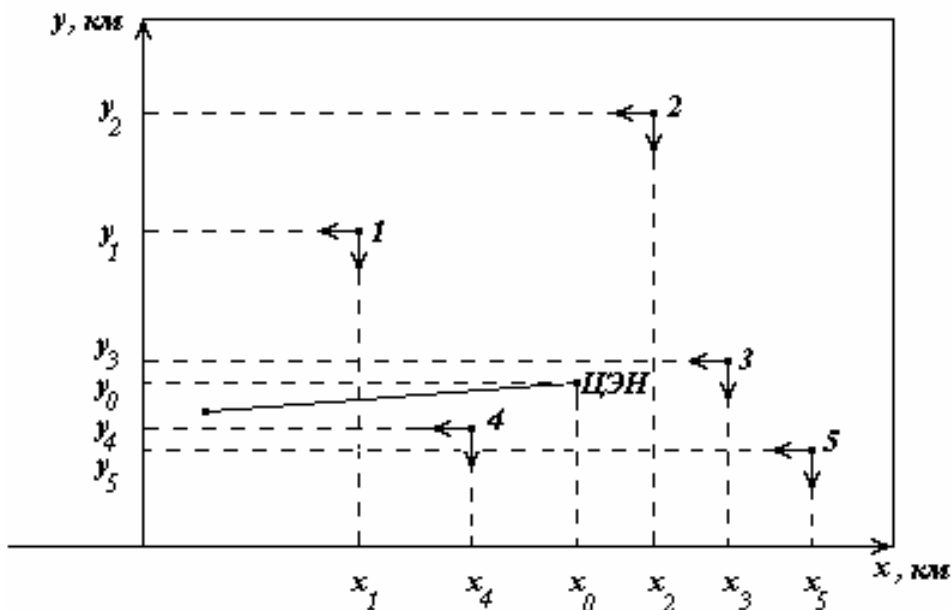
или

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad /2.7/$$

- где P_i – активная мощность i -го пункта сети, $i=1, 2, \dots, n$;
 S_i – модуль полной мощности i -го пункта сети, $i=1, 2, \dots, n$;
 x_i, y_i – координаты i -го пункта сети;
 n – число пунктов потребления мощности.

Для вычисления координат ЦЭН по формуле /2.6/ или /2.7/ на чертеже плана района следует произвольно нанести оси координат $O_x O_y$ и определить координаты центров нагрузки отдельных пунктов сети (с учетом масштаба), а затем найти координаты x_0 и y_0 .

Для примера на рис 2.1 представлен план размещения ИП и пунктов потребления мощности с ЦЭН электрической сети района.



- ИП** – источник питания;
 1÷5 – пункты потребления ЭЭ;
ЦЭН – условный центр электрических нагрузок завода.

Рис. 2.1. Определение центра электрических нагрузок потребителей ЭЭ.

При составлении вариантов конфигурации районной сети на основе изложенного, районные нагрузки необходимо представить в форме таблиц 2.1 и 2.2.

Расчетные нагрузки и состав по категориям требуемой степени надежности сети

Таблица 2.1

Наименование потребителей эл. энергии по плану района	Расчетная нагрузка S , МВА	Расчетная нагрузка по составу			
		1 ^й категории S_1 , МВА	2 ^й категории S_2 , МВА	3 ^й категории S_3 , МВА	1 ^й и 2 ^й категории $S_{1,2}$, МВА
Пункт 1					
Пункт 2					
Пункт 3					
Пункт 4					
Пункт 5					
Итого по району					

Расчетная нагрузка пункта в целом записывается $S=P+jQ$.

в) ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.

Используем вариантный метод, состоящий в том, что для заданного расположения потребителей и источника питания намечается несколько возможных вариантов. Из них выбирается наиболее экономические путем сопоставления технико-экономических показателей.

При этом определяется расстояние между объектами $l = \sqrt{x^2 + y^2}$; $l_{тр} = l \cdot k$. Для Северного Казахстана $k=1,16$

Таблица 2.2

Наименование источника питания и пунктов потребления	Расстояние по воздушной прямой и протяженности трассы					
	ИП (ГРЭС п/ст эн.системы)	Пункт 1	Пункт 2	Пункт 3	Пункт 4	Пункт 5
ИП (ГРЭС п/ст эн.системы)						
Пункт 1						
Пункт 2						
Пункт 3						
Пункт 4						
Пункт 5						

Составление вариантов схемы соединений линий электрической сети является сложной задачей.

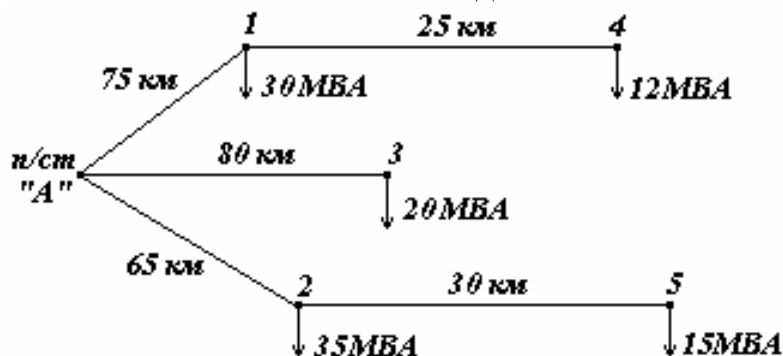


Рис. 2.2. План расположения источника питания и пунктов потребления мощности промышленного района.

На основании исходных данных для сети района (рис. 2.2) составлены восемь вариантов схемы соединений линии сети, сочетающих элементы замкнутых и разомкнутых резервируемых схем, удовлетворяющих требованиям надежности питания потребителей.

Необходимо проанализировав все схемы, приведенные на рисунке 2.3 самостоятельно выбрать 2 конкурентно способные варианты схемы, которые можно предложить для технико-экономического сравнения. При этом необходимо учитывать число ступеней трансформации, суммарную трансформаторную мощность, суммарную протяженность трассы и т.д.

Таблица 2.3

Варианты	Суммарные длины ЛЭП, км	
	разомкнутые	замкнутые
1		

2		
3		
4		

Исходя из суммарных длин линий электропередачи, необходимо выбрать одну схему для разомкнутой сети и одну схему для замкнутой сети.

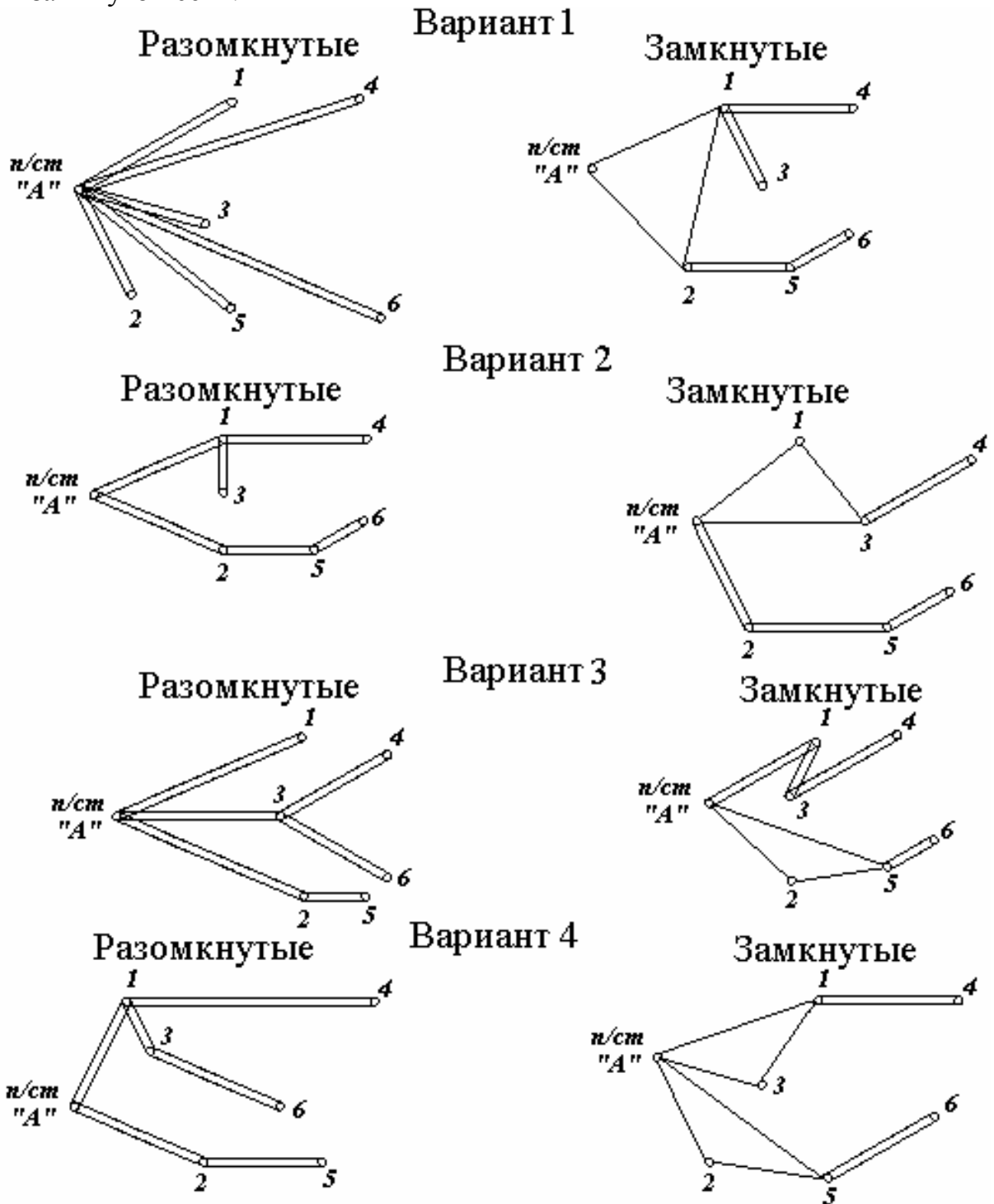


Рис. 2.3. Варианты схемы соединений районной сети для питания шести потребителей.

г) ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК И ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ, ОЦЕНКА ЧИСЛА СТУПЕНЕЙ ТРАНСФОРМАЦИИ

Первоначально предполагается расчетные нагрузки выбрать приближенно.

Приближенное определение расчетной нагрузки элемента сети производится при следующих допущениях:

- емкостная проводимость воздушных линий 35÷220 кВ не учитывается;
- распределение потоков активных и реактивных мощностей по участкам сети в режиме наибольших нагрузок вычисляются без учета потерь мощности в элементах сети ;
- распределение потоков мощности по участкам простейшей замкнутой вычисляется при условии равенства напряжений вдоль линий участков сети по $U_{ном}$ и равенства сечений проводов отдельных участков сети.

Исходными для расчета потокораспределения являются нагрузки пунктов потребления и напряжения источников питания (расчет по данным начала). Расчет вести в направлении от пунктов потребления к источнику питания путем последовательного суммирования расчетных нагрузок в узлах сети. При этом в простейших замкнутых сетях (кольцевых с двухсторонним питанием) нагрузки пунктов потребления приводятся к узлам замкнутой сети и определяется поток мощности на головном участке пропорционально длине участков сети и исходя из условий баланса мощности, потоки мощности на других участках замкнутой схемы.

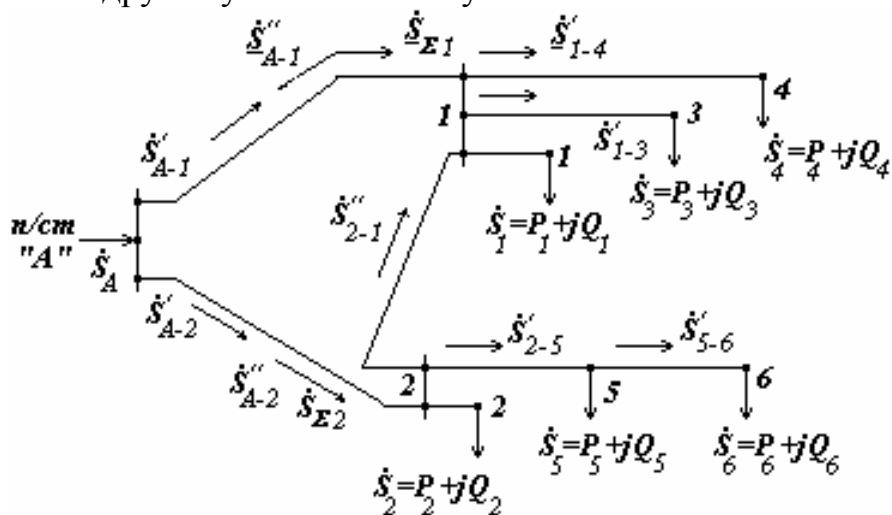


Рис. 2.4. Определение расчетных нагрузок участков и узлов распределенной сети.

Рассмотрим в общем виде последовательность определения расчетных нагрузок отдельных участков сети и ее узлов на примере схемы электрических соединений воздушных линий рисунке 2.3. В данном примере наиболее удаленные от **III** потребители (3, 4, 5 и 6) питаются по радиальным и магистральным (разомкнутым) схемам, а головные участки сети объединены в кольцевую сеть (п/ст «А»–п.1–п.2–п/ст «А»). Картина приближенного распределения потоков мощности для режима наибольших нагрузок рассматриваемой сети дана на рисунке 2.4.

$$\begin{aligned} \mathcal{S}_1 &= P_1 + jQ_1; & \mathcal{S}_3 &= P_3 + jQ_3; & \mathcal{S}_5 &= P_5 + jQ_5 \\ \mathcal{S}_2 &= P_2 + jQ_2; & \mathcal{S}_4 &= P_4 + jQ_4; & \mathcal{S}_6 &= P_6 + jQ_6 \end{aligned} \quad /2.8/$$

Согласно допущениям нагрузки в начале и конце участка сети равны, а расчетная нагрузка определяется суммированием нагрузок. Потоки мощности могут находится по выражениям:

$$\begin{aligned} \mathcal{S}_{1-3} &\approx \mathcal{S}_3 = P_3 + jQ_3; & \mathcal{S}_{5-6} &\approx S_6 = P_6 + jQ_6 \\ \mathcal{S}_{1-4} &\approx \mathcal{S}_4 = P_4 + jQ_4; & \mathcal{S}_{2-5} &\approx \mathcal{S}_{5-6} + \mathcal{S}_5 = (P_5 + P_6) + j(Q_5 + Q_6) \end{aligned} \quad /2.9/$$

$$\begin{aligned} \mathcal{S}_{\Sigma 1} &= \mathcal{S}_1 + \mathcal{S}_{1-3} + \mathcal{S}_{1-4} = (P_1 + P_3 + P_4) + j(Q_1 + Q_3 + Q_4) \\ \mathcal{S}_{\Sigma 2} &= \mathcal{S}_2 + \mathcal{S}_{2-5} = (P_2 + P_5 + P_6) + j(Q_2 + Q_5 + Q_6) \end{aligned} \quad /2.10/$$

$$\begin{aligned} \mathcal{S}_{A-1} &\approx \mathcal{S}'_{A-1} \approx \frac{\mathcal{S}_{\Sigma 1} \cdot (I_{A-1} + I_{2-1}) + \mathcal{S}_{\Sigma 2} \cdot I_{A-2}}{I_{A-2} + I_{A-1} + I_{2-1}} \approx \\ &\approx \frac{(P_{\Sigma 1} + jQ_{\Sigma 1}) \cdot (I_{A-1} + I_{2-1}) + (P_{\Sigma 2} + jQ_{\Sigma 2}) \cdot I_{A-2}}{I_{A-2} + I_{A-1} + I_{2-1}}; \end{aligned} \quad /2.11/$$

$$\mathcal{S}_{A-2} \approx \mathcal{S}'_{A-2} \approx \sum_{i=1}^n \mathcal{S}_i - \mathcal{S}_{A-1} \approx \mathcal{S}_1 + \mathcal{S}_2 + \mathcal{S}_3 + \mathcal{S}_4 + \mathcal{S}_5 + \mathcal{S}_6 - \mathcal{S}_{A-1};$$

$$\mathcal{S}_{2-1} \approx \mathcal{S}'_{2-1} \approx \mathcal{S}_{A-2} - \mathcal{S}_{\Sigma 2},$$

если точка потокораздела — п.1.

Аналогично могут быть приближенно найдены расчетные нагрузки участков ВЛ и узлов распределительной сети любой другой конфигурации, состоящей из разомкнутых и простейших замкнутых систем.

На основании оценки расчетных нагрузок производится выбор номинального напряжения отдельных участков в целом и числа ступеней трансформации. Номинальное напряжение $U_{ном}$ линии электрической сети определяется в основном передаваемой активной мощностью P , мВт и длиной l , км.

Предельная мощность линии электропередачи зависит от величины $U_{ном}$ (при грубой оценке пропорциональна $U_{ном}^2$), а стоимость линий и подстанций, сооружаемых на конце линий, увеличивается линейно с ростом $U_{ном}$.

Опыт проектирования электрических сетей позволяет рекомендовать для оценки номинального напряжения участка сети использовать данные о наибольших передаваемых мощностях на одну цепь линии и предельных расстояниях передачи, приведенные в таблице 2.3 /1-3/.

Данные о пропускной способности воздушных линий 35÷220 кВ

Таблица 2.3

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, мВт	Предельное расстояние передачи, км
35	5÷10	25÷50
110	15÷65	30÷150

150	25÷90	80÷180
220	100÷200	150÷250

В результате оценки рациональных напряжений для отдельных участков цепи и системы напряжений для сети в целом по каждому варианту схемы электрических соединений сети определяется число ступеней трансформации ЭЭ при передаче ее от шин РУ-110÷330 кВ ИП до шин РУ 6÷10 кВ потребителей. Полученные данные позволяют уточнить рассматриваемые варианты схемы конфигурации сети и выявить 2 конкурентоспособных варианта схемы для последующих этапов проектирования сети. Расчетные данные необходимо свести согласно таблице 2.4 для всех вариантов. Для примера заполнения таблицы приведена схема сети рисунке 2.3в1(замкнутая схема), при $k=1,2$.

При сравнении вариантов схемы необходимо иметь в виду, что исключать из дальнейшего рассмотрения схемы (радиально-магистрального и кольцевого типа), одной системы напряжений (6, 10, 35, 220 кВ или 6, 10, 35, 110 кВ) нельзя.

Сведения о расчетных нагрузках и номинальном напряжении воздушных линий, системе напряжений и числе ступеней трансформации районной сети (Вариант 3).

Таблица 2.4

Наименование схемы участка сети	1-3	1-4	5-6	2-5	A-1	A-2	2-1	Итого
Протяженность воздушной линии в одном исполнении, км	24	60	24	36	90	78	60	426
Протяженность трассы, км ²	48	30	48	72	90	78	60	342
Расчетная нагрузка, мВА	<i>P</i>	18,4	11,2	7,5	14	55	56,8	2,8
	<i>Q</i>	7,3	4,4	2,9	5,5	21,6	22,2	1,1
	<i>S</i>	20	12	8	15	59	61	3
Номинальное напряжение участка, кВ	35	35 или 110	35	35	110 или 150	110 или 150	110 или 150	35 или 110/150
Число ступеней трансформации, кВ	две	35/ 6÷10	110/ 35		110/ 6÷10 одна			Частично две ступени

2.3. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ И СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ.

В процессе проектирования электрической сети определяются назначение и местоположение понижающих подстанций, выбираются

число, мощность, и тип трансформаторов, схема электрических соединений подстанций.

Главные схемы электрических соединений подстанций 35÷220 кВ должны отвечать следующим основным требованиям:

- схема должна обеспечивать надежное электроснабжение потребителей в соответствии с категориями в нормальном, послеаварийном и ремонтном режимах;
- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через подстанцию в нормальном, послеаварийном и ремонтном режимах;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, гибкой и экономичной в эксплуатации и средствами автоматики осуществлять восстановление питания потребителей в послеаварийных ситуациях.

В приложении 1 приведены схемы электрических соединений одно-, двух трансформаторных подстанций упрощенного типа, дана их краткая характеристика и область применения, указаны особенности выполнения схем коммутации подстанций в сложных климатических и эксплуатационных условиях.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций (УРП, ГПП) обосновывается требованиями надежности питания потребителей отдельных пунктов и района в целом, экономичности и гибкости в эксплуатации в зависимости от принятой схемы районной сети.

При определении номинальной мощности трансформаторов необходимо в максимальной степени учитывать допустимые систематические и аварийные перегрузки трансформаторов. В целях снижения суммарной установленной трансформаторной мощности в электрической сети, при выполнении курсового проекта конкретные суточные графики активных и реактивных нагрузок пунктов потребления не заданы, поэтому оценить допустимые перегрузки не возможно. Кроме того, отсутствуют исходные данные о числе и мощности отдельных потребителей, присоединенных к различным секциям шин со стороны 6÷10 кВ трансформаторов, поэтому можно исходить из равенства расчетных нагрузок потребителей, присоединенных к различным секциям шин РУ 6÷10 кВ.

На однострансформаторной подстанции номинальная мощность трансформатора $S_{\text{НОМ}}$ выбирается исходя из максимальной расчетной нагрузки S потребителей 6÷10 кВ.

$$S_{\text{НОМ}} \geq S \quad /2.12/$$

На двухтрансформаторной подстанции номинальная мощность выбирается по двум условиям:

- в нормальном режиме обеспечить питание нагрузки потребителей, присоединенных к трансформатору со стороны НН

$$S_{\text{НОМ}} \geq S/2 \quad /2.13/$$

- при выходе из строя одного из трансформаторов подстанции оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить питание потребителей 1^й и 2^й категорий подстанций $S_{1,2}$ с учетом допустимой перегрузки на 40% сверх номинальной мощности

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{1,2}/1,4 \quad /2.14/$$

Анализ условий /2.13/ и /2.14/ для выбора номинальной мощности трансформатора на двухтрансформаторной подстанции позволяет отметить что:

- определяющим фактором выбора $S_{\text{НОМ}}$ является условие нормального режима /2.13/, если расчетная нагрузка 6÷10 кВ со стороны НН трансформатора по составу категорий находится в соотношении $S_{1,2} < 0,7 \cdot S$;
- определяющим фактором выбора $S_{\text{НОМ}}$ является условие послеаварийного режима /2.14/, если по составу категорий потребителей расчетная нагрузка находится в соотношении $S_{1,2} \geq 0,7 \cdot S$.

В результате выбора числа и мощности трансформаторов, а также схем электрических соединений подстанций уточняются рассматриваемые варианты схем и по каждому из них оцениваются такие показатели, как суммарная установленная мощность в сети. Количество коммутационных аппаратов по типам В, КЗ, ОД, П.

а) ВЫБОР КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ ЧИСЛА ЦЕПЕЙ И СЕЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ.

Выбор конструктивного исполнения и марок проводов линий электропередачи электрической сети при проектировании производится на основании данных о расчетных нагрузках отдельных участков, их номинального напряжения и протяженности (табл. 2.4), а также конкретных условий прокладки.

При решении вопроса о числе цепей ВЛ по условиям обеспечения надежного электроснабжения могут рассматриваться следующие варианты /4/:

- сооружение двухцепной ВЛ или двух одноцепных;
- сооружение двухцепной ВЛ или одноцепной с проводом большого сечения.

Выбор сечения проводов производится по нормируемым обобщенным показателям. Для воздушных линий 35÷220 кВ в качестве такого показателя используется экономическая плотность тока. Выбранное сечение проверяется по допустимой токовой

нагрузке по нагреву в нормальном и тяжелом послеаварийном режимах максимальной нагрузки и условиям короны.

Для ВЛ значения экономической плотности тока принимаются в пределах $1 \div 1,5 \text{ А/мм}^2$ в зависимости от региона и числа часов использования максимума нагрузки (табл. П2.3), тогда суммарное сечение проводов ВЛ определяется для одной цепи по формуле:

$$F_{\text{э.рас.}} = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_{\text{эк.}}} \quad /2.15/$$

где $I_{\text{норм.}}$ – расчетный ток одной цепи в нормальном режиме максимальных нагрузок;

$j_{\text{эк.}}$ – экономическая плотность тока.

Ток $I_{\text{норм}}$ вычисляется по расчетной полной мощности и номинальному напряжению.

Число часов использования наибольшей нагрузки линии, питающей потребителей определим из выражения:

$$T_{\text{max}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_{\text{max } i}}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad /2.16/$$

где P_i – наибольшая активная мощность i -го потребителя, $i=1, 2, \dots, n$;

$T_{\text{max } i}$ – продолжительность использования наибольшей нагрузки i -го потребителя.

Выбранное сечение $F_{\text{э.рас.}}$ не стандартное. Необходимо выбрать ближайшее стандартное сечение $F_{\text{эк}}$, которое должно удовлетворять условию проверки допустимой только нагрузке

$$\begin{aligned} I_{\text{норм.}} &\leq I_{\text{доп.}} \\ I_{\text{п авар.}} &\leq I_{\text{доп.}} \end{aligned} \quad /2.17/$$

где $I_{\text{п авар.}}$ – расчетный ток линии в послеаварийном режиме наибольшей нагрузки;

$I_{\text{доп.}}$ – допустимый ток провода сечением $F_{\text{эк}}$, принимается для сталеалюминевых проводов по данным таблицы П2.2, которое при необходимости может быть уточнено с помощью поправочных коэффициентов на температуру окружающей среды.

Если условие /2.17/ не выполняется хотя бы одно, то следует выбрать сечение провода ВЛ $F_{\text{н}}$ из условия нагрева по наибольшему из токов.

Для каждого из участков из участков сети выбирается наибольшее сечение ($F_{\text{эк}}$ или $F_{\text{н}}$) и проверяется по условиям короны.

Оно должно быть не менее минимального допустимого значения $F_{кор}$ установленного для ВЛ в зависимости от $U_{ном}$: 110 кВ — 70 мм²; 150 кВ — 120 мм²; 220 кВ — 240 мм²; 330 кВ — 600 мм² или 2×240 мм².

Задачу выбора сечений участков сети рекомендуется заносить в таблицу 2.5.

Расчетные токи нормального и послеаварийного режимов наибольших нагрузок для каждого варианта сети определяется на основе расчетных нагрузок таблица 2.4.

Сведения об исходных данных и результатах выбора сечений проводов по условиям экономической плотности допустимого нагрева и короны
(на одну цепь ВЛ).

Таблица 2.5

Наименование варианта участка сети	$U_{ном}$, кВ	$F_{э}$, мм ²	$F_{эк}$, мм ²	$I_{доп.}$, А	$I_{норм.}$, А	$I_{п.ав.}$, А	$F_{н}$, мм ²	$F_{кор}$, мм ²	Сечение проводов принятых в установке

б) ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ОСНОВАНИИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО СРАВНЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ.

Экономическим критерием, по которому определяют наиболее выгодный вариант, является минимум приведенных затрат.

Каждый вариант схемы графически представляется упрощенной расчетной схемой электрических соединений ВЛ и понижающих подстанций. Например, на рисунке 2.6 представлена схема замещения районной сети (а) и полная схема электрических соединений (б) сети, исходные данные и вариант изображены в виде рисунков 2.2 и 2.4.

Для проведения технико-экономических расчетов все сведения о схеме сети рекомендуется представить аналогично рисунку 2.6а, а именно:

Ø по узлам схемы:

- номинальная мощность трансформаторов подстанции $S_{ном}$ МВ·А;
- номинальное напряжение со стороны ВН, СН и НН трансформаторов и на шинах ИП $U_{ВН}$, $U_{СН}$, $U_{НН}$ и $U_{ИП}$, кВ;
- расчетные мощности потребителей в режиме наибольших нагрузок с учетом компенсации реактивной мощности ($P+jQ$) МВА;
- наименование (номер) подстанции и ИП;

Ø по ветвям схемы:

- модуль полной мощности S МВ·А, найденный согласно приближенной оценке потокораспределения в сети, таблица 2.4;
- число цепей n , марка и сечение провода ВЛ F мм²;
- протяженность трассы l , км с учетом коэффициента удлинения трассы K .

Сведения о коммутационных аппаратах, устанавливаемых на подстанциях проектируемой сети от шин РУ ИП до шин РУ 6÷10 кВ подстанции потребителей рекомендуется представлять аналогично рисунку 2.6б.

Основными экономическими показателями электрической сети являются капитальные вложения на ее сооружение K , ежегодные эксплуатационные издержки I и приведенные народнохозяйственные затраты Z .

Приведенные затраты для каждого из равноценных по надежности вариантов схемы определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + I \quad /2.18/$$

а для вариантов с меньшей степенью надежности электроснабжения потребителей приведенные затраты находят с учетом народнохозяйственного учета от перерывов электроснабжения

$$Z = E_H \cdot K + I + U \quad /2.19/$$

где E_H – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, принимаемый равный 0,12.

Капиталовложения в электрическую сеть состоят из вложений сооружения воздушных линий сети K_L и понижающих подстанций

$$K = K_L + K_{\Pi} \quad /2.20/$$

Суммарные капиталовложения на сооружения подстанций проектируемой сети 35÷220 кВ вычисляются по выражению:

$$K_{\Pi} = \sum_{i=1}^n K_{Ti} + \sum_{i=1}^n K_{ОРУВНi} + \sum_{i=1}^n K_{ОРУСНi} + \sum_{i=1}^n K_{ЗРУННi} + \sum_{i=1}^n K_{ПОСТi} + \sum_{i=1}^n K_{ГВ} \quad /2.21/$$

где K_{Ti} – расчетная стоимость трансформаторов i -й подстанции ($i=1, \dots, n$) принимаемая в зависимости от номинальной мощности трансформатора, число обмоток и их номинальных напряжений;

$\left. \begin{array}{l} K_{ОРУВНi} \\ K_{ОРУСНi} \end{array} \right\}$ – укрупненный показатель стоимости ОРУ;

$K_{ЗРУННi}$ – укрупненный показатель стоимости ЗРУ;

- $K_{ГВ}$ — суммарная стоимость ячеек головных выключателей, устанавливаемых в ОРУ ИП для питания потребителей проектируемой сети;
- $K_{ПОСТ i}$ — постоянная часть затрат i -й подстанции и общего количества выключателей;
- n — число подстанций.

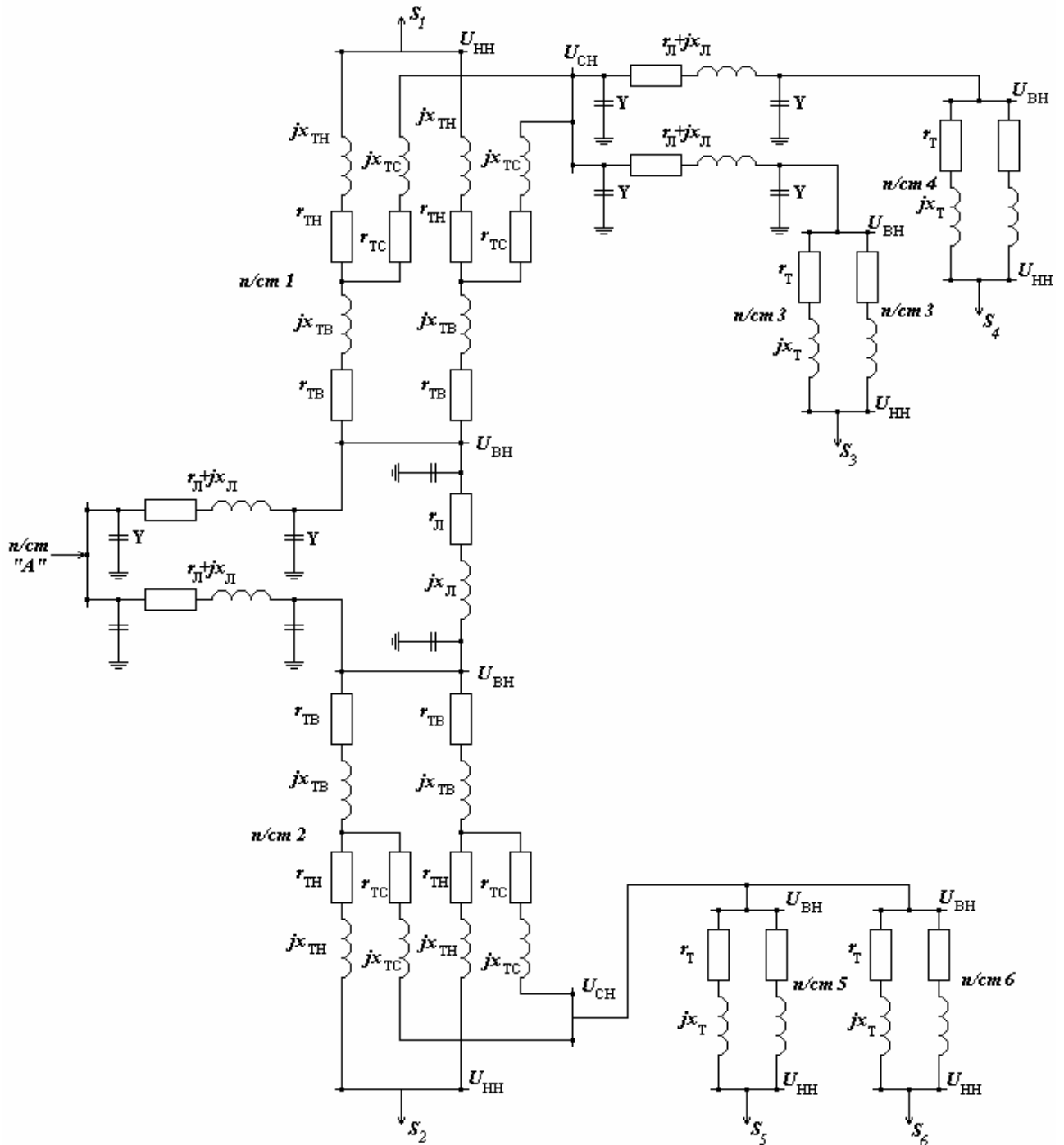


Рис. 2.6.(а) Схема замещения районной сети .

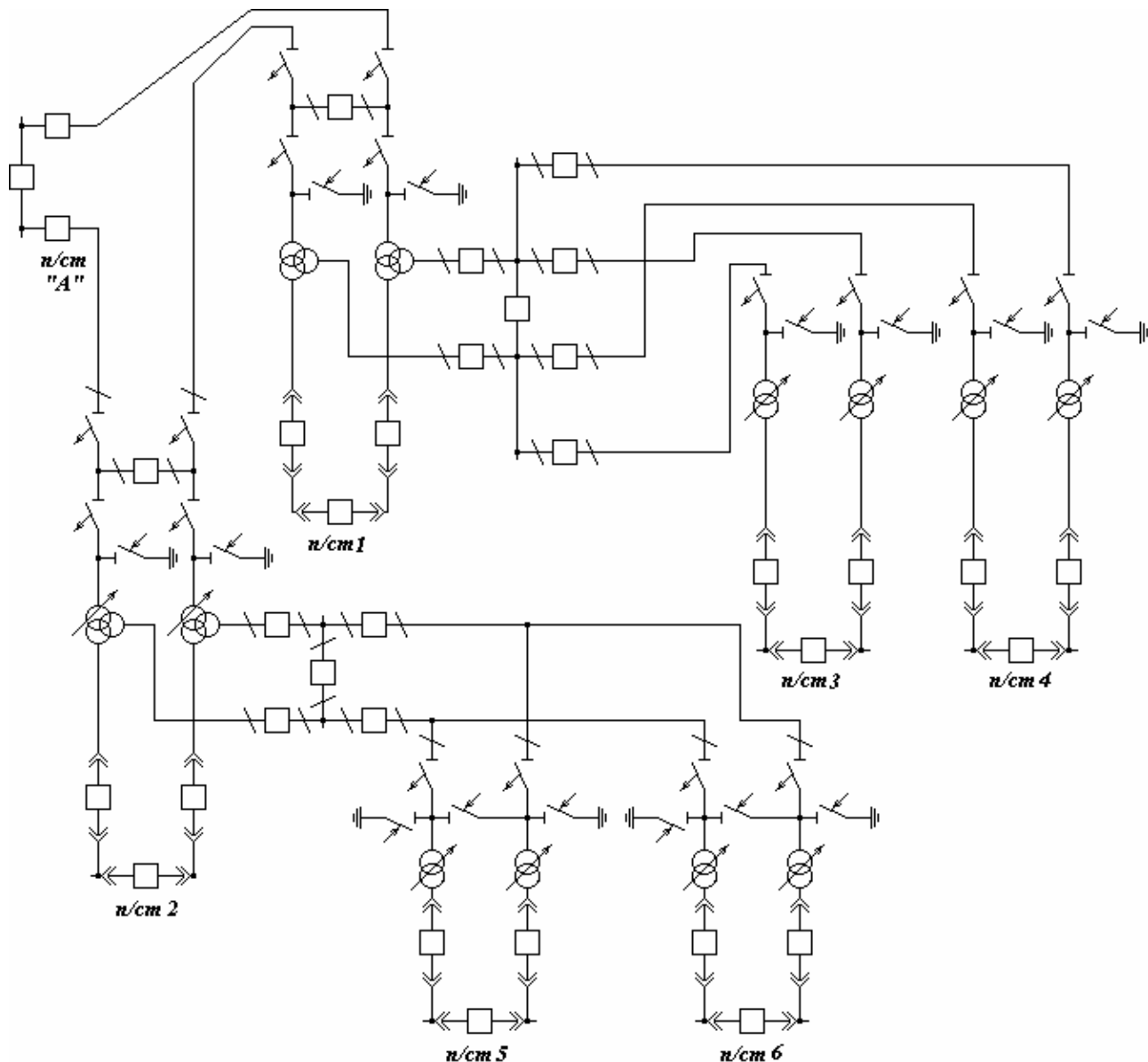


Рис. 2.6.(б) Схема электрических соединений сети промышленного района.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети состоят из отчислений от капиталовложений на амортизацию и обслуживание ВЛ и подстанций $I_{Л}$, $I_{П}$ и ежегодных затрат на возмещение потерь ЭЭ в элементах сети $З_{ПOT}$:

$$И = I_{Л} + I_{П} + I_{\Delta W} = P_{\Sigma Л} \cdot K_{Л} + P_{\Sigma П} \cdot K_{П} + З_{ПOT} \quad /2.22/$$

где $P_{\Sigma Л}$, $P_{\Sigma П}$ – суммарные нормативные отчисления от капиталовложений соответственно на ВЛ и подстанции, содержание отчисления на амортизацию (капитальный ремонт) и обслуживание сети.

Затраты на возмещение потерь ЭЭ определяются по формуле:

$$З_{ПOT} \approx З \cdot (\Delta W' + \Delta W'') \quad /2.23/$$

где $З_{ПOT}$ – стоимость 1 кВт·ч потерянной ЭЭ;

$\Delta W'$ – переменные потери ЭЭ в активном сопротивлении проводов ВЛ и обмоток силовых трансформаторов, зависящие от нагрузки;

$\Delta W''$ – постоянные потери ЭЭ в сети (потери ХХ трансформатора), не зависящие от нагрузки.

Суммарные переменные и постоянные потери ЭЭ вычисляются по формулам:

$$\Delta W' = \sum_{i=1}^n \Delta W'_{T_i} + \sum_{j=1}^m \Delta W'_{Л_j} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{T_i} \tau_i + \sum_{j=1}^m \Delta P_{Л_j} \tau_j \quad /2.24/$$

$$\Delta W'' = \sum_{i=1}^n \Delta W''_{T_i} = \sum_{j=1}^m \Delta P_{ХХ_j} \quad /2.25/$$

где $\left. \begin{matrix} \Delta P_{T_i} \\ \Delta W'_{T_i} \end{matrix} \right\}$ – переменные потери мощности и ЭЭ в трансформаторах;

$\left. \begin{matrix} \Delta P_{Л_j} \\ \Delta W'_{Л_j} \end{matrix} \right\}$ – переменные потери мощности и ЭЭ в проводах j -го участка сети;

$\left. \begin{matrix} \Delta P_{ХХ_j} \\ \Delta W''_{T_i} \end{matrix} \right\}$ – постоянные потери мощности ХХ и ЭЭ;

T – число часов присоединения трансформатора к сети, $T=8760$ ч;

τ_i, τ_j – годовое время максимальных потерь, определяемое по кривым $\tau = f(T_{\max})$ /4/ или по формулам /2.27/ и /2.28/.

В сетях 35÷220 кВ допускается время принять одинаковым. Тогда выражение /2.24/ можно упростить

$$\Delta W' = \tau \cdot \left(\sum_{i=1}^n \Delta P_{T_i} + \sum_{j=1}^m \Delta P_{Л_j} \right) \quad /2.26/$$

Время потерь t зависит от параметров T_{\max} и P_{\min}/P_{\max} .

$$\tau = 2T_{\max} - 8760 + \frac{8760 - T_{\max}}{1 + T_{\max}/8760 - 2P_{\min}/P_{\max}} \cdot (1 - P_{\min}/P_{\max}) \quad /2.27/$$

где P_{\min}, P_{\max} – суммарная активная мощность сети для режимов наименьших и наибольших.

В учебном проектировании $P_{\min}/P_{\max} = 0,2 \div 0,5$. Для определения времени потерь взамен графика $\tau = f(T_{\max})$ может быть использована формула:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad /2.28/$$

Вероятность аварийного простоя элемента сети равна:

$$P_{AB} = \frac{K_B}{T} = \frac{\omega \cdot T_B}{T} \quad /2.29/$$

Количество недоотпущенной электрической энергии в результате перерыва в электроснабжении потребителей равно:

$$W_{нд} = P_{AB} \cdot W_{год} = P_{AB} \cdot P_2 \cdot T_{max} \quad /2.30/$$

где $W_{год}$ – количество ЭЭ получаемой потребителями 2-й категории;

P_2 – наибольшая нагрузка потребителей 2-й категории.

Народнохозяйственный ущерб при аварийном отключении линии рассчитывается по формуле:

$$Y = y_0 \cdot W_{нд} \quad /2.31/$$

где y_0 – ущерб от недоотпуска ЭЭ.

В результате анализа представленных вариантов выбирается вариант, имеющий минимум приведенных затрат.

Все результаты расчета представить в виде итоговой таблицы.

2.4. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСНОВНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Себестоимость передачи ЭЭ по линиям C_L и сети в целом определяется по выражениям:

$$C_L = \frac{I_L}{W_{год}} = \frac{I_L}{P_{max} \cdot T_{max}} \quad /2.32/$$

$$C = \frac{I}{W_{год}} = \frac{I}{P_{max} \cdot T_{max}} \quad /2.33/$$

Удельные капитальные вложения вычисляются по выражениям:

– на 1 кВт нагрузки линии

$$K_{уд} = K_L / P_{max} \quad /2.34/$$

– на 1 кВт нагрузки и на 1 км длины L линии

$$K'_{уд} = \frac{K_L}{P_{max} \cdot L} \quad /2.35/$$

Технико-экономические показатели сети рекомендуется представить в виде таблицы, отражающей преимущество предлагаемого варианта.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

Под установившимся режимами электрической сети понимаются длительные нормальные и послеаварийные режимы.

Целью расчетов установившихся режимов является определение параметров режима и их анализ на соответствие допустимым значениям.

Исходными данными для режима служат параметры сети: активные и реактивные мощности, потребляемые в узлах сети; напряжение в питающем узле сети. Расчеты режима электрической сети разделяются на ряд этапов:

1. определение параметров схемы замещения электрической сети;
2. расчет распределения мощностей по элементам сети;
3. расчет режима напряжений в узлах сети и выбор регулировочных ответвлений.

3.2. СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ДЛЯ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ.

Подготовка схемы замещения электрической сети предполагает выбор схемы замещения и расчет параметров схемы замещения.

Воздушные линии электропередачи до 400 км при напряжении $U_{\text{НОМ}}=110\div 220$ кВ представляются на рис. 3.1а, П-образной схемой замещения, параметры которой определяются

$$\underline{Z} = R + jx = (r_0 + jx_0) \cdot l \quad /3.1/$$

$$\underline{Y} = jB = jb_0 \cdot l_0 \quad /3.2/$$

где R , x и B – активные и индуктивные сопротивления, Ом и емкостная проводимость линии;

r_0 , x_0 , и b_0 – погонные активные и индуктивные сопротивления, Ом/км и емкостная проводимость линии Ом/км;

l – длина линии, км.

Расчетные параметры r_0 , x_0 , и b_0 принимаются по справочным данным проводов.

Двухобмоточные трансформаторы при расчете режима представляются Г-образной схемой замещения (рис. 3.2), а параметры которой определяются по выражениям:

$$\underline{Z}_T = R_T + jx_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} + j \frac{U_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad /3.3/$$

$$Y_T = G_T + jB_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2} + j \frac{I_k \cdot S_{\text{НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{НОМ}}^2} \quad /3.4/$$

где $S_{\text{НОМ}}, U_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность и напряжение обмотки высокого напряжения, кВ;

U_k, I_x – напряжение короткого замыкания и ток холостого хода трансформатора, %;

$\Delta P_k, \Delta P_x$ – потери активной мощности короткого замыкания и холостого хода, МВт;

R_T, X_T – активное и индуктивное сопротивления, Ом;

G_T, B_T – активная и индуктивная проводимость, см.

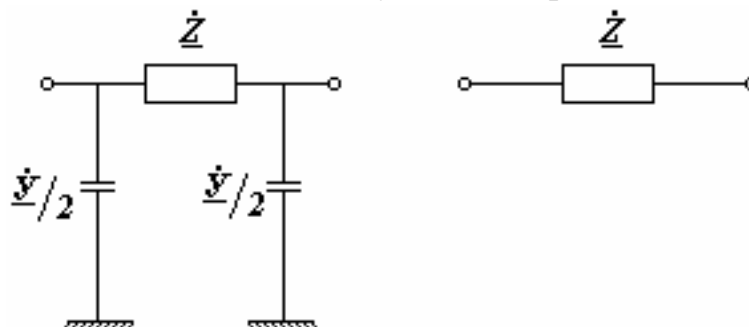


Рис. 3.1. Схема замещения воздушной линии электропередачи.

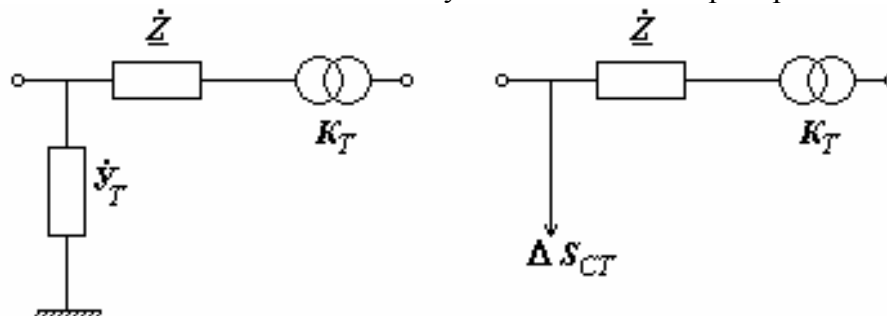


Рис.3.2. Схема замещения двухобмоточного трансформатора.

Поперечная ветвь в схеме замещения трансформатора представлена равной потерям мощности в стали трансформатора (рис. 3.2б)

$$\Delta S_T = \Delta P_x + j \frac{I_x \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} \quad /3.5/$$

Потери мощности в трансформаторе могут быть выражены через каталожные данные трансформатора без определения параметров схемы замещения

$$\Delta S_T = \Delta P_T + j\Delta Q_T = (\Delta P_x + K_3^2 \cdot \Delta P_k) + j(I_k \cdot K_3^2 \cdot U_k) \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{100} \quad /3.6/$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора

$$K_3 = \frac{\sqrt{P_T^2 + Q_T^2}}{S_{\text{НОМ}}} \quad /3.7/$$

Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы представляются трехлучевой схемой замещения (рис. 3.3).

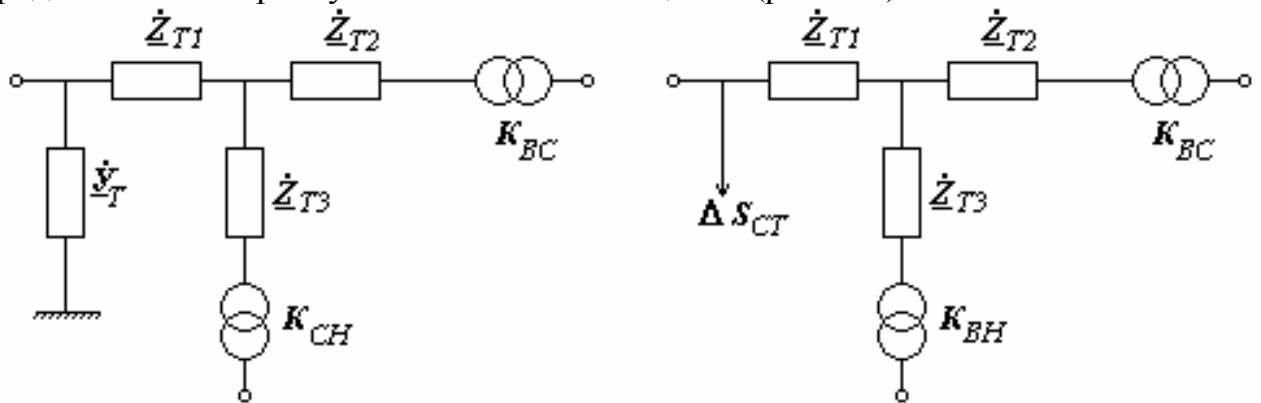


Рис. 3.3. Схема замещения трехобмоточных трансформаторов.

Сопротивления могут быть рассчитаны по формуле /3.3/, если определены ΔP_{ki} и U_{ki} отнесенные к лучам схемы замещения

$$\left. \begin{aligned} U_{K1} &= 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} + U_{KC-H}) \\ U_{K2} &= U_{KB-C} - U_{K1} \\ U_{K3} &= U_{KB-H} - U_{K1} \end{aligned} \right\} /3.8/$$

$$\Delta P_{K1} = \Delta P_{K2} = \Delta P_{K3} \approx 0,5 \cdot \Delta P_{KB-C} /3.9/$$

где U_{ki-j} , ΔP_{xij} – напряжение КЗ и потери КЗ по парам обмоток $i-j$ (В-С, В-Н, С-Н), принимаемые по справочным данным.

Проводимость и потери мощности в стали трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов определяется по формулам /3.3/, /3.4/, литература /1-4/.

3.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.

Расчет режима ведется в два этапа. На первом этапе определяются мощности в конце S'_{ij} и начале S_{ij} каждой ветви схемы замещения. При расчете предполагается напряжение во всех узлах схемы замещения равно средненоминальному

$$U_{CH} = 1,05 \cdot U_{НОМ} /3.10/$$

Расчет мощностей осуществляется i , j ветвями схемы замещения сети в следующем порядке:

- Из условия баланса мощностей в j -м узле схемы замещения сети рассчитывается мощность в конце ветви S'_{ij} . Если j -й узел конечный, то мощность S'_{ij} равна мощности нагрузки.
- Определяются потери мощности в ij ветви

$$\Delta S_{ij} = \frac{(P_{ij}'')^2 + (Q_{ij}'')^2}{U_{CH}} \cdot (R_{ij} + jx_{ij}) \quad /3.11/$$

в. Определяется мощность S_{ij}' в начале ветви

$$S_{ij} = S_{ij}' + \Delta S_{ij} \quad /3.12/$$

На первом этапе определяется распределение мощностей по элементам электрической сети.

На втором этапе расчетов по найденному распределению мощностей и напряжения в узле питания определяются падение напряжения при последовательном переходе от узла питания до конечных узлов сети. Падение напряжения в ij -й ветви и напряжение в узле схемы замещения находится по выражению:

$$\underline{U}_{\Delta ij} = U'_{\Delta ij} + jU''_{\Delta ij} = \frac{P'_{ij} \cdot R_{ij} + Q'_{ij} \cdot x_{ij}}{U_i} + j \frac{P''_{ij} \cdot x_{ij} - Q''_{ij} \cdot R_{ij}}{U_i} \quad /3.13/$$

$$U_j = \sqrt{(U_i - U'_{\Delta ij})^2 + (U''_{\Delta ij})^2} \quad /3.14/$$

$$\text{tg} \delta_{ij} = U'_{\Delta ij} (U_i + U''_{\Delta ij}) \quad /3.15/$$

где U_i – напряжение в i -м узле схемы, кВ;

$U'_{\Delta ij}$, $U''_{\Delta ij}$ – продольная и поперечная составляющие напряжения в j -й ветви, кВ;

δ_{ij} – угол между векторами напряжений U_i в начале и U_j в конце ij -й ветви.

Влияние поперечной составляющей падения напряжения $U''_{\Delta ij}$ на напряжения в j -м узле U_j незначительно и в расчетах с $U_{ном} \leq 100$ кВ можно не учитывать. В этом случае расчеты напряжений осуществляются по потере напряжения

$$\Delta U_{ij} = \frac{P'_{ij} \cdot R_{ij} + Q'_{ij} \cdot x_{ij}}{U_i} \quad /3.16/$$

$$U_j = U_i - \Delta U_{ij} \quad /3.17/$$

На втором этапе определяются напряжение во всех узлах схемы замещения.

3.4. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РЕЖИМОВ ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.

Расчет режима кольцевой замкнутой сети следует начинать с приведения нагрузок непосредственно к узлам кольцевой сети. На втором этапе осуществляется расчет распределения мощностей на распределения мощностей на разомкнутых участках сети, примыкающих непосредственно к узлам кольцевой сети.

Расчет распределения мощностей по участкам кольцевой сети (рис. 3.4) осуществляется в два этапа. На первом этапе производится расчет распределения мощностей в кольцевой сети без учета потерь мощности. При n узлов в кольцевой сети мощности головных участков сети находятся по формулам

$$S_{A'1} = \frac{\sum_{m=1}^n S_m \underline{Z}_{mA''}}{\underline{Z}_{A'A''}} \quad /3.18/$$

$$S_{A''1} = \frac{\sum_{m=1}^n S_m \underline{Z}_{mA'}}{\underline{Z}_{A'A''}}$$

где $\underline{Z}_{mA'}$, $\underline{Z}_{mA''}$ – сопряженные комплексные сопротивления участков кольцевой сети от узла с приведенной нагрузкой S_m до питающих узлов A' и A'' .

Правильность расчетов необходимо проверить условием

$$S_{A'1} = S_{A''m} = \sum_{m=1}^n S_m \quad /3.19/$$

Мощность в остальных участках кольцевой сети определяется по балансу мощностей в примыкающих к участку узлах. Мощность на участке 1-2 (рис. 3.4б) равна

$$S_{12} = S_{A'1} = S_1 \quad /3.20/$$

В результате расчетов распределения мощностей на первом этапе расчета кольцевой сети может быть найдена точка раздела мощностей, т.е. тот узел кольцевой сети в который поступает мощность с обоих примыкающих к узлу участков, на рисунке 3.4б точка раздела мощностей отмечена знаком ↓.

На втором этапе кольцевая сеть «разрезается» в точке раздела мощностей (рис 3.4в). Мощности в узле «разрезания» равны

$$S_2 = S_{12}; S_2' = S_{32} \quad /3.21/$$

Расчет распределения мощностей по участкам кольцевой сети с учетом потерь мощности осуществляется для каждой из «разрезанных» частей так же, как и для разомкнутых сетей.

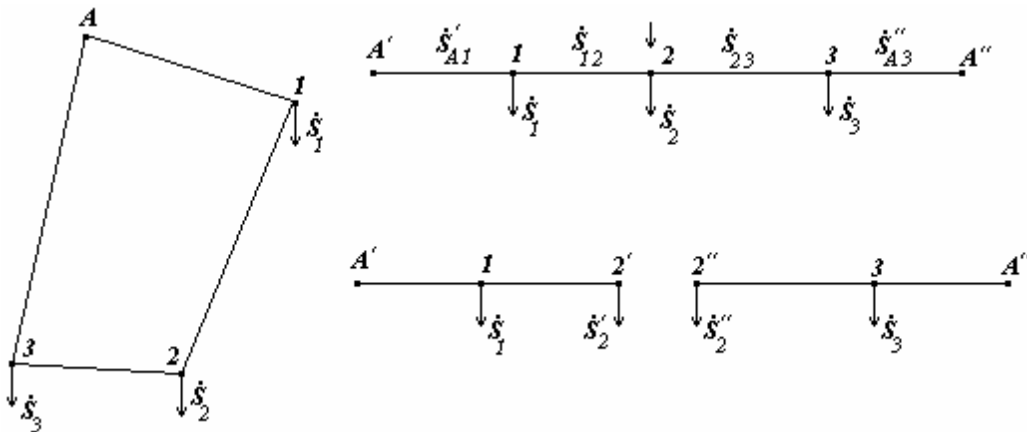


Рис. 3.4. К расчету параметров режима кольцевой замкнутой электрической сети
a — кольцевой замкнутой сети; **б** — представление сети с двусторонним питанием ($U'_A = U''_A = U_A$); **в** — «разрезание» линии с двусторонним питанием в точке раздела мощности.

3.5. ВЫБОР СРЕДСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.

Для обеспечения требований, предъявляемых к качеству напряжения потребителей электроэнергии, значения напряжения в проектируемой сети должны быть в определенных пределах. Допустимый режим напряжения может быть обеспечен применением специальных устройств, позволяющих регулировать напряжение в разных точках сети.

Регулирование напряжения может осуществляться на шинах источников питания и на шинах приемных подстанций.

Устройство регулирования напряжения должно обеспечить поддержание на шинах вторичного напряжения подстанций, к которым присоединены распределительные сети в пределах $1,05 U_{ном}$ в период в период максимальных нагрузок и не выше $1,0 U_{ном}$ в период минимальных нагрузок. В качестве основных средств регулирования напряжения при выполнении проекта принимаются трансформаторы с автоматическим переключением ответвлений под нагрузкой (трансформаторы с РПН).

Выбор ответвлений на стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов производится следующим образом:
определяется напряжение на низкой стороне трансформатора приведенные к высокой стороне

$$U'_2 = U_D - \Delta U_T \quad /3.22/$$

где U_D — действительное напряжение на высокой стороне;

ΔU_T — потери напряжения в трансформаторе (для трансформаторов 110 кВ поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь).

Напряжение на низкой стороне трансформатора

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T} \quad /3.23/$$

$$K_T = \frac{U_{10ТВ}}{U_{2Н}} \quad /3.24/$$

где K_T – коэффициент трансформации соответствующего ответвления РПН;

$U_{10ТВ}$ – напряжение на соответствующем ответвлении обмотки высшего напряжения;

$U_{2Н}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора.

Если известно желаемое напряжение $U_{2Ж}$ на низкой стороне трансформатора, то напряжение соответствующего регулируемого ответвления будет равно:

$$U_{10ТВ} = \frac{U'_2}{U_{2Ж}} \cdot U_{2Н} \quad /3.25/$$

Далее, зная $U_{10ТВ}$ по таблице регулировочных ответвлений. Которую студент должен составить в соответствии с паспортными данными выбранных трансформаторов, выбирается ближайшее стандартное ответвление и находится действительное напряжение

$$U_{2Д} = \frac{U'_2 \cdot U_{2Н}}{U_{10ТВСТ}} \quad /3.26/$$

где $U_{10ТВСТ}$ – напряжение стандартного регулировочного ответвления трансформатора.

Трехобмоточные трансформаторы изготавливаются с регулированием напряжения под нагрузкой только на обмотке ВН, а обмотка СН имеет ответвление для изменения коэффициента трансформации без возбуждения. В тех случаях, когда характер изменения суточных графиков нагрузки на НН и СН не совпадают, последовательно с обмоткой СН включают линейные регулировочные трансформаторы. Поэтому ответвления РПН на стороне НН 3^х трансформаторов выбирается из условия обеспечения желаемого уровня на стороне НН. При этом предполагается, что необходимый уровень напряжения на средней стороне обеспечивается линейным регулятором.

СПИСОК ИПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. -М.: Энергоатомиздат, 1989 г.
2. Электрические системы и сети / Н.В. Буслова, В.Н. Винославский, Г.И. Денисенко, В.С. Перхач / Под редакцией Г.И. Денисенко Киев: Вища шкл., 1986 г.
3. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под редакцией В.А. Веникова. -М.: Энергоатомиздат, 1983 г.
4. Справочник по редактированию электроэнергетических систем / под ред. В.С. Рокотяна и И.Н. Шапиро. Изд. 3-е. -М.: Энергоатомиздат, 1985 г.
5. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР Изд. 6-е. -М.: Энргоатомиздат, 1986 г.
6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию т.1 Элетроснабжение / Под ред. А.А.Федорова. М.: Энергоатомиздат, 1986 г.
7. Зуев Э.Н., Лисеев М.С. и др. Проектирование системы элетроснабжения промышленного района. Изд. 2-е -М.: МЭИ, 1988 г.
8. Гамазин С.И., Панаровский Д.Б., Родина Л.С. Лабораторный практикум по курсу «Вычислительная математика и программирование» / Под ред. Гугчкина П.В. -М.: МЭИ, 1988 г.