

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ**  
**УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**  
**СТАВРОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

# **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

по дисциплине

«Электрические системы и сети»

для студентов направления подготовки бакалавриата

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль «Электроснабжение»

Очной формы обучения

Ставрополь  
2020



**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ**

**УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**

**СТАВРОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**

# **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**«Электроэнергетические системы и сети»**

для студентов направления подготовки бакалавриата 13.03.02  
Электроэнергетика и электротехника Профиль «Электроснабжение»

Печатается по решению ученого совета электроэнергетического факультета  
СтГА

Ставрополь

2020

Методические указания составлены в соответствии с программой дисциплины «Электроэнергетические системы и сети» и предназначены для студентов направления подготовки бакалавриата 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

В методических указаниях освещены основные вопросы, связанные с проектированием электрических сетей: расчета баланса активной мощности, выбора и расстановки компенсирующих устройств, выбора номинального напряжения сети, расчета баланса реактивной мощности, выбора сечений линий электропередачи по экономической плотности тока, проверки сечений линий по нагреву и допустимости потерь напряжения, выбора номинальной мощности и числа трансформаторов на подстанции.

Составитель: Ярош В.А.

## Содержание

Введение	6
Тема 1 Определение времени использования наибольшей нагрузки	7
Задание 1	8
Тема 2 Определение нагрузок, баланс активной мощности, расстановка компенсирующих устройств	10
Задание 2	13
Тема 3 Выбор варианта схемы проектируемой сети	16
Задание 3	22
Тема 4 Расчет радиально-магистрального варианта схемы сети	25
4.1 Расчет потокораспределения активной мощности. Определение номинального напряжения	25
Задание 4	26
4.2 Баланс реактивной мощности. Расчет потокораспределения реактивной и полной мощности.	27
Задание 5	33
4.3. Выбор сечений и марок проводов воздушных линий. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений	36
Задание 6	43
Тема 4 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений	30
Задание 7	37
Задание 8	38
Задание 9	39
Задание 10	42
Тема 5 Выбор номинальной мощности и числа трансформаторов на подстанции.	46
Задание 11	47
Список используемой литературы	49
Приложения	50

## **Введение**

Одной из основных задач практических занятий является закрепление у студентов знаний теоретического курса. Кроме того, решение практических задач помогает лучше понять и представить физические процессы, происходящие в электрических сетях.

В ходе практических занятий рассматриваются наиболее типичные задачи, возникающие при расчётах, анализе работы и проектировании сетей электрических систем.

Решение задач и рассмотрение практических вопросов помогает студентам в изучении теоретического курса, закреплении знаний при подготовке к экзамену.

В методическом пособии приведены основные расчетные выражения для решения задач; составлены задачи для индивидуального решения по различным разделам дисциплины. Даны необходимые справочные материалы.

## Тема 1

### Определение времени использования наибольшей нагрузки

#### Теоретическая часть

#### Годовой график нагрузки

В таблице 1.1 представлены характерные суточные зимние и летние графики нагрузок (полной мощности  $S^*$  в относительных единицах) некоторой отрасли промышленности. Количество зимних дней выбирается в соответствии с номером варианта по следующему выражению:

$$k_{\text{зим дней}} = 365 - (60 + N_{\text{в}}),$$

где  $N_{\text{в}}$  – номер варианта.

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:

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

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

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.

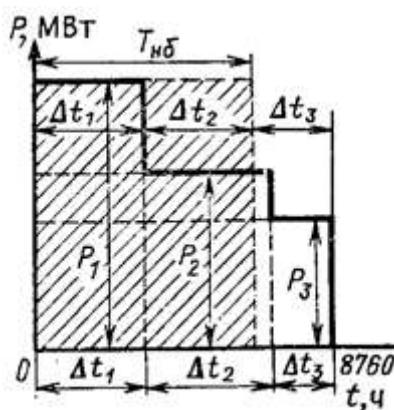


Рисунок 1.1 – График нагрузки

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

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

### Задание 1

В таблице 1.1 приведен суточный зимний и летний график нагрузки. Количество зимних дней – 213. Построить графики нагрузок и найдем 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 (рисунок 1.2).

Количество летних дней в году равно 152 дня.

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

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

Наибольшая летняя нагрузка составляет 80 % от наибольшей зимней.

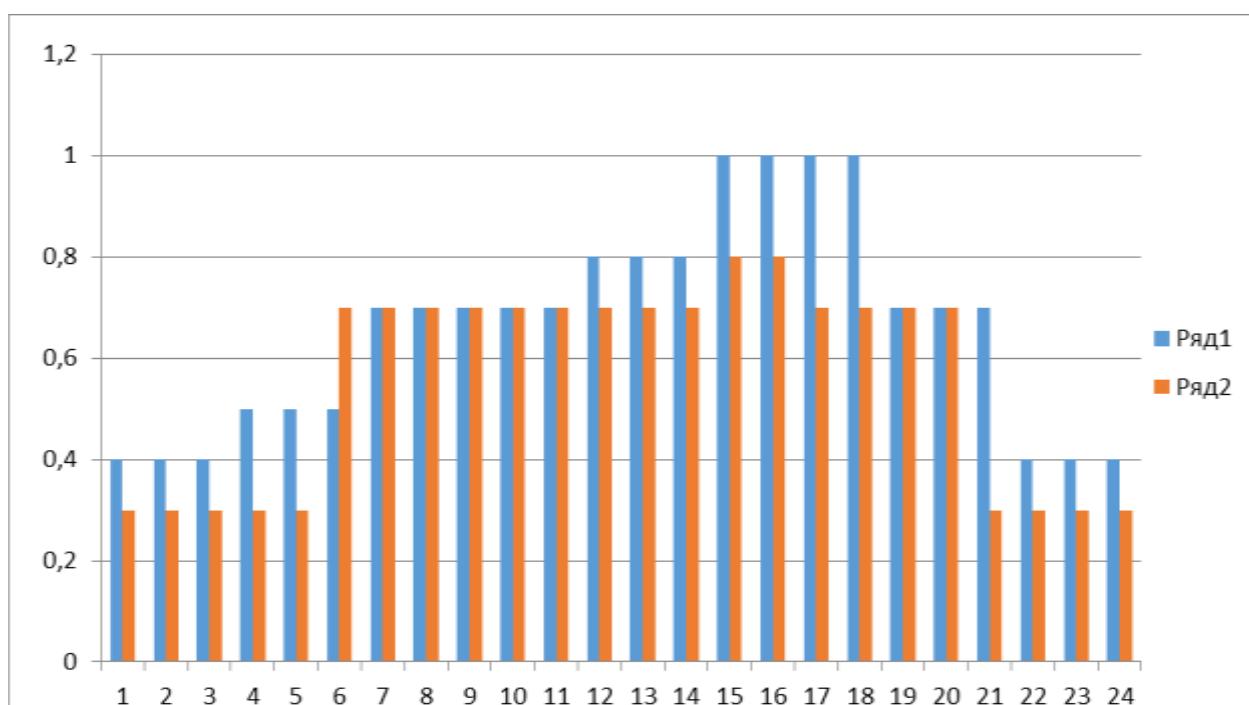


Рисунок 1.1 – Суточный зимний и летний график нагрузки

## Тема 2

### *Определение нагрузок, баланс активной мощности, расстановка компенсирующих устройств*

#### Теоретическая часть

##### Расчет нагрузок

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

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

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

$$Q_{н\bar{o}i} = P_{н\bar{o}i} \cdot \operatorname{tg}(\varphi_i), \quad (2.2)$$

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

##### Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы 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.

Баланс мощностей будем составлять 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;  $\Delta P_c$  – 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 %.

### **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  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} = 0,4$ .

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

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

необходимо установить компенсирующие устройства мощностью

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

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:

$$n_{\б\i} = \frac{Q_{к\у\i}}{Q_{ном\ к\у\i}}. \quad (2.7)$$

где  $Q_{ном\ к\у\i}$  – мощность, выдаваемая батареями при напряжении  $U_{ном}$ , принимается по справочным данным (таблица П.1).

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

$$S_{р\i} = P_{н\б\i} + j(Q_{н\б\i} - Q_{к\у\i}). \quad (2.8)$$

## Задание 2

*На рисунке 1.1 показана схема географического расположения источника питания района и пунктов потребления электроэнергии. Нагрузки подстанций равны:  $P_2=36$  МВт,  $P_3=39$  МВт,  $P_4=22$  МВт,  $P_5=17$  МВт,  $P_6=41$  МВт. Определить мощности нагрузок, рассчитать баланс активной мощности в сети и расставить компенсирующие устройства на шинах 10 кВ понижающих подстанций.*

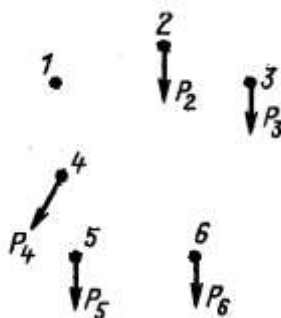


Рисунок 1.1 – Схема географического расположения

Решение:

*Расчет нагрузок.*

Определяем коэффициент реактивной мощности по формуле (2.1)

$$\cos(\varphi)=0,8; \operatorname{tg}(\varphi)=\operatorname{tg}(\arccos(0,86))=0,75.$$

Реактивная и полная нагрузка узла 2:

$$Q_{нб1}=36 \cdot 0,75=27 \text{ Мвар}; S_{нб1}=36/0,8=48,75 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Расчеты для остальных узлов сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Определение заданных нагрузок

№ п/с	$P_{нбi}$ , МВт	$\cos \varphi_i$	$\operatorname{tg} \varphi_i$	$Q_{нбi}$ , Мвар	$S_{нбi}$ , МВ·А
2	36	0,8	0,75	27,00	45,00
3	39	0,8	0,75	29,25	48,75
4	22	0,8	0,75	16,50	27,50
5	17	0,8	0,75	12,75	21,25
6	41	0,8	0,75	30,75	51,25
Итого	155			116,25	193,75

*Баланс активной мощности*

Определим суммарную нагрузку сети:

$$\sum_{i=1}^n P_{нбi} = 36+39+22+17+41=155 \text{ МВт}.$$

Суммарные потери активной мощности в элементах сети:

$$\Delta P_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{нбi} = 0,05 \cdot 155 = 7,75 \text{ МВт.}$$

Общее потребление активной мощности проектируемого района электрической сети:

$$P_{района} = 0,95 \cdot 155 + 7,75 = 155 \text{ МВт.}$$

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

### *Расстановка компенсирующих устройств*

Определяем мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на каждой из подстанций проектируемого района в соответствии с предельным значением коэффициента реактивной мощности 0,4:

$$Q_{кy2} = 36 \cdot (0,75 - 0,4) = 12,60 \text{ Мвар}; \quad Q_{кy3} = 39 \cdot (0,75 - 0,4) = 13,65 \text{ Мвар};$$

$$Q_{кy4} = 22 \cdot (0,75 - 0,4) = 7,7 \text{ Мвар}; \quad Q_{кy5} = 17 \cdot (0,75 - 0,4) = 5,95 \text{ Мвар};$$

$$Q_{кy6} = 41 \cdot (0,75 - 0,4) = 14,35 \text{ Мвар.}$$

Определим число конденсаторных батарей на каждой из подстанции:

$$n_{б2} = 12,60 / 3,15 = 4,0 \quad n_{б3} = 13,65 / 2,25 = 6,07$$

$$n_{б4} = 7,7 / 1,35 = 5,7 \quad n_{б5} = 5,95 / 3,15 = 1,9$$

$$n_{б6} = 14,35 / 1,8 = 7,97$$

На п/ст 2 устанавливаем 4 БК типа УКРМ-10,5-3150.

На п/ст 3 устанавливаем 6 БК типа УКРМ-10,5-2250.

На п/ст 4 устанавливаем 6 БК типа УКРМ-10,5-1350.

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

На п/ст 6 устанавливаем 8 БК типа УКРМ-10,5-1800.

Результаты расстановки конденсаторных батарей и определения расчётных нагрузок подстанций сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации реактивной мощности

№ п/ст	$Q_{ку}^{расч}$ , Мвар	$Q_{ку}^{уст}$ , Мвар	$P_{нб}$ , МВт	$Q_{нб}$ , Мвар	$Q_P$ , Мвар	$S_P$ , МВ·А
2	12,60	12,6	36	27,00	14,40	38,77
3	13,65	13,5	39	29,25	15,75	42,06
4	7,70	8,1	22	16,50	8,40	23,55
5	5,95	6,3	17	12,75	6,45	18,18
6	14,35	14,4	41	30,75	16,35	44,14
Итого	54,25	54,90	155,00	116,25	61,35	166,71

### Вопросы к заданию 2

1. Какова связь между балансом активной мощности и регулированием частоты?
2. Каково назначение батарей конденсаторов и синхронных компенсаторов в электрических сетях?
3. Каковы критерии расстановки КУ?

### Тема 3

#### Выбор варианта схемы проектируемой сети

#### Теоретическая часть

В районных сетях применяют следующие типы схем электроснабжения:

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



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

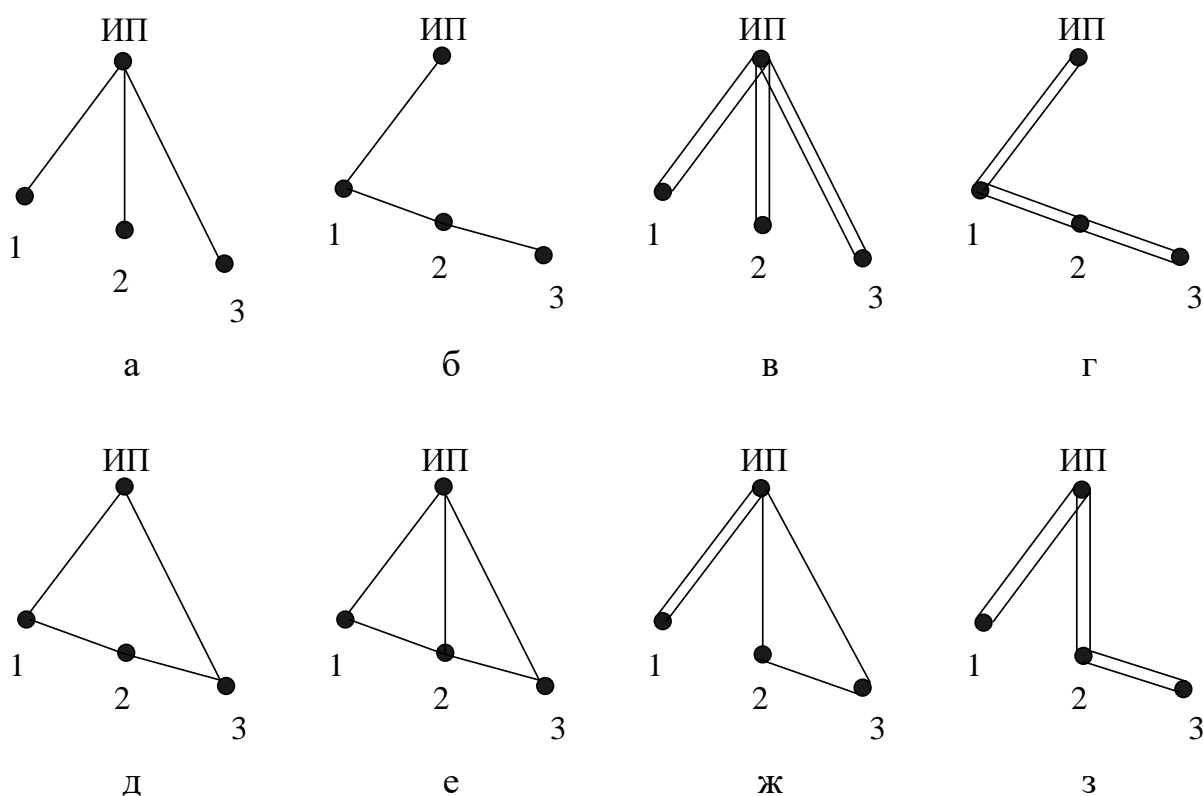


Рисунок 3.1 – Варианты схем районных сетей

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;

– не рекомендуется сооружать кольцевые сети, обеспечивающие электроснабжение 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.

Линии электропередачи, по которым осуществляется электроснабжение потребителей 1 и 2 категории, в разомкнутых вариантах схем сетей должны быть двухцепными, в замкнутых вариантах – одноцепными. Питание мелких подстанций, в составе нагрузки которых отсутствуют потребители 1 и 2 категории, осуществляется по одноцепным линиям. На подстанции при наличии потребителей разных категорий следует исходить из высшей категории потребителей данной подстанции.

### **Выбор схем электрических соединений подстанций проектируемой сети**

Для составленных вариантов схем сети необходимо наметить типы и схемы электрических соединений подключаемых подстанций (ПС). Способы присоединений показаны на рисунке 3.2, где все ПС условно показаны только шинами высшего напряжения.

*Тупиковая подстанция* (ПС1 на рисунке 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 рисунке 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, но одной оставшейся в работе линии ИП-ПС3.

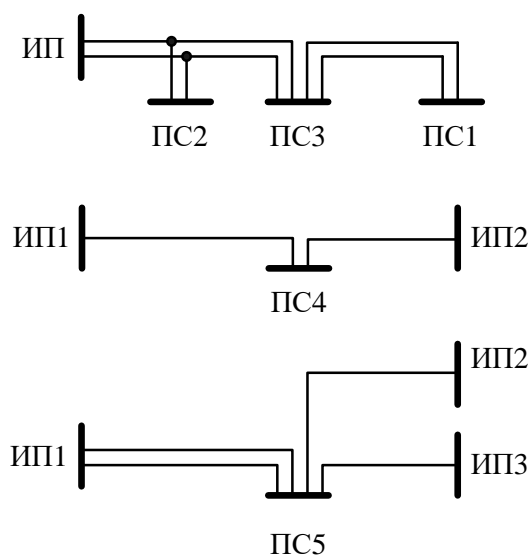


Рисунок 3.2 – Способы присоединения ПС к питающей электрической сети

*Пропускная (транзитная) подстанция* (ПС3 и ПС4 на рисунке 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 рисунке 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.

Для потребителей 1 и 2 категории на подстанции устанавливаются по два понижающих трансформатора с распределительными устройствами на высокой стороне.

Типовые схемы распределительных устройств (РУ) 35-750 кВ, которые следует применять при проектировании новых, расширении действующих и подлежащих техническому перевооружению и реконструкции ПС приведены в [7].

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

В период бурного строительства электрических сетей (1960–1985 гг.), в целях удешевления, широко применялись схемы РУ ВН на ПС 35-220 кВ с отделителями и короткозамкательями, 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 короткозамкательями на вновь сооружаемых ПС, а также строительство ответвительных подстанции прекращено.

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 35-220 кВ:

– для тупиковых двухтрансформаторных подстанций при присоединении двух цепей линий – «два блока с выключателями и

неавтоматической переемычкой со стороны линий» (схема 4Н);

– для подстанций кольцевых сетей – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной переемычкой 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 НН подстанций, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рисунке 3.3.

Схема с одной секционированной системой шин применяется на подстанциях с двухобмоточными трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения (рисунок 3.3, а), с автотрансформаторами (рисунок 3.3, в) и трехобмоточными трансформаторами (рисунок 3.3, г). Схема с двумя секционированными системами шин (рисунок 3.3, б) 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.

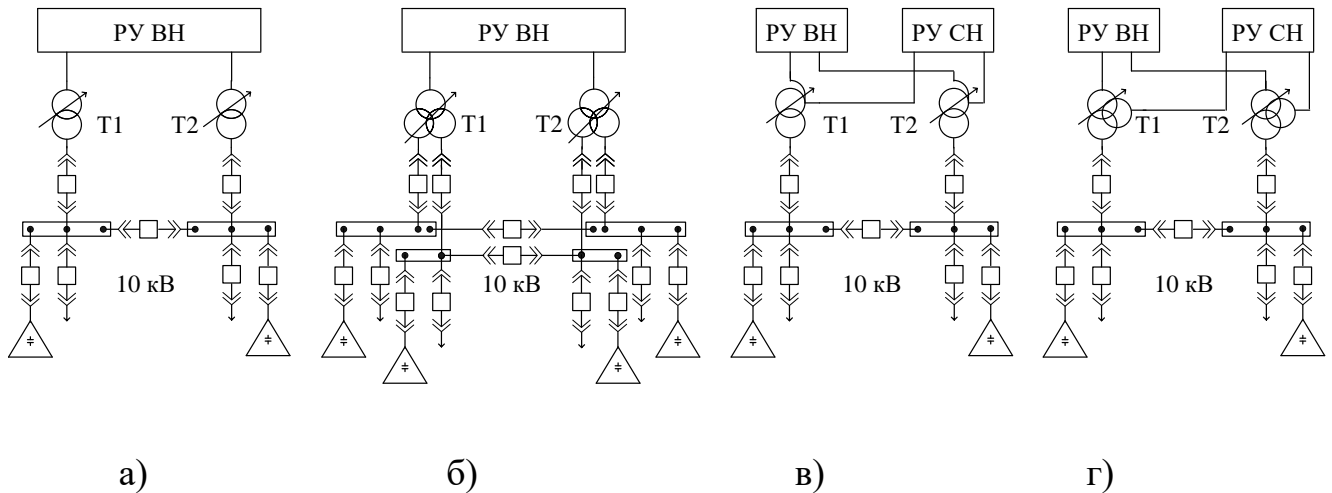


Рисунок 3.3 – Схема РУ НН подстанций

### Приближенная технико-экономическая оценка вариантов схем сети

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.

### Задание 3

*Определить наиболее экономичный вариант схемы проектируемой электрической сети по натуральным количественным показателям из вариантов, представленных на рисунке 3.4.*

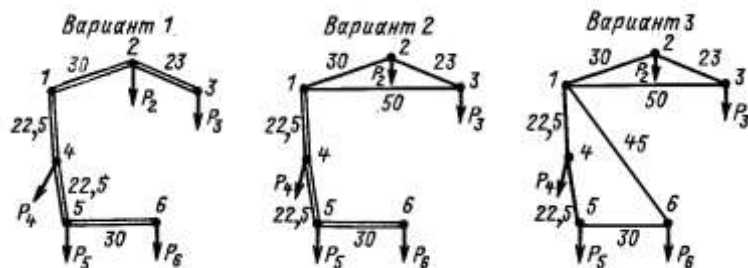


Рисунок 3.4 – Варианты схемы сети

Все варианты имеют по 2 трансформатора на каждой из подстанций. Схемы различаются длиной и числом цепей ВЛ, а так же количеством выключателей. При расчёте условно принято, что на каждом ответвлении от источника «1» 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:

$$k_{цеп} = \frac{C_{2цеп}}{C_{1цеп}} = \frac{1495}{987} = 1,5 \text{ (о.е.с.)}, \quad k_{вык} = \frac{C_{вык}}{C_{1цеп}} = \frac{6580}{987} = 6,7 \text{ (о.е.с.)},$$

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 [5].

Определим схемы соединения РУ ВН всех подстанций и подсчитаем общее количество выключателей для каждой схемы (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Схемы соединения РУ ВН подстанций

№ схемы	Вид	ПС 2	ПС 3	ПС 4	ПС 5	ПС 6	ПС 1	Всего выкл
1	Тип п/ст	прох.рад.	тупиковая	прох.рад.	прох.рад.	тупиковая		29
	№ типовой схемы	9	4Н	9	9	4Н		
	Кол-во выкл	7	2	7	7	2	4	
2	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.рад.	прох.рад.	тупиковая		26
	№ типовой схемы	5Н	5Н	9	9	4Н		
	Кол-во выкл	3	3	7	7	2	4	
3	Тип п/ст	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.	прох.кол.		19
	№ типовой схемы	5Н	5Н	5Н	5Н	5Н		
	Кол-во выкл	3	3	3	3	3	4	

Сравнение вариантов, выполненное в относительных единицах стоимости, представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Предварительное сравнение вариантов

№ вар.	Одноцепные ВЛ		Двухцепные ВЛ		Выключатели		Общая стоимость о.е.с.
	Длина км	Стоимость о.е.с.	Длина км	Стоимость о.е.с.	Кол - во шт	Стоимость о.е.с.	
1	0	0	128,00	192,0	29	194,3	386,3
2	103	103	75,00	112,5	26	174,2	389,7
3	223	223	0,00	0,0	19	127,3	350,3

Вариант 3 является наиболее экономичным вариантом проектируемой электрической сети.



## Тема 4

### *Расчет радиально-магистрального варианта схемы сети*

#### *4.1 Расчет потокораспределения активной мощности. Определение номинального напряжения*

#### **Теоретическая часть**

Предварительный расчет потокораспределения производится для режима наибольших нагрузок. Порядок расчета потокораспределения зависит от типа линий, образующих сеть.

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

Мощность на головном участке определяется следующим выражением:

$$\underline{S}_{гол} = \sum_{k=2}^n \underline{S}_k, \quad (4.1)$$

где  $k$  – порядковый номер нагрузки;  $n-1$  – количество нагрузок.

Номинальное напряжение можно предварительно определить по известным передаваемой мощности  $P$ , МВт, и длине линии  $l$ , км, по формуле Стилла:

$$U_{ном} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}. \quad (4.2)$$

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{ном} = \sqrt{P \cdot (100 + 15\sqrt{l})}. \quad (4.3)$$

Г. А. Илларионов предложил для предварительного определения  $U_{ном}$  следующее выражение:

$$U_{ном} = \frac{1000}{\sqrt{500/l + 2500/P}} \cdot \quad (4.4)$$

В отличие от эмпирических выражений (4.2), (4.3) формула (4.4) дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

#### Задание 4

Определить потокораспределение активной мощности и номинальное напряжение линий для схемы варианта 1 рисунок 4.1.

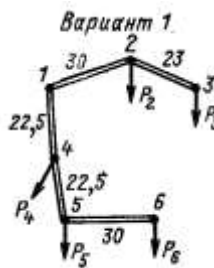


Рисунок 4.1– Варианты схемы сети

Решение:

Найдем по первому закону Кирхгофа мощности в линиях:

$$P_{56} = P_6 = 41 \text{ МВт};$$

$$P_{45} = P_{56} + P_5 = 58 \text{ МВт};$$

$$P_{14} = P_{45} + P_1 = 80 \text{ МВт};$$

$$P_{23} = P_3 = 39 \text{ МВт};$$

$$P_{12} = P_{23} + P_2 = 75 \text{ МВт}.$$

Определяем номинальное напряжение для линии 56.

По формуле Стилла:

$$U_{56} = 4,34 \sqrt{30 + 16 \cdot 41/2} = 82,117 \text{ кВ}.$$

По формуле Залесского:

$$U_{56} = \sqrt{(41/2) \cdot (100 + 15\sqrt{30})} = 61,11 \text{ кВ.}$$

По формуле Илларионов:

$$U_{56} = \frac{1000}{\sqrt{500/30 + 2500/(41/2)}} = 84,94 \text{ кВ.}$$

Для схемы варианта 1 расчет номинального напряжения линий сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор напряжений для схемы варианта 1

Участок	L, км	P, МВт	Устил, кВ	Узале, кВ	Уилла, кВ	Уном, кВ
56	30,00	41,00	82,12	61,11	84,94	110
45	22,50	58,00	95,73	70,45	96,03	110
14	22,50	80,00	111,71	82,74	108,64	110
23	23,00	39,00	79,44	57,90	81,66	110
12	30,00	75,00	108,93	82,65	109,54	110

Напряжение, определенное по формуле Залеского, отличается от напряжений, полученных по формулам Стилла и Илларионова дающие близкие результаты, т.к. формула Залеского применима в случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км.

Для схемы варианта 1 по результатам расчета выбираем номинальное напряжение 110 кВ на всех участках.

## Тема 4

### *Расчет радиально-магистрального варианта схемы сети*

#### *4.2 Баланс реактивной мощности. Расчет потокораспределения реактивной и полной мощности.*

#### **Теоретическая часть**

Решить вопрос о необходимости установки компенсирующих устройств в проектируемой сети сверх установленных по условию (1.6)

следует до выполнения расчетов параметров элементов сети, так как компенсация реактивной мощности влияет на передаваемые по элементам сети мощности и может влиять на их выбираемые параметры, а также влияет на потери мощности и напряжения в элементах сети.

Потребление реактивной мощности в проектируемой сети в период наибольших нагрузок складывается из расчетных реактивных нагрузок в пунктах потребления электроэнергии (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности) и потерь реактивной мощности в элементах электрической сети (линиях и понижающих трансформаторах) с учетом зарядных мощностей линий. При определении одновременно потребляемой реактивной мощности следует также учитывать несовпадение по времени суток наибольших нагрузок отдельных потребителей. При четырех и более пунктах потребления среднестатистическое значение коэффициента одновременности реактивных нагрузок на шинах до 220 кВ источника питания составляет 0,98.

Таким образом, наибольшая суммарная реактивная мощность, потребляемая в проектируемом районе электрической сети, составляет:

$$Q_{района} = k_{0(Q)} \sum_{i=1}^n Q_{pi} + \Delta Q_{T\Sigma} + \sum_{i=1}^m (\Delta Q_{li} - Q_{ci}), \quad (4.5)$$

где  $k_{0(Q)}$  – коэффициент одновременности наибольших реактивных нагрузок подстанций ( $k_{0(Q)}=0,98$ );  $Q_{pi}$  – наибольшая расчетная реактивная нагрузка  $i$ -го пункта (с учетом установленных конденсаторных батарей по условию (1.6));  $n$  – число пунктов потребления электроэнергии проектируемой электрической сети;  $\Delta Q_{T\Sigma}$  – суммарные потери в трансформаторах подстанций проектируемой сети;  $\Delta Q_{li}$  – потери реактивной мощности в  $i$ -й линии электропередачи проектируемой сети;  $Q_{ci}$  – зарядная мощность  $i$ -й

линии электропередачи проектируемой сети;  $m$  – число линий электропередачи в сети.

В электрических сетях номинальным напряжением до 220 кВ основным типом подстанций являются подстанции с двухобмоточными трансформаторами, для которых при двух параллельно включенных трансформаторах и коэффициенте аварийной перегрузки 1,4 потери реактивной мощности приближенно оцениваются в размере 8 % от полной нагрузки подстанции  $S_{нб}$  [3].

Мощность нагрузки  $i$ -й подстанции на пути от источника питания может проходить через несколько трансформаций. Если считать, что на каждой из них теряется 8 % от полной мощности этой нагрузки, то можно оценить суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети следующим образом:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,08 \sum_{i=1}^n m_{Ti} S_{pi}, \quad (4.6)$$

где  $m_{Ti}$  – число трансформаций нагрузки  $i$ -й подстанции ( $S_{pi}$ ) на пути от источника питания до ее шин низшего напряжения.

Вторая составляющая потерь реактивной мощности – потери в линиях электропередачи – существенно зависит от передаваемой по линии мощности и длины линии; зарядная мощность линий – от длины линии. Обе эти величины зависят от напряжения электропередачи, причем потери мощности обратно пропорциональны, а зарядная мощность прямо пропорциональна квадрату напряжения линии электропередачи. Вследствие этого, соотношение потерь и генерации реактивной мощности в линиях существенно различается для линий разных номинальных напряжений. При этом сечение проводов линий практически не оказывает влияния на это соотношение.

Зарядная мощность линии длиной  $L$  с числом цепей  $n_{\text{ц}}$  определяется выражением:

$$Q_c = n_{\text{ц}} q_{c0} L, \quad (4.7)$$

где  $q_{c0}$  – удельная генерация реактивной мощности линий напряжением 220 кВ – 0,14 Мвар/км, напряжением 110 кВ – 0,036 Мвар/км.

Соотношение между потерями и генерацией реактивной мощности в линиях зависит от отношения передаваемой активной мощности по одной цепи линии к натуральной мощности линии  $P_{\text{нат}}$ .

Откуда при известном значении передаваемой по линии активной мощности  $P_{\text{л}}$  и зарядной мощности линии потери реактивной мощности в линии находятся по выражению:

$$\Delta Q_{\text{л}} = \left( \frac{P_{\text{л}}}{P_{\text{нат}} n_{\text{ц}}} \right)^2 Q_c, \quad (4.8)$$

В качестве средних значений натуральной мощности для линий 110 кВ может быть принято 30 МВт, линий 220 кВ – 130 МВт.

Натуральная мощность линии электропередачи – активная мощность, передаваемая по ЛЭП, при которой зарядная мощность ЛЭП равна потерям реактивной мощности в ней, т.е.  $\Delta Q_{\text{л}} = Q_c$ .

Рассмотрим ЛЭП без потерь, для которой активное сопротивление  $r_0=0$  и активная проводимость  $g_0=0$ . Выделим на ней отрезок единичной длины  $\Delta l$  с индуктивным сопротивлением  $x_0 \Delta l$  и емкостной проводимостью  $b_0 \Delta l$ . На этом участке имеют место потребление реактивной мощности на индуктивном сопротивлении и генерация реактивной мощности за счет емкостной проводимости:

$$Q_l = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} x_0 \Delta l, \quad Q_c = U^2 b_0 \Delta l.$$

Мощность  $Q_l$  зависит от величины передаваемой мощности, а мощность  $Q_c$  от величины передаваемой мощности не зависит. Следовательно, при некоторой активной мощности  $P$  будет иметь место равенство  $Q_l = Q_c$  и реактивная мощность ЛЭП будет равна нулю, то есть линия станет идеальной. Мощность, передаваемую в этом режиме, называют натуральной мощностью  $P_{нат}$ , а сам режим работы ЛЭП – режимом передачи натуральной мощности. При номинальном напряжении

Анализ значений разности между зарядной мощностью и потерями реактивной мощности в линиях 110 кВ показывает, что на этой стадии расчета в линиях 110 кВ допускается принимать равными величины потерь и генерации реактивной мощности при условии передачи по линиям активной мощности, существенно не превышающей значения натуральной мощности.

Полученное по (3.1) значение суммарной потребляемой реактивной мощности в проектируемом районе электрической сети  $Q_{района}$  сопоставляется со значением реактивной мощности, которую экономически целесообразно передать с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть  $Q_{ист}$  определяемым по суммарному потреблению активной мощности в проектируемой электрической сети и коэффициенту реактивной мощности источника питания:

$$Q_{ист} = P_{района} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ист} . \quad (4.9)$$

Если  $Q_{района} \leq Q_{ист}$  то необходимость в установке компенсирующих устройств в узлах проектируемой сети (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности) отсутствует, так как системные источники реактивной мощности полностью покрывают всю потребность в ней.

Если  $Q_{района} > Q_{ист}$  то в проектируемой сети должны быть установлены

компенсирующие устройства (сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности), суммарная мощность которых определяется из условия выполнения баланса реактивной мощности:

$$Q_{\text{кy}\Sigma} = Q_{\text{района}} - Q_{\text{ист}}. \quad (4.10)$$

Конденсаторные батареи суммарной мощностью  $Q_{\text{кy}\Sigma}$  необходимо распределить между подстанциями проектируемой сети. С учетом дискретности суммарная мощность устанавливаемых батарей конденсаторов должна быть не менее чем  $Q_{\text{кy}\Sigma}$ .

Расстановка компенсирующих устройств производится по условию равенства коэффициентов реактивной мощности нагрузок на шинах 10 кВ, удовлетворяющему условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети:

$$\text{tg} \varphi_{\bar{o}} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{pi} - Q_{\text{кy}\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{нб}i}}. \quad (4.11)$$

где  $Q_{pi}$  – действительные реактивные нагрузки подстанций с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию (2.5).

Тогда мощность устанавливаемых конденсаторных батарей (сверх установленных по условию (2.6)) на  $i$ -й подстанции

$$Q_{\text{кy}i} = P_{\text{нб}i} (\text{tg} \varphi_i - \text{tg} \varphi_{\bar{o}}). \quad (4.12)$$

Для некоторых из рассматриваемых подстанций вычисленная мощность конденсаторных батарей может оказаться отрицательной. Это свидетельствует о том, что коэффициент реактивной мощности достаточно низок и установка конденсаторных батарей на шинах 10 кВ данной подстанции по условию равенства коэффициентов реактивной мощности



нагрузок на шинах 10 кВ не требуется. Данная подстанция должна быть исключена из числа  $n$  в выражении (4.12), и соответственно пересчитаны значения  $tg\varphi_{\bar{o}}$  и  $Q_{куi}$ .

Определенные в результате расчета мощности  $Q_{куi}$ , округляются до стандартных значений так, чтобы сумма  $Q_{куi}$  соответствовала  $Q_{ку\Sigma}$ .

В заключение определяются действительные реактивные нагрузки подстанций  $Q'_{pi}$  с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (2.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (4.10) и полные нагрузки подстанций  $S'_{pi}$ . Затем необходимо определить приведенные к шинам высшего напряжения нагрузки подстанций  $S_{привi}$ , пренебрегая потерями активной мощности в трансформаторах и принимая потери реактивной мощности в трансформаторах равными 8 % от полной нагрузки подстанции, в соответствии с выражением

$$S_{привi} = P_{нбi} + j(Q'_{pi} + 0,08S'_{pi}). \quad (4.13)$$

### Задание 5

*Оценить баланс реактивной мощности для сети вариант 1 и определить потокораспределение реактивной мощности. Коэффициент мощности системы, в которую входит проектируемая сеть, равен  $\cos\varphi_{ЭС} = 0,9$ .*

Решение:

*Оцениваем баланс реактивной мощности.*

Т.к. активная мощность в линиях отличается от значения натуральной мощности, следует учитывать величины потерь и генерации реактивной

МОЩНОСТИ.

Находим зарядную мощность линии по выражению (4.7):

$$Q_{c12} = 2 \cdot 0,036 \cdot 30 = 2,16 \text{ Мвар}; \quad Q_{c23} = 2 \cdot 0,036 \cdot 23 = 1,656 \text{ Мвар};$$

$$Q_{c14} = 2 \cdot 0,036 \cdot 22,5 = 1,62 \text{ Мвар}; \quad Q_{c45} = 2 \cdot 0,036 \cdot 22,5 = 1,62 \text{ Мвар};$$

$$Q_{c56} = 2 \cdot 0,036 \cdot 30 = 2,16 \text{ Мвар};$$

$$\sum Q_{ci} = 9,216 \text{ Мвар.}$$

Находим потери реактивной мощности в линиях по выражению (4.8):

$$\Delta Q_{л12} = \left( \frac{75}{2 \cdot 30} \right)^2 \cdot 2,16 = 3,375 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{л23} = \left( \frac{39}{2 \cdot 30} \right)^2 \cdot 1,656 = 0,7 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{л14} = \left( \frac{80}{2 \cdot 30} \right)^2 \cdot 1,62 = 2,88 \text{ Мвар}; \quad \Delta Q_{л45} = \left( \frac{58}{2 \cdot 30} \right)^2 \cdot 1,62 = 1,514 \text{ Мвар};$$

$$\Delta Q_{л56} = \left( \frac{41}{2 \cdot 30} \right)^2 \cdot 2,16 = 1,009 \text{ Мвар};$$

$$\sum \Delta Q_{ли} = 9,478 \text{ Мвар.}$$

Находим суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах подстанций сети по выражению (4.6):

$$\Delta Q_{Т\Gamma} = 0,08 \cdot 166,705 = 13,336 \text{ Мвар.}$$

Находим наибольшую суммарную реактивную мощность, потребляемую в проектируемом районе электрической сети по выражению (4.5):

$$Q_{района} = 0,98 \cdot 61,35 + 13,336 + 9,478 - 9,216 = 73,721 \text{ Мвар.}$$

Величина реактивной мощности, поступающей с шин источника питания в проектируемую электрическую сеть по выражению (4.9) равна:

$$Q_{ист} = 155 \cdot 0,48 = 74,4 \text{ Мвар}, \quad \text{где } tg \varphi_{ист} = 0,48.$$

Т.к.  $Q_{района} < Q_{ист}$ , то нет необходимости установки дополнительных КУ

(сверх установленных по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности).

Определяем действительные реактивные нагрузки подстанций по выражению (4.13) а результаты сводим в таблицу 4.2.

*Расчет потокораспределения реактивной мощности.*

$$Q_{14} = Q_6 + Q_5 + Q_4 = 10,28 + 7,9 + 19,88 = 38,06 \text{ Мвар};$$

$$Q_{45} = Q_6 + Q_5 = 7,9 + 19,88 = 27,78 \text{ Мвар};$$

$$Q_{56} = Q_6 = 19,88 \text{ Мвар};$$

$$Q_{12} = Q_2 + Q_3 = 17,5 + 19,11 = 36,61 \text{ Мвар};$$

$$Q_{23} = Q_3 = 19,11 \text{ Мвар}.$$

Таблица 4.2 – Действительные мощности нагрузок подстанций

№ п/ст	$P_{нб}$ , МВт	$Q_{нб}$ , Мвар	$Q_{ку}^{уст}$ , Мвар	$Q_P$ , Мвар	$S_P$ , МВ·А	$Q_{прив}$ , Мвар	$S_{прив}$ , МВ·А
2	36	27,00	12,6	14,40	38,77	17,50	40,03
3	39	29,25	13,5	15,75	42,06	19,11	43,43
4	22	16,50	8,1	8,40	23,55	10,28	24,28
5	17	12,75	6,3	6,45	18,18	7,90	18,75
6	41	30,75	14,4	16,35	44,14	19,88	45,57
Итого	155	116	54,90	61,35	166,70	74,67	172,06

*Расчет потокораспределения полной мощности.*

Находим по выражению аналогичному (2.3):

$$S_{14} = \sqrt{80^2 + 38,06^2} = 88,59 \text{ МВ·А};$$

$$S_{45} = \sqrt{58^2 + 27,78^2} = 64,31 \text{ МВ·А};$$

$$S_{56} = \sqrt{41^2 + 19,88^2} = 45,57 \text{ МВ·А};$$

$$S_{12} = \sqrt{75^2 + 36,61^2} = 83,46 \text{ МВ·А};$$

$$S_{23} = \sqrt{39^2 + 19,11^2} = 43,43 \text{ МВ·А}.$$

## Тема 4

### *Расчет радиально-магистрального варианта схемы сети*

#### *4.3. Выбор сечений и марок проводов воздушных линий. Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений*

#### **Теоретическая часть**

Все проводники обладают активным сопротивлением, поэтому при пропускании тока греются, то есть часть передаваемой по линии электропередачи мощности расходуется на этот нагрев. При этом суммарные потери электроэнергии в электрических сетях достигают колоссальных объемов. Существует только один способ снижения этих потерь – это уменьшение активного сопротивления проводников.

При обычных температурах уменьшить сопротивление проводника можно только путем увеличения его сечения. Но увеличение сечения влечет за собой увеличение стоимости ЛЭП. Таким образом, увеличению сечения сопутствуют два конкурирующих фактора. С одной стороны, это снижение затрат на компенсацию потерь электроэнергии. С другой – увеличение затрат на сооружение ЛЭП. Сечение, которое соответствует минимуму затрат, называют экономически целесообразным.

На воздушных линиях предусматривается применение только сталеалюминиевых проводов марки АС, маркируемых в соответствии с ГОСТ 839-80Е.

Экономически целесообразное сечение проводов  $F_{эк}$  линии определяется выражением

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_n}, \quad (4.14)$$

где  $I_p$  – расчетный ток одной цепи линии;  $j_n$  – норматив экономической плотности тока. Нормированные значения плотности тока для ВЛ приведены

в таблице П.2.

Значение  $I_p$  определяется по выражению

$$I_p = \alpha_i I_{нб(5)}, \quad (4.15)$$

где  $I_{нб(5)}$  – наибольший ток одной цепи линии на пятый год ее эксплуатации;  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии за расчетный период (10 лет). Для линий 110-220 кВ значение  $\alpha_i$ , принимается равным 1,05, что соответствует наиболее часто встречающимся темпам роста нагрузки [4].

В свою очередь, значение  $I_{нб(5)}$  рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению:

$$I_{нб} = \frac{S_{прив}}{n_{ц} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.16)$$

где  $n_{ц}$  - количество цепей.

Сечение, полученное по выражению (4.14), округляется до ближайшего (большого или меньшего) стандартного.

Исходя из анализа удельной стоимости 1 км ВЛ 110 кВ [5] выбор экономически целесообразного сечения проводов можно делать между 150 и 240 мм<sup>2</sup>.

### **Проверка сечений проводов по условиям технических ограничений**

Выбранное экономически целесообразное сечение проводов воздушных линий и жил кабелей должно удовлетворять ряду технических ограничений по:

- механической прочности;
- потерям на корону и уровню радиопомех;
- длительно допустимому нагреву;
- потерям напряжения.

Условие механической прочности. По условиям механической прочности рекомендуется применять на воздушных линиях провода сечением не менее указанных в таблице 4.3 [6]. Районы по ветровому давлению и гололеду приведены в таблице П.3.

Таким образом, проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию механической прочности сводится к условию

$$F_{\text{эк}} \geq F_{\text{min мех}} \cdot \quad (4.17)$$

Таблица 4.3 – Минимально допустимые сечения сталеалюминиевых проводов  $F_{\text{min мех}}$  воздушных линий по условиям механической прочности

Характеристика воздушной линии	$F_{\text{min мех}}$ , мм <sup>2</sup>
Воздушные линии, сооружаемые на одноцепных опорах в районах по гололеду:	
до II	35/6,2
в III-IV	50/8
в V и более	70/11
Воздушные линии, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах	120/19

В случае несоблюдения неравенства (4.17) необходимо увеличить сечение провода до значения  $F_{\text{min мех}}$ .

Условие ограничения потерь на корону и уровня радиопомех. По условиям ограничения потерь мощности на корону и уровня радиопомех рекомендуется применять на воздушных линиях провода диаметром не менее указанных в таблице 4.4 [6].

Таблица 4.4 – Минимально допустимые диаметры проводов  $d_{\text{min кор}}$  воздушных линий 110-220 кВ и соответствующие им сечения сталеалюминиевых проводов  $F_{\text{min кор}}$  по условиям ограничения потерь на корону и уровня радиопомех

$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	220
$d_{\text{min кор}}$ , мм	11,4	21,6
$F_{\text{min кор}}$ , мм <sup>2</sup>	70/11	240/32

Так как каждому значению  $d_{\min \text{ кор}}$  соответствует вполне определенная марка провода, то проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию ограничения потерь на корону и уровня радиопомех сводится к условию

$$F_{\text{эк}} \geq F_{\min \text{ кор}}. \quad (4.18)$$

В случае несоблюдения неравенства (4.18) необходимо увеличить сечение провода до значения  $F_{\min \text{ кор}}$ .

Условие длительно допустимого нагрева. Для проводов воздушных линий на основе практики эксплуатации установлено значение длительно допустимой температуры нагрева проводов  $T_{\text{дл. доп}}$ , равной 70 °С [6]. В справочных данных для расчетной температуры воздуха  $T_{\text{расч}}$ , равной 25 °С, приводятся соответствующие длительно допустимые токи  $I_{\text{дл. доп}}$ , при протекании которых провод нагревается до длительно допустимой температуры. Значения  $I_{\text{дл. доп}}$  приведены в таблице П.4.

Если фактическая температура воздуха  $T_{\text{факт}}$  (таблица П.3) отличается от расчетной температуры воздуха, то значение длительно допустимого тока может быть скорректировано по выражению:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{дл. доп}} k_T, \quad (4.19)$$

где  $k_T$  – поправочный коэффициент на температуру воздуха, учитывающий отличие фактической температуры воздуха от расчетной. Значения  $k_T$  приведены в таблице П.5.

Тогда проверка выбранного экономически целесообразного сечения провода по условию длительно допустимого нагрева сводится к условию

$$I_{\text{нб}} \leq I_{\text{дл. доп}} k_T, \quad (4.20)$$

где  $I_{\text{нб}}$  – ток, протекающий по линии в режиме наибольших нагрузок.

В случае несоблюдения неравенства (4.20) необходимо увеличить сечение провода до значения, при котором неравенство (4.20) будет выполняться.

Сечения проводов воздушных линий должны удовлетворять условиям длительно допустимого нагрева не только в нормальных, но и в послеаварийных режимах [6]. Необходимо рассматривать такие послеаварийные режимы, которые приводят к наибольшему увеличению тока, протекающего по линии. В качестве послеаварийных режимов рассматриваются отключения одной цепи двухцепных радиальных и магистральных линий или головных участков в кольцевой сети.

Условие ограничения потерь напряжения. Сечения проводов линий 35 кВ и выше проверке по допустимым потерям напряжения не подлежат, так как уменьшение потерь напряжения путем увеличения сечений линий экономически нецелесообразно по сравнению с применением трансформаторов с устройством регулирования под нагрузкой (РПН) и устройств компенсации реактивной мощности [4].

Поэтому рассчитанные в этом разделе величины потери напряжения до наиболее удаленных точек в нормальном и, особенно, в послеаварийном режиме, нужно соотнести с возможностями серийных устройств РПН и сделать вывод, можно ли будет на всех подстанциях обеспечить встречное регулирование напряжения.

Проверка сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН выполняется с помощью соотношения:

$$\sum \Delta U_{\%} \leq \Delta U_{\text{доп}}, \quad (4.21)$$

где  $\sum \Delta U_{\%}$  – наибольшая сумма потерь напряжения на линиях сети между ИП и наиболее электрически удаленной точкой сети для режима наибольших



нагрузок в процентах;  $\Delta U_{\text{доп}}$  – допустимая потеря напряжения в сети с точки зрения достаточности регулировочного диапазона трансформаторов с РПН.

Наибольшая сумма потерь напряжения в процентах определяется по выражению:

$$\sum \Delta U_{\%} = \frac{\sum \Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% . \quad (4.22)$$

Потери напряжения до электрически наиболее удаленных точек сети определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам. В радиально-магистральной сети электрически наиболее удаленные точки обычно совпадают с точками, наиболее удаленными географически. В кольцевой сети электрически наиболее удаленными точками считаются точки потоко раздела.

Потери напряжения для участка определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{уч}} \cdot R_{\text{уч}} + Q_{\text{уч}} \cdot X_{\text{уч}}}{U_{\text{ном}}} . \quad (4.23)$$

Активные ( $R_{\text{уч}}$ ) и реактивные ( $X_{\text{уч}}$ ) сопротивления линий определяются по формулам:

$$R_{\text{уч}} = \frac{r_0 l}{n_{\text{ц}}}, \text{ Ом}; \quad X_{\text{уч}} = \frac{x_0 l}{n_{\text{ц}}}, \text{ Ом}; \quad (4.24)$$

где  $l$  и  $n_{\text{ц}}$  – длина участка в км и количество цепей;  $r_0$ ,  $x_0$  – погонные активное и реактивное сопротивления, Ом/км. Значения погонных сопротивлений приведены в таблицах П.6 и П.7;  $P_{\text{уч}}$  и  $Q_{\text{уч}}$  – активная и реактивная составляющие потока приведенной мощности на участке.

Наиболее тяжелый послеаварийный режим в радиально-магистральной сети это обычно режим, возникающий после отказа одной из цепей головного участка магистрали. Так как потокораспределение при этом не изменяется, то расчет потери напряжения для этого режима производят так же, как и для

нормального режима, но с учетом изменившихся сопротивлений поврежденного участка.

В кольцевой сети наиболее тяжелым послеаварийным режимом можно считать режим, возникающий после отказа наиболее загруженного головного участка кольца. При этом полностью меняется потокораспределение, так как сеть из кольцевой превращается в радиально-магистральную. Поэтому вначале следует рассчитать потокораспределение в послеаварийном режиме, затем потерю напряжения по участкам, а потом – потерю напряжения до электрически наиболее удаленных точек.

Значение  $\Delta U_{\text{доп}}$  определяется с учетом напряжения ИП, диапазона регулирования трансформаторов с РПН, нормируемого напряжения на стороне НН трансформаторов. Ориентировочное значение  $\Delta U_{\text{доп}}$  приведены в таблице 4.5.

Потери мощности участка сети определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{уч}} = \frac{S_{\text{уч}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уч}} = \frac{P_{\text{уч}}^2 + Q_{\text{уч}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{уч}} = \frac{P_{\text{уч}}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi_{\text{уч}}} \cdot R_{\text{уч}}, \quad (4.25)$$

где  $S_{\text{уч}}$ , МВ·А – приведенное значение потоков мощности на участке;  $R_{\text{уч}}$ , Ом – активное сопротивление участка.

Процент потерь мощности от отпуска в сеть определяется по формуле:

$$\Delta P_{\Sigma\%} = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta P_{\text{уч } i}}{\sum_{i=2}^6 P_{\text{нб } i}} \cdot 100\%. \quad (4.26)$$

Таблица 4.5 – Значения допустимых потерь напряжения проектируемой сети с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами РПН

$U_{\text{ном}}$ , кВ	$\Delta U_{\text{доп}}$ , %	
	нормальный режим	послеаварийный режим
110	10	20
220	7	17

## Задание 6

Выбрать экономически целесообразные сечения проводов для схемы варианта 1, принимая  $T_{нб} = 3800$  ч. Действительные мощности нагрузок подстанций принять по результатам выполнения задания 5.

Решение:

Для участка сети 14.

Наибольший ток одной цепи линии  $I_{нб}$  рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению (4.16):

$$I_{нб14} = \frac{88,59 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 232,49 \text{ А.}$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению (4.15):

$$I_{р14} = 1,05 \cdot 232,49 = 244,11 \text{ А.}$$

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока по формуле (4.1). Плотность тока, при числе часов использования максимума нагрузки  $T_{нб} = 3800$  ч., равна  $0,9$  А/мм<sup>2</sup>.

$$F_{эк14} = \frac{244,11}{0,9} = 271,2 \text{ мм}^2.$$

Сечение, полученное по выражению (4.14), округляем до ближайшего (большого или меньшего) стандартного с учетом технических ограничений (4.17), (4.18) (для ВЛ, сооружаемые на двухцепных опорах,  $F_{\min мех} = 120$  мм<sup>2</sup>, а  $F_{\min кор} = 70$  мм<sup>2</sup>). Принимаем  $F_{14} = 240$  мм<sup>2</sup>.

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.6.

Выбранные сечения удовлетворяют условиям  $F_{эк} \geq F_{\min мех}$ ,  $F_{эк} \geq F_{\min кор}$ .

Таблица 4.6 –Выбор сечений провода для схемы вариант 1

Участок	14	45	56	12	23
$I_{нб}, А$	232,49	168,77	119,59	219,03	113,97
$I_p, А$	244,11	177,21	125,57	229,98	119,67
$F_{эк}, мм^2$	271,23	196,9	139,52	255,53	132,97
$F_{мин\ кор}, мм^2$	70	70	70	70	70
$F_{мин\ мех}, мм^2$	120	120	120	120	120
$F, мм^2$	240	185	150	240	120
$I_{нб\ ав}, А$	464,98	337,54	239,18	438,051	227,95
$I_{доп}, А$	640,5	535,5	472,5	640,5	409,5

### Задание 7

*Произвести проверку выбранных сечений в задании 6: по условию длительно допустимого нагрева.*

Решение:

*Проверка условия длительно допустимого нагрева*

Для участка сети 14.

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха определяем по формуле (4.6):

$$I_{доп14} = 610 \cdot 1,05 = 640,5 \text{ А},$$

где  $k_T = 1,05$  из таблицы П.5 для средней июльской температуры Северного Кавказа (таблица П.3);  $I_{дл.доп}$  – допустимый длительный ток для неизолированных проводов марок АС определяем по таблице П.4.

### Послеаварийный режим

Для двухцепных радиально-магистральных линий ток послеаварийного режима определяется по выражению:  $I_{нб\ ав} = 2 \cdot I_{нб}$  :

$$I_{\text{нб ав14}} = 2 \cdot 232,49 = 464,98 \text{ А.}$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.6.

Выбранные сечения проходят по условию длительно допустимого нагрева, т.к. выполняется условие (4.7) для нормального и послеаварийного режима.

### Задание 8

#### *Проверка условия ограничения потерь напряжения*

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой с помощью соотношения (4.8).

Для участка сети 14.

Активные ( $R_{yc}$ ) и реактивные ( $X_{yc}$ ) сопротивления линий определяются по формулам (4.11):

$$R_{14} = \frac{0,118 \cdot 22,5}{2} = 1,33 \text{ Ом}; \quad X_{14} = \frac{0,405 \cdot 22,5}{2} = 4,56 \text{ Ом.}$$

Определим потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах по формулам (4.10):

$$\Delta U_{14} = \frac{80 \cdot 1,33 + 38,06 \cdot 4,56}{110} = 2,55 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{\%14} = \frac{2,55}{110} \cdot 100\% = 2,32 \%;$$

$$\Delta U_{14ав} = \frac{80 \cdot 1,33 \cdot 2 + 38,06 \cdot 4,56 \cdot 2}{110} = 5,1 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{\%14ав} = \frac{5,1}{110} \cdot 100\% = 4,64 \%.$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка выбранных сечений по допустимым потерям напряжения

Участок	14	45	56	12	23
$P$ , МВт	80,00	58,00	41,00	75,00	39,00
$Q$ , Мвар	38,06	27,78	19,88	36,61	19,11
$S$ , МВ·А	88,59	64,31	45,57	83,46	43,43
$L$ , км	22,50	22,50	30,00	30,00	23,00
$F$ , мм <sup>2</sup>	240	185	150	240	120
$R_o$ , Ом/км	0,118	0,159	0,204	0,118	0,244
$X_o$ , Ом/км	0,405	0,413	0,42	0,405	0,427
$R_l$ , Ом	1,33	1,79	3,06	1,77	2,81
$X_l$ , Ом	4,56	4,65	6,30	6,08	4,91
$\Delta U$ , кВ	2,55	2,12	2,28	3,23	1,85
$\Delta U_{\%}$	2,32	1,93	2,07	2,94	1,68
$\Delta U_{ав}$ , кВ	5,10	4,24	4,56	6,46	3,70
$\Delta U_{ав\%}$	4,64	3,86	4,14	5,88	3,36
$\Delta P$ , МВт	0,863	0,611	0,525	1,019	0,437

В нормальном режиме:

Максимальные потери напряжения определяются путем суммирования потерь напряжения по участкам до электрически наиболее удаленной точки сети.

$$\Delta U_{1456} = \Delta U_{14} + \Delta U_{45} + \Delta U_{56} = 2,55 + 2,12 + 2,28 = 6,95 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{123} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 3,23 + 1,85 = 5,08 \text{ кВ}.$$

Максимальные потери напряжения в процентах:

$$\Delta U_{\%1456} = \Delta U_{\%14} + \Delta U_{\%45} + \Delta U_{\%56} = 2,32 + 1,93 + 2,07 = 6,32 \%;$$

$$\Delta U_{\%123} = \Delta U_{\%12} + \Delta U_{\%23} = 2,94 + 1,68 = 4,62 \%.$$

Максимальные потери напряжения  $6,32 < 10 \%$ , т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН.

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{ав1456} = \Delta U_{ав14} + \Delta U_{ав45} + \Delta U_{ав56} = 5,1 + 4,24 + 4,56 = 13,9 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{a6123} = \Delta U_{a612} + \Delta U_{a623} = 6,46 + 3,7 = 10,16 \text{ кВ.}$$

Максимальные потери напряжения в процентах:

$$\Delta U_{a6\%1456} = \Delta U_{a6\%14} + \Delta U_{a6\%45} + \Delta U_{a6\%56} = 4,64 + 3,86 + 4,14 = 12,64 \text{ \%};$$

$$\Delta U_{a6\%123} = \Delta U_{a6\%12} + \Delta U_{a6\%23} = 5,88 + 3,36 = 9,24 \text{ \%}.$$

Максимальные потери напряжения  $12,64 < 20 \text{ \%}$ , т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН.

Потери мощности в нормальном режиме при наибольших нагрузках определим по формуле (4.25):

$$\Delta P_{14} = \frac{88,59^2}{110^2} \cdot 1,33 = 0,863 \text{ МВт.}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum \Delta P_i = 3,455 \text{ МВт.}$$

Выбранные сечения удовлетворяют условиям длительно допустимого нагрева и допустимым потерям напряжения.

## Тема 5 Расчет кольцевого варианта схемы сети

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 сеть однородна), по формуле:

$$\underline{S}_{гол} = \frac{\sum(\underline{S}_i \cdot l_i)}{L_{\Sigma}}, \quad (5.1)$$

где  $\underline{S}_{гол} = P_{гол} + jQ_{гол}$  – поток мощности на головном участке;  $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$  –  $i$ -тая нагрузка;  $L_{\Sigma}$  – общая длина кольцевой линии;  $l_i$  – расстояние от места подключения  $i$ -той нагрузки до источника, противоположного 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 (4.1) 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.

Номинальное напряжение в кольцевой сети определяется по формулам



(4.2)-(4.4).

Баланс реактивной мощности определяется по формуле (4.5). Расчет потокораспределения реактивной и полной мощности производится по формуле (5.1).

Выбор сечений и марок проводов воздушных линий, а также проверка сечений проводов по условиям технических ограничений осуществляется по алгоритму, изложенному в разделе 4.3.

### Задание 9

Произвести предварительный расчет кольцевой сети варианта 2, приведенного в задание 3. Действительные мощности нагрузок подстанций взять с учетом компенсации реактивной мощности из таблицы 4.2. Коэффициент мощности источника питания 0,93.

В п. 3.4. выбран вариант 4 состоящий из двух колец А235А и А41А.

#### Предварительный расчет кольцевой сети

Поскольку сеть кольцевая, то условно «разрезаем» источник и разворачиваем кольцо, превращая кольцевую сеть в магистральную линию с двухсторонним питанием. Расчетные схемы представлена на рисунке 4.3 и 4.4.

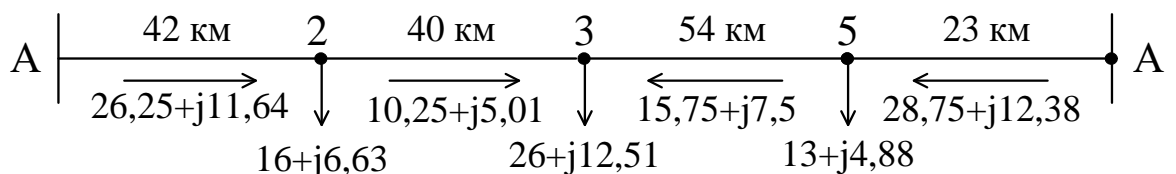


Рисунок 4.3 – Расчетная схема кольца А235А варианта 4

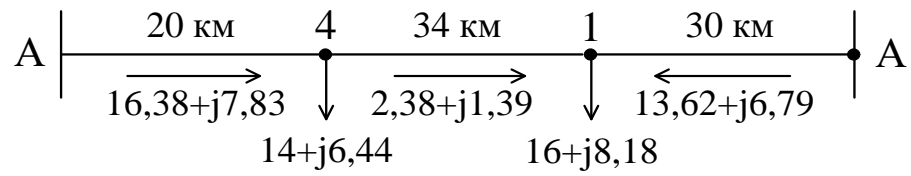


Рисунок 4.4 – Расчетная схема кольца А41А варианта 4

*Расчет потокораспределения активной мощности кольца А235А.*

Расчет потокораспределения активной мощности производим, начиная с головного участка по формуле (4.1):

*Произвести проверку выбранных сечений в задании 7 в нормальном режиме: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения. Район проектирования сети Северный Кавказ.*

Решение:

*Проверка условия длительно допустимого нагрева*

*Магистральный участок*

Проверка сечений провода для линий магистрального участка 1456 произведена в задание 8.

*Кольцо 1231*

Допустимый ток по нагреву с учетом поправки на температуру воздуха для участка 12:

$$I_{\text{доп}12} = 610 \cdot 1,05 = 640,5 \text{ А.}$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка выбранных сечений по условию длительно допустимого нагрева в нормальном режиме

	Магистраль 1456			Кольцо 1231		
Участок	14	45	56	12	13	23
$F_{\text{эк}}, \text{мм}^2$	240	185	150	240	240	240
$I_{\text{нб}}, \text{А}$	232,49	168,77	119,59	259,6	178,45	49,49
$I_{\text{доп}}, \text{А}$	640,5	535,5	472,5	640,5	640,5	640,5

*Проверка условия ограничения потерь напряжения в нормальном режиме*

Проверяем выбор сечений проводов линий с точки зрения достаточного регулировочного диапазона РПН трансформаторов.

Для участка сети 12:

Активные ( $R_{уч}$ ) и реактивные ( $X_{уч}$ ) сопротивления участка

$$R_{12} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,405 \cdot 30 = 12,15 \text{ Ом.}$$

Определим потери напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_{12} = \frac{44,45 \cdot 3,54 + 21,68 \cdot 12,15}{110} = 3,83 \text{ кВ}; \quad \Delta U_{\%12} = \frac{3,83}{110} \cdot 100\% = 3,48 \%;$$

Аналогично проводим расчеты для остальных участков, и результаты помещаем в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка выбранных сечений по допустимым потерям напряжения в нормальном режиме

	Магистраль 1456			Кольцо 1231		
Участок	14	45	56	12	13	23
$P$ , МВт	80	58	41	44,45	30,55	8,45
$Q$ , Мвар	38,06	27,78	19,88	21,68	14,93	4,18
$S$ , МВ·А	88,59	64,31	45,57	49,46	34	9,43
$L$ , км	22,5	22,5	30	30	50	23
$F$ , мм <sup>2</sup>	240	185	150	240	240	240
$R_0$ , Ом/км	0,118	0,159	0,204	0,118	0,118	0,118
$X_0$ , Ом/км	0,405	0,413	0,42	0,405	0,405	0,405
$R_{л}$ , Ом	1,33	1,78875	3,06	3,54	5,90	2,71
$X_{л}$ , Ом	4,56	4,65	6,3	12,15	20,25	9,32
$\Delta U$ , кВ	2,55	2,12	2,28	3,83	4,39	0,56
$\Delta U_{\%}$	2,32	1,93	2,07	3,48	3,99	0,51
$\Delta P$ , МВт	0,863	0,611	0,525	0,716	0,564	0,020

Максимальные потери напряжения в нормальном режиме:

*Магистральный участок*

$$\Delta U_{1456} = \Delta U_{14} + \Delta U_{45} + \Delta U_{56} = 2,55 + 2,12 + 2,28 = 6,95 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\%1456} = \Delta U_{\%14} + \Delta U_{\%45} + \Delta U_{\%56} = 2,32 + 1,93 + 2,07 = 6,32 \%.$$

*Кольцо 1231*

Точка потокраздела – 3.

$$\Delta U_{123} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 3,83 + 0,56 = 4,39 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\%123} = \Delta U_{\%12} + \Delta U_{\%23} = 3,48 + 0,51 = 3,99 \%.14$$

и

$$\Delta U_{13} = 4,39 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\%13} = 3,99 \%$$

Максимальная потеря напряжения в нормальном режиме  $6,32 < 10\%$ .

Выбранные сечения удовлетворяют условию длительно допустимого нагрева, максимальная потеря напряжения входит в пределы регулирования устройств РПН в нормальном режиме.

### Задание 10

*Произвести проверку выбранных сечений в задании 7 в послеаварийном режиме: по условию длительно допустимого нагрева; по допустимым потерям напряжения. Район проектирования сети Северный Кавказ.*

Решение:

*Проверка условия длительно допустимого нагрева*

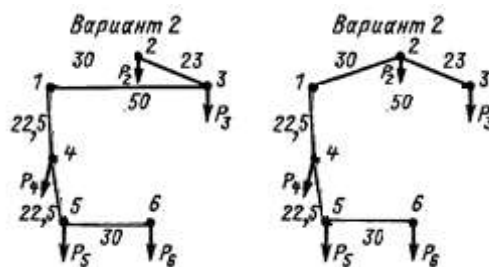
*Магистральный участок*

Проверка сечений провода для линий магистрального участка 1456 произведена в задании 8.

### Кольцо 1231

В кольцевой схеме наиболее тяжелая авария это отключение головного участка. Поэтому рассмотрим отключение линий 12 и 13

При этом кольцевая сеть превращается в магистральную линию с питанием с одной стороны рисунок 4.1.



а) б)

Рисунок 4.1 – Схема сети в послеаварийном режиме

1) Авария на участке 12

Потоки мощности по участкам сети:

$$P_{23} = P_2 = 36 \text{ МВт},$$

$$Q_{23} = Q_2 = 17,5 \text{ Мвар},$$

$$S_{23} = 40,03 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

$$P_{13} = P_{23} + P_3 = 36+39=75 \text{ МВт},$$

$$Q_{13} = Q_{23} + Q_3 = 17,5+19,11=36,61 \text{ Мвар},$$

$$S_{13} = 40,03+43,43=83,46 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Наибольшие послеаварийные токи:

$$I_{\text{нб ав } 23} = 40,03 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 210,1 \text{ А}.$$

$$I_{\text{нб ав } 13} = 83,46 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 438,05 \text{ А}.$$

Потери напряжения:

$$\Delta U_{\text{ав } 23} = (36 \cdot 2,71 + 17,5 \cdot 9,32) / 110 = 2,37 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\text{ав } 13} = (75 \cdot 5,9 + 36,61 \cdot 20,25) / 110 = 10,76 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{\text{ав}\% 23} = (2,37 / 110) \cdot 100\% = 2,15 \%,$$

$$\Delta U_{\text{ав}\% 13} = (10,76 / 110) \cdot 100\% = 9,78 \%.$$

1) Авария на участке 13

Потоки мощности по участкам сети:

$$P_{23} = P_3 = 39 \text{ МВт},$$

$$Q_{23} = Q_3 = 19,11 \text{ Мвар},$$

$$S_{23} = 43,43 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

$$P_{12} = P_{23} + P_2 = 39+36=75 \text{ МВт},$$

$$Q_{12} = Q_{23} + Q_2 = 19,11 + 17,5 = 36,61 \text{ Мвар},$$

$$S_{12} = 43,43 + 40,03 = 83,46 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Наибольшие послеаварийные токи:

$$I_{\text{нб ав } 23} = 43,43 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 227,95 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб ав } 12} = 43,43 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 227,95 \text{ А}.$$

Потери напряжения:

$$\Delta U_{\text{ав } 23} = (39 \cdot 2,71 + 19,11 \cdot 9,32) / 110 = 2,58 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\text{ав } 12} = (75 \cdot 3,54 + 36,61 \cdot 12,15) / 110 = 6,46 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{\text{ав \% } 23} = (2,58 / 110) \cdot 100\% = 2,35 \%,$$

$$\Delta U_{\text{ав \% } 12} = (6,46 / 110) \cdot 100\% = 5,87 \%.$$

Результаты расчета проведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка выбранных сечений по допустимым потерям напряжения в послеаварийном режиме

Участок	Магистраль 1456			Кольцо 1231 авария 12		Кольцо 1231 авария 13	
	14	45	56	23	13	23	12
$P$ , МВт	80	58	41	36	75	39	75
$Q$ , Мвар	38,06	27,78	19,88	17,50	36,61	19,11	36,61
$S$ , МВ·А	88,59	64,31	45,57	40,03	83,46	43,43	83,46
$\Delta U_{\text{ав}}$ , кВ	5,10	4,24	4,56	2,37	10,76	2,58	6,46
$\Delta U_{\text{ав \%}}$	4,64	3,86	4,14	2,15	9,78	2,35	5,87
$I_{\text{нб ав}}$ , А	464,98	337,54	239,18	210,1	438,05	227,95	438,05
$I_{\text{доп}}$ , А	640,5	535,5	472,5	640,5	640,5	640,5	640,5

Максимальные потери напряжения в послеаварийном режиме:

Кольцо 1231  $\Delta U_{\%132} = 11,93 \%$ .

Магистраль 1456  $\Delta U_{\%1456} = 12,64 \%$ .

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме  $12,64 < 20 \%$ , т.е. входит в пределы регулирования устройств РПН.

Выбранные сечения удовлетворяют условию длительно допустимого нагрева, максимальная потеря напряжения входит в пределы регулирования устройств РПН в нормальном режиме.

#### *Вопросы к заданиям 6-9*

1. От каких факторов зависит расчетная токовая нагрузка?
2. В чем существо метода экономической плотности тока для определения сечений проводов?
3. Каковы условия проверки выбранных проводов?
4. Чем обусловлена допустимая температура для кабелей и проводов?
5. Какие режимы работы проводов должны проверяться по допустимому току?

### **Тема 5**

*Выбор номинальной мощности и числа трансформаторов на подстанции.*

#### **Теоретическая часть**

При отсутствии подробной информации о графиках нагрузки проектируемых подстанций, в соответствии с существующей практикой проектирования, допускается упрощенный выбор мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки трансформаторов в послеаварийных режимах:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{нб}}{k_{ав} (n_m - 1)}, \quad (5.1)$$

где  $S_{нб}$  – наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции с учетом мощности установленных конденсаторных батарей по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности (1.5) и условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети



(3.6);  $n_m$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;  $k_{ав}$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы.

В соответствии с ГОСТом 14209-97 в послеаварийном режиме допускается перегрузка двухобмоточных трансформаторов на 40 % номинальной мощности, т.е.  $k_{ав} = 1,4$ . В соответствии с ТУ № 3411-001- 498-90-270-2005 в послеаварийном режиме допускается перегрузка автотрансформаторов на 20% номинальной мощности, т.е.  $k_{ав} = 1,2$ . Такие перегрузки допускаются на время максимума нагрузки продолжительностью не более 4 часов в сутки на протяжении 5 суток при условии, что коэффициент загрузки трансформатора в режиме, предшествующем послеаварийному, составлял не более 0,8 (0,7 для автотрансформатора).

Основные каталожные и расчетные данные трансформаторов приведены в таблицах П.8-П.10.

### *Задание 11*

*Выбрать силовые трансформаторы для проектируемой сети. В состав потребителей всех подстанций входят потребители I категория.*

Решение:

При наличии на подстанциях потребителей I категории выбираем двухтрансформаторные подстанции.

Для вариантов 1 и 2 наибольшая нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции мы берем из таблице 1.2 (расчетные нагрузки подстанций с учетом компенсации реактивной мощности по условию не превышения предельных значений коэффициента реактивной мощности по условию (1.5)), т.к. по условию выполнения баланса реактивной мощности в проектируемой сети (3.6) не было необходимо устанавливать дополнительные компенсирующие устройства ни для одного из вариантов.

Наибольшая нагрузка на шинах НН подстанции с учетом установленных компенсирующих устройств составит:

$$S_2 = 36 + j14,4 = 38,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_3 = 39 + j15,75 = 42,06 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_4 = 22 + j8,4 = 23,55 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_5 = 17 + j6,45 = 18,18 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_6 = 41 + j16,35 = 44,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим требуемые мощности трансформаторов из условия допустимой перегрузки двухобмоточных трансформаторов в послеаварийных режимах на 40% номинальной мощности по выражению (5.1):

$$S_{mp2} = 38,77/1,4 = 34,01 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{mp3} = 42,06/1,4 = 36,89 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{mp4} = 23,55/1,4 = 20,66 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad S_{mp5} = 18,18/1,4 = 15,95 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{mp6} = 44,14/1,4 = 38,72 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Технические данные всех трансформаторов сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Результат выбора трансформаторов

№ п/с т	Тип трансформатора	$S_{ном}$ МВ·А	пределы регулирования	Каталожные данные						расчетные данные		
				$U_{ном}$ , кВ		$\Delta U_k$	$\Delta P_k$ ,	$\Delta P_{XX}$	$I_X$ ,	$r_t$ ,	$x_t$	$\Delta Q_X$
				ВН	НН	%	кВт	кВт	%	ом	ом	Квар
2	ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
3	ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
4	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
5	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
6	ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

### Вопросы к заданию 10

1. Чем определяется выбор числа трансформаторов на подстанции?
2. Что такое перегрузочная способность трансформаторов?
3. От каких параметров работы трансформатора зависит его перегрузочная

способность?

## Список используемой литературы

1. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 964 с.

2. Предельные значения коэффициента реактивной мощности // Приказ Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации от 22.02.2007 № 49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)».

3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

4. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012.

5. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.124-2012). Утверждён приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.2012 № 385.

6. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд.

## Приложение 1

## Справочные данные для решения заданий

Таблица П.1 – Технические характеристики конденсаторных установок УКЛ

Наименование	Мощность, Квар	Шаги регулировки, квар		Габариты** ДхВхГ, мм	Ток, А (при U=6.3 кВ)	Ток, А (при U=10.5 кВ)	Масса, кг
		Фикс.	Рег.				
УКРМ-6,3 (10,5)-150-50 (100р+50р)	150	1х100	1х50	2394 х 1800 х 770	13,75	8,25	480
УКРМ-6,3 (10,5)-300-150 (150ф+150р)	300	1х150	1х150	2394 х 1800 х 770	27,49	16,50	530
УКРМ-6,3 (10,5)-450-150 (300ф+150р)	450	1х300	1х150	2394 х 1800 х 770	41,24	24,74	550
УКРМ-6,3 (10,5)-600-300 (300ф+300р)	600	1х300	1х300	2394 х 1800 х 770	54,99	32,99	600
УКРМ-10,5 (6,3)-900-450 (450ф+450р)	900	1х450	1х450	2394 х 1800 х 770	82,48	49,49	600
УКРМ-6,3 (10,5)-1350-450 (450ф+2х450р)	1350	1х450	2х450	3344 х 1800 х 770	123,72	74,23	910
УКРМ-6,3 (10,5)-2250-450 (3х450ф+2х450р)	2250	3х450	2х450	4294 х 1800 х 770	206,20	123,72	1375
УКРМ-6,3 (10,5)-3150-450 (3х450ф+4х450р)	3150	3х450	4х450	6194 х 1800 х 770	288,68	173,21	1850
УКРМ-6,3 (10,5)-4050-450 (2х450ф+7х450р)	4050	2х450	7х450	8444 х 1800 х 770	371,15	222,69	2650
УКРМ-6,3 (10,5)-5400-450 (3х450ф+9х450р)	5400	3х450	9х450	10944 х 1800 х 770	494,87	296,92	2950
УКРМ-6,3 (10,5)-6000-600 (4х600ф+6х600р)	6000	4х600	6х600	8444 х 1800 х 770	549,86	329,91	3000
УКРМ-6,3 (10,5)-7200-450 (8х450ф+8х450р)	7200	8х450	8х450	12244 х 1800 х 770	659,83	395,90	4125

Таблица П.2 Нормированные значения плотности тока для ВЛ

Проводники	Плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки, T <sub>max</sub> , ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,0	1,7	1,4
алюминиевые	1,0	0,9	0,8

Таблица П.3 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
1	Архангельск (Сев.-Запад)	-12,5	0,8	15,6	II	I
2	Астрахань (Центр)	-6,8	9,4	25,3	III	II
3	Барнаул (Сибирь)	-17,7	1,1	19,7	III	III
4	Белгород (Центр)	-7,6	6,3	20,2	II	II-III
5	Благовещенск (Восток)	-24,3	0	21,4	III	II
6	Брянск (Центр)	-8,5	4,9	18,4	I	I
7	Владивосток (Восток)	-14,4	4	17,5	IV	IV
8	Владимир (Центр)	-11,4	3,4	15,8	I	I
9	Волгоград (Центр)	-9,2	7,6	24,2	III	III
10	Вологда (Центр)	-11,8	2,2	16,9	I	I
11	Воронеж (Центр)	-9,3	5,4	19,9	II	II
12	Грозный (Сев. Кавказ)	-3,6	10,1	23,8	IV	III-IV
13	Екатеринбург (Урал)	-15,3	1,2	17,4	II	II
14	Иваново (Центр)	-11,8	2,7	17,4	I	I
15	Ижевск (Урал)	-14,2	2,1	18,7	I	II
16	Иркутск (Сибирь)	-20,9	-1,1	17,6	III	I
17	Казань (Средн. Волга)	-13,5	2,8	19	II	II
18	Калининград	-3,4	6,8	17,4	II-III	II
19	Кемерово (Сибирь)	-19,2	-0,4	18,4	III	II
20	Киров (Сев.-Запад)	-14,2	1,5	17,8	I	II
21	Комсомольск-на-Амуре (Восток)	-25,6	-0,7	19,9	III	III
22	Кострома (Центр)	-11,8	2,7	17,6	I	I
23	Краснодар (Сев. Кавказ)	-1,8	10,8	23,2	IV	IV
24	Красноярск (Сибирь)	-17,1	0,5	18,7	III	I
25	Курган (Урал)	-18,5	0,8	18,8	II	II
26	Курск (Центр)	-8,6	5,4	19,3	II	II-III
27	Кызыл (Тыва) / (Сибирь)	-33,7	-4,5	19,6	I	I
28	Липецк (Центр)	-10,3	5,1	20,2	II	II
29	Магадан (Восток)	-21	-4,7	12,6	V	V
30	Махачкала (Сев. Кавказ)	-0,4	11,8	24,7	V	II-III
31	Москва (Центр)	-10,2	3,8	18,1	I	I
32	Мурманск (Сев.-Запад)	-10	0	12,4	IV	II
33	Нальчик (Сев. Кавказ)	-4,8	8,8	21,8	IV	V
34	Нижегород (Центр)	-12	3,1	18,1	I	I
35	Новороссийск (Сев. Кавказ)	2,6	12,7	23,6	V	V
36	Новосибирск (Сибирь)	-19	-0,1	18,7	III	II
37	Омск (Сибирь)	-19,2	0	18,3	II	I-II

Продолжение таблица П.3 – Справочные данные по температурам, ветровым и гололедным районам

№ п/п	Город РФ (регион)	Температура, °С			Ветров. район	Гололед. район
		Средн. январь	Средн. годовая	Средн. июль		
38	Оренбург (Урал)	-14,8	3,9	21,9	III	III
39	Орджоникидзе (Сев. Кавказ)	-5	7,9	19,7	V	IV
40	Орел (Центр)	-9,2	4,6	18,8	II	II-III
41	Пенза (Средн. Волга)	-12,1	3,9	19,8	II	II-III
42	Пермь (Урал)	-15,1	1,5	18,1	II	II
43	Петрозаводск (Сев.-Запад)	-10,6	2,2	15,9	II	II
44	Петропавловск-Камчатский (Восток)	-8,4	1,9	12,6	I	IV
45	Ростов-на-Дону (Сев. Кавказ)	-5,7	8,7	22,9	III	III
46	Рязань (Центр)	-11,1	3,9	18,8	I	II
47	Самара (Сред. Волга)	-13,8	3,8	20,7	III	III
48	Санкт-Петербург (Сев.-Запад)	-7,7	4,3	17,8	II	I
49	Саранск (Средн. Волга)	-12,1	3,7	19,3	II	II
50	Саратов (Средн. Волга)	-11,9	5,3	22,1	III	III
51	Смоленск (Центр)	-8,6	4,4	17,6	I	II-III
52	Сочи (Сев. Кавказ)	5,8	14,1	22,8	IV	IV
53	Ставрополь (Сев. Кавказ)	-3,7	9,1	21,9	IV	III-IV
54	Сыктывкар (Сев.-Запад)	-15,1	0,4	16,6	I	I
55	Тамбов (Центр)	-10,8	4,8	20,2	II	II-III
56	Тверь (Центр)	-10,4	3,3	17,2	I	I-II
57	Томск (Сибирь)	-19,2	-0,6	18,1	III	I
58	Тула (Центр)	-10,1	4,2	18,4	I	III
59	Тюмень (Урал)	-16,6	1,3	18,6	II	II
60	Улан-Удэ (Бурятия) / (Сибирь)	-25,4	-1,7	19,4	III	III
61	Ульяновск (Средн. Волга)	-13,8	3,2	19,6	II	II-III
62	Уфа (Урал)	-14,6	2,5	19	II	II-III
63	Хабаровск (Восток)	-22,3	1,4	21,1	III	II
64	Чебоксары (Средн. Волга)	-13	2,9	18,6	II	II
65	Челябинск (Урал)	-16,4	1,5	18,1	II	II-III
66	Чита (Сибирь)	-27,7	-3,1	18,8	II	II
67	Элиста (Калмык.) / (Сев. Кавказ)	-6,7	8,6	24,2	III	V
68	Южно-Сахалинск (Восток)	-13,8	2,1	15,5	14	II
69	Якутск (Восток)	-43,2	-10,3	18,7	II	I
70	Ярославль (Центр)	-11,6	2,7	17,2	I	I

Таблица П.4 – Допустимые длительные токи и мощности для неизолированных проводов марок АС, АСК (допустимая температура нагрева +70 °С при температуре воздуха +25 °С)

Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	Ток, А		Мощность, МВт, вне помещений при напряжении, кВ					
	вне помещений	внутри помещений	500	330	220	150	110	35
35/6,2	175	135	–	–	–	–	–	10
50/8	210	165	–	–	–	–	–	12
70/11	265	210	–	–	–	–	47,6	15,2
95/16	330	260	–	–	–	–	59,3	18,9
120/19	390	313	–	–	–	93,6	68,7	21,8
150/24	450	365	–	–	–	110,3	80,9	25,7
185/29	510	425	–	–	–	126,2	92,6	29,5
240/39	610	505	–	328	218	149	109,2	–
300/48	690	585	566	374	249	–	–	–
330/27	730	–	596	–	–	–	–	–
400/18	830	713	685	452	301	–	–	–
400/51	825	705						
400/69	860	–						
500/26	960	830	778	513	342	–	–	–
500/64	945	815	778	513	342	–	–	–

Примечание.

Допустимая длительная мощность рассчитана при  $U = 1,05 U_{\text{ном}}$  и  $\cos \varphi = 0,9$ .

Таблица П.5 – Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

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



Таблица П.6 – Расчетные данные ВЛ 35–150 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий/сталь)	$r_o$ , Ом/км при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		$x_o$ , Ом/км	$b_o$ , см/км 10 <sup>-6</sup>	$x_o$ , Ом/км	$b_o$ , см/км 10 <sup>-6</sup>	$x_o$ , Ом/км
70/11	0,422	—	—	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	—	—	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	—
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	—

Таблица П.7 – Расчетные данные ВЛ 220 кВ со сталеалюминиевыми проводами

Номинальное сечение, мм (алюминий/сталь)	Число проводов в фазе, шт.	$r_o$ , Ом/км при 20 °С	220 кВ	
			$x_o$ , Ом/км	$b_o$ 10 <sup>-6</sup> , см/км
240/32	1	0,1180	0,435	2,604
	2	0,0590	—	—
240/56	5	0,0240	—	—
300/39	1	0,0960	0,429	2,645
	2	0,0480	—	—
300/48	8	0,0123	—	—
300/66	3	0,0330	—	—
	5	0,0200	—	—
330/43	3	0,0290	—	—
	8	0,0109	—	—
400/51	1	0,0730	0,42	2,701
	2	0,0365	—	—
	3	0,0243	—	—
	5	0,0146	—	—
400/64	4	0,0187	—	—
500/64	1	0,0590	0,413	2,740
	2	0,0295	—	—
	3	0,0197	—	—
	4	0,0148	—	—

Таблица П.8 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	$S_{ном}$ , МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные				Расчетные данные				
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_k$ , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{k\gamma}$ , кВт	$I_{k\gamma}$ , %	$R_p$ , Ом	$X_p$ , Ом	$\Delta Q_{k\gamma}$ , квар
			ВН	НН							
ТМН (ТМ)-1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	8,6	49,8	22,1
ТМН (ТМ)-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	12,4	49,2	17,6
ТМН (ТМ)-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН (ТМ)-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН (ТМ)-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3\%$	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

Таблица П.9 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	$S_{ном}$ , МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные				Расчетные данные				
			$U_{ном}$ , кВ		$u_k$ , %	$\Delta P_{k\gamma}$ , кВт	$\Delta P_{k\gamma}$ , кВт	$I_{k\gamma}$ , %	$R_p$ , Ом	$X_p$ , Ом	$\Delta Q_{k\gamma}$ , квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,5\%$	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,3; 10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,3; 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,3; 10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	6,3; 10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480

Таблица П.10 – Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Регулирование напряжения	Каталожные данные				Расчетные данные					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_{к},$ %	$\Delta P_{к},$ кВт	$\Delta P_{х},$ кВт	$I_{х},$ %	$R_{т},$ Ом	$X_{т},$ Ом	$\Delta Q_{х},$ квар	
			ВН	НН								
ТРДН-32000/220	32	РПН в нейтрале ВН $\pm 12\%$ , $\pm 12$ ступеней	230	6,6	11,5	150	45	0,65	7,7	190,5	208	
ТРДНС-40000/220	40		230	6,3; 11	11,5	170	50	0,9	5,6	152,4	360	
ТРДНС-63000/220	63		230	6,3	11,5	300	82	0,8	3,9	96,7	504	
ТДЦ-80000/220	80	ПБВ на стороне ВН $\pm 2 \times 2,5\%$	242	6,3; 10,5	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480	

