

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

ВЯТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Электротехнический факультет

Кафедра электроэнергетических систем

ДОПУСКАЮ К ЗАЩИТЕ

(подпись)

(Ф.И.О.)

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Пояснительная записка

Курсовой проект по дисциплине
«Электроэнергетические системы и сети»

ТПЖА.565722.880 ПЗ

Разработал студент
группы ЭиЭб-3803-03-20

(подпись)

Нестеров А.В.

(ФИО)

(дата)

Руководитель

(подпись)

Глазырин М.А.

(ФИО)

(дата)

Проект защищен с оценкой

(оценка)

(дата)

Члены комиссии

(подпись)

(ФИО)

(подпись)

(ФИО)

Киров, 2019

Реферат

Нестеров А.В. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.
ТПЖА.565722.880 ПЗ: Курс. проект / ВятГУ, каф. ЭЭС; рук. Глазырин
М.А. - Киров, 2019. Гр. ч. 1 л. ф. А1; ПЗ 36 с., 8 рис., 22 табл.,
5 источников, 1 приложение.

СЕТЕВОЙ РАЙОН, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТРАНСФОР-
МАТОР, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Объект исследования – районная электрическая сеть 110 кВ с подстанциями.

Цель курсового проекта – выбор номинального напряжения линий, компенсация реак-
тивной мощности, выбор оборудования, анализ технических показателей.

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование	Кол-во листов	№ экз.	Прим.
1			<u>Документация общая</u>			
2						
3			<i>Вновь разработанная</i>			
4						
5	A4	ТПЖА.565722.880 ПЗ	Пояснительная записка	36		
6	A1	ТПЖА.565722.880 Э4	Схема электрических			
7			соединений сети	1		
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
			ТПЖА.565722.880 ДКП			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<div>ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</div> <div>Лит. П</div> <div>Лист 1</div> <div>Листов 1</div> <div>Кафедра ЭЭС</div> <div>Группа ЭиЭБ-3803-03-20</div>	
Разраб.		Нестеров А.В.				
Пров.		Глазырин М.А.				
Т. контр.						
Н. контр.						
Утв.						

Содержание

Введение	3
1 Выбор номинального напряжения линий	4
2 Расчет компенсации реактивной мощности	7
3 Выбор номинальных параметров линий и трансформаторов	9
3.1 Выбор сечений проводов и проверка их по нагреву	9
3.2 Проверка по допустимой потере напряжения	12
3.3 Выбор марки и мощности трансформаторов	14
3.4 Разработка схемы электрических соединений	15
4 Расчёт параметров схемы замещения сети и основных режимов её работы	17
4.1 Расчет режима максимальных нагрузок	19
4.2 Расчет послеаварийных режимов	24
5 Регулирование напряжения на понижающих подстанциях	27
6 Анализ основных технико-экономических показателей спроектированной сети	30
Заключение	35
Приложение А (справочное). Библиографический список	36

					ТПЖА.565722.880 ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Нестеров А.В.			ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ			
Пров.		Глазырин М.А.						
Т. контр.								
Н. контр.								
Утв.								
						Лит.	Лист	Листов
						П	2	36
						Кафедра ЭЭС Группа ЭиЭД-3803-03-20		

Введение

Целью курсового проекта является проектирование и определение параметров электрической сети, заданной конфигурации, которая необходима для электроснабжения шести пунктов потребления электроэнергии. Для электрической сети производится выбор напряжения и номинальных параметров линий электропередачи, выбор марки и мощности трансформаторов. Для снижения потерь мощности и напряжения в сети, на подстанциях производится расчет компенсации реактивной мощности и выбор компенсирующих устройств.

Для проектируемой сети составляется схема замещения по данным выбранного оборудования и производится расчет перетоков мощностей и напряжений в узлах. Для обеспечения нормативных отклонений напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций проектируемой сети, выполняется его регулирование. В качестве средств регулирования при выполнении курсового проекта принимаются трансформаторы с регулированием рабочих ответвлений под нагрузкой (РПН). В некоторых случаях может потребоваться выбор дополнительных средств.

Для окончательного анализа спроектированной сети, определяются основные технические показатели.

						Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Выбор номинального напряжения линий

Исходные данные о потребителях электроэнергии, указанные в задании, приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Данные о потребителях электроэнергии

Номер подстанции	1	2	3	4	5	6
Активная мощность Р, МВт	19	27	24	8	12	15
Коэффициент мощности, cosφ	0,87	0,85	0,82	0,87	0,82	0,84
Количество трансформаторов	2	2	2	1	2	2

Взаимное географическое расположение пунктов потребления электроэнергии, узловой подстанции "А" с указанием конструктивного исполнения линий электропередачи (2 - двухцепная, 1+1 – две одноцепных, 1 – одноцепная), мощностей пунктов потребления, а также конфигурации сети приведены на рисунке 1.1 (в соответствии с заданием на курсовой проект).

Длины линий электропередачи, определенные с учётом неровности трасы (5 %) и масштаба, указанного в задании на курсовой проект, также представлены на рисунке 1.

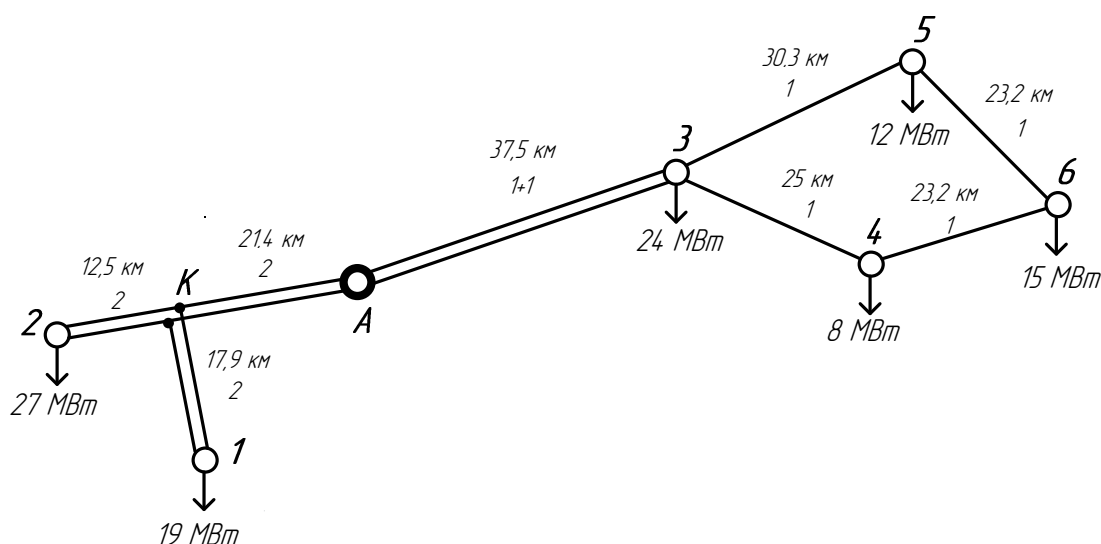


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Для выбора номинального напряжения участков сети необходимо провести предварительные расчеты перетоков активной мощности по ним.

Активные мощности, протекающие по линиям электропередачи, МВт

$$\begin{aligned}
 P_{K-1} &= P_1, \\
 P_{K-2} &= P_2, \\
 P_{A-K} &= P_1 + P_2, \\
 P_{A-3} &= P_3 + P_4 + P_5 + P_6, \\
 P_{3-5} &= \frac{P_5 \cdot (\ell_{5-6} + \ell_{4-6} + \ell_{3-4}) + P_6 \cdot (\ell_{4-6} + \ell_{3-4}) + P_4 \cdot \ell_{3-4}}{\ell_{3-5} + \ell_{5-6} + \ell_{4-6} + \ell_{3-4}}, \\
 P_{3-4} &= \frac{P_4 \cdot (\ell_{4-6} + \ell_{5-6} + \ell_{3-5}) + P_6 \cdot (\ell_{5-6} + \ell_{3-5}) + P_5 \cdot \ell_{3-5}}{\ell_{3-5} + \ell_{5-6} + \ell_{4-6} + \ell_{3-4}}, \\
 P_{5-6} &= P_{3-5} - P_5,
 \end{aligned}$$

$$P_{4-6} = P_{3-4} - P_4,$$

$$P_{K-1}=19,$$

$$P_{K-2}=27,$$

$$P_{A-K}=19+27=46,$$

$$P_{A-3}=24+8+12+15=59,$$

$$P_{3-5} = \frac{12 \cdot (23,2+23,2+25) + 15 \cdot (23,2+25) + 8 \cdot 25}{30,3+23,2+23,2+25} = 17,500,$$

$$P_{3-4} = \frac{8 \cdot (23,2+23,2+30,3) + 15 \cdot (23,2+30,3) + 12 \cdot 30,3}{30,3+23,2+23,2+25} = 17,500,$$

$$P_{5-6}=17,500-12=5,500,$$

$$P_{4-6}=17,500-8=9,500.$$

Проверка:

$$\begin{aligned} P_5 + P_4 + P_6 &= P_{3-5} + P_{3-4}, \\ 12 + 8 + 15 &= 17,500 + 17,500, \\ 35 &= 35. \end{aligned}$$

Распределение активных мощностей по сети представлено на рисунке 2.

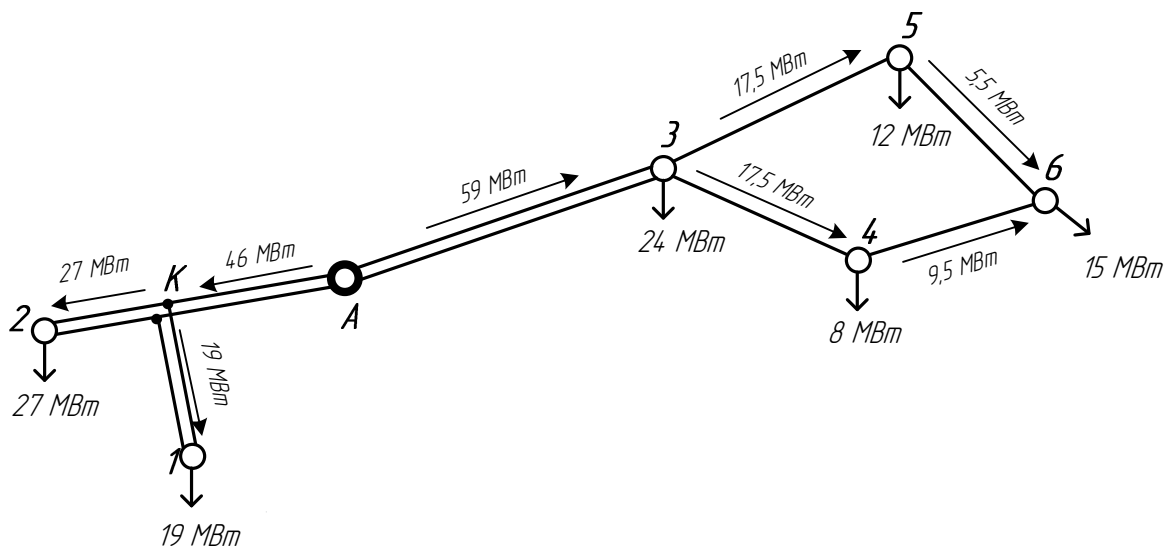


Рисунок 2 – Распределение активных мощностей по сети

Для предварительной оценки номинального напряжения воспользуемся эмпирическими формулами [1].

Напряжение для двухцепной линии, кВ

$$U_{i-j} = 16 \cdot \sqrt[4]{I_{i-j} \cdot P_{i-j}},$$

$$U_{A-K} = 16 \cdot \sqrt[4]{21,4 \cdot 46} = 89,622.$$

						Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для линии А-К принимается номинальное напряжение 110 кВ.

Напряжение для одноцепной линии, кВ

$$U_{i-j} = 4,34 \cdot \sqrt{l_{i-j} + 16 \cdot P_{i-j}},$$

$$U_{A-3} = 4,34 \cdot \sqrt{37,5 + 16 \cdot \frac{59}{2}} = 97,963.$$

Для линии А-3 принимается номинальное напряжение 110 кВ.

Результаты расчета напряжений для остальных линий представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты расчета напряжений линий

ЛЭП	<i>n</i>	<i>L</i> , км	<i>P</i> , МВт	<i>U</i> _{расч} , кВ	<i>U</i> _{ном} , кВ
А-К	2	21,4	46	89,622	110
А-3	1+1	37,5	59	97,963	110
К-1	2	17,9	19	68,710	110
К-2	2	12,5	27	68,579	110
3-5	1	30,3	17,500	76,451	110
3-4	1	25	17,500	75,795	110
5-6	1	23,2	5,500	45,766	110
4-6	1	23,2	9,500	57,446	110

2 Расчет компенсации реактивной мощности

Расчет компенсации реактивной мощности производится в соответствии с [1]. Определяется предельное значение реактивной мощности Q_{Π} потребляемой в узлах нагрузки.

Предельное значение реактивной мощности, Мвар,

$$Q_{\Pi} = \operatorname{tg} \varphi_{\Pi} \cdot P_{\max},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\Pi}$ – нормативное значение равное 0,4 [2],

P_{\max} – наибольшая зимняя нагрузка потребителей подстанции, МВт.

Для снижения потребления реактивной мощности в каждом пункте потребления со стороны низшего напряжения необходимо установить конденсаторные батареи мощностью, Мвар,

$$Q_K = Q_{\max} - Q_{\Pi},$$
$$Q_{\max, i} = P_{\max, i} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_i).$$

Для подстанции 1:

$$Q_{\Pi 1} = 19 \cdot 0,4 = 7,6 \text{ Мвар},$$

$$Q_{\max, 1} = 19 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,87) = 10,768 \text{ Мвар},$$

$$Q_K = 10,768 - 7,6 = 3,168 \text{ Мвар}.$$

Устанавливаем компенсирующие установки 2×УКЛ(П) 57-10,5-1350У3 и 2×УКЛ(П) 57-10,5-300У3 суммарной мощностью $Q_{KH} = 3,3$ Мвар. В результате выбора типа и мощности компенсирующих устройств определяются расчётные нагрузки в пунктах потребления, которые используются для всех последующих расчётов при проектировании сети.

Мощность расчётных нагрузок, МВ·А,

$$S_{\max i} = P_{\max i} + j(Q_{\max i} - Q_{KH i}),$$

$$S_{\max 1} = 19 + j(10,768 - 3,3) = 19 + j7,468.$$

Для остальных пунктов расчёт выполняется аналогично, и результаты расчетов приводятся в таблице 2.1.

						Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Результаты расчёта компенсации реактивной мощности

Параметр	Подстанция					
	1	2	3	4	5	6
P_{max} , МВт	19	27	24	8	12	15
$tg\varphi$	0,567	0,62	0,698	0,567	0,698	0,646
Q_{max} , Мвар	10,768	16,733	16,752	4,534	8,376	9,689
$tg\varphi_{II}$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Q_{II} , Мвар	7,6	10,8	9,6	3,2	4,8	6
Q_K	3,168	5,933	7,152	1,334	3,576	3,689
Количество и тип ККУ, установленных на подстанции	2хУКЛ(П) 57-10,5-1350У3 2хУКЛ(П) 57-10,5-300У3	2хУКЛ(П) 57-10,5-2700У3 2хУКЛ(П) 57-10,5-300У3	2хУКЛ(П) 57-10,5-3150У3 2хУКЛ(П) 57-10,5-450У3	1хУКЛ(П) 57-10,5-1350У3	2хУКЛ(П) 57-10,5-1800У3	2хУКЛ(П) 57-10,5-1800У3 2хУКЛ(П) 57-10,5-112,5У3
Количество секций	2	2	2	1	2	2
$Q_{K,ном}$, Мвар	3,3	6	7,2	1,35	3,6	3,825
\underline{S}_{max} , МВ·А	19+j7,468	27+j10,733	24+j9,552	8+j3,184	12+j4,776	15+j5,864
$tg\varphi_K$	0,393	0,398	0,398	0,398	0,398	0,391

В результате установки компенсирующих устройств снизилась реактивная мощность, которая будет передаваться по трансформаторам и линиям электропередачи, следовательно, снизятся потери мощности в сети.

3 Выбор номинальных параметров линий и трансформаторов

3.1 Выбор сечений проводов и проверка их по нагреву

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи осуществляется методом экономической плотности тока [3].

Расчетное сечение проводов, мм², определяется по формуле

$$F_p = \frac{I_{\max}}{j_{\text{э}}},$$

где I_{\max} – максимальный ток нормального режима, А;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², принимается равной 1,0 при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 часов в год; 1,1 А/мм² – 3001-5000 ч/год; 1,3 А/мм² – 1000-3000 ч/год [1]. В данном курсовом проекте принимается равной 1 А/мм².

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения.

Максимальный ток нормального режима, А,

$$I_{\max ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 10^3,$$

где P_{ij} и Q_{ij} – активная и реактивная мощности, протекающие по ij-ой линии сети, МВт, Мвар;

n – количество цепей линии электропередачи;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Реактивные мощности, протекающие по линиям электропередачи, Мвар,

$$\begin{aligned} Q_{K-1} &= Q_1, \\ Q_{K-2} &= Q_2, \\ Q_{A-K} &= Q_1 + Q_2, \\ Q_{A-3} &= Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \\ Q_{3-5} &= \frac{Q_5 \cdot (\ell_{5-6} + \ell_{4-6} + \ell_{3-4}) + Q_6 \cdot (\ell_{4-6} + \ell_{3-4}) + Q_4 \cdot \ell_{3-4}}{\ell_{3-5} + \ell_{5-6} + \ell_{4-6} + \ell_{3-4}}, \\ Q_{3-4} &= \frac{Q_4 \cdot (\ell_{4-6} + \ell_{5-6} + \ell_{3-5}) + Q_6 \cdot (\ell_{5-6} + \ell_{3-5}) + Q_5 \cdot \ell_{3-5}}{\ell_{3-5} + \ell_{5-6} + \ell_{4-6} + \ell_{3-4}}, \\ Q_{5-6} &= Q_{3-5} - Q_5, \\ Q_{4-6} &= Q_{3-4} - Q_4, \\ Q_{K-1} &= 7,468, \\ Q_{K-2} &= 10,733, \\ Q_{A-K} &= 7,468 + 10,733 = 18,201, \\ Q_{A-3} &= 9,552 + 3,184 + 4,776 + 5,864 = 23,376, \\ Q_{3-5} &= \frac{4,776 \cdot (23,2 + 23,2 + 25) + 8,304 \cdot (23,2 + 25) + 3,184 \cdot 25}{30,3 + 23,2 + 23,2 + 25} = 6,915, \end{aligned}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

$$Q_{3-4} = \frac{3,184 \cdot (23,2 + 23,2 + 30,3) + 5,864 \cdot (23,2 + 30,3) + 4,776 \cdot 30,3}{30,3 + 23,2 + 11,6 + 25} = 6,909,$$

$$Q_{5-6} = 6,915 - 4,776 = 2,139,$$

$$Q_{4-6} = 6,909 - 3,184 = 3,725.$$

Проверка:

$$Q_5 + Q_4 + Q_6 = Q_{3-5} + Q_{3-4},$$

$$4,776 + 3,184 + 5,864 = 6,915 + 6,909,$$

$$13,82 = 13,824.$$

Распределение мощностей по сети представлено на рисунке 3.

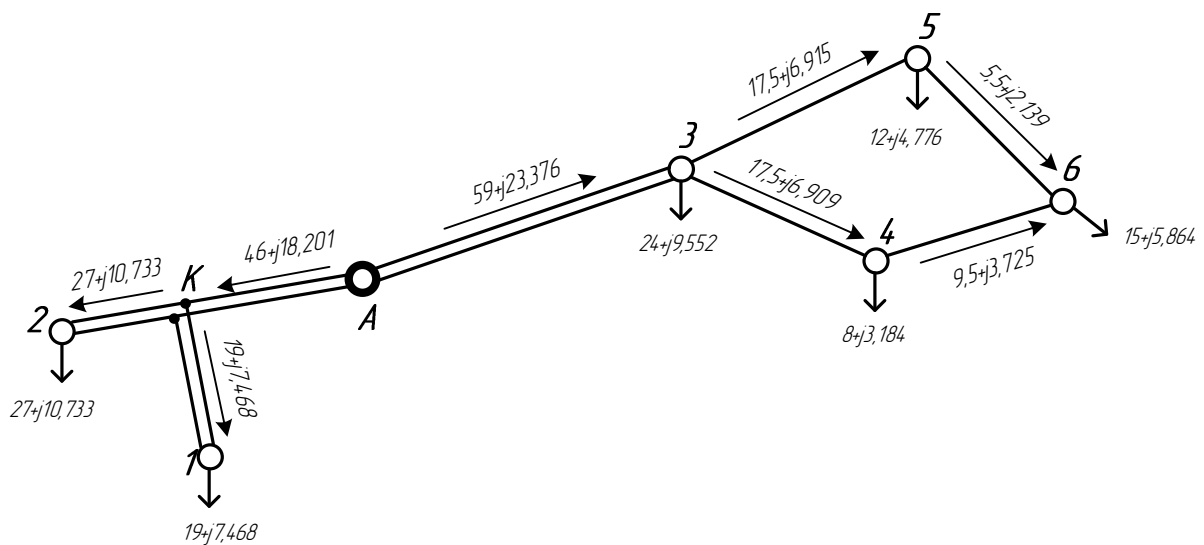


Рисунок 3 – Распределение мощностей по сети

Расчетные значения указанных выше параметров для линии А-3 составят:

$$I_{maxA-3} = \frac{(59^2 + 23,376^2)^{0,5}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 166,545,$$

$$F_{pA-3} = \frac{166,545}{1} = 166,545.$$

Выбирается провод марки АС-150 с параметрами $r_0 = 0,85$ Ом/км, $x_0 = 0,42$ Ом/км, $I_{дон} = 4454$ А. Все дальнейшие расчёты сводятся в таблицу 3.1.

						Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.1 – Результаты расчета по выбору сечений проводов

Линия	n	P , МВт	Q , Мвар	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	F , мм ²	Марка провода	$I_{доп}$, А	$I^{наб}$, А	Отключаемая линия
А-К	2	46	18,201	110	129,825	129,825	АС-120	380	259,650	1 цепь
А-3	1+1	59	23,376	110	166,545	166,545	АС-150	445	333,090	1 цепь
К-1	2	19	7,468	110	53,575	53,575	АС-70	265	107,151	1 цепь
К-2	2	27	10,733	110	76,250	76,250	АС-70	265	152,500	1 цепь
3-5	1	17,500	6,915	110	98,762	98,762	АС-95	330	197,512	3-4
3-4	1	17,500	6,909	110	98,750	98,750	АС-95	330	197,512	3-5
5-6	1	5,500	2,139	110	30,974	30,974	АС-70	265	129,724	3-4
									67,789	3-5
4-6	1	9,500	3,725	110	53,558	53,558	АС-70	265	152,320	3-5
									45,193	3-4

Проверка проводов по нагреву выполняется для нескольких режимов:

1. Отключение одной из цепей двухцепной линии электропередачи. Данный режим характеризуется увеличением максимального тока в два раза во второй цепи.

2. Отключение головных участков замкнутой сети. Распределение мощностей по сети в данных режимах определяется исходя из первого закона Кирхгофа [1] и представлено на рисунках 4 и 5.

Соответствующие этим режимам токи, приведены в таблице 3.1.

Сравнение токов послеаварийных режимов $I^{наб}$ для каждой линии с допустимыми по нагреву $I_{доп}$ показало, что для каждого участка сети выполняется условие $I^{наб} < I_{доп}$, следовательно, все марки проводов выдерживают нагрев длительно протекающими токами.

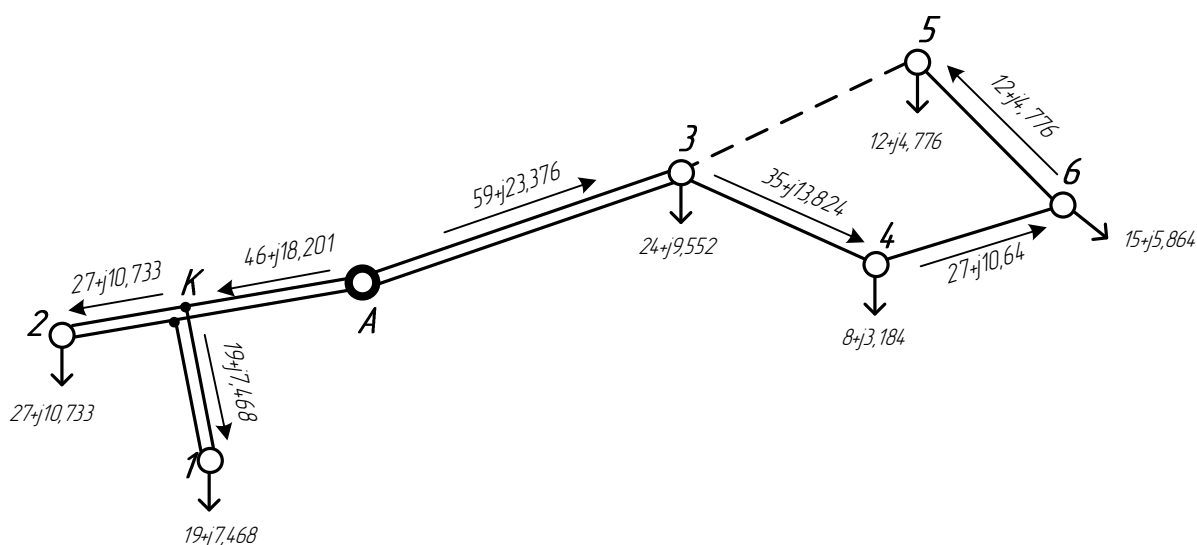


Рисунок 4 – Распределение мощностей по сети при отключении 3-5

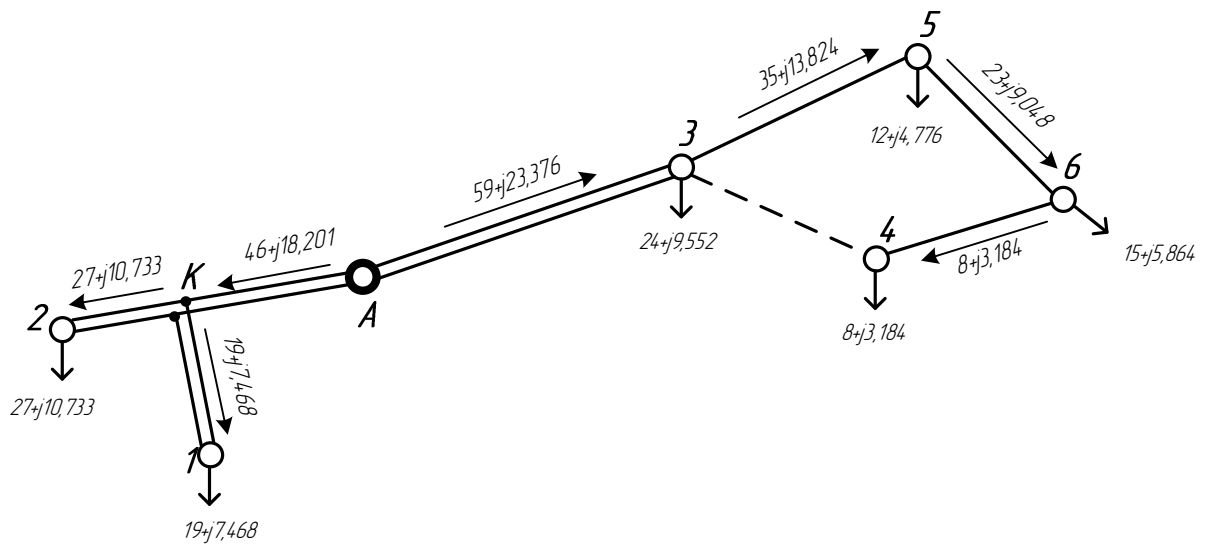


Рисунок 5 – Распределение мощностей по сети при отключении 3-4

3.2 Проверка по допустимой потере напряжения

Потери напряжения определяются по формуле [1], %

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij} \cdot r_0 + Q_{ij} \cdot x_0}{n \cdot U_{\text{ном}}^2} \cdot l_{ij} \cdot 100\%,$$

где P_{ij} и Q_{ij} – активная и реактивная мощности на i-j участке, МВт, Мвар;
 r_0, x_0 – погонные активное и индуктивное сопротивления, Ом/км, [1].

Суммарные потери напряжения до наиболее удалённого пункта в сети одного номинального напряжения в нормальном режиме не должны превышать 15 %, а при наиболее тяжёлых аварийных отключениях линий не более 20 %.

Для линии А-6 потеря напряжения в нормальном режиме составит:

$$\Delta U_{\text{к-1}} = \frac{19 \cdot 0,46 + 7,468 \cdot 0,444}{2 \cdot 110^2} \cdot 17,9 \cdot 100\% = 0,892 \, \%.$$

Результаты расчёта для остальных линий приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета потерь напряжения в линиях электропередач

Линия	n	l , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R , Ом	X , Ом	ΔU , %	$\Delta U_{нав}$, %	Откл. линия
А-К	2	21,4	0,27	0,427	2,889	4,569	1,786	3,572	1 цепь
А-3	1+1	37,5	0,21	0,42	3,938	7,875	3,441	6,882	1 цепь
К-1	2	17,9	0,46	0,444	4,117	3,974	0,892	1,784	1 цепь
К-2	2	12,5	0,46	0,444	2,875	2,775	0,888	1,776	1 цепь
3-5	1	30,3	0,33	0,434	9,999	13,150	2,198	4,395	3-4
3-4	1	25	0,33	0,434	8,250	10,850	1,813	3,626	3-5
5-6	1	23,2	0,46	0,444	10,672	10,301	0,667	2,799	3-4
								1,465	3-5
4-6	1	23,2	0,46	0,444	10,672	10,301	1,155	3,287	3-5
								0,977	3-4

Потери напряжения определяются до наиболее удаленной точки одного номинального напряжения (в замкнутой сети – это точка потокораздела мощностей, подстанция 6):

Нормальный режим.

$$\Delta U_{A-3-5-6} = \Delta U_{A-3} + \Delta U_{3-5} + \Delta U_{5-6}, \%$$

$$\Delta U_{A-3-5-6} = 3,441 + 2,198 + 0,667 = 6,306 \%$$

$$\Delta U_{A-3-4-6} = \Delta U_{A-3} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-6}, \%$$

$$\Delta U_{A-3-4-6} = 3,441 + 1,813 + 1,155 = 6,409 \%$$

$$\Delta U_{A-K-I} = \Delta U_{A-K} + \Delta U_{K-I}, \%$$

$$\Delta U_{A-K-I} = 1,786 + 0,892 = 2,678 \%$$

Потери напряжения в нормальном режиме не превышают допустимые 15%.

Послеаварийный режим.

Отключение линии 3-5:

$$\Delta U_{A-3-4-6-5}^{n/ав} = \Delta U_{A-3} + \Delta U_{3-4}^{n/ав} + \Delta U_{4-6}^{n/ав} + \Delta U_{6-5}^{n/ав},$$

$$\Delta U_{A-3-4-6-5}^{n/ав} = 3,441 + 3,626 + 0,977 + 1,465 = 11,819 \%$$

Отключение линии 3-4:

$$\Delta U_{A-3-5-6-4}^{n/ав} = \Delta U_{A-3} + \Delta U_{3-5}^{n/ав} + \Delta U_{5-6}^{n/ав} + \Delta U_{6-4}^{n/ав},$$

$$\Delta U_{A-3-5-6-4}^{n/ав} = 3,441 + 4,395 + 2,799 + 0,977 = 11,611 \%$$

Для двухцепных ЛЭП потери напряжения в послеаварийном режиме находятся следующим образом:

$$\Delta U_{i-j}^{наб} = n \cdot \Delta U_{i-j},$$

$$\Delta U_{A-3}^{наб} = 2 \cdot 3,441 = 6,882 \%$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					13

Отключение одной цепи А-3:

$$\Delta U_{A-3-5-6}^{наб} = \Delta U_{A-3}^{наб} + \Delta U_{3-5} + \Delta U_{5-6}, \%,$$

$$\Delta U_{A-3-5-6}^{наб} = 6,882 + 2,198 + 0,667 = 9,747 \%,$$

$$\Delta U_{A-3-4-6}^{наб} = \Delta U_{A-3}^{наб} + \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-6}, \%,$$

$$\Delta U_{A-3-4-6}^{наб} = 6,882 + 1,813 + 1,155 = 9,850 \%.$$

Отключение одной цепи А-К-2(1):

$$\Delta U_{A-K-I}^{наб} = \Delta U_{A-K}^{наб} + \Delta U_{K-I}^{наб}, \%,$$

$$\Delta U_{A-K-I}^{наб} = 3,572 + 1,784 = 5,356 \%.$$

Потери напряжения в послеаварийных режимах не превышают допустимые 20 %.

В результате можно сделать вывод, что сечения проводов воздушных линий электропередачи, выбранные методом экономической плотности тока, удовлетворяют условиям работы, как в нормальном, так и в послеаварийных режимах.

3.3 Выбор марки и мощности трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов на подстанциях производится из условия равенства их номинальных мощностей и выполнения неравенства:

$$S_{тр.ном.} \geq S_{тр.расч.},$$

где $S_{тр.ном.}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А;

$S_{тр.расч.}$ – расчетная мощность трансформатора, МВ·А.

В случае установки двух и более трансформаторов:

$$S_{тр.расч.} = \frac{S_{\max, i}}{(n - 1) \cdot 1,4},$$

где $S_{\max, i}$ – максимальная полная мощность нагрузки подстанции, МВ·А;

n – количество трансформаторов, шт.;

1,4 – условно принимаемый коэффициент допустимой аварийной перегрузки.

Пример расчета выбора трансформаторов на подстанции №1:

$$S_{тр.расч.} = \frac{(19^2 + 7,468^2)^{0,5}}{(2-1) \cdot 1,4} = 14,582.$$

Выбирается трансформатор мощностью 16 МВ·А марки ТДН-16000/110. Параметры трансформаторов представлены в таблице 3.3 [2].

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблица 3.3 – Выбор числа и мощности трансформаторов

№ ТП	$S_{нагр.},$ МВ·А	$S_{тр.расч.},$ МВ·А	$S_{тр.ном.},$ МВ·А	Марка трансформатора	n	$U_{ном},$ кВ		$r_m,$ Ом	$x_m,$ Ом	$\Delta P_x,$ МВт	$\Delta Q_x,$ МВА
						ВН	НН				
1	20,415	14,582	16	ТДН-16000/110	2	115	11	2,19	43,35	0,038	0,224
2	29,055	20,754	25	ТДН-25000/110	2	115	10,5	1,27	27,95	0,054	0,350
3	25,831	18,451	25	ТДН-25000/110	2	115	10,5	1,27	27,95	0,054	0,350
4	8,610	8,610	10	ТДН-10000/110	1	115	11	7,95	139	0,014	0,070
5	12,916	9,225	10	ТДН-10000/110	2	115	11	3,975	69,5	0,028	0,140
6	16,105	11,504	16	ТДН-16000/110	2	115	11	2,19	43,35	0,038	0,224
Итого										0,226	1,358

Параметры трансформаторов даны с учётом их количества: сопротивление уменьшено в два раза, а мощность холостого хода увеличена в два раза.

3.4 Разработка схемы электрических соединений сети

Схема электрической сети определяется применяемыми номинальными напряжениями, числом ступеней трансформации, надёжностью электроснабжения потребителей электрической энергии, схемами электрических соединений подстанций.

Главная схема электрических соединений подстанций выбрана с использованием типовых схем РУ-35-750 кВ [4] и изображена на рисунке 6.

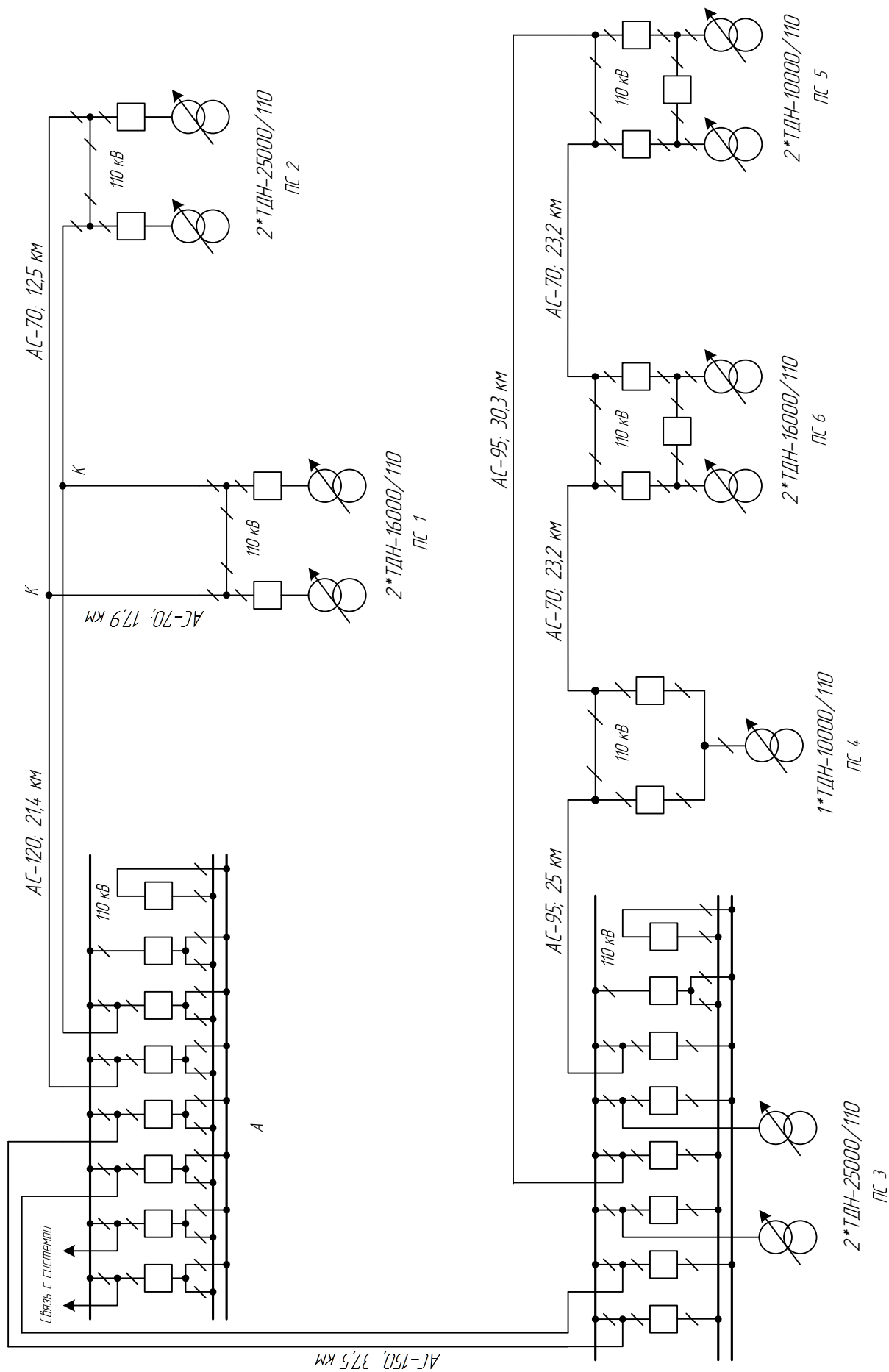


Рисунок 6 – Схема электрических соединений сети

4 Расчёт параметров схемы замещения сети и основных режимов её работы

Схема замещения составляется на основе принципиальной схемы районной сети и объединяет в себе схемы замещения трансформаторов, линий электропередачи.

Сопротивления линий электропередач приведены в таблице 3.2. Сопротивления и мощности холостого хода трансформаторов приведены в таблице 3.3. Зарядные мощности линий приведены в таблице 4.1.

Линии электропередачи представляются П - образными схемами замещения, двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образными схемами замещения, трехобмоточные и автотрансформаторы трехлучевой звездой.

Зарядная мощность линий, Мвар

$$\frac{Q_{Cij}}{2} = \frac{n \cdot U_{ном}^2 \cdot b_0 \cdot l_{ij}}{2},$$

где b_0 - ёмкостная проводимость, См/км, [1].

Приведем пример расчета для линии А-3:

$$\frac{Q_C}{2} = \frac{2 \cdot 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 37,5}{2} = 1,225.$$

Таблица 4.1 – Зарядные мощности линий

Линия	n	L , км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ См/км	$\frac{Q_{Cij}}{2}$, Мвар
А-К	2	21,4	2,66	0,689
А-3	1+1	37,5	2,7	1,225
К-1	2	17,9	2,55	0,552
К-2	2	12,5	2,55	0,386
3-5	1	30,3	2,61	0,478
3-4	1	25	2,61	0,395
5-6	1	23,2	2,55	0,358
4-6	1	23,2	2,55	0,358

Схема замещения изображена на рисунке 7.

4.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Расчет режима максимальных нагрузок выполняется методом последовательных приближений (все мощности указаны в МВА). В качестве первого приближения (на первом этапе расчетов) принимается, что напряжения в узлах равны номинальному напряжению. При данном условии находятся мощности в конце и начале каждого участка схемы замещения сети с учетом потерь мощности в продольных сопротивлениях, зарядных мощностей линий электропередачи Q_c и потерь в стали трансформаторов ΔS_x . Потери мощности ΔS и зарядные мощности Q_c определяются по $U_{ном}$. На втором этапе расчетов по найденным значениям мощностей и напряжению базисного узла находятся напряжения в узлах с учетом потерь напряжения в линиях и в трансформаторах.

Мощность начала ветви, МВ·А находится по формуле

$$\underline{S}_{ij}^H = \underline{S}_{ij}^K + \Delta \underline{S} = \underline{S}_{ij}^K + \frac{(P_{ij}^k)^2 + (Q_{ij}^k)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{ij} + jX_{ij}),$$

где \underline{S}_{ij}^K - полная мощность конца ветви, МВ·А;

$\Delta \underline{S}$ - потери мощности в ветви, МВ·А;

P_{ij}^k - активная мощность конца ветви, МВт;

Q_{ij}^k - реактивная мощность конца ветви, Мвар;

R_{ij} - активное сопротивление ветви, Ом;

X_{ij} - индуктивное сопротивление ветви, Ом;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение ветви, кВ;

ij - номер начала и номер конца ветви соответственно.

$$\underline{S}_{ij}^H = \underline{S}_{ij}^K + \Delta \underline{S} = \underline{S}_{ij}^K + \frac{(P_{ij}^k)^2 + (Q_{ij}^k)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{ij} + jX_{ij}).$$

$$\underline{S}_{9-1}^K = \underline{S}_1 = 19 + j7,468,$$

$$\underline{S}_{9-1}^H = \underline{S}_{9-1}^K + \frac{(P_{9-1}^K)^2 + (Q_{9-1}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{9-1} + jX_{9-1}),$$

$$\underline{S}_{9-1}^H = 19 + j7,575 + \frac{19^2 + 7,575^2}{110^2} \cdot (2,190 + j43,350) = 19,076 + j9,074,$$

$$\underline{S}_{7-2}^K = \underline{S}_2 = 27 + j10,733,$$

$$\underline{S}_{7-2}^H = \underline{S}_{7-2}^K + \frac{(P_{7-2}^K)^2 + (Q_{7-2}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{7-2} + jX_{7-2}),$$

$$\underline{S}_{7-2}^H = 27 + j10,733 + \frac{27^2 + 10,733^2}{110^2} \cdot (1,270 + j27,950) = 27,089 + j12,683,$$

$$\underline{S}_{8-3}^K = \underline{S}_3 = 24 + j9,552,$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

$$\underline{S}_{8-3}^H = \underline{S}_{8-3}^K + \frac{(P_{8-3}^K)^2 + (Q_{8-3}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{8-3} + jX_{8-3}),$$

$$\underline{S}_{8-3}^H = 24 + j9,552 + \frac{24^2 + 9,552^2}{110^2} \cdot (1,270 + j27,950) = 24,070 + j11,093,$$

$$\underline{S}_{10-4}^K = \underline{S}_4 = 8 + j3,158,$$

$$\underline{S}_{10-4}^H = \underline{S}_{10-4}^K + \frac{(P_{10-4}^K)^2 + (Q_{10-4}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{10-4} + jX_{10-4}),$$

$$\underline{S}_{10-4}^H = 8 + j3,184 + \frac{8^2 + 3,184^2}{110^2} \cdot (7,950 + j139,000) = 8,049 + j4,036,$$

$$\underline{S}_{11-5}^K = 12 + j4,751,$$

$$\underline{S}_{11-5}^H = \underline{S}_{11-5}^K + \frac{(P_{11-5}^K)^2 + (Q_{11-5}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{11-5} + jX_{11-5}),$$

$$\underline{S}_{11-5}^H = 12 + j4,776 + \frac{12^2 + 4,776^2}{110^2} \cdot (3,975 + j69,500) = 12,055 + j5,734,$$

$$\underline{S}_{12-6}^K = 15 + j5,996,$$

$$\underline{S}_{12-6}^H = \underline{S}_{12-6}^K + \frac{(P_{12-6}^K)^2 + (Q_{12-6}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12-6} + jX_{12-6}),$$

$$\underline{S}_{12-6}^H = 15 + j5,864 + \frac{15^2 + 5,864^2}{110^2} \cdot (2,190 + j43,350) = 15,047 + j6,793.$$

Определим потокораспределение в кольцевой сети. Схема замещения кольцевой сети может быть приведена к более простому виду, рисунок 8, если ее мысленно разделить по источнику питания – подстанции 4 и ввести расчетные нагрузки \underline{S}_{10}^P , \underline{S}_{11}^P и \underline{S}_{12}^P которые равны:

$$\underline{S}_{11}^P = \underline{S}_{11-5}^H + \Delta \underline{S}_{11-5}^{XX} - j \frac{Q_{C8-11}}{2} - j \frac{Q_{C11-12}}{2},$$

$$\underline{S}_{11}^P = 12,055 + j5,734 + 0,028 + j0,140 - j0,478 - j0,358 = 12,083 + j5,038,$$

$$\underline{S}_{10}^P = \underline{S}_{10-4}^H + \Delta \underline{S}_{10-4}^{XX} - j \frac{Q_{C8-10}}{2} - j \frac{Q_{C10-12}}{2},$$

$$\underline{S}_{10}^P = 8,049 + j4,036 + 0,014 + j0,07 - j0,395 - j0,358 = 8,063 + j3,353,$$

$$\underline{S}_{12}^P = \underline{S}_{12-6}^H + \Delta \underline{S}_{12-6}^{XX} - j \frac{Q_{C11-12}}{2} - j \frac{Q_{C10-12}}{2},$$

$$\underline{S}_{12}^P = 15,047 + j6,793 + 0,038 + j0,224 - j0,358 - j0,358 = 15,085 + j6,301,$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

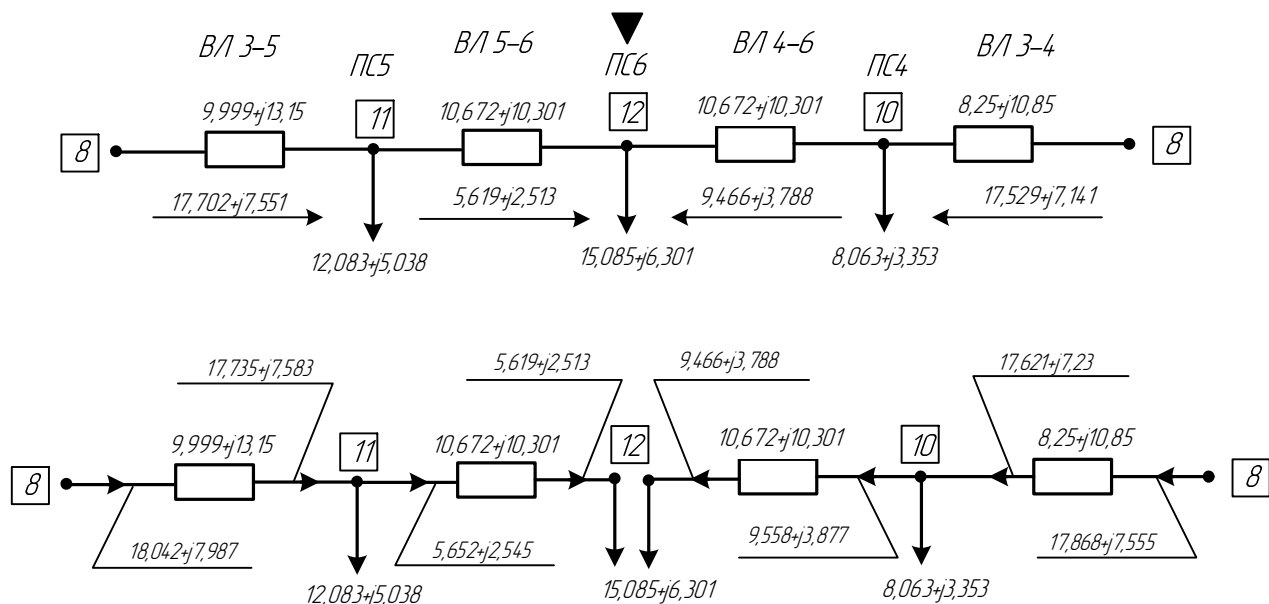


Рисунок 8 – Промежуточные преобразования схемы замещения замкнутой части сети

$$\underline{S}_{8-11} = \frac{\underline{S}_{11}^p \cdot (z_{11-12}^* + z_{10-12}^* + z_{8-10}^*) + \underline{S}_{12}^p \cdot (z_{10-12}^* + z_{8-10}^*) + \underline{S}_{10}^p \cdot z_{8-10}^*}{z_{8-11} + z_{11-12} + z_{10-12} + z_{8-10}}$$

$$\underline{S}_{8-10} = \frac{\underline{S}_{10}^p \cdot (z_{10-12}^* + z_{11-12}^* + z_{8-11}^*) + \underline{S}_{12}^p \cdot (z_{11-12}^* + z_{8-11}^*) + \underline{S}_{11}^p \cdot z_{8-11}^*}{z_{8-11} + z_{11-12} + z_{10-12} + z_{8-10}}$$

Сначала необходимо определить распределение потоков мощности без учета потерь мощности в линиях, образующий замкнутый контур.

$$\underline{S}_{8-11} = \frac{(12,083+j5,038) \cdot (10,672-j10,301+10,672-j10,301+8,250-10,850) + (15,085+j6,301) \cdot (10,672-j10,301+8,250-10,850) + (8,063+j3,353) \cdot (8,250-10,850)}{9,999-j13,150+10,672-j10,301+10,672-j10,301+8,250-10,850} = 17,702+j7,551,$$

$$\underline{S}_{8-10} = \frac{(8,063+j3,353) \cdot (10,672-j10,301+10,672-j10,301+9,999-j6,467) + (15,085+j6,301) \cdot (10,672-j10,301+9,999-j13,150) + (12,083+j5,038) \cdot (9,999-j13,150)}{9,999-j13,150+10,672-j10,301+10,672-j10,301+8,250-10,850} = 17,529+j7,141,$$

Проверка:

$$\underline{S}_{8-11} + \underline{S}_{8-10} = \underline{S}_{11}^p + \underline{S}_{12}^p + \underline{S}_{10}^p, \\ 17,702+j7,551+17,529+j7,141=12,083+j5,038+15,085+j6,301+8,063+j3,353, \\ 35,231+j14,692=35,231+j14,692,$$

Узел 12 (ПС 6) является точкой раздела мощностей, так как мощность к данному узлу поступает с двух сторон. Кольцевую сеть можно представить в виде радиальной, разделив ее по узлу 12.

$$\underline{S}_{11-12}^K = \underline{S}_{8-11} - \underline{S}_{11}^P,$$

$$\underline{S}_{11-12}^K = 17,702 + j7,551 - 12,083 + j5,038 = 5,619 + j2,513,$$

$$\underline{S}_{11-12}^H = \underline{S}_{11-12}^K + \frac{(P_{11-12}^K)^2 + (Q_{11-12}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{11-12} + jX_{11-12}),$$

$$\underline{S}_{11-12}^H = 5,619 + j2,513 + \frac{5,619^2 + 2,513^2}{110^2} \cdot (10,672 + j10,301) = 5,652 + j2,545,$$

$$\underline{S}_{8-11}^K = \underline{S}_{11-12}^H + \underline{S}_{11}^P,$$

$$\underline{S}_{8-11}^K = 5,652 + j2,545 + 12,083 + j5,038 = 17,735 + j7,583,$$

$$\underline{S}_{8-11}^H = \underline{S}_{8-11}^K + \frac{(P_{8-11}^K)^2 + (Q_{8-11}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{8-11} + jX_{8-11}),$$

$$\underline{S}_{8-11}^H = 17,735 + j7,583 + \frac{17,735^2 + 7,583^2}{110^2} \cdot (9,999 + j13,150) = 18,042 + j7,987,$$

$$\underline{S}_{10-12}^K = \underline{S}_{8-12} - \underline{S}_{12}^P,$$

$$\underline{S}_{10-12}^K = 17,529 + j7,141 - 8,063 - j3,353 = 9,466 + j3,788,$$

$$\underline{S}_{10-12}^H = \underline{S}_{10-12}^K + \frac{(P_{10-12}^K)^2 + (Q_{10-12}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{10-12} + jX_{10-12}),$$

$$\underline{S}_{10-12}^H = 9,466 + j3,788 + \frac{9,466^2 + 3,788^2}{110^2} \cdot (10,672 + j10,301) = 9,558 + j3,877,$$

$$\underline{S}_{8-10}^K = \underline{S}_{10-12}^H + \underline{S}_{12}^P,$$

$$\underline{S}_{8-10}^K = 9,558 + j3,877 + 8,063 + j3,353 = 17,621 + j7,230,$$

$$\underline{S}_{8-10}^H = \underline{S}_{8-10}^K + \frac{(P_{8-10}^K)^2 + (Q_{8-10}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{8-10} + jX_{8-10}),$$

$$\underline{S}_{8-10}^H = 17,621 + j7,230 + \frac{17,621^2 + 7,230^2}{110^2} \cdot (8,250 + j10,850) = 17,868 + j7,555,$$

$$\underline{S}_{13-8}^K = \underline{S}_{8-11}^H + \underline{S}_{8-10}^H + \underline{S}_{8-3}^H + \Delta \underline{S}_{8-3}^{XX} - j \frac{Q_{C13-8}}{2} - j \frac{Q_{C8-11}}{2} - j \frac{Q_{C8-10}}{2},$$

$$\underline{S}_{13-8}^K = 17,868 + j7,555 + 18,042 + j7,987 + 24,070 + j11,093 + 0,054 + j0,350 - j1,225 - j0,478 - j0,395 = 60,034 + j24,887,$$

$$\underline{S}_{13-8}^H = \underline{S}_{13-8}^K + \frac{(P_{13-8}^K)^2 + (Q_{13-8}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{13-8} + jX_{13-8}),$$

$$\underline{S}_{13-8}^H = 60,034 + j24,887 + \frac{60,034^2 + 24,887^2}{110^2} \cdot (3,938 + j7,875) = 61,408 + j27,636,$$

$$\underline{S}_{14-9}^K = \underline{S}_{9-1}^H + \Delta \underline{S}_{9-1}^{XX} - j \frac{Q_{C14-9}}{2},$$

$$\underline{S}_{14-9}^K = 19,075 + j8,961 + 0,038 + j0,224 - j0,552 = 19,113 + j8,633,$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

$$\underline{S}_{14-9}^H = \underline{S}_{14-9}^K + \frac{(P_{14-9}^K)^2 + (Q_{14-9}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{14-9} + jX_{14-9}),$$

$$\underline{S}_{14-9}^H = 19,113 + j8,633 + \frac{19,113^2 + 8,633^2}{110^2} \cdot (4,117 + j3,974) = 19,263 + j8,777,$$

$$\underline{S}_{14-7}^K = \underline{S}_{7-2}^H + \Delta \underline{S}_{7-2}^{XX} - j \frac{Q_{C14-7}}{2},$$

$$\underline{S}_{14-7}^K = 27,089 + j12,683 + 0,054 + j0,350 - j0,386 = 27,143 + j12,647,$$

$$\underline{S}_{14-7}^H = \underline{S}_{14-7}^K + \frac{(P_{14-7}^K)^2 + (Q_{14-7}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{14-7} + jX_{14-7}),$$

$$\underline{S}_{14-7}^H = 27,143 + j12,647 + \frac{27,143^2 + 12,647^2}{110^2} \cdot (2,875 + j2,775) = 27,356 + j12,853,$$

$$\underline{S}_{13-14}^K = \underline{S}_{14-7}^H + \underline{S}_{14-9}^H - j \frac{Q_{C14-7}}{2} - j \frac{Q_{C14-9}}{2} - j \frac{Q_{C13-14}}{2},$$

$$\underline{S}_{13-14}^K = 27,356 + j12,853 + 19,263 + j8,777 - j0,386 - j0,552 - j0,689 = 46,619 + j20,003,$$

$$\underline{S}_{13-14}^H = \underline{S}_{13-14}^K + \frac{(P_{13-14}^K)^2 + (Q_{13-14}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{13-14} + jX_{13-14}),$$

$$\underline{S}_{13-14}^H = 46,619 + j20,003 + \frac{46,619^2 + 20,003^2}{110^2} \cdot (2,889 + j4,569) = 47,233 + j20,975,$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{13-14}^H + \underline{S}_{13-8}^H - j \frac{Q_{C13-8}}{2} - j \frac{Q_{C13-14}}{2},$$

$$\underline{S}_A = 47,233 + j20,975 + 61,408 + j27,636 - j1,225 - j0,689 = 108,641 + j46,697.$$

Далее выполняется расчет напряжений в узлах сети с учетом потерь. Напряжение на шинах подстанции А принимается равным $1,09 \cdot 110 = 119,900$ кВ. Формула для расчета напряжений имеет вид, кВ:

$$U_i = U_j - \Delta U_{ij},$$

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{i-j}^H \cdot R_{i-j} + Q_{i-j}^H \cdot X_{i-j}}{U_i},$$

$$U_8 = U_{13} - \frac{P_{13-8}^H \cdot R_{13-8} + Q_{13-8}^H \cdot X_{13-8}}{U_{13}},$$

$$U_8 = 119,900 - \frac{61,408 \cdot 3,938 + 27,636 \cdot 7,875}{119,900} = 116,068,$$

$$U'_3 = U_8 - \frac{P_{8-3}^H \cdot R_{8-3} + Q_{8-3}^H \cdot X_{8-3}}{U_8},$$

$$U'_3 = 116,068 - \frac{24,07 \cdot 1,27 + 11,093 \cdot 27,95}{116,068} = 113,134,$$

						Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$U_3 = U'_3 \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}},$$

$$U_3 = 113,134 \cdot \frac{10,5}{115} = 10,33.$$

Произведем расчет потерь активной мощности в сети, МВт:

$$\Delta P_{ij} = P_{ij}^H - P_{ij}^K,$$

$$\Delta P_{A-3} = 61,408 - 60,03 = 1,374.$$

Расчет в других элементах сети сведены в таблицы 4.2, 4.3.

Таблица 4.2 – Результаты расчета мощностей и напряжений

Линия	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Un, кВ	Uк, кВ	ΔP_{ij} , МВт
А-К	46,619	20,003	2,889	4,569	47,233	20,975	119,900	117,963	0,614
А-3	60,034	24,887	3,938	7,875	61,408	27,636	119,900	116,068	1,374
К-1	19,113	8,633	4,117	3,974	19,263	8,777	117,963	116,995	0,150
К-2	27,143	12,647	2,875	2,775	27,356	12,853	117,963	116,994	0,213
3-5	17,735	7,583	9,999	13,150	18,042	7,987	116,068	113,609	0,307
3-4	17,621	7,230	8,250	10,850	17,868	7,555	116,068	114,092	0,247
5-6	5,619	2,513	10,672	10,301	5,652	2,545	113,609	112,847	0,033
4-6	9,466	3,788	10,672	10,301	9,558	3,877	114,092	112,848	0,092
Итого									3,030

Таблица 4.3 – Результаты расчета мощностей и напряжений

П/ст	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Un, кВ	Uк, кВ	Uнн, кВ	ΔP_{ij} , МВт
1	19	7,468	2,190	43,350	19,075	8,961	116,995	113,317	10,839	0,075
2	27	10,733	1,270	27,950	27,089	12,683	116,994	113,670	10,379	0,089
3	24	9,552	1,270	27,950	24,070	11,093	116,068	113,134	10,330	0,070
4	8	3,184	7,950	139,000	8,049	4,036	114,092	108,614	10,389	0,049
5	12	4,776	3,975	69,500	12,055	5,734	113,609	109,680	10,491	0,055
6	15	5,864	2,190	43,350	15,047	6,793	112,848	109,946	10,517	0,047
Итого										0,385

Суммарные нагрузочные потери активной мощности, МВт

$$\Delta P_{\Sigma} = 3,030 + 0,385 = 3,415.$$

4.2 Расчёт послеаварийных режимов

Следует отметить три наиболее тяжелых послеаварийных режима: отключение линии 3-5, отключение линии 3-4 и отключение одной цепи линии А-3. При этом напряжение на шинах подстанции А принимается равным $1,05 \cdot 110 = 115,5$ кВ. Результаты расчета режима отключения линии 3-5 приведены в таблицах 4.4 и 4.5, режима отключения линии 3-4 в таблицах 4.6 и 4.7, отключение одной цепи А-3 в таблицах 4.8 и 4.9. Отличие схемы замещения в послеаварийных режимах от схемы замещения в максимальном режиме будет заключаться для первого

										Лист
										24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

и второго режимов в отсутствии линий 3-5 и 3-4, а для третьего режима в увеличении в два раза сопротивления линии А-3 и уменьшении в два раза зарядной мощности данной ВЛ.

Таблица 4.4 – Результаты расчета в послеаварийном режиме при отключении линии 3-5

Линия	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Uн, кВ	Uк, кВ	ΔP_{ij} , МВт
А-К	46,619	20,003	2,889	4,569	47,233	20,975	115,500	113,489	0,614
А-3	61,364	26,828	3,938	7,875	62,824	29,747	115,500	111,330	1,460
К-1	19,113	8,633	4,117	3,974	19,263	8,777	113,489	112,483	0,150
К-2	27,143	12,647	2,875	2,775	27,356	12,853	113,489	112,482	0,213
3-5									
3-4	36,172	16,078	8,250	10,850	37,240	17,483	111,330	106,867	1,068
6-5	12,083	5,516	10,672	10,301	12,239	5,666	102,833	100,995	0,156
4-6	27,324	11,967	10,672	10,301	28,109	12,725	106,867	102,833	0,785
Итого									4,446

Таблица 4.5 – Результаты расчета в послеаварийном режиме при отключении линии 3-5

П/ст	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Uн, кВ	Uк, кВ	U _{нн} , кВ	ΔP_{ij} , МВт
1	19	7,468	2,190	43,350	19,075	8,961	112,483	108,658	10,393	0,075
2	27	10,733	1,270	27,950	27,089	12,683	112,482	109,024	9,954	0,089
3	24	9,552	1,270	27,950	24,070	11,093	111,330	108,271	9,886	0,070
4	8	3,184	7,950	139,000	8,049	4,036	106,867	101,018	9,663	0,049
5	12	4,776	3,975	69,500	12,055	5,734	100,995	96,575	9,238	0,055
6	15	5,864	2,190	43,350	15,047	6,793	102,833	99,649	9,532	0,047
Итого										0,385

Таблица 4.6 – Результаты расчета в послеаварийном режиме при отключении линии 3-4

Линия	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Uн, кВ	Uк, кВ	ΔP_{ij} , МВт
А-К	46,619	20,003	2,889	4,569	47,233	20,975	115,500	113,489	0,614
А-3	61,258	26,711	3,938	7,875	62,711	29,618	115,500	111,343	1,453
К-1	19,113	8,633	4,117	3,974	19,263	8,777	113,489	112,483	0,150
К-2	27,143	12,647	2,875	2,775	27,356	12,853	113,489	112,482	0,213
3-5	35,867	15,700	9,999	13,150	37,134	17,366	111,343	105,957	1,267
3-4									
5-6	23,218	10,116	10,672	10,301	23,784	10,662	105,957	102,525	0,566
6-4	8,063	3,748	10,672	10,301	8,133	3,815	102,525	101,295	0,070
Итого									4,333

Таблица 4.7 – Результаты расчета в послеаварийном режиме при отключении линии 3-4

П/ст	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Uн, кВ	Uк, кВ	Uнн, кВ	ΔP_{ij} , МВт
1	19	7,468	2,190	43,350	19,075	8,961	112,483	108,658	10,393	0,075
2	27	10,733	1,270	27,950	27,089	12,683	112,482	109,024	9,954	0,089
3	24	9,552	1,270	27,950	24,070	11,093	111,343	108,284	9,887	0,070
4	8	3,184	7,950	139,000	8,049	4,036	101,295	95,125	9,099	0,049
5	12	4,776	3,975	69,500	12,055	5,734	105,957	101,744	9,732	0,055
6	15	5,864	2,190	43,350	15,047	6,793	102,525	99,331	9,501	0,047
Итого										0,385

Таблица 4.8 – Результаты расчета в послеаварийном режиме при отключении одной цепи линии А-3

Линия	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Uн, кВ	Uк, кВ	ΔP_{ij} , МВт
А-К	46,619	20,003	2,889	4,569	47,233	20,975	115,500	113,489	0,614
А-3	60,034	25,499	7,875	15,750	62,803	31,037	115,500	106,986	2,769
К-1	19,113	8,633	4,117	3,974	19,263	8,777	113,489	112,483	0,150
К-2	27,143	12,647	2,875	2,775	27,356	12,853	113,489	112,482	0,213
3-5	17,735	7,583	9,999	13,150	18,042	7,987	106,986	104,318	0,307
3-4	17,621	7,230	8,250	10,850	17,868	7,555	106,986	104,842	0,247
5-6	5,619	2,513	10,672	10,301	5,652	2,545	104,318	103,488	0,033
4-6	9,466	3,788	10,672	10,301	9,558	3,877	104,842	103,488	0,092
Итого									4,425

Таблица 4.9 – Результаты расчета в послеаварийном режиме при отключении одной цепи линии А-3

П/ст	Рк, МВт	Qк, Мвар	R, Ом	X, Ом	Рн, МВт	Qн, Мвар	Uн, кВ	Uк, кВ	Uнн, кВ	ΔP_{ij} , МВт
1	19	7,468	2,190	43,350	19,075	8,961	112,483	108,658	10,393	0,075
2	27	10,733	1,270	27,950	27,089	12,683	112,482	109,024	9,954	0,089
3	24	9,552	1,270	27,950	24,070	11,093	106,986	103,802	9,478	0,070
4	8	3,184	7,950	139,000	8,049	4,036	104,842	98,880	9,458	0,049
5	12	4,776	3,975	69,500	12,055	5,734	104,318	100,038	9,569	0,055
6	15	5,864	2,190	43,350	15,047	6,793	103,488	100,324	9,596	0,047
Итого										0,385

5 Регулирование напряжения на понижающих подстанциях

Задачей этого раздела является обеспечение нормативных отклонений напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций проектируемой сети. В соответствии с [3] устройства регулирования напряжения должны обеспечить поддержание напряжения на данных шинах в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок сети и не ниже 100 % от номинального в послеаварийных режимах. В качестве средств регулирования при выполнении проекта принимаются трансформаторы с регулированием рабочих ответвлений под нагрузкой (РПН).

Действительное напряжение на шинах низкого напряжения, кВ,

$$U_H^D = U_H^B \cdot \frac{U_{H_{НОМ}}}{U_{B_{НОМ}}},$$

где U_H^B - приведенное к ВН напряжение на шинах НН, кВ;

$U_{B_{НОМ}}$ и $U_{H_{НОМ}}$ - номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжения трансформатора, кВ.

Напряжение ответвления, соответствующее желаемому напряжению на шинах НН, кВ,

$$U_{ОТВ} = U_H^B \cdot \frac{U_{H_{НОМ}}}{U_{H_{Ж}}},$$

где $U_{H_{Ж}}$ - желаемое напряжение, для режима максимальных нагрузок составляет 10,5 кВ.

Номер ступени РПН

$$n = \frac{U_{ОТВ} - U_{B_{НОМ}}}{\Delta U_{СТ}},$$

где $\Delta U_{СТ\%}$ - напряжение одной ступени РПН в процентах от $U_{B_{НОМ}}$;

$$\Delta U_{СТ} = \frac{U_{B_{НОМ}} \cdot \Delta U_{СТ\%}}{100\%}.$$

Полученное значение округляется до ближайшего целого числа.

Напряжение на рассчитываемом ответвлении ступени РПН, кВ

$$U_{ОТВ.СТ} = U_{B_{НОМ}} + n \cdot \Delta U_{СТ}.$$

Напряжение на шинах НН, полученное в результате регулирования, кВ,

$$U_H = U_H^B \cdot \frac{U_{H_{НОМ}}}{U_{ОТВ.СТ}}.$$

Рассмотрим в качестве примера регулирование напряжения на ТП 2 в режиме максимальных нагрузок. Трансформатор, установленный на данной подстанции, марки ТДН-25000/110.

Диапазон регулирования: $\pm 9 \times 1,78, U_{ВНОМ} = 115 \text{ кВ}, U_{ННОМ} = 11 \text{ кВ}, U_{НЖ} = 10,5 \text{ кВ}.$

$$U_H^B = 113,67 \text{ кВ},$$

$$U_H^D = 113,67 \cdot \frac{10,5}{115} = 10,379 \text{ кВ}.$$

Действительное напряжение на шинах НН не соответствует желаемому, следовательно, необходимо выполнить его регулировку.

$$U_{отв} = 113,67 \cdot \frac{10,5}{10,5} = 113,670 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_{СТ} = \frac{115 \cdot 1,78}{100} = 2,047 \text{ кВ},$$

$$n = \frac{113,670 - 115}{2,047} = -0,650 \approx -1,$$

$$U_{отв.СТ} = 115 + (-1) \cdot 2,047 = 112,953 \text{ кВ},$$

$$U_{НН} = 113,67 \cdot \frac{10,5}{112,953} = 10,567 \text{ кВ}.$$

В таблице 5.1 приведены результаты расчетов регулирования напряжения на трансформаторных подстанциях с высшим напряжением 110 кВ.

Таблица 5.1 – Результаты расчета регулирования напряжений в режиме максимальных нагрузок

пункт	U_H^D , кВ	U_H^e , кВ	$U_{отв}$, кВ	n	$U_{отв.ст}$, кВ	$U_{НН}$, кВ
1	2	3	4	5	6	7
<i>Максимальный режим</i>						
1	10,839	113,317	118,713	0	115,000	10,839
2	10,379	113,670	113,670	-1	112,953	10,567
3	10,330	113,134	113,134	-1	112,953	10,517
4	10,389	108,614	113,786	-1	112,953	10,577
5	10,491	109,680	114,903	-1	112,953	10,681
6	10,517	109,946	115,182	0	115	10,517
<i>Послеаварийный режим, отключение линии 3-5</i>						
1	10,393	108,658	113,832	-1	112,953	10,582
2	9,954	109,024	109,024	-3	108,859	10,516
3	9,886	108,271	108,271	-4	106,812	10,643
4	9,663	101,018	105,828	-5	104,765	10,607
5	9,238	96,575	101,174	-7	100,671	10,552
6	9,532	99,649	104,394	-6	102,718	10,671

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7
Послеаварийный режим, отключение линии 3-4						
1	10,393	108,658	113,832	-1	112,953	10,582
2	9,954	109,024	109,024	-3	108,859	10,516
3	9,887	108,284	108,284	-4	106,812	10,645
4	9,099	95,125	99,655	-8	98,624	10,610
5	9,732	101,744	106,589	-5	104,765	10,683
6	9,501	99,331	104,061	-6	102,718	10,637
Послеаварийный режим, отключение одной цепи линии А-3						
1	10,393	108,658	113,832	-1	112,953	10,582
2	9,954	109,024	109,024	-3	108,859	10,516
3	9,478	103,802	103,802	-6	102,718	10,611
4	9,458	98,880	103,589	-6	102,718	10,589
5	9,569	100,038	104,802	-5	104,765	10,504
6	9,596	100,324	105,101	-5	104,765	10,534

Анализируя режим максимальных нагрузок можно отметить, что узлом сети с наименьшим напряжением является узел 12 (напряжение узла 112,848 кВ). Данное обстоятельство позволяет сделать вывод о том, что ПС6 является электрически наиболее удаленной точкой сети.

Согласно информации, приведенной в таблице 4.2 наибольшие потери активной мощности в максимальном режиме наблюдаются в линии А-3. Потери в ней составляют 1,273 МВт или 39 % от суммарных потерь активной мощности в сети.

Сравнивая величину потерь реактивной мощности в линиях и трансформаторах ($\Delta Q=11,271$ Мвар) с величиной реактивной мощности, генерируемой линиями сетевого района ($Q_C=8,572$ Мвар) можно сделать вывод, что зарядная мощность линий покрывает 76% потерь реактивной мощности района.

В таблице 5.2 приведены коэффициенты загрузки трансформаторов.

Таблица 5.2 – Коэффициенты загрузки

№ п/ст	$S_{нагр}$, МВ·А	$S_{ном.тр}$, МВ·А	Коэффициент загрузки в нормальном режиме K_1	Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме K_2
1	20,415	16	0,638	1,276
2	29,055	25	0,581	1,162
3	25,831	25	0,517	1,033
4	8,610	10	0,861	-
5	12,916	10	0,646	1,292
6	16,105	16	0,503	1,007

Анализируя коэффициенты загрузки трансформаторов сетевого района можно сделать вывод о неэффективном использовании части силового оборудования. Несколько ниже рекомендуемого значения загружены трансформаторы подстанций 3,6. Данное обстоятельство объясняется тем, что при выборе меньшей мощности трансформаторов для данных подстанций K_2 трансформаторов при отключении одного из них превышает $K_{2доп}=1,4$.

6 Анализ основных технико-экономических показателей спроектированной сети

Величина капиталовложений определяется суммированием стоимости всех элементов электрической сети. Для расчета используются укрупненные показатели стоимости в ценах 2000 года [1].

Капиталовложения в сетевой район, тыс.руб.,

$$K = K_{БЛ} + K_{ПС},$$

где $K_{БЛ}$ – капиталовложения в сооружение линий, в ценах 2000 г, тыс.руб. [1];

$$K_{БЛ} = \sum_{i=1}^n n_{БЛ,ij} \cdot l_{ij} \cdot k_{удij},$$

где $n_{БЛ,ij}$ – количество одноцепных или двухцепных линий на данном участке сети;

$k_{удij}$ – удельная стоимость стоимости линии электропередачи на железобетонных опорах, тыс.руб./км [1].

Пример расчета для линии А-3:

$$K_{БЛ} = 2 \cdot 37,5 \cdot 850 = 63750 \text{ тыс.руб.}$$

Принимается, что линии не проходят по лесной местности, поэтому стоимость вырубки просеки не учитывается.

Результаты расчета капиталовложений в сооружение линий электропередачи приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета капиталовложений в сооружение линий электропередачи

Линия	n	$n_{БЛ}$	l , км	Марка провода	$k_{уд}$, тыс. руб.	$K_{БЛ}$, тыс. руб.
А-3	1+1	2	37,5	АС-150	850	63750
К-1	2	1	17,9	АС-70	1150	20585
К-2	2	1	12,5	АС-70	1150	14375
3-5	1	1	30,3	АС-95	850	25755
3-4	1	1	25	АС-95	850	21250
5-6	1	1	23,2	АС-70	850	19720
4-6	1	1	23,2	АС-70	850	19720
А-К	2	1	21,4	АС-120	1150	24610
Итого, тыс.руб.						209765

где $K_{ПС}$ – капиталовложения в сооружение подстанций, в ценах 2000 г, тыс.руб. [1].

$$K_{ПС} = \sum_{i=1}^n (K_{ОРУ,i} + m_{ТР,i} \cdot K_{ТР,i} + K_{ПЧЗ,i} + n_{ЗРУ,i} \cdot K_{ЗРУ,i} + Q_{КВ,i} \cdot K_{КВ,i}),$$

где $K_{ОРУ,i}$ – укрупненные показатели стоимости сооружения ОРУ 35-220 кВ, выполненных по блочным и мостиковым схемам, тыс.руб. [6]; при количестве яче-

						Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$K_{KV,i}$ – удельная стоимость компенсирующих устройств, в ценах 2000 г, тыс.руб./квар [1].

Название подстанции	Название схемы распределительного устройства
А	Две рабочие и обходная системы шин
1	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
2	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
3	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная система шин
4	Заход-выход
5	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
6	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

Таблица 6.3 – Результаты расчета капиталовложений в сооружение подстанций в ценах 2000 г.

Название подстанции	$U_{ном}^{ОРУ}$, кВ	$n_{яч}^{ОРУ}$	$K_{яч,i}^{ОРУ} (K_{яч,i}^{ОРУ})$, тыс.руб.	$m_{тр}$	$K_{тр}$, тыс.руб.	$K_{ПЧЗ}$, тыс.руб.	$K_{ОРУ,ТР,ПЧЗ}$, тыс.руб.
А	110	4	7300	-	-	-	29200
1	110	-	15200	2	4300	9000	32800
2	110	-	15200	2	5500	9000	35200
3	110	8	7300	2	5500	12250	81650
4	110	-	15200	1	3700	9000	27900
5	110	-	30000	2	3700	9000	46400
6	110	-	30000	2	4300	9000	47600
Итого 110 кВ, тыс.руб.							315550
Итого 220 кВ, тыс.руб.							0

На подстанции А учитываются только вновь вводимые ячейки выключателей.

Таблица 6.4 – Результаты расчета капиталовложений в сооружение подстанций в ценах 2000 г.

Название подстанции	$n_{ЗРУ}$	$K_{ЗРУ}$, тыс.руб.	$Q_{KV \max,i}$, квар	K_{KV} , тыс.руб.	$K_{ЗРУ,KV}$, тыс.руб.
1	24	85	3300	0,3	3030
2	44	85	6000	0,3	5540
3	44	85	7200	0,3	5900
4	8	85	1350	0,3	1085
5	18	85	3600	0,3	2610
6	24	85	3825	0,3	3187,5
Итого 10 кВ, тыс.руб.					21352,5

Для перевода цен к уровню 2019 года используются индексы изменения стоимости сооружения объектов по отношению к ценам 2000 года (представлены в задании на курсовой проект): $i_{2000 \text{ к } 2019}^{БЛ} = 6,9$ и $i_{2000 \text{ к } 2019}^{ПС} = 5,3$.

Капиталовложения в сетевой район, тыс.руб.,

$$K = K_{БЛ} \cdot i_{2000 \text{ к } 2019}^{БЛ} + K_{ПС} \cdot i_{2000 \text{ к } 2019}^{ПС}$$

$$K = 209765 \cdot 6,9 + (315550 + 0 + 21352,5) \cdot 5,3 = 3232961,8 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на обслуживание, текущий и капитальный ремонт, тыс.руб.,

$$И_{ОР} = p_{\Sigma БЛ} \cdot K_{БЛ} \cdot i_{2000 \text{ к } 2019}^{БЛ} + p_{\Sigma ПС} \cdot K_{ПС} \cdot i_{2000 \text{ к } 2019}^{ПС}$$

где $p_{\Sigma БЛ}$ – нормы отчислений на ремонт и обслуживание линий электропередач, для воздушных линий 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах $p_{\Sigma БЛ} = 0,008$ о.е. [5];

$p_{\Sigma ПС}$ – нормы отчислений на ремонт и обслуживание силового оборудования и распределительных устройств до 150 кВ - $p_{\Sigma ПС} = 0,059$ о.е., 220 кВ и выше – $p_{\Sigma ПС} = 0,049$ о.е. [5];

$$I_{OP} = 0,008 \cdot 209765 \cdot 6,9 + (0,059 \cdot (315550 + 21352,5) + 0,049 \cdot 0) \cdot 5,3 = 116928,4.$$

Потери электроэнергии, МВт·ч,

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau + \Delta P_{XX} \cdot 8760,$$

где ΔP_{\max} – потери активной мощности в сети в режиме максимальных нагрузок, МВт,
равны 3,415 МВт;

τ – время наибольших потерь, ч;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{H6}}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

где T_{H6} – время использования наибольшей нагрузки, ч, по заданию равно 6508 ч.;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{6508}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5259.$$

ΔP_{XX} – суммарные потери холостого хода трансформаторов, МВт, определены в п.3.3, таблица 3.3;

$$\Delta W = 3,415 \cdot 5259 + 0,226 \cdot 8760 = 19939,25 \text{ МВт·ч.}$$

Электроэнергия, переданная потребителям за год, МВт·ч,

$$W = P_{\max PC} \cdot T_{H6},$$

где $P_{\max PC}$ – суммарная мощность нагрузки подстанций сетевого района, МВт;

$$W = 105 \cdot 6508 = 683340.$$

Ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии, тыс.руб.,

$$I_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W,$$

где $C_{\Delta W}$ – стоимость электроэнергии, тыс.руб./кВт·ч, по заданию равна 2,3 руб./кВт·ч;

$$I_{\Delta W} = 2,3 \cdot 10^{-3} \cdot 19939,25 \cdot 10^3 = 45860,264.$$

Себестоимость переданной потребителям электроэнергии, коп/(кВт·ч),

$$C = \frac{(I_{OP} + I_{\Delta W}) \cdot 10^5}{W \cdot 10^3},$$

$$C = \frac{(112300,48 + 45860,264) \cdot 10^5}{683340 \cdot 10^3} = 23,145.$$

						Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потери активной энергии в сети, в процентах от переданной потребителю электроэнергии составляют:

$$\frac{\Delta W}{W} = \frac{19939,25}{683340} \cdot 100 = 2,918 \text{ \%}.$$

Потери активной мощности в сети, в процентах от суммарной мощности потребителей составляют:

$$\frac{\Delta P_{\max} + \Delta P_{XX}}{P_{\max}} = \frac{3,415 + 0,226}{105} \cdot 100 = 3,468 \text{ \%}.$$

КПД сети, %,

$$\eta = \frac{W}{W + \Delta W} \cdot 100\%,$$

$$\eta = \frac{683340}{683340 + 19939,25} \cdot 100 = 97,165 \text{ \%}.$$

						Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В курсовом проекте была разработана районная электрическая сеть напряжением 110-220 кВ, предназначенная для электроснабжения от крупной узловой подстанции промышленного района, содержащего 6 пунктов потребления электроэнергии. На подстанциях были установлены компенсирующие устройства и выбраны марки трансформаторов. Для линий электропередачи были выбраны марки проводов и их сечения, а также проверены по нагреву и допустимой потере напряжения. В режиме максимальных нагрузок и в послеаварийных режимах были рассчитаны мощности в ветвях и напряжения в узлах сети. Напряжение у потребителя было отрегулировано в соответствии с требованиями ПУЭ. Анализ технических показателей сети показал, что потери активной энергии в сети составляют 2,918 % от переданной потребителю электроэнергии.

						Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Библиографический список

5. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст] / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп.. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил.