

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»
В Г. ВОЛЖСКОМ

Факультет Теплоэнергетический
Кафедра Энергетики

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ПО НАПРАВЛЕНИЮ ПОДГОТОВКИ 13.03.02 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
ПО ПРОГРАММЕ БАКАЛАВРИАТА
ПРОФИЛЬ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

Тема: РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КЛЕТСКОГО
РАЙОНА И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Студент	ЭЭ-2-20		А.В. Литвинов	
	группа		подпись	И. О. Ф.
Научный руководитель	к.т.н.		А.В. Стрижиченко	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.
Консультант			Н.Ю. Рулева	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.
Консультант			Г.И. Проскунина	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.
Нормоконтролер	к.т.н.		А.В. Стрижиченко	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.
Рецензент	Главный инженер ПО			
	«Волгоградские электрические сети»		В.К. Кононенко	
	должность, организация, степень, звание		подпись	И. О. Ф.

«Работа допущена к защите»

Зав. кафедрой	д.т.н.	доцент	М.С. Иваницкий	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.

Волжский, 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТНОГО
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»
В Г. ВОЛЖСКОМ

Факультет Теплоэнергетический
Кафедра Энергетики

ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ

ПО НАПРАВЛЕНИЮ ПОДГОТОВКИ 13.03.02 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
ПО ПРОГРАММЕ БАКАЛАВРИАТА
ПРОФИЛЬ «ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»

Тема: РЕКОНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КЛЕТСКОГО
РАЙОНА И АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Студент	ЭЭ-2-20		А.В. Литвинов	
	группа		подпись	И. О. Ф.
Научный руководитель	к.т.н.		А.В. Стрижиченко	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.
Зав. кафедрой	д.т.н.		М.С. Иваницкий	
	степень	звание	подпись	И. О. Ф.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

Исходные данные к общей части:

Схема расположения семи распределительных подстанций Клетского
района Волгоградской области, класс напряжения 110 кВ

Тема и исходные данные к индивидуальному заданию:

Реконструкция электрических сетей Клетского района и анализ эффективности
применения средств компенсации реактивной мощности

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК РАБОТЫ ПО РАЗДЕЛАМ

№ п/п	Содержание разделов	Срок выполнения	Трудоемкость в %
1	Технологическая часть	1.03.2023 – 1.04.2023	20
2	Конструкторская часть	1.04.2023 – 1.05.2023	25
3	Специальная часть	1.05.2023 – 22.05.2023	25
4	Оформление графического материала	14.04.2023 – 23.05.2023	20
5	Подготовка презентации	17.05.2023 – 24.05.2023	10

ПЕРЕЧЕНЬ ГРАФИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

1. Структурные схемы конфигураций сети, схемы перетоков мощности
2. Схема электрическая принципиальная однолинейная кольцевая
3. Опора, изолятор, стрелы провеса провода и грозотроса
4. Схема электрическая однолинейная участка сети с подключением УКРМ на ПС Распопинская и ПС Клетская с перетоками мощности
5. Схема электрическая однолинейная участка сети с подключением СТАТКОМ 10 Мвар на ПС Клетская с перетоками мощности
6. Диаграмма сравнения потерь. Таблицы напряжений и технико-экономических показателей
7. Презентация

Рекомендуемая литература

1. Правила устройства электроустановок, изд.7. – М.: Изд-во НЦ «ЭНАС», 1998 г.;
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин.– 2 изд.– Ростов н/Д: Феникс, 2008.– 715с
3. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах – М.: Энергоатомиздат, 1981.– 200с
4. Веников В.А. Статические источники реактивной мощности/ В.А. Веников, Л.А. Жуков. – М.: Изд-во Энергия, 1975. – 136с

Студент предупрежден об обязательной проверке выпускной квалификационной работы на объем заимствований.

Примечание: Задание печатается на двух сторонах одного листа и брошюруется вместе с выпускной работой

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка 110 с., 50 рис., 38 табл., 20 источн., 2 прил.

КОНФИГУРАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ, ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, МОДЕРНИЗАЦИЯ ПОДСТАНЦИИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, УСТРОЙСТВА КОМПЕНСАЦИИ.

Объектом исследования являются подстанции Волгоградской области – Клетский район: Распопинская, Клетская, Ярки, Средняя Царица, Пронинская, Перелазовская, Калмыковская.

Цель работы – исследование возможности внедрения средств компенсации реактивной мощности в районной распределительной сети 110 кВ с целью снижения потерь мощности и электроэнергии.

Метод исследования и разработки включает расчеты вариантов конфигурации сети, анализ технико–экономической эффективности предполагаемых решений, выбор основного электротехнического оборудования.

В технологической части выполнен расчет существующего варианта конфигурации сети, а также рассмотрены и рассчитаны альтернативные варианты. Осуществлен выбор выгодной конфигурации сети, трансформаторов, марки и сечения проводов, произведён расчёт технико-экономических параметров работы сети, а также выбор распределительных устройств подстанций сети.

В конструкторской части проведен расчет токов короткого замыкания и ударных токов, выбор электрических аппаратов, выбор опор, грозотроса и изоляторов, произведена проверка габаритов воздушной линии, расчет молниезащиты и выбор ОПН.

В специальной части представлена информация о применении средств компенсации реактивной мощности, таких как батареи статических конденсаторов, установки компенсации реактивной мощности и статический компенсатор.

Произведен технико–экономический расчет оборудования, предлагаемого к внедрению, затронуты вопросы охраны труда и окружающей среды.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	8
1.1 Характеристика исходных данных.....	8
1.2 Определение расстояний между точками потребителей	8
1.3 Формирование конкурентоспособных вариантов схем сети.....	9
1.4 Выбор напряжения сети	12
1.5 Определение приведённых нагрузок подстанций	13
1.6 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий	15
1.7 Перетоки мощности по участкам и напряжения в узлах	20
1.8 Расчет технико-экономических показателей	25
1.9. Параметры окончательной конфигурации сети.....	30
1.10 Выбор схем распределительных устройств подстанций	31
1.11 Вывод.....	32
2 КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ	33
2.1 Расчёт токов короткого замыкания и ударных токов	33
2.2 Выбор и проверка электрических аппаратов	39
2.3 Расчёт и анализ параметров качества электроэнергии в сети	43
2.4 Расчет конструктивной части воздушной линии.....	46
2.5 Выбор типа и необходимого числа изоляторов	62
2.6 Разработка мероприятий для защиты оборудования подстанции от внешних перенапряжений	64
2.7 Выбор ОПН.....	68
2.8 Вывод.....	70

					<i>ВКР. ВФ МЭИ. 13.03.02. 58. ПЗ</i>						
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	Реконструкция электрических сетей Клетского района и анализ эффективности применения средств компенсации реактивной мощности			Литера	Лист	Листов	
Разраб		Литвинов А.В.						у	5	110	
Пров		Стрижиченко А.В.						Филиал МЭИ в г. Волжском ЭЭ-2-20			
Реценз		Кононенко В.К.									
Н. Контр.		Стрижиченко А.В.									
Утв		Иваницкий М.С.									

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	71
3.1 Актуальность темы	71
3.2 Источники реактивной мощности	72
3.3 Определение объёма компенсации и расчёт компенсированных участков.....	73
3.4 Технологический эффект внедрения.....	80
3.5 Техничко-экономические показатели	83
3.6 Охрана труда и защита окружающей среды	88
3.7 Заключение по результатам исследования.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
ПРИЛОЖЕНИЕ А	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	108

ВВЕДЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из трех частей.

В первых двух частях идет выбор и рассмотрение наиболее выгодной конфигурации электрической сети. Объектом исследования являются подстанции Клетского района Волгоградской области: ПС Распопинская, ПС Клетская, ПС Ярки, ПС Средняя Царица, ПС Пронинская, ПС Перелазовская, ПС Калмыковская.

Для выбранных подстанций необходимо сформировать два варианта развития сети. Выполнить расчет существующего варианта сети, а также рассмотреть и рассчитать альтернативные варианты. Осуществить выбор оптимальной конфигурации сети. Выбрать окончательный вариант трансформаторов.

В конструкторской части рассчитать трехфазные токи короткого замыкания на стороне ВН каждой выбранной подстанции, произвести выбор коммутационных аппаратов, опор, грозотроса и изоляторов, произвести проверку габаритов воздушной линии, расчет молниезащиты и выбор ОПН. Произвести все необходимые проверки, построить монтажные графики и схему ОРУ.

В специальной части объяснить актуальность своей работы, определить возможные решения по вопросам компенсации реактивной мощности, определить границы необходимой компенсации, оценить технологический и экономический эффект внедрения предлагаемого оборудования. Объяснить охрану труда и окружающей среды. Сделать заключение по результатам исследования.

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Характеристика исходных данных

Исходные данные: $T_{нб} = 4100$ ч; потребители по категории надежности электроснабжения:

на двухтрансформаторных подстанциях – I, II и III категории,

на однострансформаторных – III категория потребителей.

Нагрузка минимального режима $P_{min} = 0,6P_{max}$.

Электрическая сеть сооружается в Волгоградской области на железобетонных и стальных опорах. В дальнейшем расчёте будут использоваться обозначения пунктов потребления, сведенных в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 — Названия пунктов потребления

Обозначение	Название
1	ПС Распопинская
2	ПС Клетская
3	ПС Ярки
4	ПС Средняя Царица
5	ПС Пронинская
6	ПС Перелазовская
7	ПС Калмыковская
А	ПС Серафимович
Б	ПС Кременская

1.2 Определение расстояний между точками потребителей и мощности нагрузок

Расстояния между ПС сведены в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 — Расстояния между ПС

Участки	А-1	А-2	1-2	2-3	3-Б	А-4	4-5	4-6	6-7	5-6
L , км	29,4	45	19,3	18,5	28,8	36,1	34,5	22,5 +4,5	32,5 +4,5	30

Мощности, принимаемые для технологического расчёта принимаются на основе установленных трансформаторов в настоящее время. Для однитрансформаторных ПС принимается около 90-95 % мощности трансформатора, для двухтрансформаторных – 65 % суммарной мощности.

Результаты приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 — Мощности нагрузок потребителей

Параметры	Подстанции						
	1	2	3	4	5	6	7
S , МВА	5,75	21,2	5,75	2,36	2,4	5,95	6,04
P , МВт	5	18,21	4,9	2,05	2,04	5,36	5,2
Q , Мвар	2,84	10,8	3	1,16	1,26	2,59	3,08
\bar{S} , МВА	5 + $j2,835$	18,21 + $j10,8$	4,9 + $j3$	2,05 + $j1,16$	2,04 + $j1,26$	5,36 + $j2,59$	5,2 + $j3,08$
$\cos\varphi$	0,87	0,86	0,85	0,87	0,85	0,9	0,86
$\operatorname{tg}\varphi$	0,567	0,593	0,62	0,567	0,62	0,484	0,593

1.3 Формирование конкурентоспособных вариантов схем сети

Решение задачи формирования экономически целесообразной схемы сети, обеспечивающей требуемый уровень надежности всех потребителей качественной электроэнергией, помимо существующей конфигурации, формируется 2 конкурентных варианта схем сети. Номинальное напряжение участков сети существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При большем номинальном напряжении возможна передача большей мощности на большие расстояния и с меньшими потерями мощности. В то же время с ростом номинального напряжения существенно возрастают капиталовложения в электрическую сеть.

В ходе расчетов выбирается наиболее рациональный вариант схемы. На рисунках 1.1 — 1.3 приведены различные конфигурации развития сети.

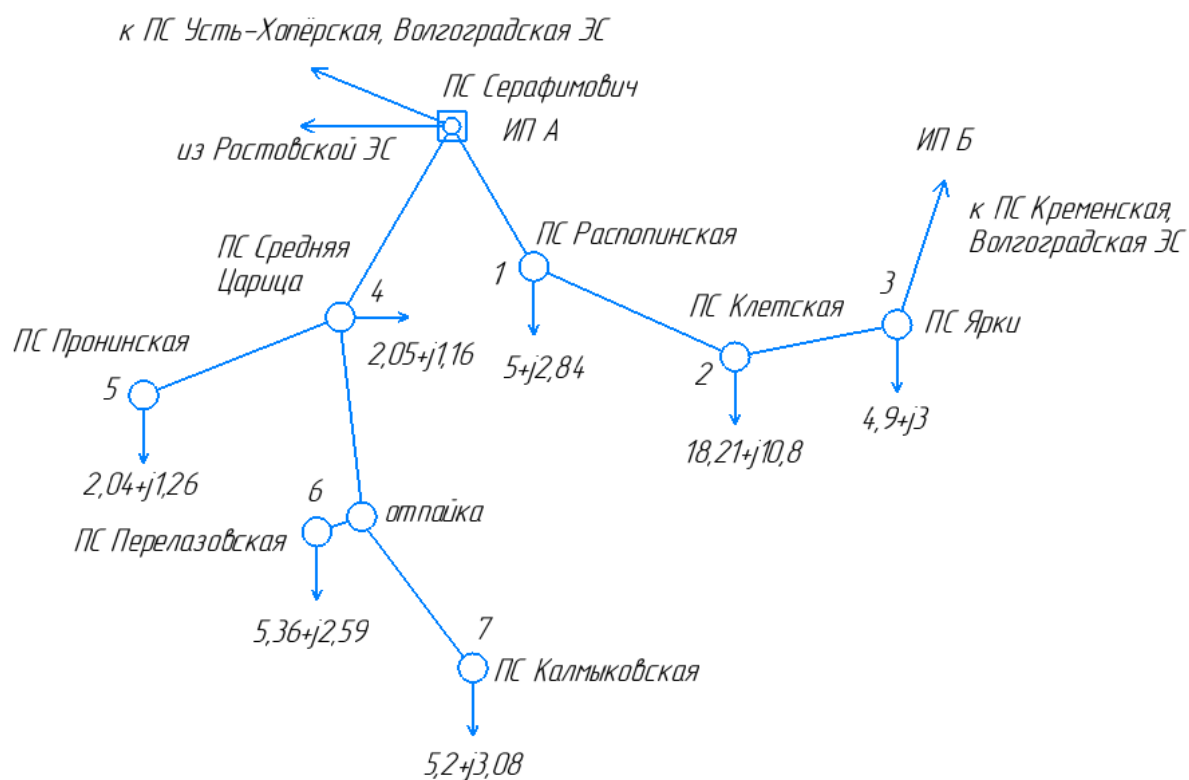


Рисунок 1.1 — Первый (существующий) вариант конфигурации сети

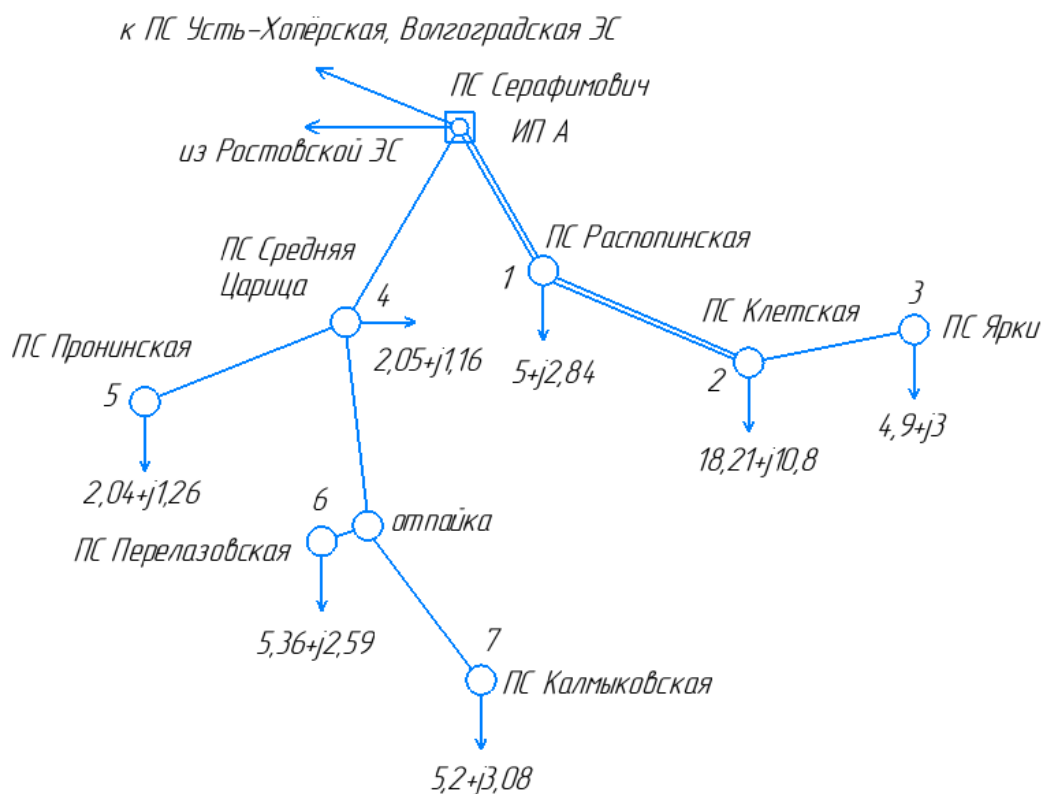


Рисунок 1.2 — Второй вариант конфигурации сети

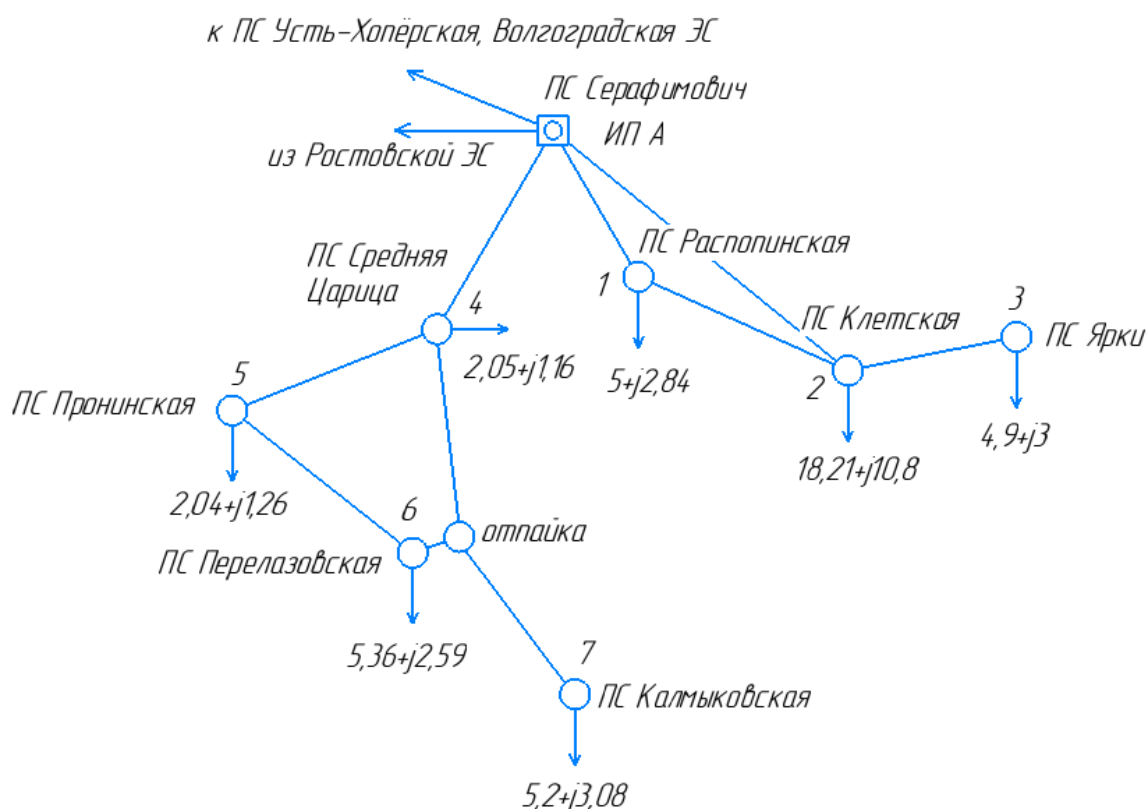


Рисунок 1.3 — Третий вариант конфигурации сети

Общие длины сети всех вариантов конфигурации представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 — Суммарные длины всех конфигураций сети

L_1 , км	L_2 , км	L_3 , км
248,6	268,5	294,8

С учётом требуемой надёжности электроснабжения объектов и с учётом наименьшей длины линий примем для дальнейшего рассмотрения три варианта конфигураций сети с суммарными длинами линий:

Первый вариант с суммарной длиной линий $L_1 = 248,6$ км;

Второй вариант с суммарной длиной линий $L_2 = 268,5$ км;

Третий вариант с суммарной длиной линий $L_3 = 294,8$ км.

1.4 Выбор напряжения сети

Экономически выгодное напряжение определяется по формуле Илларионова:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{(500/L) + (2500 \cdot n)/P}}, \quad (1.1)$$

где L — длина линии электропередачи, км;

P — мощность электропередачи на одну цепь, МВт;

n — количество цепей.

Данная формула при $P = 1000$ МВт четко отражает необходимость выбора всё более высоких номинальных напряжений с ростом протяженности электропередачи. Расчет напряжений для кольцевых участков схем, проводится как для аварийного режима (обрыв одной из линий).

Произведён расчет номинальных напряжений по формуле Илларионова для всех конфигураций сети. Результаты расчета приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 — Данные о номинальных напряжениях и длинах участков сети

Схема №1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Узлы	А-1	1-2	2-3	А-4	4-5	4-6	4-7	Б-3	
	L , км	29,4	19,3	18,5	36,1	34,5	27	55	28,8	
	$U_{\text{ном}}$, кВ	110	110	110	110	110	110	110	110	
Схема №2	Узлы	А-1	1-2	2-3	А-4	4-5	4-6	4-7		
	L , км	2x29,4	2x19,3	18,5	36,1	34,5	27	55		
	$U_{\text{расч}}$, кВ	71,6	64,2	43,1	73,6	28,4	62,6	63,8		
	$U_{\text{ном}}$, кВ	110	110	35	110	35	110	110		

Окончание таблицы 1.5

Схема №3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Узлы	А-1	1-2	2-3	А-4	4-5	4-6	4-7	А-2	5-6
	$L, \text{км}$	29,4	19,3	18,5	36,1	34,5	27	55	45	30
	$U_{\text{расч}}, \text{кВ}$	97,1	86,4	43,1	73,6	68,5	67,9	69,4	100	69,8
	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	110	35	110	110	110	110	110	110

1.5 Определение приведённых нагрузок подстанций

1.5.1 Выбор силовых трансформаторов подстанций

Выбор силовых трансформаторов производится исходя из мощностей нагрузок потребителей (п. 1.2 табл. 1.3). Типы трансформаторов, их расчётные и каталожные данные приведены в таблицах 1.6 и 1.7.

Таблица 1.6 — Типы двухобмоточных трансформаторов, их расчётные и каталожные данные.

	ПС 1, ПС 6, ПС 7	ПС 2 1 вар	ПС 3 1 вар	ПС 4 1,3 вар	ПС 5 1,3 вар	ПС 3 2,3 вар	ПС 5 2 вар
$S_{\text{ТР}},$	6,3	2x16	6,3	2,5	2,5	6,3	6,3
Тип тр-ра	ТМН- 6300/110	2хТРДН- 16000/110	ТМН- 6300/110	ТМН- 2500/110	ТМН- 2500/110	ТМН- 6300/35	ТМН- 2500/35
$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	115	115	115	110	110	35	35
$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	11	11	11	11	11	11	11
$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	11,5	2x19	11,5	5,5	5,5	14,5	6,7
$\Delta Q_{\text{х}}, \text{кВар}$	50,4	2x112	50,4	37,5	37,5	56,7	27,5
$R, \text{Ом}$	14,7	4,38	14,7	42,6	42,6	1,4	4,6
$X, \text{Ом}$	220	86,7	220	508	508	14,6	31,9
Пределы регул.	$\pm 9 \times$ 1,78%	$\pm 9 \times$ 1,78%	$\pm 9 \times$ 1,78%	$\pm 8 \times$ 1,5%	$\pm 8 \times$ 1,5%	$\pm 6 \times$ 1,5%	$\pm 6 \times$ 1,5%

Таблица 1.7 — Типы трёхобмоточных трансформаторов, их расчетные и каталожные данные.

	ПС 2 2,3 вар	ПС 4 2 вар
$S_{\text{ТР}}, \text{МВА}$	2х25	6,3
Тип тр-ра	2хТДТН-25000/110	ТМТН-6300/110
$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	115	115
$U_{\text{СН}}, \text{кВ}$	38,5	38,5
$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$	11	11
$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	2х36	14
$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	2х145	60
$U_{\text{к ВН-СН}}, \%$	10,5	10,5
$U_{\text{к ВН-НН}}, \%$	17,5	17
$U_{\text{к СН-НН}}, \%$	6,5	6

1.5.2 Определение приведённых нагрузок подстанций

Для двухобмоточных трансформаторов:

$$\dot{S}'_{\text{пс}} = P_{\text{п}} + jQ_{\text{п}} + \Delta P_{\text{тр}} + j\Delta Q_{\text{тр}} \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{п}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot \frac{R_{\text{т}}}{n} + n\Delta P_{\text{х}}, \text{МВт}, \quad (1.3)$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{п}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot \frac{x_{\text{т}}}{n} + n\Delta Q_{\text{х}}, \text{МВАр} \quad (1.4)$$

$$\Delta P_{\text{тр1}} = \frac{5,75^2}{115^2} \cdot 14,7 + 11,5 \cdot 10^{-3} = 0,048 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тр1}} = \frac{5,75^2}{115^2} \cdot 220 + 50,4 \cdot 10^{-3} = 0,6 \text{ МВАр}$$

$$\dot{S}'_1 = 5 + j2,84 + 0,048 + j0,6 = 5,05 + j3,44$$

Данные сводятся в таблицу 1.8.

Таблица 1.8 – Приведенные нагрузки ПС для первого варианта

	ПС 1	ПС 2 1В	ПС 3 1В	ПС 4 1,3В	ПС 5 1,3В	ПС 6	ПС 7
$P_{\text{п}} + jQ_{\text{п}}$	5 + $j2,84$	18,21 + $j10,8$	4,9 + $j3$	2,05 + $j1,16$	2,04 + $j1,26$	5,36 + $j2,59$	5,2 + $j3,08$
$\Delta P_{\text{ТР}} + j\Delta Q_{\text{ТР}}$	0,048 + $j0,6$	0,112 + $j1,7$	0,048 + $j0,6$	0,025 + $j0,271$	0,026 + $j0,279$	0,051 + $j0,639$	0,052 +
$P'_{\text{п}} + jQ'_{\text{п}}$	5,05 + $j3,44$	18,32 + $j12,5$	4,95 + $j3,6$	2,08 + $j1,43$	2,07 + $j1,54$	5,41 + $j3,23$	5,25 + $j3,74$

Для второго варианта:

$$\text{ПС 3: } \dot{S}'_3 = 4,9 + j3 + 0,052 + j0,451 = 4,95 + j3,45$$

$$\text{ПС 5: } \dot{S}'_5 = 2,04 + j1,26 + 0,028 + j0,177 = 2,07 + j1,44$$

1.6 Выбор сечений и марок проводов воздушных линий

Минимальные экономически целесообразные сечения проводов можно определить по формуле, мм²:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot j_{\text{ЭК}}}, \quad (1.5)$$

где S – мощность, передаваемая по проводу в нормальном режиме, МВА;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм².

Экономическая плотность определяется по данным в таблицах по продолжительности использования максимума нагрузки: $j_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм².

Аварийные токи участков, возникающие при отключении одной из параллельных цепей и определяющие минимально допустимые сечения проводов по условию термического нагрева:

$$I = \frac{S \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (1.6)$$

Полученные результаты округляются до ближайшего стандартного.

Результаты расчетов приведены в таблицах 1.9 – 1.10.

Таблица 1.9 – Сечения проводов линий, мм²

Первый вариант схемы		Второй вариант схемы			Третий вариант схемы		
Участок	$F_{\text{выбр}}$	Участок	$F_{\text{расч}}$	$F_{\text{выбр}}$	Участок	$F_{\text{расч}}$	$F_{\text{выбр}}$
А-1	120	А-1	2х83	2х95	А-1	83,9	95
1-2	120	1-2	2х70	2х70	1-2	55,5	70
2-3	120	2-3	96,4	95	2-3	90	95
А-4	120	А-4	81,8	70	А-4	73,6	70
4-5	120	4-5	40	95	4-5	21,8	70
4-О	120	4-О	59,1	70	4-О	43,6	70
О-6	120	О-6	30,9	70	О-6	17,3	70
О-7	120	О-7	31,8	70	О-7	29,1	70
Б-3	120	-	-	-	А-2	83,9	95
-	-	-	-	-	5-6	11,8	70

Таблица 1.10 – Характеристики выбранных проводов для каждой схемы

Линия	Ток участка I , А	Допустимый ток одиночного провода $I_{\text{доп}}$, А	Марка провода
1	2	3	4
Первый вариант схемы			
А-1	65	380	АС-120/19
1-2	30		
2-3	85		
А-4	90		
4-5	13		
4-О	64		
О-6	33		
О-7	34		
Б-3	115		
Второй вариант схемы			
А-1	2x91	330	2АС-95/16
1-2	2x77	265	2АС-70/11
2-3	106	330	АС-95/16
А-4	90	265	АС-70/11
4-5	44	330	АС-95/16
4-О	65	265	АС-70/11
О-6	34		
О-7	35		
Третий вариант схемы			
А-1	89	330	АС-95/16
1-2	61	265	АС-70/11
2-3	99	330	АС-95/16
А-4	81	265	АС-70/11

Окончание таблицы 1.10

1	2	3	4
4-5	24	265	АС-70/11
4-О	48		
О-6	19		
О-7	32		
5-6	13		
А-2	89	330	АС-95/16

В таблице 1.11 указаны погонные характеристики выбранных марок проводов.

Таблица 1.11 – Погонные характеристики выбранных проводов

Марка провода	Активное сопротивление	Индуктивное сопротивление	Емкостная проводимость
	r , Ом/км	x , Ом/км	$b \cdot 10^{-6}$, См/км
АС-70/11	0,428	0,444	2,55
АС-95/16	0,306	0,434	2,61
АС-120/19	0,249	0,427	2,66

Активные и индуктивные сопротивления определяются по формулам:

$$r = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (1.7)$$

$$x = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (1.8)$$

где r_0 , x_0 – погонные активные и индуктивные сопротивления линий, Ом/км;

l – длина линии, км;

n – количество цепей.

Проводимость линии, выражается формулой:

$$B = b_0 \cdot 10^{-6} \cdot l \cdot n, \quad (1.9)$$

где b_0 - погонная емкостная проводимость линии, См/км;

l – длина линии, км;

n – количество цепей.

Характеристики выбранных проводов каждой схемы сведены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Характеристики выбранных проводов для каждой схемы

Участок	Кол-во цепей	Сечение провода, мм ²	R , Ом	X , Ом	$b \cdot 10^{-6}$, См
1	2	3	4	5	6
Первый вариант схемы					
A-1	1	120	7,32	12,55	78,2
1-2	1	120	4,81	8,24	51,3
2-3	1	120	4,61	7,9	49,2
A-4	1	120	8,99	15,41	96
4-5	1	120	8,59	14,73	91,8
4-O	1	120	5,6	9,61	59,9
O-6	1	120	1,12	1,92	12
O-7	1	120	8,09	13,88	86,5
Б-3	1	120	7,17	12,3	76,6
Второй вариант схемы					
A-1	2	95	9	12,76	76,7
1-2	2	70	8,26	8,57	49,2
2-3	1	95	5,66	8,03	48,3
A-4	1	70	11,05	15,67	94,2
4-5	1	95	10,56	14,97	90
4-O	1	70	9,63	9,99	57,4
O-6	1	70	1,93	2	11,5

Окончание таблицы 1.12

1	2	3	4	5	6
О-7	1	70	13,91	14,43	82,9
Третий вариант схемы					
А-1	1	95	9	12,76	76,7
1-2	1	70	8,26	8,57	49,2
2-3	1	95	5,66	8,03	48,3
А-4	1	70	15,45	16,03	92,1
4-5	1	70	14,77	15,32	88
4-О	1	70	9,63	9,99	57,4
О-6	1	70	1,93	2	11,5
О-7	1	70	13,91	14,43	82,9
А-2	1	95	13,77	19,53	117,5
5-6	1	70	12,84	13,32	76,5

1.7 Перетоки мощности по участкам и напряжения в узлах

Производится расчёт перетоков мощности в узлах для трех вариантов сети. Расчет проводится в программном комплексе *RastrWin3*.

Перетоки мощности для первого варианта схемы показаны в таблице 1.13, 1.14, на рисунке 1.4. Листинг программы *RastrWin3* показан в ПРИЛОЖЕНИИ А.

Таблица 1.13 – Перетоки мощностей для первой схемы

Участок	S' , МВА	S'' , МВА
1	2	3
А-1	$9,3 + j5,9$	$9,2 + j6,8$
1-2	$4,1 + j3,4$	$4,1 + j4$
2-3	$14,2 + j8,5$	$14,3 + j8$
А-4	$15,1 + j6$	$14,9 + j6,9$

Окончание таблицы 1.13

1	2	3
4-5	$2,1 + j0,4$	$2,1 + j1,5$
4-O	$10,8 + j5,1$	$10,7 + j5,8$
O-6	$5,4 + j3,1$	$5,4 + j3,2$
O-7	$5,3 + j2,7$	$5,3 + j3,7$
Б-3	$19,5 + j11,1$	$19,2 + j11,6$

Таблица 1.14 – Напряжения подстанций для первой схемы

№ подстанции	Приведённая мощность S	$U_{\text{ВН}}$, кВ
9	-	113,7
1	$5 + j3,4$	112,35
2	$18,3 + j12,5$	111,9
3	$5 + j3,6$	113,1
4	$2,1 + j1,4$	111,6
5	$2,1 + j1,5$	111,3
6	$5,4 + j3,2$	110,45
7	$5,3 + j3,7$	109,8

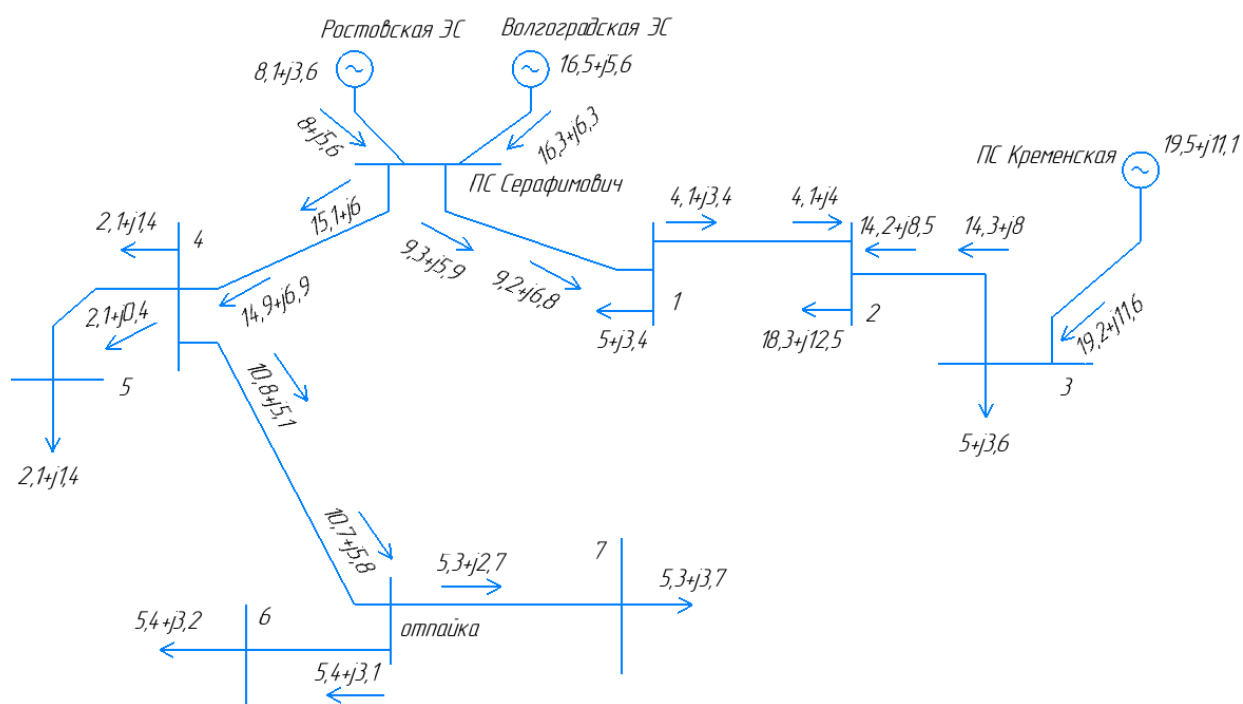


Рисунок 1.4 – Схема перетоков мощности для первой конфигурации

Перетоки мощности для второго варианта схемы показаны в таблице 1.15, 1.16 и на рисунке 1.5.

Таблица 1.15 – Перетоки мощностей для второй схемы

Участок	S' , МВА	S'' , МВА
А-1	$28,6 + j18,4$	$28,2 + j19,8$
1-2	$23,2 + j16,4$	$23 + j17,2$
2-3	$5,1 + j3,7$	$5 + j3,5$
А-4	$15 + j7,8$	$14,7 + j8,5$
4-5	$2,1 + j1,4$	$2,1 + j1,4$
4-О	$10,6 + j5,5$	$10,5 + j6$
О-6	$5,4 + j3,1$	$5,4 + j3,2$
О-7	$5,3 + j2,8$	$5,3 + j3,7$

Таблица 1.16 – Напряжения подстанций для второй схемы

№ подстанции	Приведённая мощность S	$U_{ВН}$, кВ
9	-	111,2
1	$5,1 + j3,4$	108,9
2	$18,2 + j10,8$	107,4
3	$5 + j3,5$	32,8
4	$2,1 + j1,2$	108,5
5	$2,1 + j1,4$	33
6	$5,4 + j3,2$	106,9
7	$5,3 + j3,7$	105,9

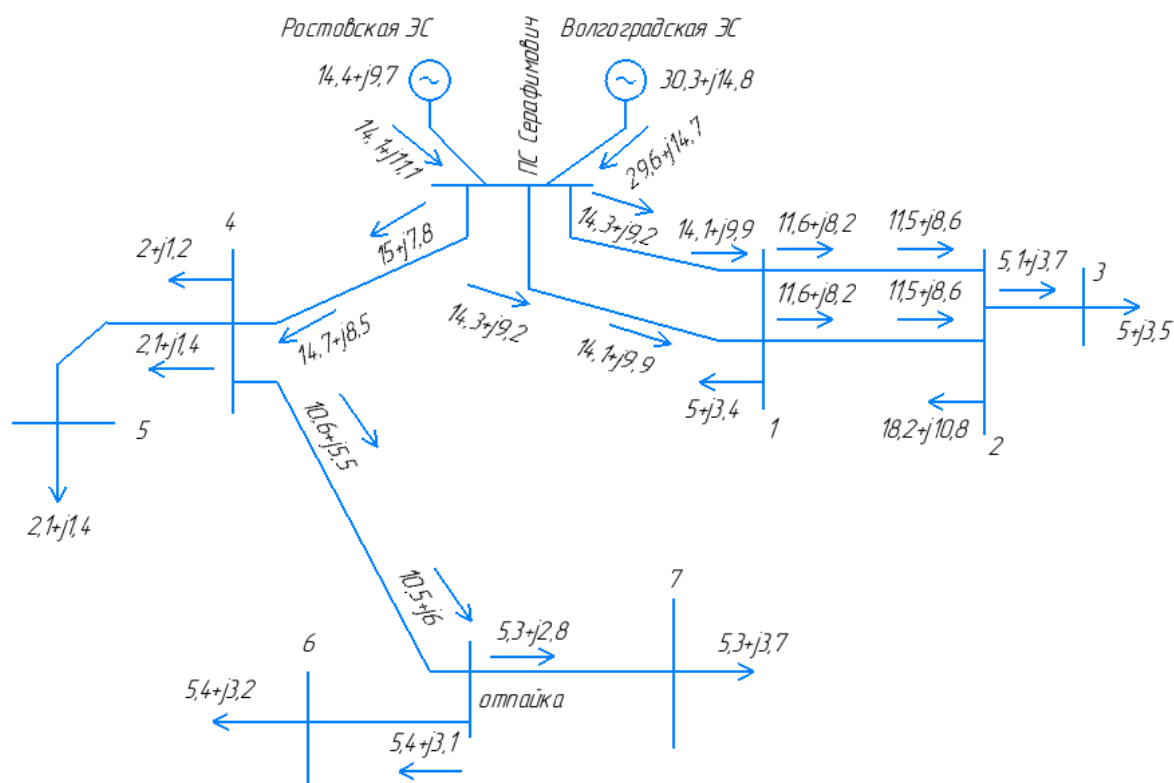


Рисунок 1.5 – Схема перетоков мощности для второго варианта конфигурации

Перетоки мощности для третьего варианта схемы показаны в таблице 1.17, 1.18 и на рисунке 1.6.

Таблица 1.17 – Перетоки мощностей для третьей схемы

Участок	S' , МВА	S'' , МВА
А-1	$14,7 + j8,3$	$14,5 + j8,9$
1-2	$9,9 + j6,1$	$9,6 + j6,6$
2-3	$5,1 + j3,2$	$4,9 + j3$
А-4	$14,9 + j3,7$	$14,6 + j4,5$
4-5	$4,1 + j0,7$	$4,1 + j1,8$
4-О	$8,5 + j2,7$	$8,4 + j3,3$
О-6	$3,3 + j1,1$	$3,3 + j1,2$
О-7	$5,2 + j2,2$	$5,2 + j3,1$
А-2	$13,9 + j9$	$13,5 + j10$
5-6	$2,1 + j0,5$	$2,1 + j1,4$

Таблица 1.18 – Напряжения подстанций для третьей схемы

№ подстанции	Приведённая мощность S	$U_{ВН}$, кВ
9	-	111,6
1	$5,5 + j3,8$	109,2
2	$19,7 + j13,6$	107,9
3	$5,4 + j4$	107,2
4	$2,2 + j1,5$	109,1
5	$2,2 + j1,6$	108,3
6	$5,7 + j3,5$	107,8
7	$5,5 + j3,9$	106,75

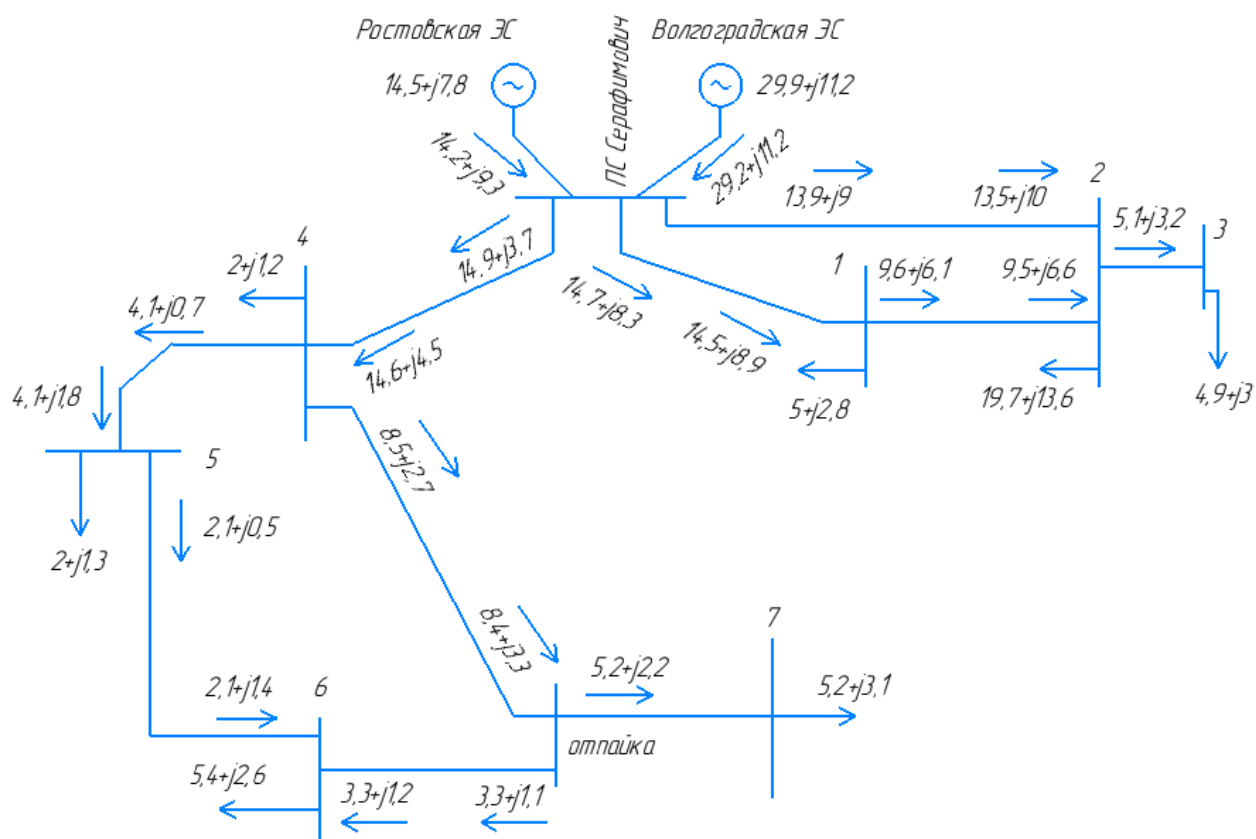


Рисунок 1.6 – Схема перетоков мощности для третьего варианта конфигурации

1.8 Расчет технико-экономических показателей

Выбор конфигурации сети производится по методу расчётных затрат. В данной работе затраты определяются с учётом амортизационных отчислений и издержек, без учёта ущерба (допустимо в учебном проектировании).

Капитальные расходы определяются полной заменой трансформаторов на аналогичные, реконструкцией линий и расширением распределительных устройств подстанций с увеличением количества ячеек выключателей.

Сравнение второго и третьего вариантов конфигурации сети.

Дано: $T_{нб} = 4100$ ч; $U_n = 110$ кВ; $E = 0,2$; $j_{эк} = 1,1$ А/мм²; $C_{хх} = 2$ руб/кВт·ч; $\beta_0 = 3$ руб/кВт·ч; $P_{ал} = 0,024$; $P_{аПС} = 0,064$; $P_{эл} = 0,004$; $P_{эПС} = 0,002$; $A_T = 4500$ тыс. руб; $B_T = 0,32175$ тыс. руб/кВ²; $C_T = 199,35$ тыс. руб/МВА; $A_{л1} = 1287$ тыс. руб/км; $B_{л1} = 15525 \cdot 10^{-6}$ тыс. руб/(км·кВ²); $C_{л1} = 4725 \cdot 10^{-3}$ тыс. руб/(км·мм²); $A_{л2} = 3336,75$ тыс. руб/км; $B_{л2} = 28350 \cdot 10^{-6}$ тыс. руб/(км·кВ²); $C_{л2} = 5850 \cdot 10^{-3}$ тыс. руб/(км·мм²); $A_{яч} = 3375$ тыс. руб; $B_{яч} = 0,4725$ тыс. руб/кВ².

Время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (1.10)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2500 \text{ ч}$$

Стоимость линий:

$$K_L = A_L \cdot L + B_L \cdot L \cdot U_n^2 + C_L \cdot L \cdot F_{эк}. \quad (1.11)$$

Полученные результаты сводятся в таблицу 1.19.

					ВКР. ВФ МЭИ. 13.03.02. 58. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		25

Таблица 1.19 – Стоимость линий (вариант 2)

№ участка	$K_{л}$, тыс. руб.	$\sum K_{л}$, тыс. руб.
А-1	124524,7	469072,9
1-2	78923,2	
2-3	32465,5	
А-4	65182,25	
4-5	60543,8	
4-О	40626,1	
О-6	8125,2	
О-7	58682,1	

Стоимость трансформаторов:

$$K_T = A_T + B_T \cdot U_H^2 + C_T \cdot S_T. \quad (1.12)$$

Полученные результаты сводятся в таблицу 1.20.

Таблица 1.20 – Стоимость трансформаторов (вариант 2)

№ подстанции	K_T , тыс. руб.	$\sum K_T$, тыс. руб.
1	9649,1	76892,7
2	26753,85	
3	6150,05	
4	9649,1	
5	5392,5	
6	9649,1	
7	9649,1	

Капитальные затраты на подстанции:

$$\sum K_{\text{ПС}} = \sum K_{\text{яч}} + \sum K_{\text{Т}} \quad (1.13)$$

Капитальные затраты на ячейки:

$$K_{\text{яч}} = A_{\text{яч}} + B_{\text{яч}} \cdot U_{\text{ном}} \quad (1.14)$$

Количество ячеек определяется исходя из схем РУ подстанций.

2 конфигурация:

ПС 1 – Предполагаемая схема РУ – 12, количество ячеек – 4 (ЛЭП) + 1 (Тр) + 1 (ШСВ) + 1 (СВ) = 7;

ПС 2 – Предполагаемая схема РУ ВН – 5Н, количество ячеек – 3; РУ СН – 5Н, количество ячеек – 3;

ПС 3 – Предполагаемая схема РУ – 3Н, количество ячеек – 1 (ЛЭП/Тр);

ПС 4 – Предполагаемая схема РУ ВН – 6Н, количество ячеек – 3; РУ СН – 3Н, количество ячеек – 1;

ПС 5 – Предполагаемая схема РУ – 3Н, количество ячеек – 1 (ЛЭП/Тр);

ПС 6 – Предполагаемая схема РУ – 3Н, количество ячеек – 1 (ЛЭП/Тр);

ПС 7 – Предполагаемая схема РУ – 3Н, количество ячеек – 1 (ЛЭП/Тр);

ПС Серафимович (ИП А) – расширение на 1 ячейку (ЛЭП).

3 конфигурация:

ПС 1 – Предполагаемая схема РУ – 6Н, количество ячеек – 3;

ПС 2 – Предполагаемая схема РУ ВН – 5Н, количество ячеек – 3; РУ СН – 5Н, количество ячеек – 3;

ПС 3 – Предполагаемая схема РУ – 3Н, количество ячеек – 1 (ЛЭП/Тр);

ПС 4 – Предполагаемая схема РУ – 12, количество ячеек – 3 (ЛЭП) + 1 (Тр) + 1 (ШСВ) + 1 (СВ) = 6;

ПС 5 – Предполагаемая схема РУ – 6Н, количество ячеек – 3;
 ПС 6 – Предполагаемая схема РУ – 6Н, количество ячеек – 3;
 ПС 7 – Предполагаемая схема РУ – 3Н, количество ячеек – 1 (ЛЭП/Тр);
 ПС Серафимович (ИП А) – расширение на 1 ячейку (ЛЭП).

Полученные результаты сводятся в таблицу 1.21.

Таблица 1.21 – Стоимость ячеек выключателей (2 вариант)

№ подстанции	$K_{\text{яч}}$, тыс. руб.	$\sum K_{\text{яч}}$, тыс. руб.
1	23988,8	75180,8
2	20455,5	
3	3391,5	
4	13672,5	
5	3391,5	
6	3427	
7	3427	
ИП А	3427	

$$\sum K_{\text{ПС}} = 7,69 \cdot 10^5 + 7,52 \cdot 10^5 = 15,21 \cdot 10^5 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капитальные затраты:

$$\sum K = \sum K_{\text{ПС}} + \sum K_{\text{Л}} \quad (1.15)$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание линии и подстанций:

$$И_a = P_{\text{ал}} \cdot \sum K_{\text{Л}} + P_{\text{аПС}} \cdot \sum K_{\text{ПС}}. \quad (1.16)$$

$$И_э = P_{\text{эл}} \cdot \sum K_{\text{Л}} + P_{\text{эПС}} \cdot \sum K_{\text{ПС}}. \quad (1.17)$$

Стоимость потерь на электроэнергию:

$$\Delta И = \sum \Delta W \cdot \beta_0 \quad (1.18)$$

$$\sum \Delta W = \sum \Delta P \cdot \tau \quad (1.19)$$

$$\sum \Delta P = \sum P_{\text{сети}} - \sum P_{\text{п}} - \sum P_{\text{хх}} \quad (1.20)$$

$$\Delta P = 14,4 + 30,3 - 5 - 18,21 - 4,9 - 2,05 - 2,04 - 5,36 - 5,2 - 0,142 = 1,8 \text{ МВт} - \text{для конфигурации 2}$$

$$\Delta W = 1,8 \cdot 2500 = 4500 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta И = 4500 \cdot 10^3 \cdot 3 = 13500 \text{ тыс. руб}$$

Общие затраты:

$$З = E \cdot \sum K + И_{\text{а}} + И_{\text{э}} + \Delta И \quad (1.21)$$

Полученные результаты сводятся в таблицу 1.22.

Таблица 1.22 – Потери и затраты в схемах

№ схемы	$\sum K$ тыс. руб.	$И_{\text{а}}$, тыс. руб.	$И_{\text{э}}$, тыс. руб.	$\Delta И$, тыс. руб.	$З$, тыс. руб.
2	$62,11 \cdot 10^5$	20990,5	2180,4	13500	160900
3	$61,14 \cdot 10^5$	21142	2122	11325	156860

На основании технико-экономического расчёта выбрана схема №3, т.к. она выгоднее по всем параметрам, по затратам на 4 млн руб/год.

1.9. Параметры окончательной конфигурации сети

1.9.1 Выбор трансформаторов для окончательной конфигурации сети

Принято:

ПС 1: ТМН-6300/110: $R_T = 14,7 \text{ Ом}$; $X_T = 220 \text{ Ом}$;

ПС 2: 2хТДТН-25000/110/35: $X_{ТВ} = 56,87 \text{ Ом}$; $X_{ТН} = 35,71 \text{ Ом}$;

ПС 3: ТМН-6300/35: $R_T = 1,4 \text{ Ом}$; $X_T = 14,6 \text{ Ом}$;

ПС 4: ТМН-2500/110, $R_T = 42,6 \text{ Ом}$; $X_T = 508 \text{ Ом}$.

ПС 5: ТМН-2500/110, $R_T = 42,6 \text{ Ом}$; $X_T = 508 \text{ Ом}$.

ПС 6: ТМН-6300/110: $R_T = 14,7 \text{ Ом}$; $X_T = 220 \text{ Ом}$;

ПС 7: ТМН-6300/110: $R_T = 14,7 \text{ Ом}$; $X_T = 220 \text{ Ом}$;

1.9.2 Выбор марок, сечений проводов для окончательной конфигурации сети

Таблица 1.23 – Характеристики выбранных проводов для выбранной конфигурации сети

Участок	Кол-во линий	Сечение провода, мм ²	R , Ом	X , Ом	$b \cdot 10^{-6}$, См
A-1	1	70	9	12,76	76,7
1-2	1	70	8,26	8,57	49,2
2-3	1	95	5,66	8,03	48,3
A-4	1	70	15,45	16,03	92,1
4-5	1	70	14,77	15,32	88
4-О	1	70	9,63	9,99	57,4
О-6	1	70	1,93	2	11,5
О-7	1	70	13,91	14,43	82,9
A-2	1	95	13,77	19,53	117,5
5-6	1	70	12,84	13,32	76,5

1.10 Выбор схем распределительных устройств подстанций

Основные требования, предъявляемые к схемам распределительных устройств подстанций, заключаются в обеспечении качества функционирования подстанций: надежности, экономичности, наглядности и простоте схем, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др. Сравнение вариантов схем, намеченных к разработке на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производится на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты, обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них выбирается более экономичный.

Тип схемы распределительного устройства высшего напряжения определяется местоположением подстанции в составе электрической сети.

Данные для оптимального варианта сведены в таблицу 1.24.

Таблица 1.24 — Схемы РУ ПС

ПС	Схема РУ
1	6Н – проходная – «Треугольник»
2 ВН	5Н – проходная – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»
2 СН	5Н – проходная – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий»
3	3Н – тупиковая – «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»
4	12 – узловая – «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин»
5	6Н – проходная - «Треугольник»
6	6Н – проходная - «Треугольник»
7	3Н – тупиковая – «Блок (линия-трансформатор) с выключателем»
ИП А	13 – узловая – «Две рабочие системы шин с обходной»

1.11 Вывод

В данной части работы были рассмотрены три варианта конфигурации сети. Для каждого из представленных вариантов были выбраны сечения и марки проводов, трансформаторы.

Произведён расчёт технико-экономических показателей работы сети. По результатам технико-экономического расчёта выбрана схема №3 как наиболее оптимальная по всем параметрам, с общими затратами 156,86 млн руб/год.

					ВКР. ВФ МЭИ. 13.03.02. 58. ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		32

2 КОНСТРУКТОРСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Расчёт токов короткого замыкания и ударных токов

Значения токов короткого замыкания в различных точках сведены в таблицу 2.1, места расположения точек короткого замыкания представлены на рисунке 2.1.

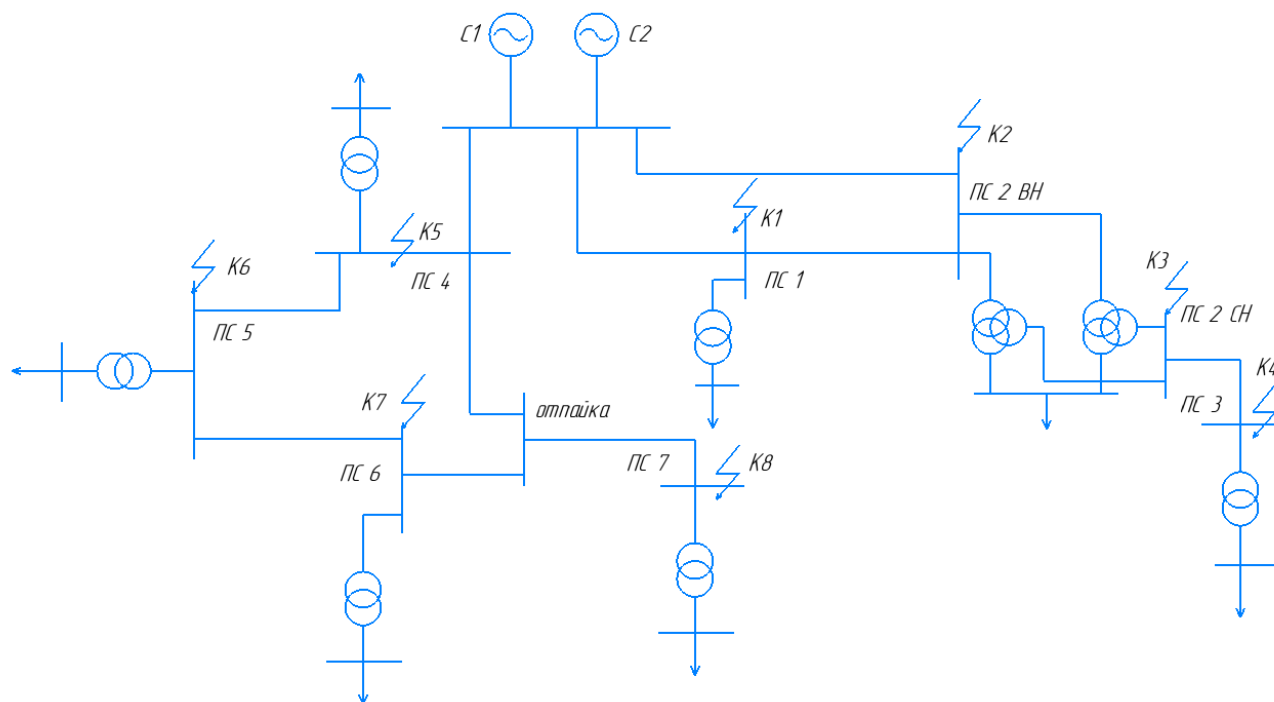


Рисунок 2.1 – Точки КЗ для расчетной схемы

Расчёт производится для шин ВН подстанций, поэтому не учитываются двухобмоточные трансформаторы и обобщённые нагрузки (т.к. составляют менее 5% погрешности значений ТКЗ). Расчёт производится в относительных единицах приближённым методом.

Схема замещения сети для расчёта токов короткого замыкания представлена на рис. 2.2.

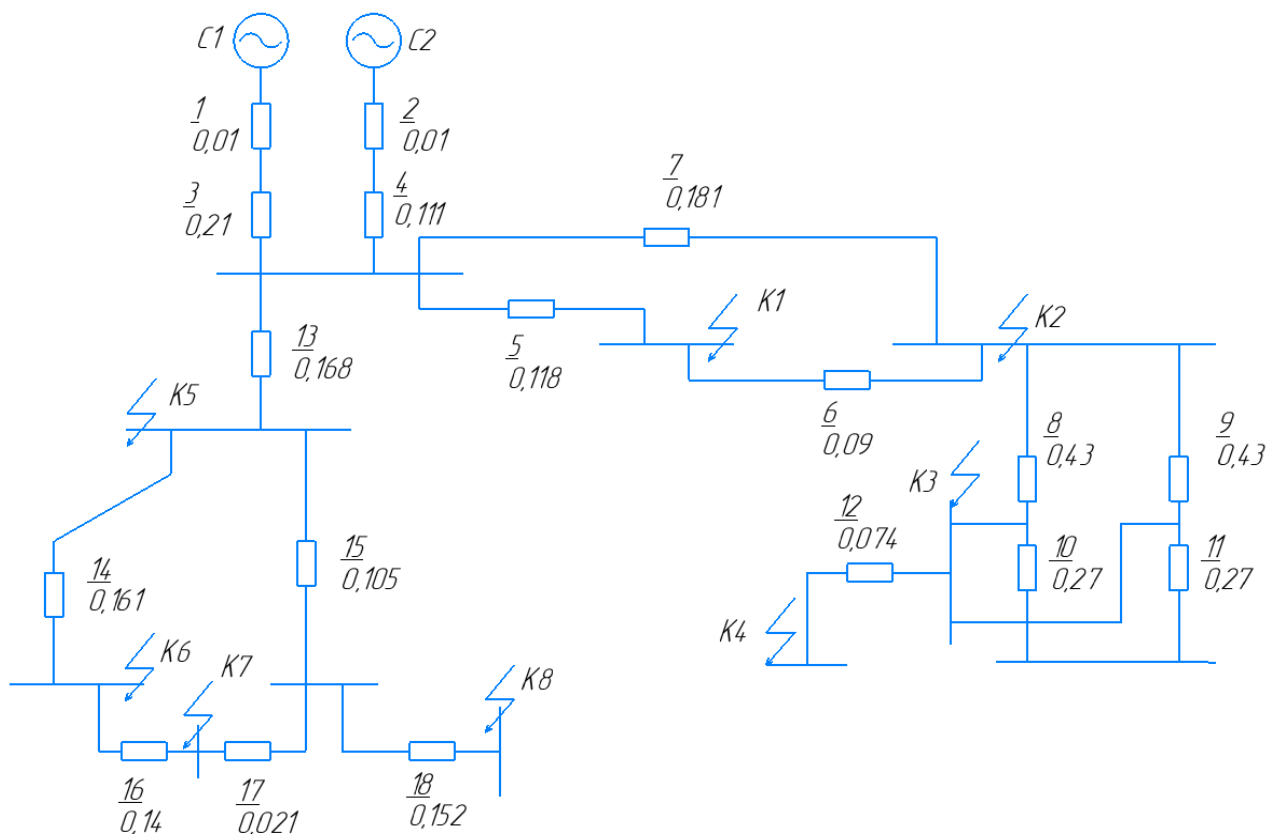


Рисунок 2.2 – Схема замещения сети при расчёте токов короткого замыкания

Базисные параметры

$$S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срном}}} \quad (2.1)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

Сопротивление системы

$$x_{c1*} = x_{c2*} = 0,01$$

Сопротивление линий

$$z_{л*} = (x_{0л} + j \cdot r_{0л}) \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{\text{срном}}^2} = z_{л} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{срном}}^2} \quad (2.2)$$

Сопротивление трёхобмоточного трансформатора

$$Z_{ТВ*} = Z_{ТВ} \cdot \frac{S_6}{U_{ср ном}^2} \quad (2.3)$$

Ток трёхфазного КЗ

$$I_{п0} = \frac{E_*}{Z_{к экв*}} \cdot I_6 \quad (2.4)$$

Для расчёта токов КЗ необходимо свернуть схемы по точкам КЗ в соответствии с конфигурацией. Свёртка производится последовательным и параллельным соединением элементов.

Для точки К1:

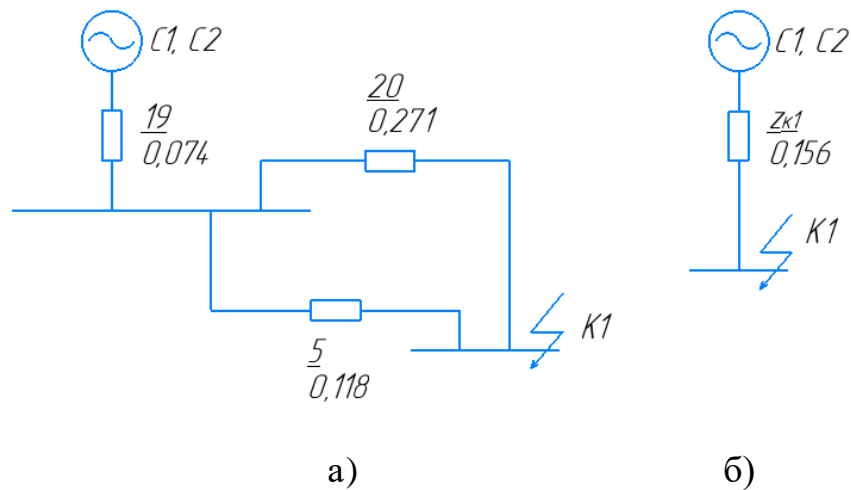


Рисунок 2.3 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К1

$$I_{п0}^{(K1)} = \frac{1}{0,156} \cdot 0,5 = 3,2 \text{ кА}$$

Для точки К2:

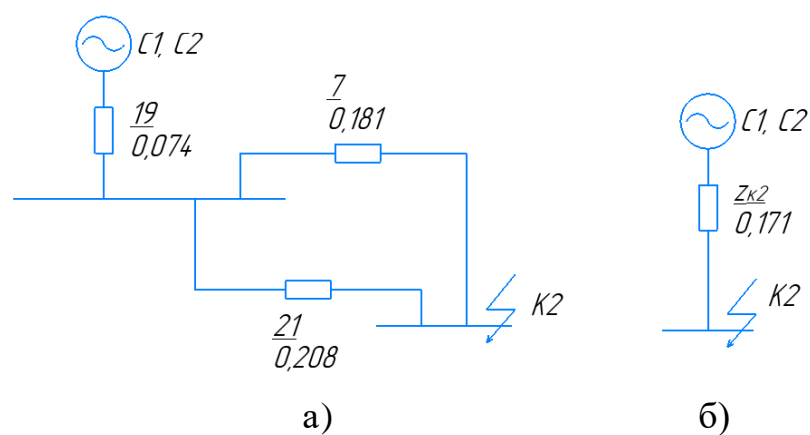


Рисунок 2.4 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К2

Для точки К3:

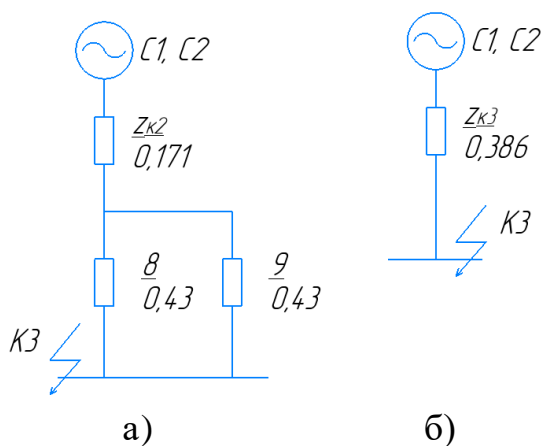


Рисунок 2.5 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К3

Для точки К4:

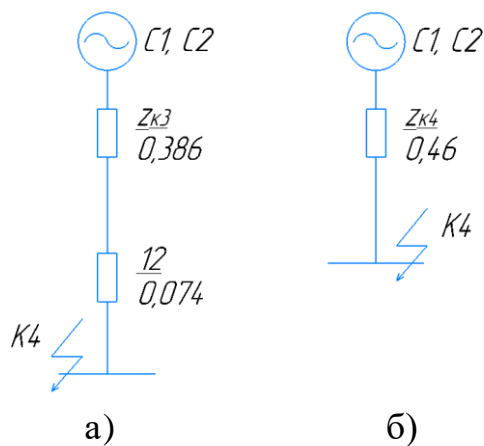


Рисунок 2.6 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К4

Для точки К5:

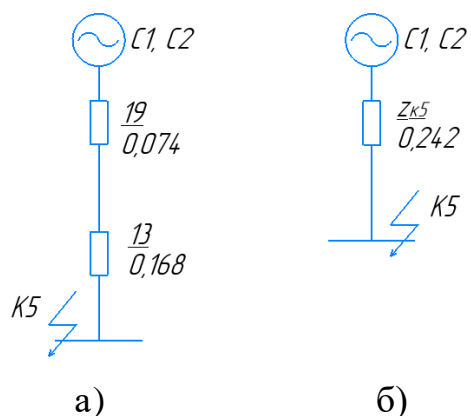


Рисунок 2.7 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К5

Для точки К6:

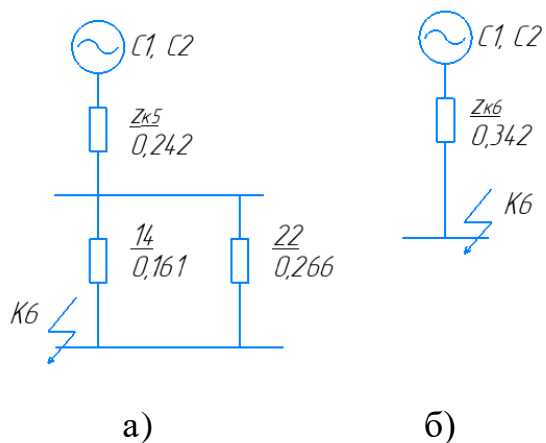


Рисунок 2.8 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К6

Для точки К7:

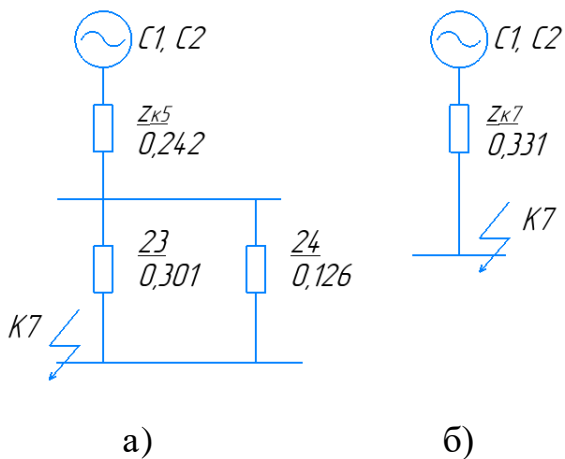


Рисунок 2.9 а, б – Свёртка схемы КЗ и эквивалентная схема для точки К7

Или по формуле:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (2.6)$$

Для ПС 1:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 6,1 \cdot 1,92 = 11,7 \text{ кА}$$

Необходимые значения сводятся в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Токи короткого замыкания и ударные токи короткого замыкания

Точка КЗ	Напряжение	$I_{п0}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	110	3,2	8,69
К2	110	2,92	7,93
К3	35	4,03	10,94
К4	35	3,38	9,18
К5	110	2,07	5,62
К6	110	1,46	3,96
К7	110	1,51	4,10
К8	110	1,06	2,88

2.2 Выбор и проверка электрических аппаратов

2.2.1 Выбор выключателей

В таблице 2.4 приведены номинальные и максимальные рабочие токи.

Таблица 2.4 – Рабочие номинальные и максимальные токи

Участок	А-1	А-2	1-2	2-3	А-4	4-5	5-6	4-О	6-О	О-7
$I_{ном}$, А	89	89	61	99	81	24	13	48	19	32
I_{max} раб, А	-	183	32	103	83	73	62	-	31	34

По справочным данным в узле 1 выбирается элегазовый выключатель ВГТ-110П-40/3150У1 с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}; i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}; i_{\text{вкл}} = 102 \text{ кА}; \beta_{\text{н}} = 40\%$$

$$U_{\text{max}} = 126 \text{ кВ}; I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}; t_{\text{терм}} = 3 \text{ с.}$$

Проверка выключателей осуществляется по следующим условиям.

1) По номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (2.7)$$

$$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ.}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.8)$$

$$183 \text{ А} \leq 3150 \text{ А.}$$

3) По отключающей способности:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}, \quad (2.9)$$

$$3,2 \text{ кА} < 40 \text{ кА.}$$

4) По номинальному току включения:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (2.10)$$

$$3,2 \text{ кА} < 40 \text{ кА.}$$

5) По допустимому содержанию апериодической составляющей тока:

$$i_{\text{ат}} \leq I_{\text{вкл}}. \quad (2.11)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (2.12)$$

где $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.}$ – сумма минимального времени срабатывания защиты $t_{з.мин} = 0,01$ с, собственного времени отключения выключателя $t_{с.в.} = 0,035$ с; $T_a = 0,115$ – постоянная времени цепи, найденная по справочным данным.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \frac{\beta}{100\%}, \quad (2.13)$$

где β – нормированное содержание апериодической составляющей.

$$3,2e^{-\frac{0,045}{0,115}} \text{ кА} \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100\%} \text{ кА},$$

$$2,16 \text{ кА} < 22,63 \text{ кА}.$$

6) По периодической составляющей предельного сквозного тока:

$$I_{п0} \leq I_{пр.скв} \quad (2.14)$$

$$3,2 \text{ кА} < 40 \text{ кА}.$$

7) По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{пр.скв} \quad (2.15)$$

$$8,69 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

8) По термодинамической стойкости:

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (2.16)$$

где $B_k = I_{п0}^2 (t_{з.мин} + t_{с.в.} + T_a)$ – тепловой импульс, выделяемый ТКЗ.

$$3,2^2(0,01 + 0,035 + 0,115) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$1,64 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выключатель ВГТ-110П-40/3150У1 удовлетворяет всем требованиям. Исходя из того, что токи КЗ в узле 1 наибольшие для напряжения 110 кВ, аналогичные выключатели выбираются для остальных узлов схемы.

2.2.2 Выбор и проверка разъединителей

По справочным данным в узле 1 выбираем разъединитель РНДЗ(1,2)-110/2000У1 с параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 2 \text{ кА}; i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}; I_{\text{пр.скв}} = 40 \text{ кА}; t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}.$$

Проверка разъединителей осуществляется по следующим условиям.

1) По номинальному напряжению:

$$110 \text{ кВ} < 110 \text{ кВ}.$$

2) По номинальному току:

$$206 \text{ А} < 2000 \text{ А}.$$

3) По периодической составляющей предельного сквозного тока:

$$6,1 \text{ кА} < 40 \text{ кА}.$$

4) По электродинамической стойкости:

$$11,7 \text{ кА} < 102 \text{ кА}.$$

5) По термодинамической стойкости:

$$6,1^2(0,01 + 0,06 + 0,115) \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 40^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$6,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, разъединитель РНДЗ(1,2)-110/2000У1 удовлетворяет всем требованиям. Исходя из того, что токи КЗ в узле 1 наибольшие, аналогичные разъединители выбираются для остальных узлов схемы.

На стороне 35 кВ ПС 1 и ПС 2 аналогичным образом выбраны выключатели ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1 и разъединители РДЗ(1,2)-35П/1000УХЛ1.

2.3 Расчёт и анализ параметров качества электроэнергии в сети

Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов

Расчет режима максимальных нагрузок наиболее экономичного варианта развития распределительной электрической сети выполнен при заданном напряжении базисного узла 115,5 кВ. В результате анализа параметров кольцевой схемы можно отметить:

1) Уровни напряжений в распределительной сети находятся в интервале от 107,4 кВ до 110 кВ, что практически соответствуют номинальному напряжению класса 110 кВ, максимальное отклонение напряжения от номинального 110 кВ наблюдается в узле 7 (-2,35 %), увеличение уровней напряжений в сети не требуется.

2) Отклонения напряжений на шинах низших напряжений подстанций от требуемых составляют не более 4,24 % (узел 4). С помощью регулировочных ответвлений понижающих трансформаторов можно обеспечить требуемые уровни напряжений. После анализа режима выполнены мероприятия:

– осуществлено централизованное регулирование напряжения путем изменения коэффициентов трансформации трансформаторов. Выбрано ответвление ($n_T - 1$);

– выполнен выбор рациональных регулировочных ответвлений понижающих трансформаторов для обеспечения требуемых уровней напряжений на шинах потребителей, показан в таблице 2.5:

Таблица 2.5 – Выбор ответвлений РПН на шинах НН при максимуме нагрузок

Узел	$U_{\text{треб}},$ кВ	$U_{\text{расч}},$ кВ	Откл., %	Расч. отв.	Рег. отв.	K_T	$U_{\text{кон}},$ кВ	Откл. кон., %
1	10,5	10,52	0,15	0,09	0,00	0,096	10,52	0,15
2	10,5	10,40	-0,96	-0,54	-1,00	0,097	10,59	0,82
3	10,5	10,51	0,14	0,08	0,00	0,314	10,51	0,14
4	10,5	10,95	4,24	2,83	2,00	0,097	10,63	1,24
5	10,5	10,87	3,54	2,36	2,00	0,097	10,56	0,54
6	10,5	10,36	-1,29	-0,72	-1,00	0,097	10,55	0,49
7	10,5	10,27	-2,15	-1,21	-2,00	0,099	10,65	1,41

Установленные на подстанциях трансформаторы имеют устройство РПН с пределами регулирования $\pm 9,1,78 \%$ и $\pm 8,1,5 \%$. Производится выбор регулировочных ответвлений.

Начальное отклонение напряжение в узле, %:

$$\Delta U_{\text{нач}} = \left(\frac{U_{\text{расч}}}{U_{\text{треб}}} - 1 \right) \cdot 100 \% \quad (2.17)$$

где $U_{\text{расч}}$ – расчетное напряжение узла, кВ;

$U_{\text{треб}}$ – требуемое напряжение узла, кВ.

Начальное отклонение напряжение в узле 2:

$$\Delta U_{\text{нач}} = \left(\frac{10,4}{10,5} - 1 \right) \cdot 100\% = -0,96 \%$$

Номер регулировочного ответвления:

$$N_{\text{отв}} = \frac{\Delta U_{\text{нач}}}{\Delta U_{\text{ст}}} \quad (2.18)$$

где $\Delta U_{\text{ст}}$ – цена одного ответвления РПН, %.

Найденный номер ответвления округляется до целого числа в пределах диапазона регулирования.

Номер регулировочного ответвления для узла 2:

$$N_{\text{отв}} = \frac{-0,96}{1,78} = -0,54; \text{ принимается } N_{\text{отв}1} = -1.$$

Коэффициент трансформации трансформатора при установке РПН на выбранное ответвление:

$$K_T = \frac{U_{\text{нном}}}{\left(1 + \frac{\Delta U_{\text{ст}} \cdot N_{\text{отв}}}{100 \%} \right) \cdot U_{\text{вном}}}, \quad (2.19)$$

где $U_{\text{нном}}$, $U_{\text{вном}}$ – соответственно номинальное напряжение вторичной и первичной обмотки, кВ.

Коэффициент трансформации трансформатора узла 2 при установке РПН на девятое ответвление:

$$K_{\text{т2}} = \frac{11}{\left(1 + \frac{1,78 \% \cdot (-1)}{100 \%}\right) \cdot 115} = 0,097$$

Полученное напряжение в узле, кВ:

$$U_{\text{кон}} = \left(1 + \frac{\Delta U_{\text{нач}} - \Delta U_{\text{ст}} \cdot N_{\text{отв}}}{100\%}\right) \cdot U_{\text{треб}} \quad (2.20)$$

Полученное напряжение в узле 2:

$$U_{\text{кон2}} = \left(1 + \frac{-0,52 \% - 1,78 \% \cdot (-1)}{100\%}\right) \cdot 10,5 = 10,59 \text{ кВ}$$

Полученное отклонение напряжения в узле с учетом выбранного ответвления РПН, %:

$$\Delta U_{\text{кон}} = \left(\frac{U_{\text{кон}}}{U_{\text{треб}}} - 1\right) \cdot 100 \% \quad (2.21)$$

Полученное отклонение напряжение в узле 2:

$$\Delta U_{\text{кон}} = \left(\frac{10,59}{10,5} - 1\right) \cdot 100 \% = 0,82 \%$$

Результаты расчетов по формулам (2.17) – (2.21) для остальных узлов приведены в таблице 2.5.

2.4 Расчет конструктивной части воздушной линии

Выполнить расчет провода АС 95/16 одноцепной ВЛ напряжением 110 кВ, сооружаемой на железобетонных опорах в населенной местности типа А (сельские местности). Региональный коэффициент $\gamma_p = 1,1$.

Рассчитанные климатические условия:

IV район по гололеду (толщина стенки гололеда $b = 25$ мм);

IV район по ветру (скоростной напор ветра $W = 80$ даН/м²);

II район по загрязнению атмосферы;

Минимальная температура $\Theta_{min} = -24$ °С;

максимальная температура $\Theta_{max} = 39$ °С;

среднегодовая температура $\Theta_{cp} = 12$ °С

На основании исходных данных выбирается промежуточная одноцепная унифицированная железобетонная опора на напряжение 110 кВ ПБ-110-5.

Габаритный пролет для этой опоры с проводом АС-95/16 составляет $l_r = 165$ м. Расчетный пролет принимается равным:

$$l = 0,85 \cdot l_r, \quad (2.22)$$

где l_r – габаритный пролет выбранной опоры, м.

$$l = 0,85 \cdot 165 = 140 \text{ м}$$

Геометрические размеры опоры:

$$H = 22,6 \text{ м}, h_{т-п} = 2 \text{ м}, h_{п-з} = 14,5 \text{ м}, h_{п-п} = 4 \text{ м}, h_3 = 3 \text{ м}.$$

Длина гирлянды изоляторов на напряжение 110 кВ составляет $\lambda = 1,3$ м.

2.4.1 Расчет удельной нагрузки провода

Из таблицы физико-механических характеристик проводов вес одного километра провода $P = 384$ даН/км и диаметр провода $d = 21,6$ мм марки АС-95/16.

Удельная нагрузка от собственного веса провода составляет, даН/м·мм²:

$$p_1 = \frac{p \cdot 10^{-3}}{F}, \quad (2.23)$$

где P – вес одного километра провода, даН/км;

F – сечение алюминиевой части провода, мм².

$$p_1 = \frac{384 \cdot 10^{-3}}{111} = 0,0035 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Максимально допустимая стрела провеса провода, м:

$$[f] = h_{п-з} - \lambda - h_{г}, \quad (2.24)$$

где $h_{п-з}$ – расстояние от провода до земли, м;

λ – длина гирлянды изоляторов, м;

$h_{г} = 7$ м – габарит ВЛ, зависит от характера местности и напряжения.

$$[f] = 14,5 - 1,3 - 7 = 6,2$$

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов, м:

$$h_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} - \lambda - \frac{2}{3} \cdot [f], \quad (2.25)$$

где h_i – расстояние от земли до i -й траверсы опоры.

$$h_{пр} = \frac{14,5 \cdot 2 + 18,5}{3} - 1,3 - \frac{2}{3} \cdot 6,2 = 10,4 \text{ м}$$

Удельная нормативная нагрузка от веса гололеда на проводе составляет, даН/м·мм²

$$p_{2н} = \frac{\pi \cdot g_0 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b \cdot (d + K_i \cdot K_d \cdot b)}{F}, \quad (2.26)$$

где $K_i = 1$ – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда от высоты расположения приведенного центра тяжести проводов;

$K_d = 0,96$ – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра проводов, найденный при помощи таблицы.

$$p_{2н} = \frac{\pi \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 25 \cdot (13,6 + 1 \cdot 0,96 \cdot 25)}{111} = 0,0229$$

Удельная расчетная нагрузка от веса гололеда на проводе составляет, даН/м·мм²:

$$p_2 = p_{2н} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d, \quad (2.27)$$

где $\gamma_{nw} = 1$ – коэффициент надежности по ответственности ВЛ, зависящий от напряжения и количества цепей;

$\gamma_f = 1,6$ – коэффициент надежности по гололедной нагрузке для IV района по гололеду;

$\gamma_d = 0,5$ – коэффициент условий работы.

$$p_2 = 0,0229 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 0,02$$

Суммарная расчетная нагрузка от веса провода и гололеда, даН/м·мм²:

$$p_3 = p_1 + p_2. \quad (2.28)$$

$$p_3 = 0,0035 + 0,02 = 0,0235$$

Удельная нормативная ветровая нагрузка при отсутствии гололеда, даН/м·мм²:

$$p_{4н} = \frac{(\alpha_w \cdot K_l \cdot K_w \cdot C_x \cdot W \cdot d \cdot 10^{-3})}{F}, \quad (2.29)$$

где $\alpha_w = 0,7$ – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ принимаемый при $W = 80$ даН/м²;

$K_l = 1,05$ – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку;

$K_w = 1$ – коэффициент с учётом изменения ветрового давления по высоте;

$C_x = 1,2$ – коэффициент лобового сопротивления, зависящий от диаметра провода.

$$p_{4н} = \frac{(0,7 \cdot 1,05 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 80 \cdot 13,6 \cdot 10^{-3})}{111} = 0,0086$$

Удельная нормативная ветровая нагрузка при наличии гололеда, даН/м·мм²:

$$p_{5н} = \frac{(\alpha_w \cdot K_l \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_r \cdot (d + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b) \cdot 10^{-3})}{F}, \quad (2.30)$$

где $W_r = 0,25 \cdot W = 20$ – ветровое давление при гололеде, даН/м².

$$p_{5н} = \frac{0,7 \cdot 1,05 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 20 \cdot (13,6 + 2 \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 25) \cdot 10^{-3}}{111} = 0,0098$$

Удельные расчетные ветровые нагрузки при отсутствии и наличии гололеда, даН/м·мм²:

$$p_4 = p_{4н} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f, \quad (2.31)$$

где $\gamma_f = 1,1$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке.

$$p_4 = 0,0086 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,1 = 0,0104$$

$$p_5 = p_{5н} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f. \quad (2.32)$$

$$p_5 = 0,0098 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,1 = 0,011$$

Расчетная удельная нагрузка от ветра и веса провода без гололёда, даН/м·мм²:

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}, \quad (2.33)$$

$$p_6 = \sqrt{0,0035^2 + 0,0104^2} = 0,0126$$

Расчетная удельная нагрузка от веса провода, покрытого гололедом, и ветра, даН/м·мм²:

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}, \quad (2.34)$$

$$p_7 = \sqrt{0,0235^2 + 0,011^2} = 0,026$$

Рассчитанные данные сводятся в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Сводные данные по проводу

Нагрузки	Значение, даН/м·мм ²
p_1	0,0035
$p_{2н}$	0,0229
p_2	0,02
p_3	0,0235
$p_{4н}$	0,0086
$p_{5н}$	0,0098
p_4	0,0104
p_5	0,0119
p_6	0,011
p_7	0,026

Наибольшая удельная расчетная нагрузка $p_{\text{макс}} = p_7 = 0,026$ даН/м·мм².

2.4.2 Определение исходного режима провода

В качестве исходного режима принимается режим наибольших нагрузок.

Параметры: $p_{\text{макс}} = 0,026$ даН/м·мм², $\Theta_{\Gamma} = -5$ °С; $[\sigma_{\text{рмакс}}] = 11,6$ даН/мм².

Уравнение состояния провода:

$$\sigma_i + \alpha \cdot E \cdot \Theta_i - \frac{p_i^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_i^2} = \sigma_j + \alpha \cdot E \cdot \Theta_j - \frac{p_j^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_j^2}, \quad (2.35)$$

где $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}$ – температурный коэффициент линейного удлинения материала провода, (1/°C);

$E = 8,25 \cdot 10^3$ – модуль упругости материала провода, даН/мм².

Определение коэффициентов

$$C = [\sigma_{p \max}] + \alpha \cdot E \cdot \theta_r - \frac{p_{\max}^2 \cdot l^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma_{p \max}]^2}, \quad (2.36)$$

$$C = 11,6 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5) - \frac{0,026^2 \cdot 140^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24 \cdot 11,6^2} = -23,04$$

1) В режиме низшей температуры

$$p_1 = 0,0035 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_{\min} = -24 \text{ °C}.$$

$$A = \alpha \cdot E \cdot \Theta_{\min} - C \quad (2.37)$$

$$A = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-24) - (-23,04) = 19,238$$

$$B = -\frac{p_1^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} \quad (2.38)$$

$$B = -\frac{0,0035^2 \cdot 140^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24} = -82,534$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\Theta \min}^3 + 19,238 \sigma_{\Theta \min}^2 - 82,534 = 0$$

Расчётное значение в режиме низшей температуры:

$$\sigma_{\Theta min} = 1,973 \text{ даН/мм}^2$$

2) В режиме среднегодовой температуры

$$p_1 = 0,0035 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_{cp} = +12 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$A = \alpha \cdot E \cdot \Theta_{cp} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 12 - (-23,04) = 24,941$$

$$B = -\frac{p_1^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = -\frac{0,0035^2 \cdot 140^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24} = -82,534$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\Theta cp}^3 + 24,941\sigma_{\Theta cp}^2 - 82,534 = 0$$

Расчётное значение в режиме среднегодовой температуры:

$$\sigma_{\Theta cp} = 1,758 \text{ даН/мм}^2$$

Полученные значения сводятся в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Коэффициенты и механические напряжения

Коэффициенты	Значения
C	-23,04
$A_{мин}$	19,238
$B_{мин}$	-82,534
$\sigma_{\Theta мин}, \text{ даН/мм}^2$	1,973
A_{cp}	24,941
B_{cp}	-82,534
$\sigma_{\Theta cp}, \text{ даН/мм}^2$	1,758

Проверка условий механической прочности провода

$$\sigma_{\Theta max} = 11,6 \text{ даН/мм}^2 = [\sigma_{\Theta max}] = 11,6 \text{ даН/мм}^2$$

$$\sigma_{\Theta min} = 1,973 \text{ даН/мм}^2 < [\sigma_{\Theta min}] = 11,6 \text{ даН/мм}^2$$

$$\sigma_{\Theta cp} = 1,758 \text{ даН/мм}^2 < [\sigma_{\Theta cp}] = 8,7 \text{ даН/мм}^2$$

Условия выполняются, исходный режим выбран верно.

2.4.3 Расчет монтажных стрел провеса провода

Монтаж проводов осуществляется при отсутствии гололеда, сильного ветра, но при любой температуре. Следовательно, монтажный режим характеризуется удельной нагрузкой $p_1 = 0,0035$ даН/м·мм², температурой монтажа Θ_m и механическим напряжением в проводе при его монтаже σ_m . Температура монтажа Θ_m может изменяться в пределах $\Theta_{min} \leq \Theta_m \leq \Theta_{max}$, где Θ_{max} – высшая температура, установленная на основе метеорологических наблюдений в данном районе, а Θ_{min} – низшая температура.

Механическое напряжение в монтажном режиме σ_m рассчитывается по уравнению состояния провода. Для монтажного режима:

$$p_1 = 0,0035 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_m = \Theta_{max} = +39 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Коэффициенты неполного кубического уравнения:

$$A = \alpha \cdot E \cdot \Theta_m - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 39 - (-23,04) = 29,218$$

$$B = -\frac{p_1^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = -\frac{0,0035^2 \cdot 140^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24} = -82,534$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\Theta_m}^3 + 29,218\sigma_{\Theta_m}^2 - 82,534 = 0$$

Расчётное значение в монтажном режиме:

$$\sigma_{\Theta_m} = 1,636 \text{ даН/мм}^2$$

Для значений Θ_m производится расчёт стрелы провеса:

1) для $\Theta_{min} = -24 \text{ }^\circ\text{C}$

$$f_{\Theta_{min}} = \frac{p_1 \cdot l^2}{8\sigma_{min}} \quad (2.39)$$

$$f_{\Theta_{min}} = \frac{0,0035 \cdot 140^2}{8 \cdot 1,973} = 4,35 \text{ м};$$

2) для $\Theta_{cp} = +12 \text{ }^\circ\text{C}$

$$f_{\Theta_{\text{ср}}} = \frac{p_1 \cdot l^2}{8\sigma_{\text{ср}}} \quad (2.40)$$

$$f_{\Theta_{\text{ср}}} = \frac{0,0035 \cdot 140^2}{8 \cdot 1,758} = 4,88 \text{ м};$$

3) для $\Theta_{\text{max}} = +39^\circ\text{C}$

$$f_{\Theta_{\text{max}}} = \frac{p_1 \cdot l^2}{8\sigma_{\text{м}}} \quad (2.41)$$

$$f_{\Theta_{\text{max}}} = \frac{0,0035 \cdot 140^2}{8 \cdot 1,636} = 5,24 \text{ м.}$$

Монтажный график приведен на рис. 2.10.

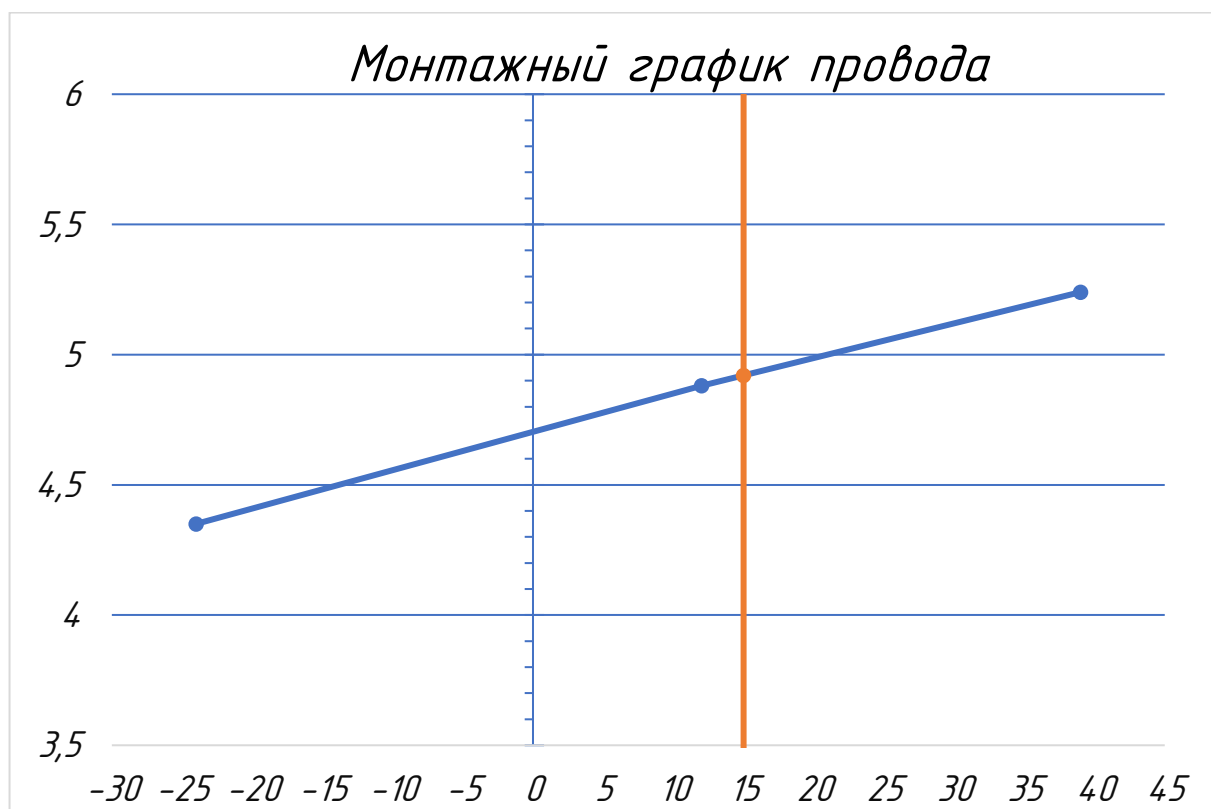


Рисунок 2.10 – Монтажный график провода сечением $F = 95 \text{ мм}^2$ в пролете длиной $l = 140 \text{ м}$

2.4.4 Проверка габарита воздушной линии

Для проверки габарита ВЛ необходимо знать максимальное значение стрелы провеса провода. Максимальная стрела провеса провода достигается в режиме высшей температуры и в режиме гололеда без ветра.

Для режима гололёда без ветра

$$p_3 = 0,0235 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_r = 15 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Коэффициенты неполного кубического уравнения:

$$A = \alpha \cdot E \cdot \Theta_r - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 15 - (-23,04) = 25,416$$

$$B = -\frac{p_3^2 \cdot l^2 \cdot E}{24} = -\frac{0,0235^2 \cdot 140^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3}{24} = -3720,8$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\Theta_r}^3 + 25,416 \sigma_{\Theta_r}^2 - 3720,8 = 0$$

Расчётное значение в режиме гололёда без ветра:

$$\sigma_{\Theta_r} = 10,218 \text{ даН/мм}^2$$

Стрела провеса проводов в этом режиме

$$f_{\Theta_r} = \frac{p_3 \cdot l^2}{8 \sigma_{\Theta_r}}, \quad (2.42)$$

$$f_{\Theta_r} = \frac{0,0235 \cdot 140^2}{8 \cdot 10,218} = 5,63 \text{ м};$$

Установленный габарит ВЛ напряжением 110 кВ составляет: $h_r \geq 7 \text{ м}$.

Учитывая геометрические размеры предварительно выбранной опоры ПБ110-5 и длину гирлянды изоляторов, проверяется условие:

$$h_{п-з} - \lambda - f_{\Theta_r} \geq 7 \text{ м}. \quad (2.43)$$

$$h_{п-з} - \lambda - f_{\Theta_{max}} = 14,5 - 1,3 - 5,63 = 7,57 \text{ м} > 7 \text{ м}$$

Условие выполняется, следовательно, опора выбрана правильно.

2.4.5 Расчет удельных нагрузок грозового троса

Условие проверки троса на механическую прочность аналогично проводам:

$$\sigma_{\theta min} \leq [\sigma_{\theta min}]; \sigma_{\theta cp} \leq [\sigma_{\theta cp}]; \sigma_{\theta p max} \leq [\sigma_{\theta p max}].$$

Принимается грозотрос сечением 50 мм² для класса напряжения 110 кВ.

Характеристики грозозащитных тросов

$$P_T = 417 \text{ даН/км}, d_T = 9,1 \text{ мм}, \alpha = 12 \cdot 10^{-6}, E = 20 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2,$$

$$[\sigma_{\theta max}] = 60 \text{ даН/мм}^2$$

$$[\sigma_{\theta min}] = 60 \text{ даН/мм}^2$$

$$[\sigma_{\theta cp}] = 42 \text{ даН/мм}^2$$

Удельная нагрузка от собственного веса грозотроса:

$$p_{1T} = \frac{P \cdot 10^{-3}}{F} = \frac{417 \cdot 10^{-3}}{50} = 0,0083 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Удельная нормативная нагрузка от веса гололёда на грозотросе:

$$\begin{aligned} p_{2TН} &= \frac{\pi \cdot g_0 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b \cdot (d + K_i \cdot K_d \cdot b)}{F} = \\ &= \frac{\pi \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 25 \cdot (9,1 + 1 \cdot 1 \cdot 25)}{50} = 0,048 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2 \end{aligned}$$

Удельная расчётная нагрузка от веса гололёда на грозотросе:

$$p_{2T} = p_{2TН} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f \cdot \gamma_d = 0,048 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,6 \cdot 0,5 = 0,0424 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Суммарная расчётная нагрузка от веса провода и гололёда:

$$p_{3T} = p_{1T} + p_{2T} = 0,0083 + 0,0424 = 0,0507 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Стрела провеса провода в грозовом режиме $f_{гр} = 5,02$ м по монтажному графику (рис. 2.10) для температуры окружающей среды $\Theta_{гр} = +15$ °С.

Максимальная стрела провеса грозотроса

$$[f_{T гр}] = f_{гр} + \lambda + h_{T-п} - h_{min}, \quad (2.44)$$

где h_{min} – расстояние по вертикали между тросом и проводом в грозовом режиме, определяемое по табл. 2.8.

Таблица 2.8 – Зависимость h_{min} от пролёта

Пролёт l , м	100	150	200	300	400	500
Расстояние h_{min} , м	2,0	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5

$$h_{min} = 2 + \frac{140 - 100}{150 - 100} \cdot (3,2 - 2) = 2,96 \text{ м для пролёта } l = 140 \text{ м.}$$

$$[f_{тгр}] = 4,92 + 1,3 + 2 - 2,96 = 5,26 \text{ м}$$

Удельная нормативная ветровая нагрузка при отсутствии гололёда:

$$p_{4нт} = \frac{\alpha_w \cdot K_l \cdot K_w \cdot C_x \cdot W \cdot d \cdot 10^{-3}}{F} = \frac{0,7 \cdot 1,05 \cdot 1,055 \cdot 1,2 \cdot 80 \cdot 9,1 \cdot 10^{-3}}{50} = 0,0135 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

$$K_w = 1 + \frac{(1,25 - 1)}{20 - 15} \cdot (16,1 - 15) = 1,055$$

$$h_{прт} = (H - h_3) - \frac{2}{3} \cdot [f_{тгр}], \quad (2.45)$$

$$h_{прт} = (22,6 - 3) - \frac{2}{3} \cdot 5,26 = 16,1 \text{ м}$$

Удельная нормативная ветровая нагрузка при наличии гололёда на грозотросе:

$$p_{5нт} = \frac{\alpha_w \cdot K_l \cdot K_w \cdot C_x \cdot W_{г} \cdot (d + 2 \cdot K_i \cdot K_d \cdot b) \cdot 10^{-3}}{F} = \frac{0,7 \cdot 1,05 \cdot 1,055 \cdot 1,2 \cdot 20 \cdot (9,1 + 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 25) \cdot 10^{-3}}{50} = 0,022 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Удельные расчётные ветровые нагрузки при отсутствии и наличии гололёда:

$$p_{4т} = p_{4нт} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,0135 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,1 = 0,0163 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

$$p_{5т} = p_{5нт} \cdot \gamma_{nw} \cdot \gamma_p \cdot \gamma_f = 0,022 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1,1 = 0,0266 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Расчётная удельная нагрузка от ветра и веса грозотроса без гололёда:

$$p_{6т} = \sqrt{p_{1т}^2 + p_{4т}^2} = \sqrt{0,0083^2 + 0,0163^2} = 0,0183 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

$$p_{7T} = \sqrt{p_{3T}^2 + p_{5T}^2} = \sqrt{0,0507^2 + 0,0266^2} = 0,0573 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Полученные значения сводятся в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Сводные данные по тросу

Нагрузки	Значение, даН/м·мм ²
p_{1T}	0,0083
p_{2HT}	0,0482
p_{2T}	0,0424
p_{3T}	0,0507
p_{4HT}	0,0135
p_{5HT}	0,022
p_{4T}	0,0163
p_{5T}	0,0266
p_{6T}	0,0183
p_{7T}	0,0573

Наибольшая удельная расчётная нагрузка

$$p_{maxT} = p_{7T} = 0,0573 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

Механическое напряжение на тросе

$$\sigma_{\Theta_{гр\ T}} = \frac{p_{1T} \cdot l^2}{8 \cdot f_{T\ гр}} = \frac{0,0083 \cdot 140^2}{8 \cdot 5,26} = 3,866 \text{ даН/мм}^2$$

Механические характеристики при исходном грозовом режиме

$$p_{1T} = 0,0083 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_{гр} = +15 \text{ }^\circ\text{C}, \sigma_{\Theta_{гр\ T}} = 3,866 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

$$\alpha_T = 12 \cdot 10^{-6}, E_T = 20 \cdot 10^3 \text{ даН/мм}^2$$

$$C_T = \sigma_{гр\ T} + \alpha_{гр\ T} \cdot E_T \cdot \Theta_{гр} - \frac{p_{1T}^2 \cdot l^2 \cdot E_T}{24 \cdot \sigma_{гр\ T}^2} = 3,866 +$$

$$+ 12 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 15 - \frac{0,0083^2 \cdot 140^2 \cdot 20 \cdot 10^3}{24 \cdot 3,866^2} = -67,82$$

Механические напряжения в остальных режимах

1) В режиме низшей температуры

$$p_{1T} = 0,0083 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_{\min} = -24 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициенты неполного кубического уравнения:

$$A_T = \alpha_{гр\ T} \cdot E_T \cdot \Theta_{\min} - C_T = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot (-24) - (-67,82) = 62,06$$

$$B_T = -\frac{p_{1T}^2 \cdot l^2 \cdot E_T}{24} = -\frac{0,0083^2 \cdot 140^2 \cdot 20 \cdot 10^3}{24} = -1125,2$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\Theta_{\min\ T}}^3 - 62,06\sigma_{\Theta_{\min\ T}}^2 - 1125,2 = 0$$

Расчётное значение в режиме низшей температуры:

$$\sigma_{\Theta_{\min\ T}} = 4,123 \text{ даН/мм}^2$$

2) В режиме среднегодовой температуры

$$p_{1T} = 0,0083 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_{\text{ср}} = +12 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициенты неполного кубического уравнения:

$$A_T = \alpha_{гр\ T} \cdot E_T \cdot \Theta_{\min} - C_T = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 12 - (-67,82) = 70,7$$

$$B_T = -\frac{p_{1T}^2 \cdot l^2 \cdot E_T}{24} = -1125,2$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\Theta_{\text{ср}\ T}}^3 + 70,7\sigma_{\Theta_{\text{ср}\ T}}^2 - 1125,2 = 0$$

Расчётное значение в режиме среднегодовой температуры:

$$\sigma_{\Theta_{\text{ср}\ T}} = 3,884 \text{ даН/мм}^2$$

3) В режиме максимальной внешней нагрузки

$$p_{\text{max}\ T} = 0,0573 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_T = -5 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициенты неполного кубического уравнения:

$$A_T = \alpha_{гр\ T} \cdot E_T \cdot \Theta_{\min} - C_T = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot (-5) - (-67,82) = 66,62$$

$$B_T = -\frac{p_{\text{max}\ T}^2 \cdot l^2 \cdot E_T}{24} = -\frac{0,0573^2 \cdot 140^2 \cdot 20 \cdot 10^3}{24} = -53627,1$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\text{max}\ T}^3 + 66,62\sigma_{\text{max}\ T}^2 - 53627,1 = 0$$

Расчётное значение в режиме максимальных внешних нагрузок:

$$\sigma_{max \tau} = 24,288 \text{ даН/мм}^2$$

Полученные данные сводятся в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Сводные данные по тросу

Коэффициенты	Значения
C_T	-67,82
$A_{мин \tau}$	62,06
$B_{мин \tau}$	-1125,2
$\sigma_{\Theta мин \tau}$, даН/мм ²	4,123
$A_{ср \tau}$	70,7
$B_{ср \tau}$	-1125,2
$\sigma_{\Theta ср \tau}$, даН/мм ²	3,884
$A_{макс \tau}$	66,62
$B_{макс \tau}$	-53627,1
$\sigma_{макс \tau}$, даН/мм ²	24,288

Проверка условий механической прочности провода

$$\sigma_{max \tau} = 24,288 \text{ даН/мм}^2 < [\sigma_{\Theta max}] = 60 \text{ даН/мм}^2$$

$$\sigma_{\Theta min \tau} = 4,123 \text{ даН/мм}^2 < [\sigma_{\Theta min}] = 60 \text{ даН/мм}^2$$

$$\sigma_{\Theta ср \tau} = 3,884 \text{ даН/мм}^2 < [\sigma_{\Theta ср}] = 42 \text{ даН/мм}^2$$

Условия выполняются, исходный режим выбран верно.

2.4.6 Расчет монтажных стрел провеса троса

Монтаж троса осуществляется при отсутствии гололеда, сильного ветра, но при любой температуре. Следовательно, монтажный режим характеризуется удельной нагрузкой $p_{1\tau} = 0,0083 \text{ даН/мм}^2$, температурой монтажа Θ_m и

механическим напряжением в грозотросе при его монтаже $\sigma_{\text{мт}}$. Температура монтажа $\Theta_{\text{м}}$ может изменяться в пределах $\Theta_{\text{min}} < \Theta_{\text{м}} < \Theta_{\text{max}}$.

Механическое напряжение в грозотросе в монтажном режиме $\sigma_{\text{мт}}$ рассчитывается по уравнению состояния, в левую часть которого подставляются параметры исходного режима, а в правую – параметры монтажного режима.

$$p_{1\text{т}} = 0,0083 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2, \Theta_{\text{м}}, \sigma_{\text{гр т}} = 3,866 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$$

1) Для $\Theta_{\text{м}} = \Theta_{\text{min}} = -24^\circ\text{C}$:

Стрела провеса грозотроса:

$$f_{\Theta_{\text{мт}}} = \frac{p_{1\text{т}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\Theta_{\text{мт}}}} = \frac{0,0083 \cdot 140^2}{8 \cdot 4,123} = 4,93 \text{ м.}$$

Шаг температуры $\Delta\Theta = 13^\circ\text{C}$

2) Для $\Theta_{\text{м}} = \Theta_{\text{min}} + \Delta\Theta = -24 + 13 = -11^\circ\text{C}$:

$$A_{\text{т}} = \alpha_{\text{гр т}} \cdot E_{\text{т}} \cdot \Theta_{\text{м}} - C_{\text{т}} = 12 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot (-11) - (-67,82) = 65,18$$

$$B_{\text{т}} = -1125,2$$

Неполное кубическое уравнение будет иметь вид:

$$\sigma_{\text{м т}}^3 + 65,18\sigma_{\text{м т}}^2 - 1125,2 = 0$$

Расчётное значение в монтажном режиме:

$$\sigma_{\text{м т}} = 4,032 \text{ даН/мм}^2$$

Стрела провеса грозотроса:

$$f_{\Theta_{\text{мт}}} = \frac{p_{1\text{т}} \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_{\Theta_{\text{мт}}}} = \frac{0,0083 \cdot 140^2}{8 \cdot 4,032} = 5,04 \text{ м}$$

Аналогичным образом производится расчёт всего диапазона температур.

Полученные значения сводятся в таблицу 2.11.

Таблица 2.11. Сводная таблица

Температура $\Theta_{\text{м}}, ^\circ\text{C}$	-24	-11	2	15	28	39
Стрела провеса $f_{\Theta_{\text{мт}}}, \text{м}$	4,93	5,04	5,15	5,26	5,37	5,45

Монтажный график приведён на рис. 2.11.

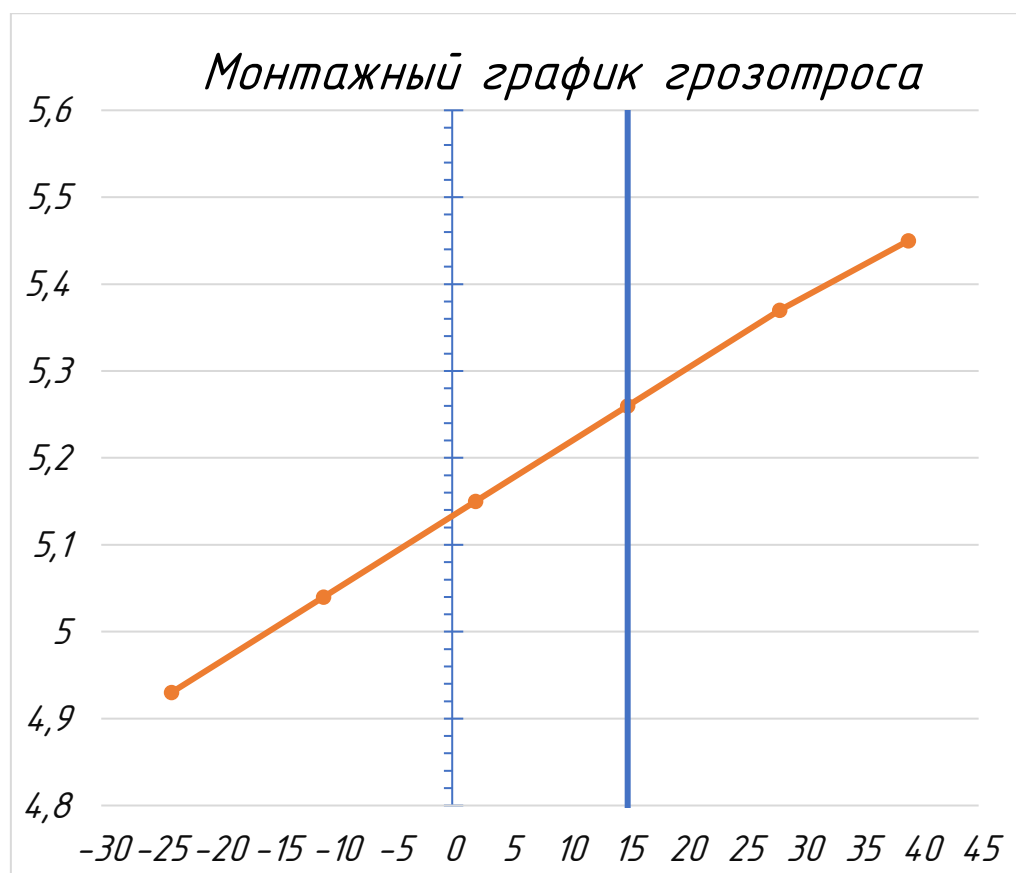


Рисунок 2.11 – Монтажный график троса сечением $F_T = 50 \text{ мм}^2$ в пролете длиной $l = 140 \text{ м}$

2.5 Выбор типа и необходимого числа изоляторов

Значение влагоразрядного напряжения изоляторов зависит от характеристик загрязняющего слоя, толщины и удельного сопротивления. При одинаковых загрязнениях оно пропорционально длине пути утечки изолятора L_y .

Разряд на отдельных участках изолятора может отрываться от поверхности и развиваться в воздухе. В результате этого влагоразрядные напряжения оказываются пропорциональны на L_y , а эффективной длине утечки:

Производится выбор стеклянного изолятора типа ПС-120 Б.

$$L_{\text{эф}} = \frac{L_{\text{ут}}}{k_{\text{эф}}}, \quad (2.46)$$

где $k_{эф} \geq 1$ – коэффициент эффективности изолятора.

Значение $k_{эф}$ определяется экспериментально. Для подвесных тарельчатых изоляторов $k_{эф}$ может быть оценен по эмпирической формуле:

$$k_{эф} = 1 + 0,5 \left(\frac{L_{ут}}{D_{из}} - 1 \right), \quad (2.47)$$

где $D_{из} = 255$ мм – диаметр тарелки изолятора; $L_{ут} = 330$ мм – длина пути утечки изолятора.

В качестве характеристики надежности изоляторов при рабочем напряжении принята удельная эффективная длина пути утечки $\lambda_{эф}$:

$$\lambda_{эф} = \frac{L_{эф}}{U_{наиб.раб.}}, \quad (2.48)$$

Удельная эффективная длина пути утечки нормируется в зависимости от степени загрязненности атмосферы и номинального напряжения установки.

Для надежности эксплуатации при рабочем напряжении геометрическая длина пути утечки изоляторов должна определять как:

$$L_y \geq K \cdot \lambda_{эф} \cdot U_{наиб.раб.} \quad (2.49)$$

Число изоляторов в гирлянде должно быть:

$$n \geq \frac{k_{эф} \cdot \lambda_{ут} \cdot U_{наиб.раб.}}{L_{эф}}, \quad (2.50)$$

где $L_{эф}$ – геометрическая длина пути утечки одного изолятора, мм;

$U_{наиб.раб.}$ – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ;

$\lambda_{ут} = 2$ – минимально допустимая удельная длина пути утечки, см/кВ.

Число изоляторов определяется методом оценки длины пути утечки для токов утечки.

$$k_{\text{эф}} = 1 + 0,5 \cdot \left(\frac{330}{255} - 1 \right) = 1,147$$

$$L_{\text{эф}} = \frac{L_{\text{ут}}}{k_{\text{эф}}} = \frac{330}{1,147} = 287,7 \text{ мм}$$

Принимается $L_{\text{эф}} = 29 \text{ см}$.

Наибольшее рабочее напряжение определяется по формуле:

$$U_{\text{наиб.раб.}} = 1,15 \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}. \quad (2.51)$$

$$U_{\text{наиб.раб.}} = 1,15 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 73 \text{ кВ}$$

Необходимое число изоляторов:

$$n \geq \frac{1 \cdot 2 \cdot 73}{29} = 5$$

Общее число изоляторов с учетом запасных изоляторов, принимаемых в зависимости от уровня номинального напряжения воздушной линии электропередачи и вида опоры:

$$n = 5 + 2 = 7 \text{ шт}$$

Принимается число изоляторов типа ПСС – 120 Б равным 7.

2.6 Разработка мероприятий для защиты оборудования подстанции от внешних перенапряжений

Открытое распреустройство подстанции имеет следующие габаритные размеры: высота наиболее высокого объекта h_x составляет 10,5 м, ширина $b = 40$ м, длина $a = 63$ м. Расстояние между ближними молниеотводами $l_1 = 35$ м, между удаленными – $l_2 = 58$ м.

Объекты высотой h_x , находящиеся внутри образуемого молниеотводами прямоугольника, защищены в том случае, если диагональ прямоугольника D удовлетворяет условию:

$$D \leq 8 \cdot (h - h_x) \cdot p. \quad (2.52)$$

где $D = \sqrt{a^2 + b^2} = \sqrt{40^2 + 63^2} = 74,6$ м - наибольшая диагональ участка;

$p = 1$, т.к. $h \leq 30$ м

h_a - превышение высоты молниеотводов над высотой защищаемого объекта.

Проверка:

$$74,6 \leq 8 \cdot (20 - 10,5) \cdot 1 = 76 \text{ м}$$

Из этого соотношения превышение высоты молниеотводов h_a над высотой защищаемого объекта h_x должно составлять:

$$h_a = D/8, \quad (2.53)$$

$$h_a = D/8 = 74,6/8 = 9,33 \text{ м.}$$

Полная высота типового молниеотвода ОРУ-110

$$h = h_a + h_x, \quad (2.54)$$

$$h = 9,33 + 10,5 = 19,83 \text{ м, принимается } h = 20 \text{ м.}$$

Данные молниеотводы должны обеспечить защиту всей площади ОРУ подстанции от прямых ударов молнии.

Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

Согласно РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений» высота вершины конуса стержневого молниеотвода h_0 и радиусы защиты на уровне земли r_0 и на высоте защищаемого объекта r_x определяется как для одиночного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (2.55)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.}$$

$$r_x = p \left(\frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \right) \cdot (h - h_x), \quad (2.56)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot (20 - 10,5)}{1 + \frac{10,5}{20}} = 9,97 \text{ м.}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (2.57)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов:

$$h_{min} = h_{c1} = h_0 - 0,14(l_1 - h), \quad (2.58)$$

$$h_{min1} = h_{c1} = 17 - 0,14(35 - 20) = 14,9 \text{ м.}$$

$$\text{Аналогично } h_{min2} = 11,68 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составляет:

$$r_c = r_0 = 1,5h, \quad (2.59)$$

$$r_c = r_0 = 1,5 \cdot 20 = 30 \text{ м.}$$

На уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}}, \quad (2.60)$$

$$r_{cx1} = 30 \cdot \frac{14,9 - 10,5}{14,9} = 8,86 \text{ м.}$$

Аналогично $r_{cx2} = 3,03 \text{ м.}$

Зона защиты ОРУ – 110 кВ ПС «Клетская» на высоте h_x изображена на рисунке 2.12.

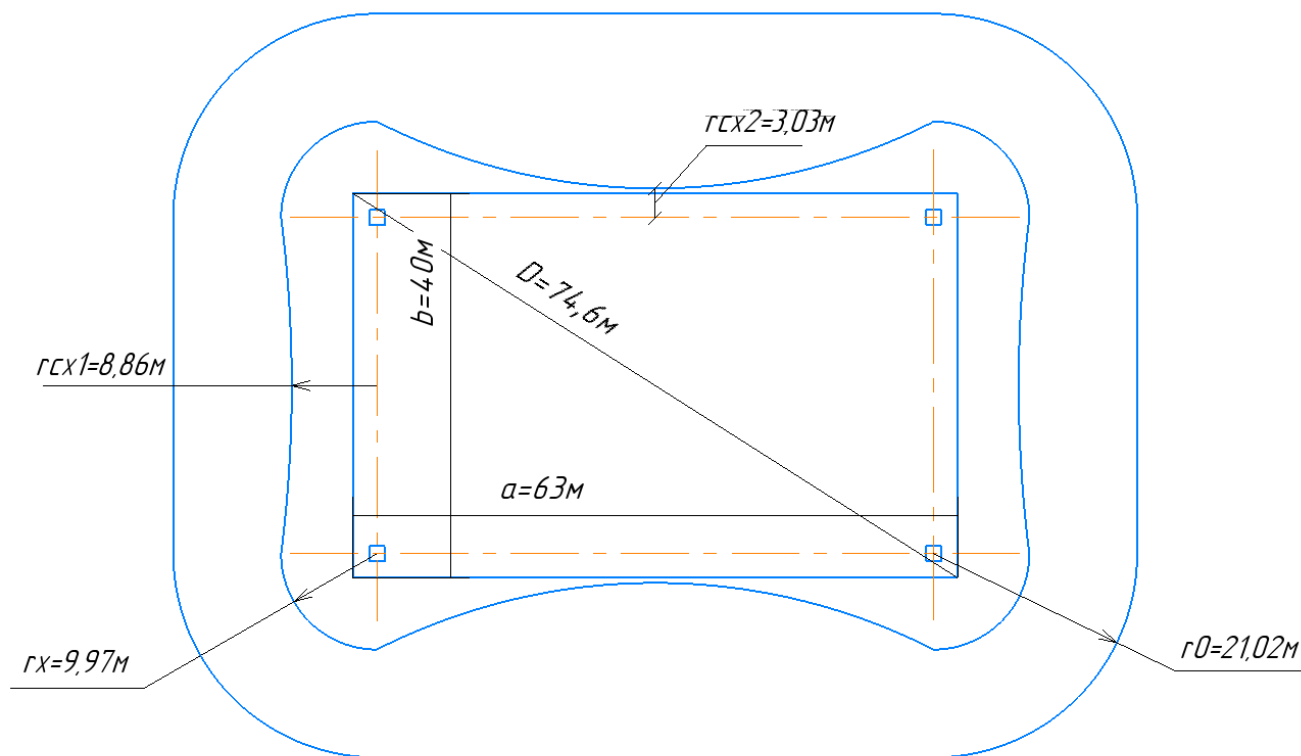


Рисунок 2.12 – Зона защиты ОРУ – 110 кВ ПС «Клетская»

2.7 Выбор ОПН

Предварительно выбирается ОПНп-110УХЛ1, производится его проверка по следующим условиям:

1) Наибольшего длительного допустимого рабочего напряжения ОПН

Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования для сетей напряжением 110 кВ составляет:

$$U_{\text{нр.с}} = 1,05 \cdot U_{\text{нб}} \quad (2.61)$$

$$U_{\text{нр.с}} = 1,05 \cdot 73 = 76,65 \text{ кВ.}$$

Для ОПНп-110УХЛ1 значение наибольшего рабочего напряжения составляет 88 кВ.

$$U_{\text{нр.с}} \leq U_{\text{нр.ОПН}} \quad (2.62)$$

$$76,65 \text{ кВ} < 88 \text{ кВ.}$$

2) По условиям взрывобезопасности

Номинальный взрывобезопасный ток:

$$I_{\text{вб}} \geq 1,2 \cdot I_{\text{кз}}, \quad (2.63)$$

где $I_{\text{кз}} = 2,92 \text{ кА}$ – значение тока короткого замыкания на ВН трансформатора ПС Клетская.

$I_{\text{кз}} = 40 \text{ кА}$ – максимально допустимый ток, отвечающий условиям взрывобезопасности для ОПНп-110УХЛ1.

Проверка:

$$40 \text{ кА} > 3,5 \text{ кА.}$$

3) По уровню выдерживаемого напряжения при коммутационных перенапряжениях

Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть не менее, чем на 15-20 % ниже испытательного напряжения $U_{исп.к}$ коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования.

$$U_{исп.к} = 1,71 \cdot U_{исп50}, \quad (2.64)$$

где $U_{исп50}$ – испытательное одноминутное напряжение при частоте 50 Гц для электрооборудования класса напряжения 110 кВ.

$$U_{исп.к} = 1,71 \cdot 280 = 478,8 \text{ кВ}$$

$$U_{ост} = 247 \leq \frac{U_{исп.к}}{1,2}, \quad (2.65)$$

$$247 \text{ кВ} < 399 \text{ кВ}.$$

4) Определение защитного уровня ограничителя при грозовых перенапряжениях

Максимальное значения остающихся перенапряжений при грозовом импульсе с амплитудой 10 кА для ограничителей сетей 110 кВ должно быть не более 269 кВ.

$$U_{остгОПН} \leq U_{остг}. \quad (2.66)$$

Для ОПНп 110 УХЛ1: при грозовом импульсе 10 кА $U_{остг} = 295 \text{ кВ}$.

$$269 \text{ кВ} < 285 \text{ кВ}.$$

5) Выбор длины пути утечки внешней изоляции ограничителя.

Согласно требованиям, ГОСТ 9920-89 для района II степени загрязненности внешней среды удельная длина пути утечки должна быть не менее 2,0 см/кВ.

$$L_{из} = 2 \cdot U_{нб} = 146 \text{ см}. \quad (2.67)$$

Для ОПНп-110УХЛ1 минимальная длина пути утечки 280 см.

$$L_{из} \leq L_{изОПН} \quad (2.68)$$

146 см < 280 см.

Выбранный тип ОПНп-110УХЛ1 соответствует требуемым параметрам, определенным в соответствии с условиями эксплуатации.

Данные по выбору ОПН сводятся в таблицу 2.11

Таблица 2.11 – Сводные данные по выбору ОПН для ПС «Клетская»

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ОПНп-110УХЛ1	Условие выбора
$U_{нр.с} = 76,65 \text{ кВ}$	$U_{нр.ОПН} = 88 \text{ кВ}$	$U_{нр.с} \leq U_{нр.ОПН}$
$1,2 \cdot I_{кз} = 3,5 \text{ кА}$	$I_{вб} = 40 \text{ кА}$	$1,2 \cdot I_{кз} \leq I_{вб}$
$U_{ост} = 247 \text{ кВ}$	$U_{исп.к} / 1,2 = 399 \text{ кВ}$	$U_{ост} \leq U_{исп.к} / 1,2$
$U_{остг} = 295 \text{ кВ}$	$U_{остгОПН} = 269 \text{ кВ}$	$U_{остг} \geq U_{остгОПН}$
$L_{из} = 146 \text{ см}$	$L_{изОПН} = 280 \text{ см}$	$L_{из} \leq L_{изОПН}$

2.8 Вывод

В конструкторской части работы был произведён расчёт токов короткого замыкания и ударных токов, затем, по результатам расчётов, выбрано основное и вспомогательное оборудование. Для ПС были выбраны: выключатели – ВГТ-110П-40/3150У1, ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1, разъединители – РНДЗ(1,2)-110/1000У1, РДЗ(1,2)-35П/1000УХЛ1, ОПН – ОПНп-110УХЛ1, ОПНп-35УХЛ1.

Был произведен конструкторский расчет стрел провеса провода и грозотроса, была произведена проверка по условиям механической прочности, произведена проверка габарита, для участка сети с проводом АС 95/16. На основании расчётов построены монтажные графики для провода и грозотроса.

Также был произведен расчет высоты и зоны защиты стержневых молниеотводов для ПС Клетская.

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Актуальность темы

Тема компенсации реактивной мощности в электрических сетях остается актуальной и важной для электроэнергетики. Реактивная мощность является необходимой для работы электрических машин, а её баланс – для поддержания напряжения в сети и эффективной работы электрооборудования. Компенсация реактивной мощности позволяет уменьшить потери электроэнергии, повысить эффективность работы системы, улучшить качество поставляемой электроэнергии и сократить нагрузку на сеть. Использование современных технологий компенсации реактивной мощности, таких как конденсаторные батареи, статические компенсаторы и другие устройства, позволяет оптимизировать работу электрических сетей и снизить затраты на электроэнергию. Кроме того, компенсация реактивной мощности способствует улучшению энергоэффективности и сокращению выбросов углекислого газа.

Таким образом, тема компенсации реактивной мощности остается важной с точки зрения поддержания стабильности электроэнергетических систем, повышения эффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду.

Применение устройств компенсации реактивной мощности является одним из наиболее распространенных и эффективных способов улучшения работы электрических сетей. Такое оборудование представляет собой устройства, способные генерировать реактивную мощность, необходимую для балансировки реактивной мощности в сети.

3.2 Источники реактивной мощности

К основным источникам реактивной мощности (ИРМ) относятся батареи статических конденсаторов (БСК), управляемые батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие реакторы управляемые и неуправляемые, статические тиристорные компенсаторы (СТК), статические компенсаторы СТАТКОМ.

Батареи конденсаторов могут компенсировать реактивную мощность за счёт генерации собственной мощности ёмкостного характера и компенсировать индуктивную мощность, шунтирующие реакторы – компенсировать ёмкостную мощность за счёт генерации индуктивной, а различные виды компенсаторов способны регулировать мощность как ёмкостного, так и индуктивного характера.

Все перечисленные виды компенсирующих устройств применяются на классы напряжения 6-500 кВ, при этом батареи конденсаторов применяются преимущественно на среднее напряжение до 35 кВ, шунтирующие реакторы – преимущественно на напряжение 35-330 кВ, управляемые шунтирующие реакторы – на напряжение 330-500 кВ, синхронные и статические компенсаторы эффективны при высокой мощности требуемой компенсации (от 10 Мвар и выше) на всех классах напряжений.

В данной работе необходимо компенсировать мощность индуктивности мощностью ёмкостного характера, поэтому шунтирующие реакторы не будут рассматриваться как основное средство компенсации при текущих условиях. В качестве более развитого технологического решения среди компенсаторов выбирается к возможному внедрению статический компенсатор реактивной мощности СТАТКОМ.

3.3 Определение объёма компенсации и расчёт компенсированных участков

3.3.1 Расчёт нагрузок и перетоков в минимальном режиме

Так как нагрузочные потери трансформаторов $\Delta P_{\text{тр}}$, $\Delta Q_{\text{тр}}$, зависят от мощности, протекающей через трансформатор $S_{\text{тр}}$, то для корректного расчёта перетоков мощности с учётом компенсации реактивной мощности, необходимо произвести уточнённый расчёт перетоков мощности в максимальном и минимальном режиме с учётом наличия трансформаторов в схеме вместо приведённых нагрузок.

Уточнённый расчёт перетоков мощности в максимальном режиме выполнен в программе *RastrWin3*. Листинг программы приведён в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Для рассмотрения условий компенсации реактивной мощности в сети необходимо задаться пределами компенсации.

Нижний предел регулирования определяется на основе перетоков мощности в минимальном режиме нагрузок:

$$P_{\min} = 0,6 \cdot P_{\max}. \quad (3.1)$$

$$Q_{\min} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{\min}. \quad (3.2)$$

Для ПС 1:

$$P_{\min 1} = 0,6 \cdot 5 = 3 \text{ МВА}$$

$$Q_{\min 1} = 0,567 \cdot 3 = 1,7 \text{ Мвар}$$

Мощности остальных подстанций рассчитываются аналогично и сводятся в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 — Мощности нагрузок потребителей в минимальном режиме

Параметры	Подстанции						
	1	2	3	4	5	6	7
S , МВА	3,45	12,7	3,46	1,41	1,44	3,57	4,21
P , МВт	3	10,93	2,94	1,23	1,22	3,22	3,62
Q , Мвар	1,7	6,48	1,82	0,7	0,76	1,56	2,15
\bar{S} , МВА	$3 + j1,7$	$10,93 + j6,48$	$2,94 + j1,82$	$1,23 + j0,7$	$1,22 + j0,76$	$3,22 + j1,56$	$3,62 + j2,15$
$\cos\varphi$	0,87	0,86	0,85	0,87	0,85	0,9	0,86
$\operatorname{tg}\varphi$	0,567	0,593	0,62	0,567	0,62	0,484	0,593

Листинг программы расчёта минимального режима приведён в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Для дальнейшего рассмотрения выбирается кольцевой участок ПС Серафимович – ПС Распопинская – ПС Клетская – ПС Серафимович и линия ПС Клетская – ПС Ярки.

С учётом выбранного оборудования в технологической части перетоки мощности на участке сети в режиме минимальных нагрузок представлен на рис 3.1.

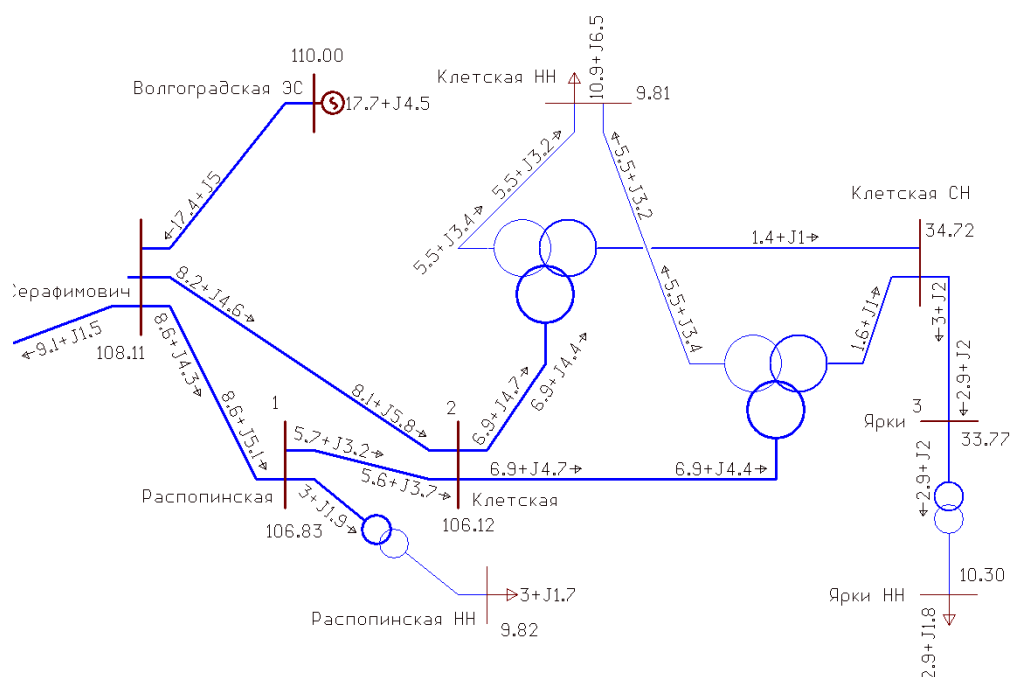


Рисунок 3.1 – Участок сети в режиме минимальных нагрузок

На подстанциях 1,2 и 3 наблюдается снижение напряжения (-2,88 % – -3,53 %) ниже номинального на шинах высшего напряжения за счёт индуктивности в линиях и трансформаторах.

Применение средств компенсации реактивной мощности позволяет повысить напряжения на шинах питающих подстанций, увеличить $\cos \varphi$ и снизить нагрузочные потери за счёт генерации реактивной мощности на стороне низшего напряжения подстанций.

3.3.2 Выбор компенсирующего оборудования

С учётом перетоков мощности в минимальном режиме и недопущения сверхкомпенсации реактивной мощности, рассматриваются 3 варианта установки компенсирующих устройств:

1) установка неуправляемых батарей статических конденсаторов БСК-10-5,65УХЛЗ с номинальной компенсацией 5,65 МВАр на ПС Клетская;

2) применение конденсаторных установок с автоматическим регулированием мощности УКРМ57-10,5-2250(1350+3х300)УЗ с пределом регулирования 1,35 – 2,25 МВАр на ПС Распопинская и 4хУКРМ57-10,5-2250(1350+3х300)УЗ с суммарными пределами регулирования на 4 установки – 5,4 – 9 МВАр на ПС Клетская;

3) применение статического компенсатора СТАТКОМ с номинальной реактивной мощностью 10 МВАр с полным регулированием на ПС Клетская.

Основным преимуществом варианта использования неуправляемых батарей статических конденсаторов (БСК) являются низкая стоимость, простота монтажа и обслуживания и отсутствие необходимости регулирования под нагрузкой, низкие затраты на ремонт и обслуживание. Недостатком является отсутствие возможности компенсировать повышенную индуктивность нагрузки в максимальном режиме, а также отсутствие типовых конденсаторных батарей мощностью менее 2 Мвар на напряжение 10 кВ.

Применение варианта с использованием статического компенсатора позволяет добиться плавной регулировки генерации реактивной мощности в пределах от нуля до номинального значения, позволяя устанавливать необходимое значение мощности как в минимальном, так и в максимальном режиме с высоким быстродействием (10 мс). Недостатком является высокая стоимость, сложность устройства и повышенные затраты на обслуживание, а также необходимость наличия обученного персонала для настройки.

Вариант применения конденсаторных установок с автоматическим регулированием мощности занимает промежуточное положение по технологической и экономической эффективности между неуправляемыми батареями статических конденсаторов и статическим компенсатором СТАТКОМ. Такие установки имеют базовый порог регулирования и дополнительные ступени регулирования реактивной мощности, позволяя обеспечить практически полную компенсацию реактивной мощности в минимальном режиме и частичную компенсацию в максимальном режиме. С увеличением числа ступеней увеличивается стоимость установки, при этом повышается плавность регулирования.

Все выбранные устройства имеют фильтры токов высших гармоник, что дополнительно может повысить качество электроэнергии потребителя.

Основные характеристики выбранного оборудования представлены в таблице 3.2:

Таблица 3.2 – Характеристики оборудования

Номер варианта	Оборудование	Ном. напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Макс. допустимое напряжение $U_{\text{максдоп}}$, кВ	Ном. реакт. мощность $Q_{\text{ку}}$, Мвар	Ном. ток I , А
1	2	3	4	5	6
1	БСК-10-5,65УХЛЗ	10	12	5,65	300

Окончание таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
2	УКРМ57-10,5- 2250(1350+3x300)У3	10	12	1,35 + 3 x 0,3	124
3	СТАТКОМ	10	12	10	500

3.3.3 Перетоки мощности в максимальном и минимальном режиме для трёх вариантов устройств компенсации

Перетоки мощности при наличии компенсации при установке БСК в максимальном и минимальном режиме указаны на рис.3.2-3.3 соответственно; с использованием УКРМ – на рис.3.4-3.5, с использованием статического компенсатора СТАТКОМ – на рис.3.6-3.7.

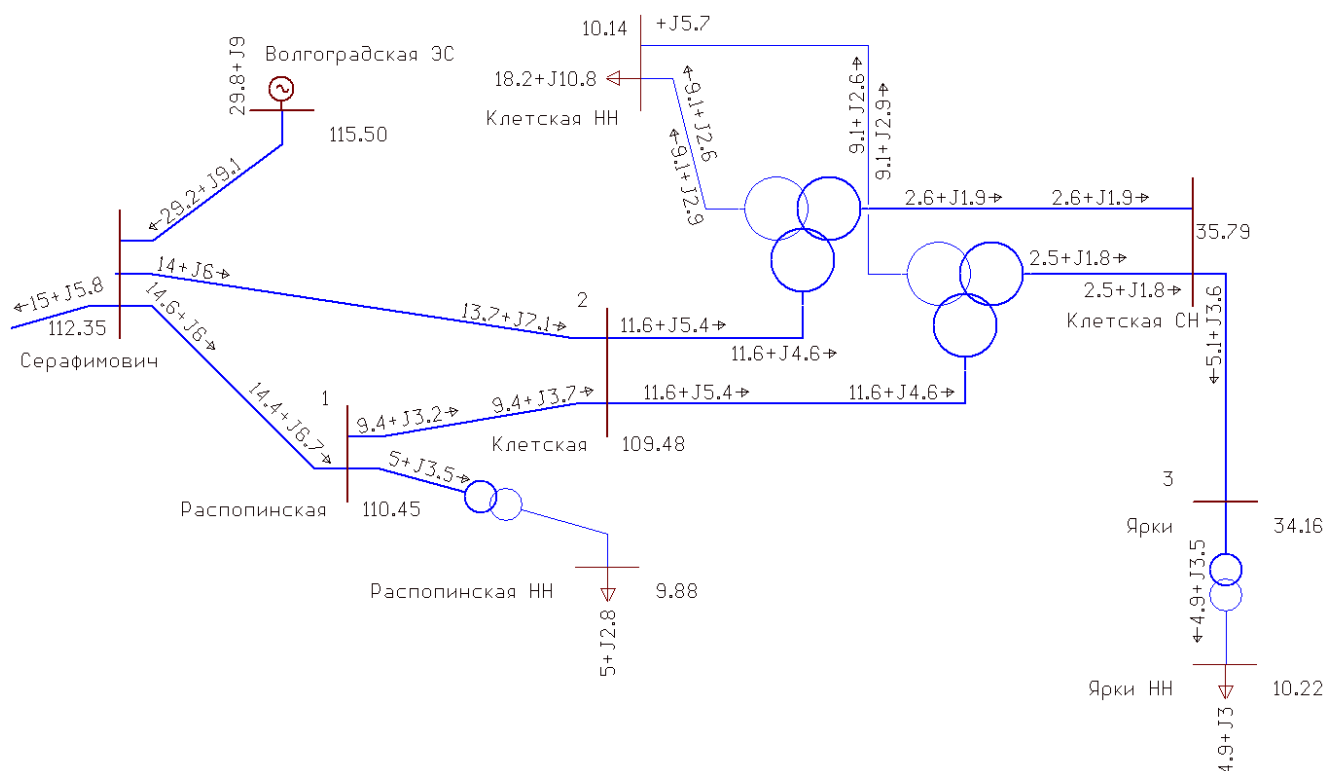


Рисунок 3.2 – Перетоки с использованием БСК в максимальном режиме

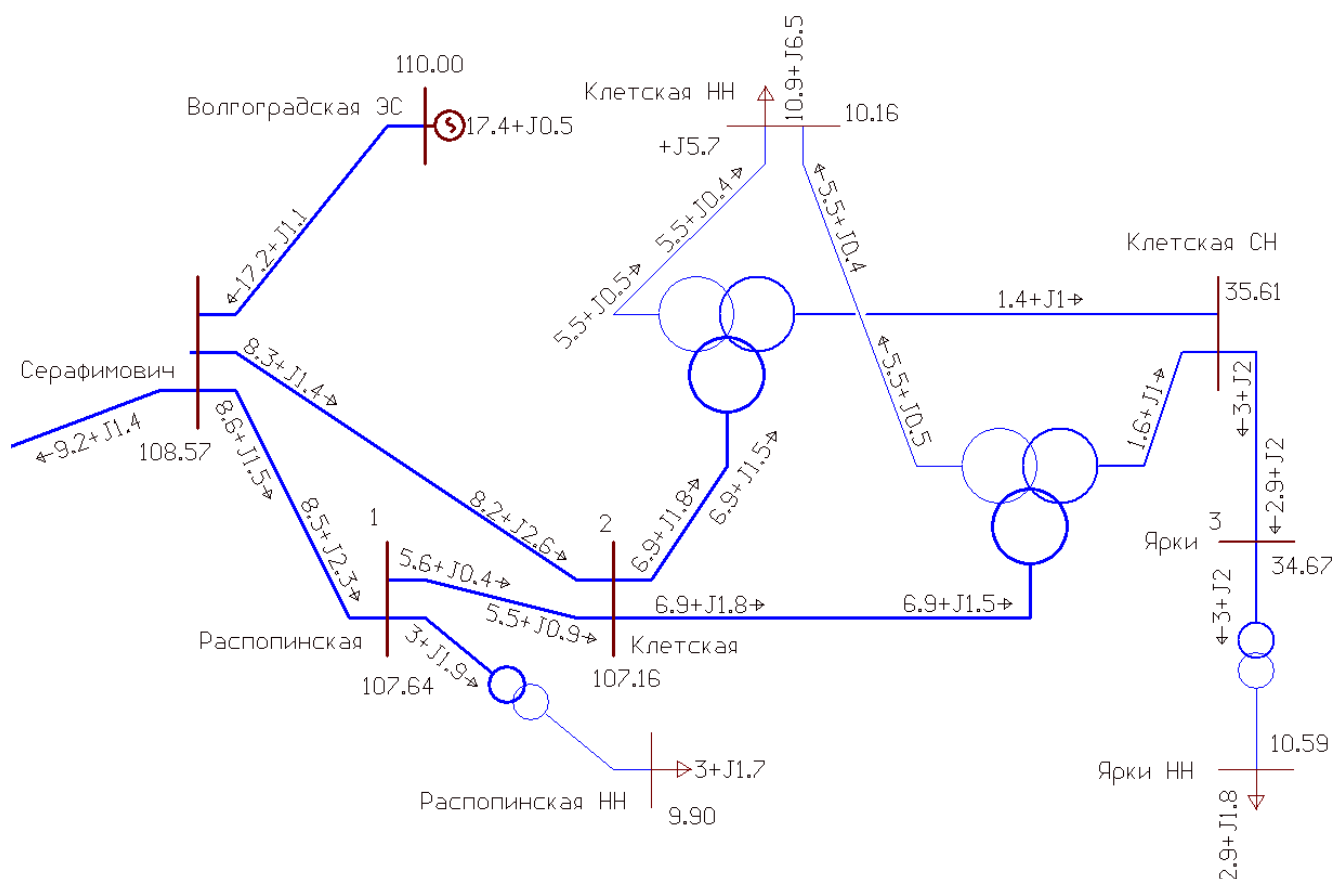


Рисунок 3.3 – Перетоки с использованием БСК в минимальном режиме

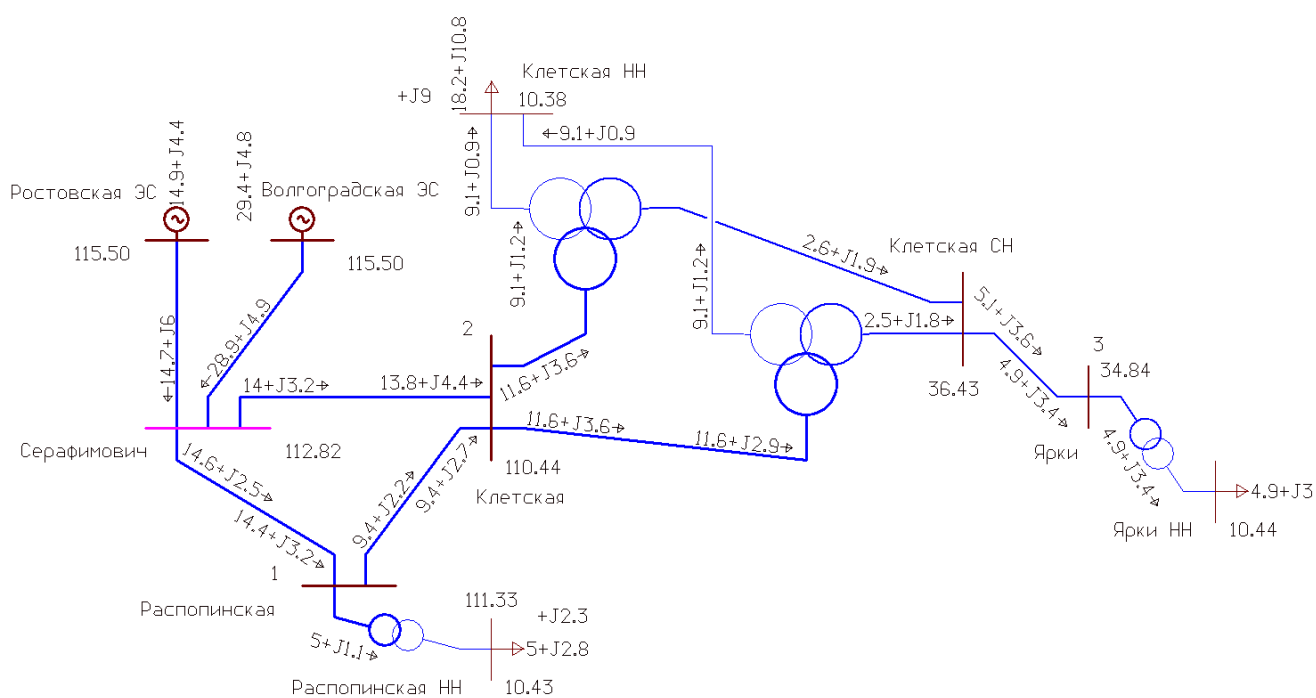


Рисунок 3.4 – Перетоки с использованием УКРМ в максимальном режиме.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

ВКР. ВФ МЭИ. 13.03.02. 58. ПЗ

Лист

78

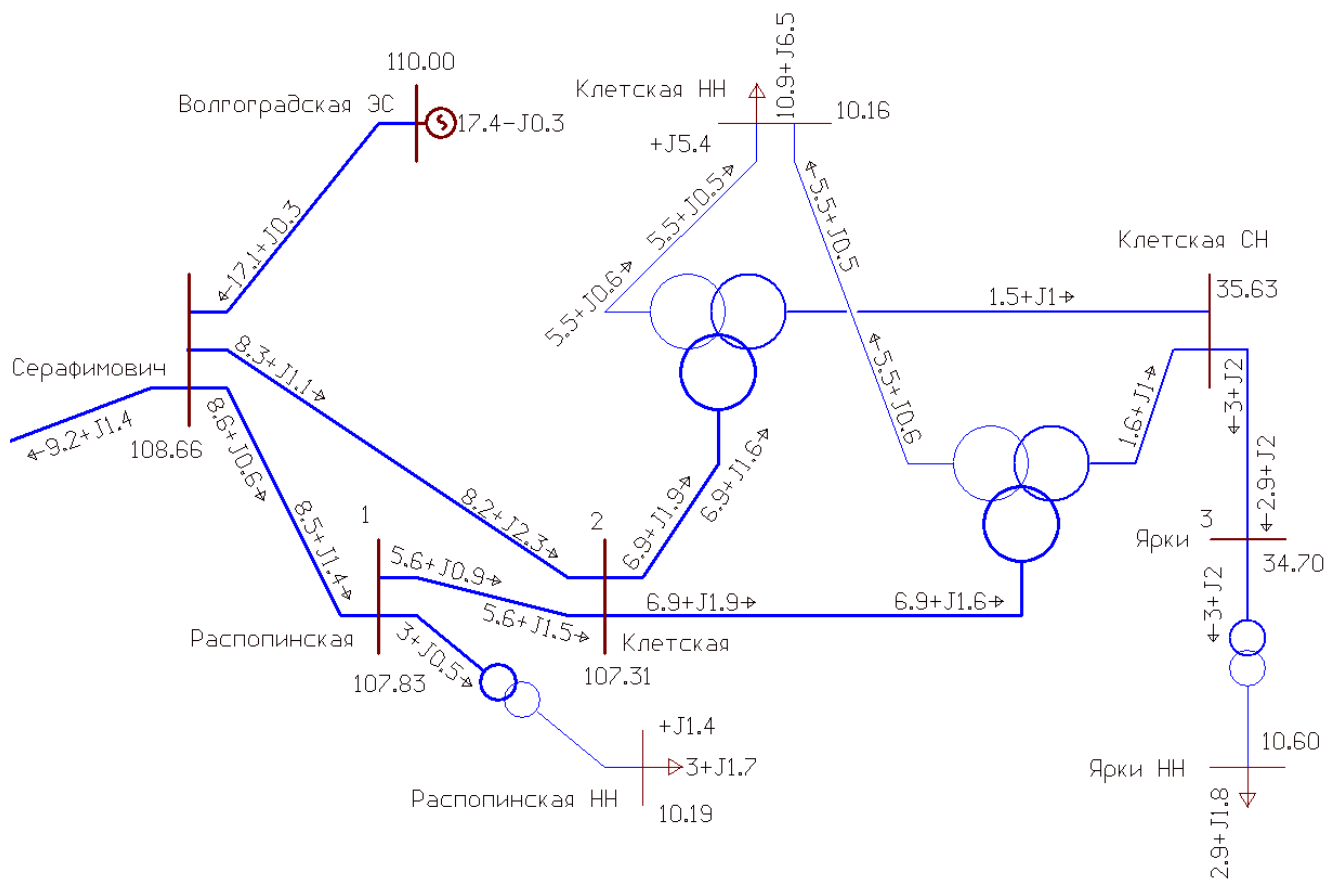


Рисунок 3.5 – Перетоки с использованием УКРМ в минимальном режиме

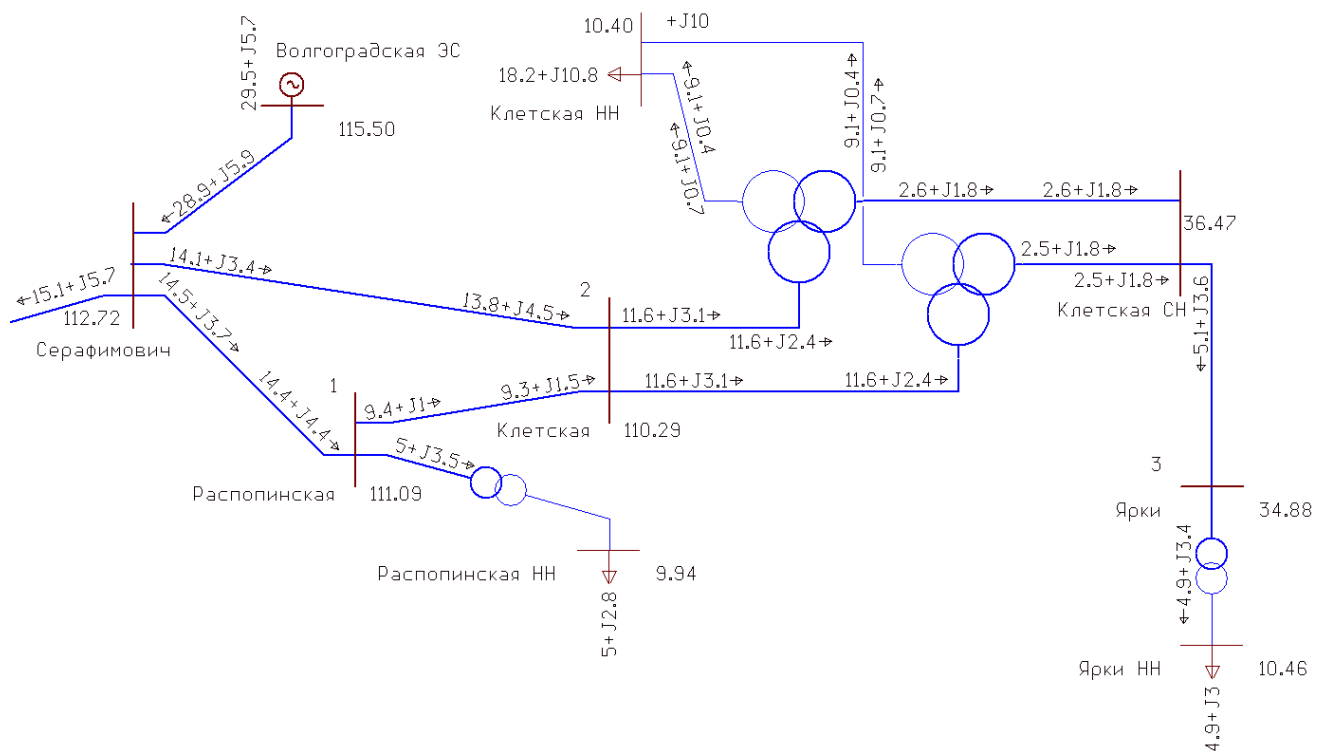


Рисунок 3.6 – Перетоки с использованием СТАТКОМ в максимальном режиме

где $\Delta P_{\text{исх}}$ – потери в сети без применения устройств компенсации,

$\Delta P_{\text{с компенсацией}}$ – потери в сети с применения устройств компенсации.

Значения потерь определяются на основе расчётов в программе *RastrWin3*.

Потери в сети без компенсации:

1) В максимальном режиме: $\Delta P_{\text{max}} = 1,8 \text{ МВт}$

2) В минимальном режиме: $\Delta P_{\text{min}} = 26,5 - 3 - 10,93 - 2,94 - 1,23 - 1,22 - 3,22 - 3,62 - 0,142 = 0,2 \text{ МВт}$

Потери в сети с учётом компенсации:

1) В максимальном режиме:

1.1) 1 вариант, с установкой БСК

$\Delta P_{\text{с компенсацией}} = 1,6 \text{ МВт}$

$\Delta(\Delta P) = 1,8 - 1,6 = 0,2 \text{ МВт}$

1.2) 2 вариант, с установкой УКРМ

$\Delta P_{\text{с компенсацией}} = 1,4 \text{ МВт}$

$\Delta(\Delta P) = 1,8 - 1,4 = 0,4 \text{ МВт}$

1.3) 3 вариант, с установкой СТАТКОМ

$\Delta P_{\text{с компенсацией}} = 1,45 \text{ МВт}$

$\Delta(\Delta P) = 1,8 - 1,45 = 0,35 \text{ МВт}$

2) В минимальном режиме:

2.1) 1 вариант, с установкой БСК

$\Delta P_{\text{с компенсацией}} = 0,1 \text{ МВт}$

$\Delta(\Delta P) = 0,2 - 0,1 = 0,1 \text{ МВт}$

2.2) 2 вариант, с установкой УКРМ

$\Delta P_{\text{с компенсацией}} = 0,1 \text{ МВт}$

$\Delta(\Delta P) = 0,2 - 0,1 = 0,1 \text{ МВт}$

2.3) 3 вариант, с установкой СТАТКОМ

$\Delta P_{\text{с компенсацией}} = 0,1 \text{ МВт}$

$\Delta(\Delta P) = 0,2 - 0,1 = 0,1 \text{ МВт}$

Исходя из расчётов, использование СТАТКОМ не позволяет добиться более существенного снижения потерь активной мощности по сравнению с традиционными источниками реактивной мощности в данных условиях.

Снижение потерь электрической энергии:

$$\Delta(\Delta W) = \Delta(\Delta P) \cdot \tau \quad (3.4)$$

Для батарей статических конденсаторов:

$$\Delta(\Delta W) = 0,2 \cdot 2500 = 500 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для установок компенсации реактивной мощности:

$$\Delta(\Delta W) = 0,4 \cdot 2500 = 1000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для СТАТКОМ:

$$\Delta(\Delta W) = 0,35 \cdot 2500 = 875 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

3.4.2 Снижение потерь напряжения по участкам сети и повышение значения напряжения на шинах высшего напряжения подстанций

Включение в схему устройств компенсации реактивной мощности позволяет снизить потери напряжения по участкам сети, тем самым повышая значения напряжений на высшей и низшей стороне подстанций:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{U_{\text{комп}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \% - \Delta U \% \quad (3.5)$$

Для ПС Распопинской в максимальном режиме:

1) С конденсаторными батареями, на стороне 110 кВ:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{110,45 - 110}{110} \cdot 100 \% - (-0,38) = 0,79 \%$$

На стороне 10 кВ:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{9,88 - 10,5}{10,5} \cdot 100 \% - (-6,76) = 0,857 \%$$

2) С УКРМ, на стороне 110 кВ:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{111,33 - 110}{110} \cdot 100 \% - (-0,38) = 1,59 \%$$

На стороне 10 кВ:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{10,43 - 10,5}{10,5} \cdot 100 \% - (-6,76) = 6,09 \%$$

3) С установкой СТАТКОМ, на стороне 110 кВ:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{111,09 - 110}{110} \cdot 100 \% - (-0,38) = 1,37 \%$$

На стороне 10 кВ:

$$\Delta(\Delta U) \% = \frac{9,94 - 10,5}{10,5} \cdot 100 \% - (-6,76) = 1,43 \%$$

Аналогично для ПС 2 и ПС 3 в максимальном режиме:

1) БСК: ПС 2 – ВН: 1,02 %/НН: 3,52 %; ПС 3 – ВН: 2,83 %/НН: 3,14 %

2) УКРМ: ПС 2 – ВН: 1,89 %/НН: 5,81 %; ПС 3 – ВН: 4,77 %/НН: 5,24 %

3) СТАТКОМ: ПС 2 – ВН: 1,75 %/НН: 6 %; ПС 3 – ВН: 4,89 %/НН: 5,43 %

В минимальном режиме:

1) БСК: ПС 1 – 0,74 %/0,8 %; ПС 2 – 0,95 %/3,5 %; ПС 3 – 2,57 %/2,9 %

2) УКРМ: ПС 1 – 0,91 %/3,7 %; ПС 2 – 1,08 %/3,5 %; ПС 3 – 2,66 %/3 %

3) СТАТКОМ: ПС 1 – 0,83 %/0,9 %; ПС 2 – 1,06 %/3,9 %; ПС 3 – 2,91 %/3,3%

3.5 Техничко-экономические показатели

Капитальные затраты на установку источников реактивной мощности определяются по каталожным ценам производителей или по укрупнённым показателям. Так, для батарей статических конденсаторов (нерегулируемого источника):

$$K_{\text{ку}} = A_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{ку}}, \quad (3.6)$$

где $A_{\text{ку}} = 1147,5$ – коэффициент аппроксимации компенсирующих устройств (батарей статических конденсаторов напряжением 10 кВ), тыс. руб/Мвар;

$Q_{\text{ку}}$ – мощность компенсирующего устройства.

$$K_{\text{ку}} = 1147,5 \cdot 5,65 = 6483,4 \text{ тыс. руб}$$

Для установки компенсации реактивной мощности (УКРМ):

$$\begin{aligned} K_{\text{ку}} &= (1 + k) \cdot A_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{ку пост}} + (1 + k)^2 \cdot A_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{ку рег}} = \\ &= (1 + k) \cdot A_{\text{ку}} \cdot (Q_{\text{ку пост}} + (1 + k) \cdot Q_{\text{ку рег}}), \end{aligned} \quad (3.7)$$

где $k = 0,2$ – коэффициент технологического удорожания;

n – количество регулируемых ступеней;

$Q_{\text{ку пост}}$ – нерегулируемая составляющая компенсации, Мвар;

$Q_{\text{ку рег}}$ – регулируемая составляющая компенсации, Мвар.

$$\begin{aligned} K_{\text{ку}} &= (1 + 0,2) \cdot 1147,5 \cdot (1,35 + 5,4 + (1 + 0,2) \cdot 0,9 + (1 + 0,2) \cdot 3,6) \\ &= 16730,55 \text{ тыс. руб} \end{aligned}$$

Стоимость статического компенсатора СТАТКОМ мощностью 10 Мвар составляет согласно каталогу – $K_{\text{ку}} = 122625$ тыс. руб.

Экономический эффект от компенсации реактивной мощности определяется на основе снижения потерь электрической энергии:

$$\mathcal{E} = \Delta(\Delta W) \cdot \beta_0 - I_{\text{ку}}, \quad (3.8)$$

где $I_{\text{ку}}$ – издержки на обслуживание компенсирующего устройства.

$$I_{\text{ку}} = 0,002 \cdot K_{\text{ку}} \quad (3.9)$$

1) БСК:

$$I_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 6483,4 = 12,97 \text{ тыс. руб/год}$$

$$\mathcal{E} = 500 \cdot 3 - 12,97 = 1487 \text{ тыс. руб/год}$$

2) УКРМ

$$I_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 16730,55 = 33,46 \text{ тыс. руб/год}$$

$$\mathcal{E} = 1000 \cdot 3 - 33,46 = 2966,5 \text{ тыс. руб/год}$$

3) СТАТКОМ

$$I_{\text{ку}} = 0,002 \cdot 122625 = 245,25 \text{ тыс. руб/год}$$

$$\mathcal{E} = 875 \cdot 3 - 242,25 = 2382,75 \text{ тыс. руб/год}$$

Удельные капитальные затраты на единицу мощности компенсации:

$$K_{\text{ку рм}}^{\text{уд}} = \frac{K_{\text{ку}}}{Q_{\text{ку}}} \quad (3.10)$$

Для батарей статических конденсаторов:

$$K_{\text{ку рм}}^{\text{уд}} = \frac{6483,4}{5,65} = 1147,5 \text{ тыс. руб/Мвар}$$

Для установок компенсации реактивной мощности:

$$K_{\text{ку рм}}^{\text{уд}} = \frac{16730,55}{11,25} = 1487,2 \text{ тыс. руб/Мвар}$$

Для СТАТКОМ:

$$K_{\text{ку рм}}^{\text{уд}} = \frac{122625}{10} = 12262,5 \text{ тыс. руб/Мвар}$$

Простой срок окупаемости оборудования:

$$PP = \frac{K_{\text{ку}}}{\mathcal{E}} \quad (3.11)$$

Для батарей статических конденсаторов:

$$PP = \frac{6483,4}{1487} = 4,36 \text{ лет}$$

Для установок компенсации реактивной мощности:

$$PP = \frac{16730,55}{2965} = 5,64 \text{ лет}$$

Для СТАТКОМ:

$$PP = \frac{122625}{2382,75} = 51,46 \text{ лет}$$

Простой срок окупаемости СТАТКОМ 10 Мвар $PP = 51,46$ лет превышает нормативный срок службы 25 – 30 лет, поэтому его нецелесообразно применять в качестве компенсирующего устройства в данной распределительной сети, при этом регулирование напряжения на шинах высшего и низшего напряжений подстанций может выполняться более простыми средствами – батареями статических конденсаторов и установками компенсации реактивной мощности, поэтому СТАТКОМ исключается из дальнейших экономических расчётов.

Дисконтированный срок окупаемости:

$$DPP = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \geq IC, \quad (3.12)$$

где CF_t – денежный поток за определённый временной период, тыс. руб;

IC – начальные вложения, тыс. руб;

n – количество лет;

t – номер временного периода;

$r = 0,11$ – ставка дисконтирования.

В качестве значения денежного потока выбирается экономический эффект от внедрения оборудования.

Для батарей статических конденсаторов:

1 год:

$$\frac{1487}{(1+0,11)^1} = 1339,64 \text{ тыс. руб}$$

2 год:

$$\frac{1487}{(1 + 0,11)^2} = 1206,88 \text{ тыс. руб}$$

3 год:

$$\frac{1487}{(1 + 0,11)^3} = 1087,28 \text{ тыс. руб}$$

4 год:

$$\frac{1487}{(1 + 0,11)^4} = 979,53 \text{ тыс. руб}$$

5 год:

$$\frac{1487}{(1 + 0,11)^5} = 882,46 \text{ тыс. руб}$$

6 год:

$$\frac{1487}{(1 + 0,11)^5} = 795 \text{ тыс. руб}$$

Суммарно за 6 лет: 6290,79 тыс. руб.

За 7 лет: 7007 тыс. руб, что больше суммы капитальных затрат.

Дисконтированный срок окупаемости составил:

$$DPP = 6 + \frac{6483 - 6290,79}{716,22} = 6,27 \text{ лет.}$$

Аналогично для УКРМ дисконтированный срок окупаемости – 9,3 лет.

Данные сводятся в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Основные технико-экономические показатели.

Оборудование	Капитальные затраты $K_{ку}$, тыс. руб	Экономический эффект Э, тыс. руб/год	Простой срок окупаемости	Дисконтированный срок окупаемости
БСК-10-5,65УХЛЗ	6483	1487	4,36	6,27
УКРМ57-10,5-2250 (1350+3х300)УЗ + 4 х УКРМ57-10,5-2250 (1350+3х300)УЗ	16730,55	2966,5	5,64	9,3
СТАТКОМ 10 Мвар	122625	2382,75	51,46	-

Наиболее оптимальным решением является применение установок компенсации реактивной мощности (УКРМ), т.к. они оказывают наибольший экономический эффект, позволяют в большей степени регулировать реактивную мощность, чем батареи статических конденсаторов, и обладают оптимальным простым и дисконтированным сроком окупаемости в 5,64 и 9,3 лет.

3.6 Охрана труда и защита окружающей среды

Требования охраны труда (ОТ), пожарной безопасности (ПБ) и экологической безопасности (ЭБ) приведены согласно нормативной документации – [14-17].

3.6.1 Охрана труда

Требования безопасности и охраны труда на объектах, содержащих конденсаторные установки (КУ) и управляемые установки компенсации реактивной мощности (УУКРМ) приведены согласно п. 5.5 [15], п. 5.11 [14].

1) Все работы с оборудованием КУ и УУКРМ в части техники безопасности необходимо проводить в соответствии с:

- руководством по эксплуатации КУ и/или УУКРМ предприятий-изготовителей;
- «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. Приказом Минтруда России от 15.12.2020 №903н;
- местными требованиями к безопасности работ;
- требованиями ГОСТ 12.1.019-2017 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты» (утв. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 ноября 2018 г. N 941-ст)., ГОСТ 12.2.124-2013 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование продовольственное» (утв.

Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 июля 2013 г. N 449-ст).

2) При автоматическом управлении включение конденсаторной установки, переключение её секций или отключение выполняется автоматически.

При ручном управлении и наличии в конденсаторных установках блокировочных устройств допускается выполнение переключений без бланков переключений; при отсутствии блокировочных устройств, а также при сложных переключениях – по бланкам переключений. [14,15]

3) При проведении работ конденсаторы перед прикосновением к ним или их токоведущим частям после отключения установки от источника питания должны быть разряжены независимо от наличия разрядных устройств, присоединенных к шинам или встроенных в единичные конденсаторы. Заземление должно устанавливаться при контроле отсутствия напряжения на выводах КУ. Разряд конденсаторов, имеющих разрядные устройства, производится не ранее чем через 10 мин. после отключения установки. Разряд конденсаторов для проведения осмотров или ремонта производится путем замыкания выводов накоротко и на корпус металлической шиной с заземляющим проводником, укрепленной на изолирующей штанге. [14,15]

4) При наличии последовательно соединенных конденсаторов в батарее перед прикосновением к ним конденсаторы должны быть разряжены с помощью перенос разрядных устройств с активно-индуктивным сопротивлением. [14,15]

5) Выводы конденсаторов должны быть закорочены, если они не подключены к электрическим схемам, но находятся в зоне действия электрического поля (наведенного напряжения). [14,15]

6) Не разрешается касаться голыми руками конденсаторов имеющих течь. При попадании жидкости на кожу необходимо промыть кожу водой с мылом. [14,15]

7) Работы на конденсаторных батареях (замена конденсаторов), расположенных на высоте, должны производиться с применением грузоподъемных машин и механизмов. [14,15]

8) В действующих электроустановках работы с применением грузоподъемных машин и механизмов проводятся по наряду.

9) При установке крана на месте работы ответственным руководителем работ или производителем работ с допускающим должен быть определен необходимый сектор перемещения стрелы. Сектор до начала работ должен быть ограничен шестами с флажками, а в ночное время сигнальными огнями. [14,15]

10) Установка и работа грузоподъемных механизмов непосредственно под проводами ВЛ напряжением до 35 кВ включительно, находящемся под напряжением, не допускается. Устанавливать грузоподъемную машину (механизм) на выносные опоры и переводить ее рабочий орган из транспортного положения в рабочее должен управляющий ею машинист. [14,15]

11) При проезде, установке и работе автомобилей, грузоподъемных машин и механизмов расстояния от подъемных и выдвижных частей, стропов, грузозахватных приспособлений, грузов до токоведущих частей, находящихся под напряжением, должны соответствовать безопасным расстояниям: - при напряжении 1-35 кВ - 1,0 м; 110 кВ - 1,5 м; 150 кВ - 2,0 м; 220 кВ - 2,5 м. [14,15]

12) Не допускается при работе грузоподъемных машин и механизмов пребывание людей под поднимаемым грузом, а также в непосредственной близости (ближе 5 м) от натягиваемых проводов (тросов), упоров, креплений и работающих механизмов. [14,15]

13) Не допускается работа грузоподъемных машин и механизмов при ветре, вызывающем приближение на недопустимое расстояние грузов или свободных от них тросов и канатов, с помощью которых поднимается груз, до находящихся под напряжением токоведущих частей. [14,15]

14) При работах по техническому обслуживанию или ремонту оборудования КУ, УУКРМ следует применять материалы или изделия, ограничивающие распространение пламени. [14,15]

15) Осмотр и испытания полупроводникового преобразователя (ПП) необходимо проводить с обязательным контролем наличия цепи от ПП к выводам обмотки управления, разрыв этой цепи может привести к появлению напряжения.

16) При необходимости проверок элементов встречно-параллельных тиристорных вентилей (ВТВ), отключение его должно выполняться по бланкам переключений с обязательным наличием видимого разрыва тиристорно-реакторной группы (ТРГ) от питающей шины. [14]

17) Требования по охране труда при работе с диэлектрической жидкостью используемой в ВТВ, должны соответствовать требованиям «Руководства по эксплуатации» предприятия-изготовителя. [14]

18) При работе с ионообменными смолами и этиленгликолем, используемыми в системах охлаждения ВТВ, необходимо иметь защитную одежду, резиновые перчатки и очки, такими как при работе с химикатами. Работать с ионообменными смолами и гликолем необходимо в соответствии с инструкциями по эксплуатации предприятий-изготовителей. [14]

3.6.2 Пожарная безопасность

Требования пожарной безопасности на объектах, КУ и УУКРМ приведены согласно п. 6 [14], п. 6 [15].

1) В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние подстанций возлагается на руководителя энергообъекта.

2) Руководитель энергообъекта обязан организовать и обеспечить разработку, а также выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности УУКРМ в соответствии с нормативными документами:

- ФЗ РФ от 22.07.2008 г № 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. (Одобен Советом Федерации 11 июля 2008 г.).

- ФЗ РФ от 21.12.1994 года № 69-ФЗ "О пожарной безопасности" (Принят Государственной Думой 18 ноября 1994 года) с уточнениями в 1995 - 2004 гг.

- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 г. №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями).

3) На основании правил пожарной безопасности для каждой КУ/УУКРМ должна быть разработана конкретная инструкция о мерах пожарной безопасности, которая вывешивается на видном месте.

4) Инструкции правил пожарной безопасности для каждой конденсаторной установки должны содержать конкретные требования по пожарной безопасности, а именно:

- порядок содержания имеющихся средств пожаротушения и распределение обязанностей по техническому надзору за ними;

- действия персонала при возникновении пожара, способ вызова пожарной охраны и членов добровольного пожарного формирования, а также другие мероприятия;

- порядок отключения установки, заземления её, отключения вентиляции;

- основные указания по применению средств пожаротушения;

- порядок эвакуации персонала и материальных ценностей;

- порядок осмотра помещений перед их закрытием.

5) Инструкции должны периодически пересматриваться на основании анализа противопожарного состояния объекта, соответствующих распоряжений вышестоящих органов управления электроэнергетическим хозяйством отрасли, а также при смене первого руководителя, но не реже одного раза в 3 года.

6) Работники энергообъекта должны проходить противопожарный инструктаж, занятия по пожарно-техническому минимуму, углублять знания по повышению квалификации, участвовать в противопожарных тренировках и

проходить периодическую проверку знаний ППБ в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 16.09.2020 г. №1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями), Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ и СТО 70238424.29.240.10.004-2011 «Подстанции напряжением 35 кв и выше. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» М.: НП «ИНВЭЛ», 2011.

7) Каждый работающий на ПС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории энергообъекта, а при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара и приступить к его ликвидации имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

8) При нарушениях пожарной безопасности на участке работы, в других местах энергообъекта, при использовании не по прямому назначению пожарного оборудования каждый работник обязан немедленно указать об этом нарушителю и сообщить лицу, ответственному за пожарную безопасность, или руководителю.

9) Лица, виновные в нарушении Правил пожарной безопасности, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

10) При возникновении пожара на КУ/УУКРМ они должны быть отключены от сети всех напряжений (если они не отключились от действия релейной защиты) и заземлены. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную службу и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

11) При тушении пожара следует принять меры для предотвращения распространения огня, исходя из создавшихся условий.

12) При невозможности ликвидировать пожар основное внимание должно быть уделено защите от огня расположенного рядом другого неповрежденного оборудования, особенно маслonaполненного.

13) О каждом пожаре необходимо сообщать в вышестоящую организацию и назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

3.6.3 Экологическая безопасность

Требования экологической безопасности на объектах, содержащих КУ и УКРМ приведены согласно п. 7 [14,15], утилизации оборудования – п. 9 [14,15].

1) Руководитель энергообъекта обязан организовать и обеспечить разработку, а также выполнение мероприятий, направленных на повышение экологической безопасности эксплуатации УУКРМ в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» и ГОСТ 12.1.002-84 «Система стандартов безопасности труда. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах» (утв. постановлением Госстандарта СССР от 5 декабря 1984 г. N 4103).

2) На ПС должны приниматься меры по предотвращению образованию гнезд птицами на конструкциях.

3) Меры охраны окружающей среды при монтаже и эксплуатации оборудования УУКРМ должны указываться в «Руководстве по эксплуатации» предприятия-изготовителя.

4) Утилизация выведенного из эксплуатации оборудования устройств компенсации реактивной мощности должна производиться в соответствии с рекомендациями «Руководства по эксплуатации» предприятия-изготовителя конкретного оборудования, входящего в КУ/УУКРМ.

5) Специальной утилизации подлежат:

- элегазовые выключатели; элегазовое оборудование (КРУЭ, выключатели, измерительные трансформаторы); конденсаторы; тиристоры; обмоточный провод; фарфоровая изоляция, конструкционная сталь, и следующие материалы:

- трансформаторное масло;
- ионообменные смолы;
- этиленгликоль;
- отработанные смазочные масла.

б) Утилизация должна выполняться организациями, имеющими на это специальное разрешение (право).

3.7 Заключение по результатам исследования

В результате анализа режимов работы сети были определены возможные варианты установки средств компенсации реактивной мощности. Основным положительным эффектом от внедрения таких устройств является снижение нагрузочных потерь. Дополнительным свойством является повышение напряжения на шинах высшего и низшего напряжения подстанций за счёт снижения перетоков реактивной мощности и снижения потерь напряжения по участкам сети. Рассмотрены 3 варианта установки средств компенсации:

- 1) БСК-10-5,65УХЛЗ – на ПС Клетская;
- 2) УКРМ57-10,5-2250(1350+3х300)УЗ – на ПС Распопинская и ПС Клетская;
- 3) СТАТКОМ 10 Мвар – на ПС Клетская.

Наиболее выгодными решениями при малой мощности компенсации являются батареи статических конденсаторов и установки компенсации реактивной мощности. С увеличением мощности компенсации возрастает экономический эффект от установки синхронных и статических компенсаторов, повышается важность широкого плавного и быстродействующего регулирования таких устройств. В целях достижения максимального эффекта возможно рассмотрение комбинированной установки нескольких видов компенсирующих устройств – конденсаторов, реакторов, компенсаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены 7 подстанций Клетского района, из которых сформированы два варианта развития сети и сравнение их с существующим. Для каждой конфигурации были выбраны силовые трансформаторы и марки проводов, рассчитаны технико-экономические показатели и выбран экономически выгодный вариант.

Были рассчитаны токи короткого замыкания для наиболее оптимального варианта конфигурации сети, выбраны выключатели и разъединители на напряжение 110 и 35 кВ. Произведен расчет молниезащиты ОРУ, выбраны ОПН.

Произведен конструкторский расчет, в рамках которого были выбраны: опора ПБ-110-5, изоляторы типа ПС–120Б. Произведены все проверки и построены монтажные графики провода и грозотроса.

В специальной части данной работы, была рассмотрена установки средств компенсации реактивной мощности на стороне низшего напряжений ПС Распопинская и ПС Клетская. Были выбраны 3 варианта устанавливаемого оборудования, а именно батареи статических конденсаторов, установки компенсации реактивной мощности, статический компенсатор СТАТКОМ, произведена оценка их технологического и экономического эффекта. Произведён расчёт сроков окупаемости внедряемого оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ананичева С.С. Котова Е.Н. Проектирование электрических сетей: учеб. пособие/ С.С. Ананичева, Е.Н. Котова.– Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017.– 164 с
2. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов/ Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– 2 изд., стереот.– М.: Издательский дом МЭИ, 2006.– 288 с
3. Веников В.А. Статические источники реактивной мощности/ В.А. Веников, Л.А. Жуков. – М.: Изд-во Энергия, 1975. – 136с
4. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии/ А.А. Герасименко, В.Т. Федин.– 2 изд.– Ростов н/Д: Феникс, 2008.– 715 с
5. Железко Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах – М.: Энергоатомиздат, 1981.– 200с
6. Идельчик В.И. Электроэнергетические системы и сети: учебник для вузов./ В.И. Идельчик– М.: Энергоатомиздат, 1989.– 592с
7. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск: Изд-во НГТУ – 2003. – 256 с
8. Наумов И.В. Электроснабжение: учебное пособие.– Благовещенск: Изд-во АМГУ, 2014.– 381 с
9. Неклепаев Б.Н. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов.– 4-е изд., перераб.– М.: Энергоатомиздат, 1989.– 608 с
10. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова.– М.: Издательский центр «Академия», 2004.– 448с
11. Стрижиченко А.В., Зенина Е.Г., Куш Л.Р., Бакумов Д.А., Насратшоев Ф.Х. Проектирование электрических сетей: учебное пособие для высших учебных заведений, 2022.– 131 с.

12. Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». - Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006. - 141с.

13. ГОСТ 27.001 – 95. Система стандартов. Вып. 95. – «Надежность в технике». Основные положения. Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации. – Минск, 1996.

14. Управляемые устройства компенсации реактивной мощности, регулирования напряжения и перетоков мощности организация эксплуатации и технического обслуживания нормы и требования (СТО 70238424.29.240.99.004-2011), М.: НП «ИНВЭЛ», 2011. – 48 с

15. Конденсаторные установки организация эксплуатации и технического обслуживания нормы и требования (СТО 70238424.29.240.99.002-2011), М.: НП «ИНВЭЛ», 2011. – 34 с

16. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий ВППБ 01-02-95 (РД 153-34.0-03.301-00) 3-е издание с изменениями и дополнениями РАО "ЕЭС России", М.: Изд-во «НЦ ЭНАС», 2004.– 108 с

17. Правила устройства электроустановок: 6-7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России, М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007.– 610 с

18. Каталог статических синхронных компенсаторов / Интернет-ресурс / URL: <http://energozapad.ru/staticeskij-sinhronnyj-kompensator> (Дата обращения 17.05.2024)

19. Каталог установок компенсации реактивной мощности / Интернет-ресурс / URL: <https://www.ukkz.com/wp-content/uploads/2022/05/ukvn.pdf> (Дата обращения 17.05.2024)

20. Каталог батарей статических конденсаторов / Интернет-ресурс/ URL: <https://kvar.su/katalog/batarei-staticeskih-kondensatorov-bsk/> (Дата обращения 17.05.2024)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Скриншоты выполнения расчетов перетоков в программном обеспечении «Rastrwin3»

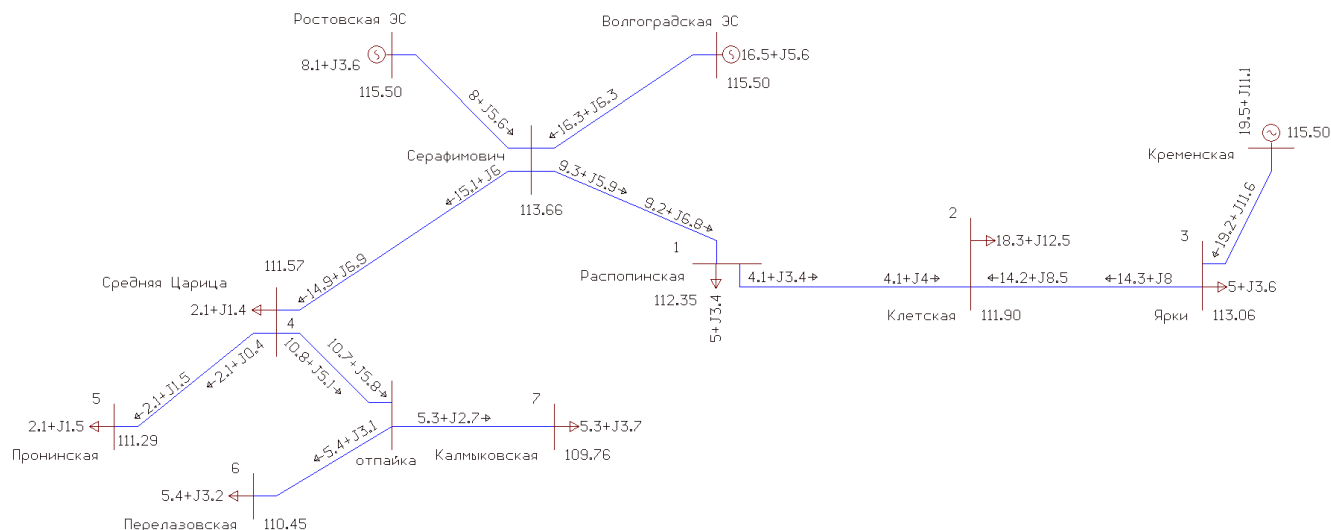


Рисунок А.1 – Вкладка «Графика», 1 конфигурация

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input checked="" type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			Распопинская - Клетская	4,81	8,24	-51,3				-4	-3		30
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			Клетская - Яржи	4,61	7,90	-49,2				14	8		85
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Средняя Царица - Прони...	8,59	14,73	-91,8				-2			13
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	5,60	9,61	-59,9				-11	-5		64
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	6			отпайка - Перелазовская	1,12	1,92	-12,0				-5	-3		33
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	7			отпайка - Калмыковская	8,09	13,88	-86,5				-5	-3		34
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	9			Средняя Царица - Сераф...	8,99	15,41	-96,0				15	7		85
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	1			Серафимович - Распопин...	7,32	12,55	-78,2				-9	-6		59
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	10			Яржи - Кременская	7,17	12,30	-76,6				19	12		115
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				8	6		49
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				16	6		89

Рисунок А.2 – Вкладка «Ветви», 1 конфигурация

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Распопинская	110			5,1	3,4							112,35
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Клетская	110			18,3	12,5							111,90
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Яржи	110			5,0	3,6							113,06
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Средняя Царица	110			2,1	1,4							111,57
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Пронинская	110			2,1	1,5							111,29
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	отпайка	110											110,56
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Перелазовская	110			5,4	3,2							110,45
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Калмыковская	110			5,3	3,7							109,76
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Серафимович	110											113,66
10	<input type="checkbox"/>		База	10	Кременская	110					19,5	11,1					115,50
11	<input type="checkbox"/>		База	11	Ростовская ЭС	110					8,1	3,6					115,50
12	<input type="checkbox"/>		База	12	Волгоградская ЭС	110					16,5	5,6					115,50

Рисунок А.3 – Вкладка «Узлы», 1 конфигурация

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Распопинская	112,35	-0,95	5,1	3,4					
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	111,9	-0,1	-4	-3	0,01	0,02	27		-0,64
3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	113,7	0,3	9	7	0,07	0,12	59		-1,00
4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Клетская	111,90	-1,03	18,3	12,5					
5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Распопинская	112,4	0,1	4	4	0,01	0,02	30		-0,64
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	Ярки	113,1	0,3	14	8	0,10	0,17	85		-0,62
7	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	Ярки	113,06	-0,69	5,0	3,6					
8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	111,9	-0,3	-14	-8	0,10	0,17	84		-0,62
9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	Кременская	115,5	0,7	19	12	0,28	0,47	115		-1,00
10	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	111,57	-1,42	2,1	1,4					
11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	Пронинская	111,3	-0,1	-2			0,01	11		-1,14
12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	110,6	-0,3	-11	-5	0,07	0,11	62		-0,74
13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	113,7	0,8	15	7	0,19	0,32	85		-1,22
14	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	Пронинская	111,29	-1,52	2,1	1,5					
15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	111,6	0,1	2	2		0,01	13		-1,14
16	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	8	отпайка	110,56	-1,76							
17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	111,6	0,3	11	6	0,07	0,11	64		-0,74
18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	Перелазовская	110,4		-5	-3		0,01	33		-0,15
19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7	Калмыковская	109,8	-0,2	-5	-3	0,03	0,04	31		-1,05
20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	Перелазовская	110,45	-1,79	5,4	3,2					
21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	110,6		5	3		0,01	33		-0,15
22	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	7	Калмыковская	109,76	-1,98	5,3	3,7					
23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	110,6	0,2	5	4	0,03	0,04	34		-1,05
24	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	9	Серафимович	113,66	-0,64							
25	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	111,6	-0,8	-15	-6	0,19	0,32	83		-1,22
26	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Распопинская	112,4	-0,3	-9	-6	0,07	0,12	56		-1,00
27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	Ростовская ЭС	115,5	0,6	8	6	0,08	0,16	49		-2,12
28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	12	Волгоградская ЭС	115,5	0,6	16	6	0,20	0,28	89		-0,95
29	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	10	Кременская	115,50				19,5	11,1			
30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	Ярки	113,1	-0,7	-19	-11	0,28	0,47	112		-1,00
31	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	11	Ростовская ЭС	115,50				8,1	3,6			
32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	113,7	-0,6	-8	-4	0,08	0,16	44		-2,12
33	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	12	Волгоградская ЭС	115,50				16,5	5,6			
34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	113,7	-0,6	-17	-6	0,20	0,28	87		-0,95

Рисунок А.4 – Вкладка «Узлы + Ветви», 1 конфигурация

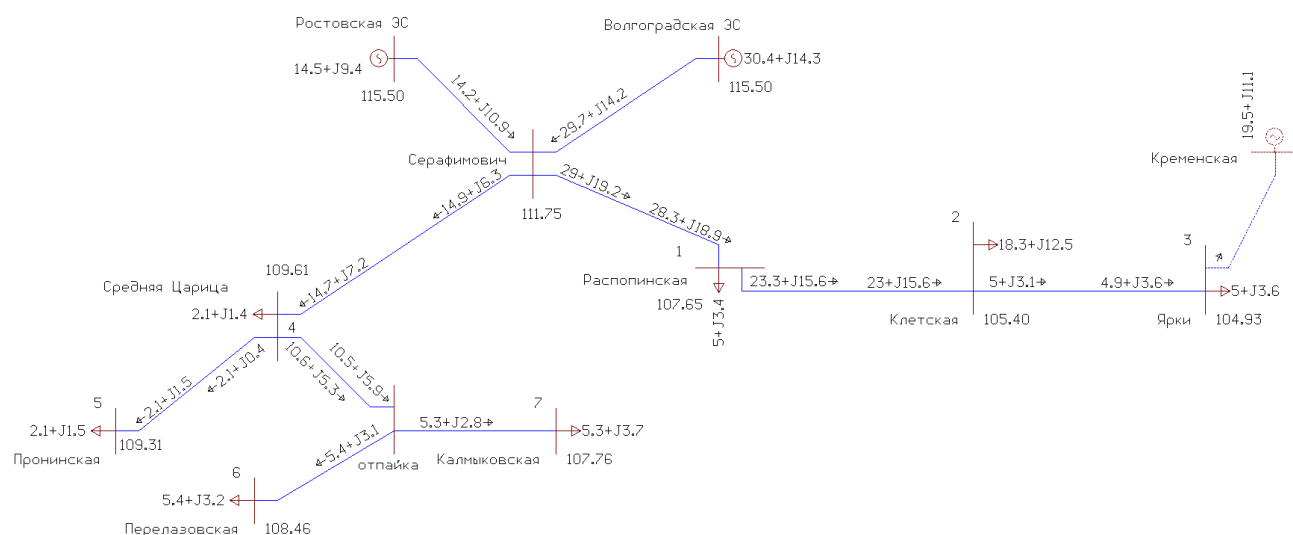


Рисунок А.5 – Вкладка «Графика», послеаварийный режим, 1 конфигурация

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	ID...	Название	R	X	B	Kт/л	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			ЛЭП	1	2			Распопинская - Клетская	4,81	8,24	-51,3				-23	-16		152
2			ЛЭП	2	3			Клетская - Яржи	4,61	7,90	-49,2				-5	-3		34
3			ЛЭП	4	5			Средняя Царица - Прони...	8,59	14,73	-91,8				-2			14
4			ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	5,60	9,61	-59,9				-11	-5		64
5			ЛЭП	8	6			отпайка - Перелазовская	1,12	1,92	-12,0				-5	-3		34
6			ЛЭП	8	7			отпайка - Калмыковская	8,09	13,88	-86,5				-5	-3		35
7			ЛЭП	4	9			Средняя Царица - Сераф...	8,99	15,41	-96,0				15	7		86
8			ЛЭП	9	1			Серафимович - Распопи...	7,32	12,55	-78,2				-29	-19		182
9		X	ЛЭП	3	10			Яржи - Кременская	7,17	12,30	-76,6							
10			ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				14	11		93
11			ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				30	14		170

Рисунок А.6 – Вкладка «Ветви», проверка по току в послеаварийном режиме, 1 конфигурация

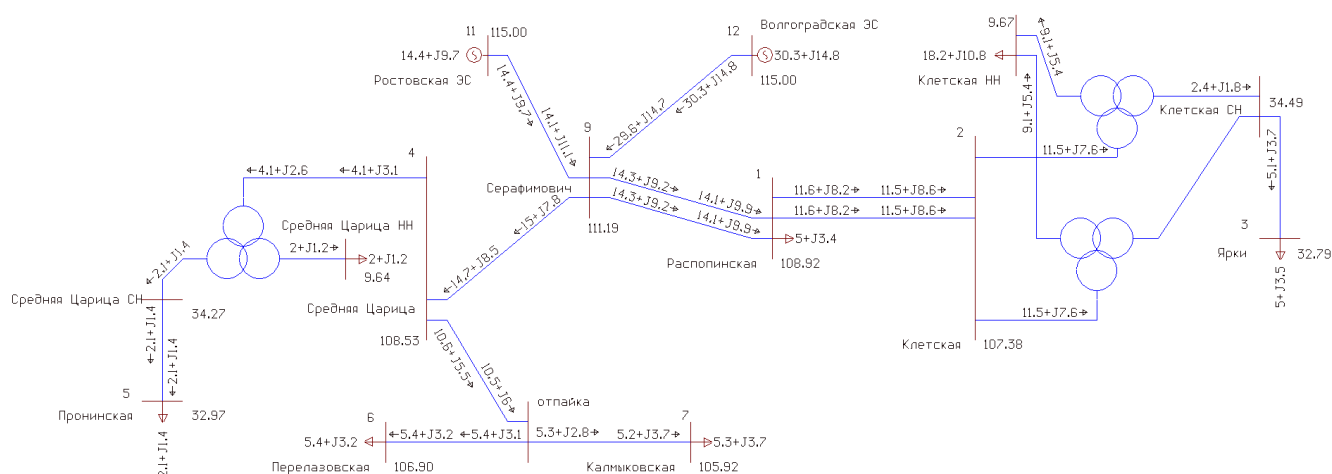


Рисунок А.7 – Вкладка «Графика», 2 конфигурация

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2	1		Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2				-12	-8		77
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	9,63	9,99	-57,4				-11	-5		65
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	8			Перелазовская - отпайка	1,93	2,00	-11,5				5	3		34
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	8			Калмыковская - отпайка	13,91	14,43	-82,9				5	4		35
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	4			Серафимович - Средняя ...	11,05	15,67	-94,2				-15	-8		90
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	1	1		Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7				-14	-9		91
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				14	11		93
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				30	15		171
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	1	2		Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7				-14	-9		91
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2	2		Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2				-12	-8		77
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	2001	1		Клетская -		56,87		1,000			-11	-9		77
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	2002	2		Клетская -		56,87		1,000			-11	-9		77
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2001	202	1		- Клетская СН				0,335			-2	-2		
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2002	202	2		- Клетская СН				0,335			-3	-2		
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2001	203	1		- Клетская НН		35,71		0,096			-9	-6		60
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2002	203	2		- Клетская НН		35,71		0,096			-9	-6		60
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	202	3			Клетская СН - Яржи	5,66	8,03	-48,3				-5	-4		106
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	400			Средняя Царица -		225,66		1,000			-4	-3		27
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	400	402			- Средняя Царица СН				0,335			-2	-1		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	400	403			- Средняя Царица НН		141,70		0,096			-2	-1		13
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	402	5			Средняя Царица СН - Пр...	10,56	14,97	-90,0				-2	-1		44

Рисунок А.8 – Вкладка «Ветви», 2 конфигурация

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Распопинская	108,92	-1,50	5,1	3,4					
2	<input type="checkbox"/>		2	Клетская	107,4	-0,1	-12	-8	0,14	0,15	75		-0,58
3	<input type="checkbox"/>		9	Серафимович	111,2	0,4	14	10	0,22	0,31	91		-0,93
4	<input type="checkbox"/>		9	Серафимович	111,2	0,4	14	10	0,22	0,31	91		-0,93
5	<input type="checkbox"/>		2	Клетская	107,4	-0,1	-12	-8	0,14	0,15	75		-0,58
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	107,38	-1,65							
7	<input type="checkbox"/>		1	Распопинская	108,9	0,1	11	9	0,14	0,15	77		-0,58
8	<input type="checkbox"/>		1	Распопинская	108,9	0,1	11	9	0,14	0,15	77		-0,58
9	<input type="checkbox"/>		2 001		103,0	-3,4	-11	-9		1,01	77		
10	<input type="checkbox"/>		2 002		103,0	-3,4	-11	-9		1,01	77		
11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	Ярки	32,79	-6,06	5,0	3,5					
12	<input type="checkbox"/>		202	Клетская СН	34,5	1,0	5	3	0,19	0,27	106		-0,05
13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	108,53	-1,73							
14	<input type="checkbox"/>		8	отпайка	107,1	-0,2	-11	-5	0,12	0,12	64		-0,67
15	<input type="checkbox"/>		9	Серафимович	111,2	0,7	15	9	0,26	0,37	90		-1,14
16	<input type="checkbox"/>		400		102,4	-4,8	-4	-3		0,51	27		
17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	Пронинская	32,97	-7,33	2,1	1,4					
18	<input type="checkbox"/>		402	Средняя Царица СН	34,3	0,8	2	1	0,06	0,09	44		-0,10
19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	107,06	-1,98							
20	<input type="checkbox"/>		4	Средняя Царица	108,5	0,2	11	6	0,12	0,12	65		-0,67
21	<input type="checkbox"/>		6	Перелазовская	106,9		-5	-3	0,01	0,01	34		-0,13
22	<input type="checkbox"/>		7	Калмыковская	105,9	-0,2	-5	-3	0,05	0,05	32		-0,94
23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	Перелазовская	106,90	-2,00	5,4	3,2					
24	<input type="checkbox"/>		8	отпайка	107,1		5	3	0,01	0,01	34		-0,13
25	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7	Калмыковская	105,92	-2,13	5,3	3,7					
26	<input type="checkbox"/>		8	отпайка	107,1	0,2	5	4	0,05	0,05	35		-0,94
27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	111,19	-1,05							
28	<input type="checkbox"/>		4	Средняя Царица	108,5	-0,7	-15	-8	0,26	0,37	88		-1,14
29	<input type="checkbox"/>		1	Распопинская	108,9	-0,4	-14	-9	0,22	0,31	88		-0,93
30	<input type="checkbox"/>		11	Ростовская ЭС	115,0	1,1	14	11	0,29	0,61	93		-2,07
31	<input type="checkbox"/>		12	Волгоградская ЭС	115,0	1,1	30	15	0,74	1,05	171		-0,93
32	<input type="checkbox"/>		1	Распопинская	108,9	-0,4	-14	-9	0,22	0,31	88		-0,93

Рисунок А.9 – Вкладка «Узлы + Ветви», 2 конфигурация

33	<input checked="" type="checkbox"/>	11	Ростовская ЭС	115,00				14,4	9,7				
34	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	111,2	-1,1	-14	-10	0,29	0,61	87			-2,07
35	<input checked="" type="checkbox"/>	12	Волгоградская ЭС	115,00				30,3	14,8				
36	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	111,2	-1,1	-30	-15	0,74	1,05	169			-0,93
37	<input checked="" type="checkbox"/>	202	Клетская СН	34,49	-5,03								
38	<input type="checkbox"/>	2 001		103,0		2	2						
39	<input type="checkbox"/>	2 002		103,0		3	2						
40	<input type="checkbox"/>	3	Ярки	32,8	-1,0	-5	-4	0,19	0,27	106			-0,05
41	<input checked="" type="checkbox"/>	203	Клетская НН	9,67	-6,81	18,2	10,8						
42	<input type="checkbox"/>	2 001		103,0	1,8	9	5		0,39	630			
43	<input type="checkbox"/>	2 002		103,0	1,8	9	5		0,39	630			
44	<input checked="" type="checkbox"/>	400		102,35	-6,50								
45	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	108,5	4,8	4	3		0,51	27			
46	<input type="checkbox"/>	402	Средняя Царица СН	34,3		-2	-1						
47	<input type="checkbox"/>	403	Средняя Царица НН	9,6	-1,6	-2	-1		0,08	13			
48	<input checked="" type="checkbox"/>	2 001		103,01	-5,03								
49	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	107,4	3,4	11	8		1,01	77			
50	<input type="checkbox"/>	202	Клетская СН	34,5		-2	-2						
51	<input type="checkbox"/>	203	Клетская НН	9,7	-1,8	-9	-6		0,39	60			
52	<input checked="" type="checkbox"/>	402	Средняя Царица СН	34,27	-6,50								
53	<input type="checkbox"/>	400		102,4		2	1						
54	<input type="checkbox"/>	5	Пронинская	33,0	-0,8	-2	-1	0,06	0,09	43			-0,10
55	<input checked="" type="checkbox"/>	403	Средняя Царица НН	9,64	-8,12	2,1	1,2						
56	<input type="checkbox"/>	400		102,4	1,6	2	1		0,08	141			
57	<input checked="" type="checkbox"/>	2 002		103,01	-5,03								
58	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	107,4	3,4	11	8		1,01	77			
59	<input type="checkbox"/>	202	Клетская СН	34,5		-3	-2						
60	<input type="checkbox"/>	203	Клетская НН	9,7	-1,8	-9	-6		0,39	60			

Рисунок А.10 – Вкладка «Узлы + Ветви», 2 конфигурация

	О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Распопиноская	110			5,1	3,4							108,92
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Клетская	110											107,38
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Ярки	35			5,0	3,5							32,79
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Средняя Царица	110											108,53
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Пронинская	35			2,1	1,4							32,97
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	отпайка	110											107,06
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Перелазовская	110			5,4	3,2							106,90
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Калмыковская	110			5,3	3,7							105,92
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Серафимович	110											111,19
10	<input type="checkbox"/>	База	11	Ростовская ЭС	110						14,4	9,7					115,00
11	<input type="checkbox"/>	База	12	Волгоградская ЭС	110						30,3	14,8					115,00
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	202	Клетская СН	35											34,49
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	203	Клетская НН	10			18,2	10,8							9,67
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	400		110											102,35
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 001		110											103,01
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	402	Средняя Царица СН	35											34,27
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	403	Средняя Царица НН	10			2,1	1,2							9,64
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 002		110											103,01

Рисунок А.11 – Вкладка «Узлы», 2 конфигурация

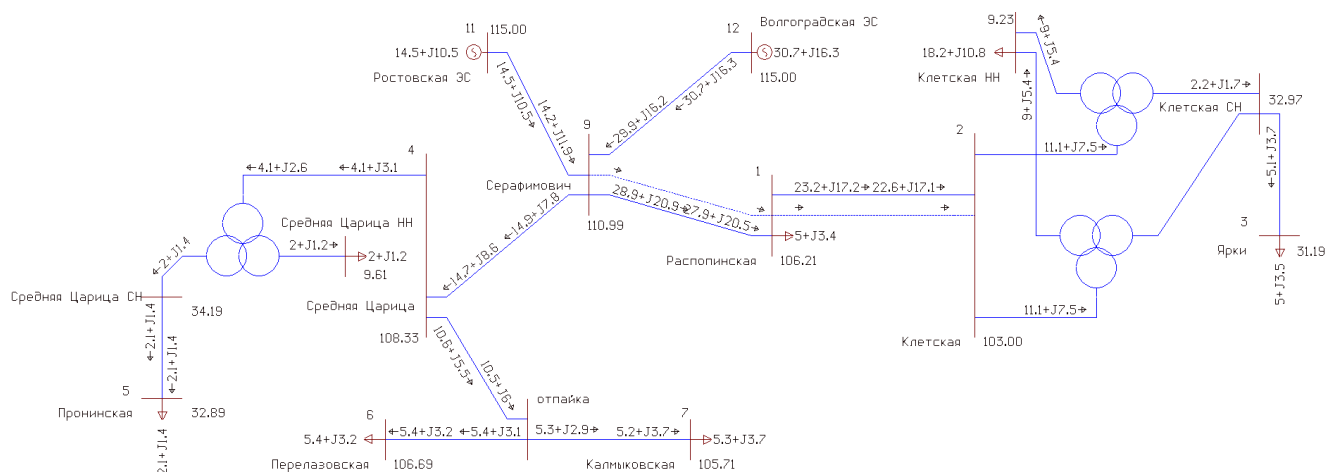


Рисунок А.12 – Вкладка «Графика», послеаварийный режим, 2 конфигурация

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2	1		Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2				-23	-17		159
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	9,63	9,99	-57,4				-11	-6		65
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	8			Перелазовская - отпайка	1,93	2,00	-11,5				5	3		34
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	8			Калмыковская - отпайка	13,91	14,43	-82,9				5	4		35
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	4			Серафимович - Средняя ...	11,05	15,67	-94,2				-15	-8		91
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	1	1		Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7				-29	-21		188
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				14	12		96
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				30	16		177
9	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	9	1	2		Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7							
10	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	ЛЭП	1	2	2		Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2							
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	202	3			Клетская СН - Яржи	5,66	8,03	-48,3				-5	-4		111

Рисунок А.13 – Вкладка «Ветви», проверка по току в послеаварийном режиме, 2 конфигурация

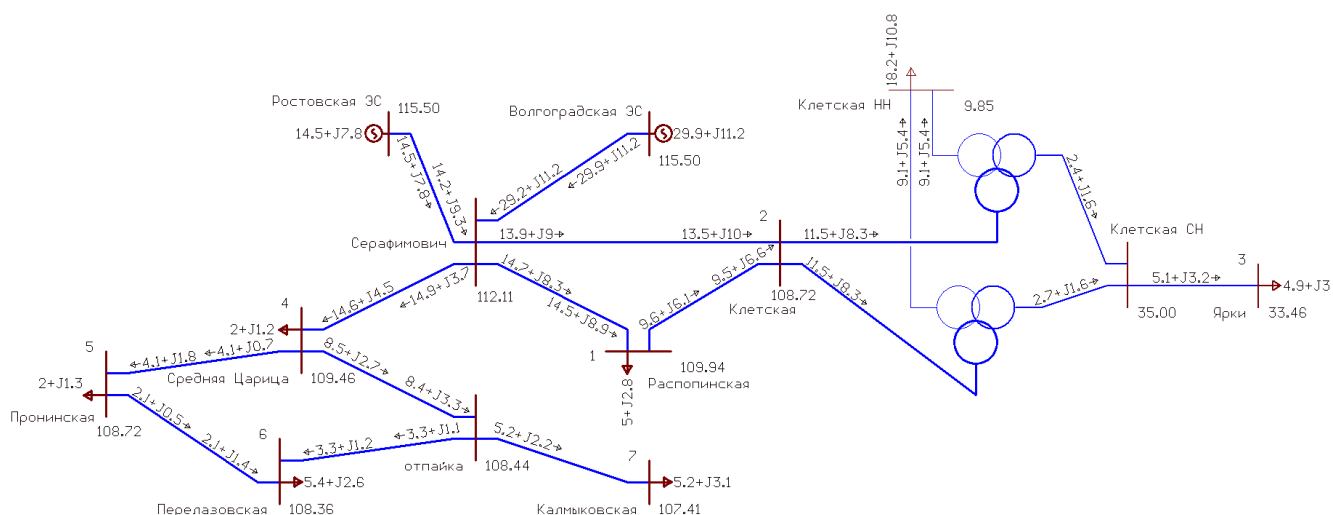


Рисунок А.14 – Вкладка «Графика», 3 конфигурация

	O	S	Тип ▲	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Kт/r	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2				-10	-6		61
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Средняя Царица - Прони...	14,77	15,32	-88,0				-4	-1		24
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	9,63	9,99	-57,4				-8	-3		48
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	6			отпайка - Перелазовская	1,93	2,00	-11,5				-3	-1		19
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	7			отпайка - Калмыковская	13,91	14,43	-82,9				-5	-2		32
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	9			Средняя Царица - Сераф...	15,45	16,03	-92,1				15	5		81
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	1			Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7				-15	-8		89
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				14	9		88
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				29	11		161
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	2			Серафимович - Клетская	13,77	19,53	-117,5				-14	-9		89
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Пронинская - Перелазовс...	12,84	13,32	-76,5				-2	-1		13
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	202	3			Клетская СН - Яржи	5,66	8,03	-48,3				-5	-3		99
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	2001			Клетская -		56,87		1,000			-11	-8		75
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	2002			Клетская -		56,87		1,000			-11	-8		75
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2001	203	1		- Клетская НН		35,71		0,096			-9	-6		59
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2002	203	2		- Клетская НН		35,71		0,096			-9	-6		59
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2002	202	2		- Клетская СН				0,335			-2	-2		
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2001	202	1		- Клетская СН				0,335			-3	-2		

Рисунок А.15 – Вкладка «Ветви», 3 конфигурация

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Распопинская	110			5,5	3,8							109,20
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Клетская	110			19,7	13,6							107,92
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Яржи	110			5,4	4,0							107,23
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Средняя Царица	110			2,2	1,5							109,12
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Пронинская	110			2,2	1,6							108,26
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	отпайка	110											107,93
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Перелазовская	110			5,7	3,5							107,84
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Калмыковская	110			5,5	3,9							106,75
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Серафимович	110											111,61
10	<input type="checkbox"/>		База	11	Ростовская ЭС	110					15,6	9,5					115,50
11	<input type="checkbox"/>		База	12	Волгоградская ЭС	110					32,6	14,1					115,50

Рисунок А.16 – Вкладка «Узлы», 3 конфигурация

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш
1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Распопинская	109,94	-1,65	5,0	2,8					
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	108,7	-0,1	-10	-6	0,09	0,09	60		-0,59
3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	112,1	0,5	14	9	0,21	0,30	89		-0,95
4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Клетская	108,72	-1,79							
5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Распопинская	109,9	0,1	9	7	0,09	0,09	61		-0,59
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	112,1	0,6	14	10	0,31	0,45	89		-1,43
7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2 001		104,6	-3,3	-11	-8		0,97	75		
8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2 002		104,6	-3,3	-11	-8		0,97	75		
9	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	Ярки	33,46	-6,19	4,9	3,0					
10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	202	Клетская СН	35,0	1,1	5	3	0,17	0,24	99		-0,06
11	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	109,46	-1,95	2,1	1,2					
12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	Пронинская	108,7	-0,2	-4	-1	0,02	0,02	22		-1,05
13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	108,4	-0,3	-8	-3	0,06	0,07	47		-0,68
14	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	112,1	0,8	15	5	0,30	0,31	81		-1,13
15	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	Пронинская	108,72	-2,17	2,0	1,3					
16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	109,5	0,2	4	2	0,02	0,02	24		-1,05
17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	Перелазовская	108,4	-0,1	-2	-1	0,01	0,01	11		-0,90
18	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	8	отпайка	108,44	-2,22							
19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	109,5	0,3	8	3	0,06	0,07	48		-0,68
20	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6	Перелазовская	108,4		-3	-1			18		-0,13
21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7	Калмыковская	107,4	-0,2	-5	-2	0,04	0,04	30		-0,97
22	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	Перелазовская	108,36	-2,24	5,4	2,6					
23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	108,4		3	1			19		-0,13
24	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	Пронинская	108,7	0,1	2	1	0,01	0,01	13		-0,90
25	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	7	Калмыковская	107,41	-2,41	5,2	3,1					
26	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	отпайка	108,4	0,2	5	3	0,04	0,04	32		-0,97
27	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	9	Серафимович	112,11	-1,15							
28	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4	Средняя Царица	109,5	-0,8	-15	-4	0,30	0,31	79		-1,13
29	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Распопинская	109,9	-0,5	-15	-8	0,21	0,30	87		-0,95
30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	Ростовская ЭС	115,5	1,1	14	9	0,26	0,54	88		-2,09
31	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	12	Волгоградская ЭС	115,5	1,1	29	11	0,65	0,93	161		-0,94
32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	108,7	-0,6	-14	-9	0,31	0,45	85		-1,43
33	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	11	Ростовская ЭС	115,50				14,5	7,8			
34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	112,1	-1,1	-15	-8	0,26	0,54	82		-2,09
35	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	12	Волгоградская ЭС	115,50				29,9	11,2			
36	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	9	Серафимович	112,1	-1,1	-30	-11	0,65	0,93	159		-0,94
37	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2 001		104,55	-5,09							
38	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	108,7	3,3	11	7		0,97	75		
39	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	203	Клетская НН	9,9	-1,7	-9	-6		0,38	59		
40	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	202	Клетская СН	35,0		-3	-2					
41	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2 002		104,55	-5,09							
42	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	Клетская	108,7	3,3	11	7		0,97	75		
43	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	203	Клетская НН	9,9	-1,7	-9	-6		0,38	59		
44	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	202	Клетская СН	35,0		-2	-2					
45	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	203	Клетская НН	9,85	-6,82	18,2	10,8					
46	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2 001		104,6	1,7	9	5		0,38	619		
47	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2 002		104,6	1,7	9	5		0,38	619		
48	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	202	Клетская СН	35,00	-5,09							
49	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3	Ярки	33,5	-1,1	-5	-3	0,17	0,24	99		-0,06
50	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2 002		104,6		2	2					
51	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2 001		104,6		3	2					

Рисунок А.17 – Вкладка «Узлы + Ветви», 3 конфигурация



Рисунок А.19 – Вкладка «Ветви», проверка по току в послеаварийном режиме, 3 конфигурация

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Скриншоты выполнения расчетов уточнённых перетоков в программном обеспечении «Rastrwin3»

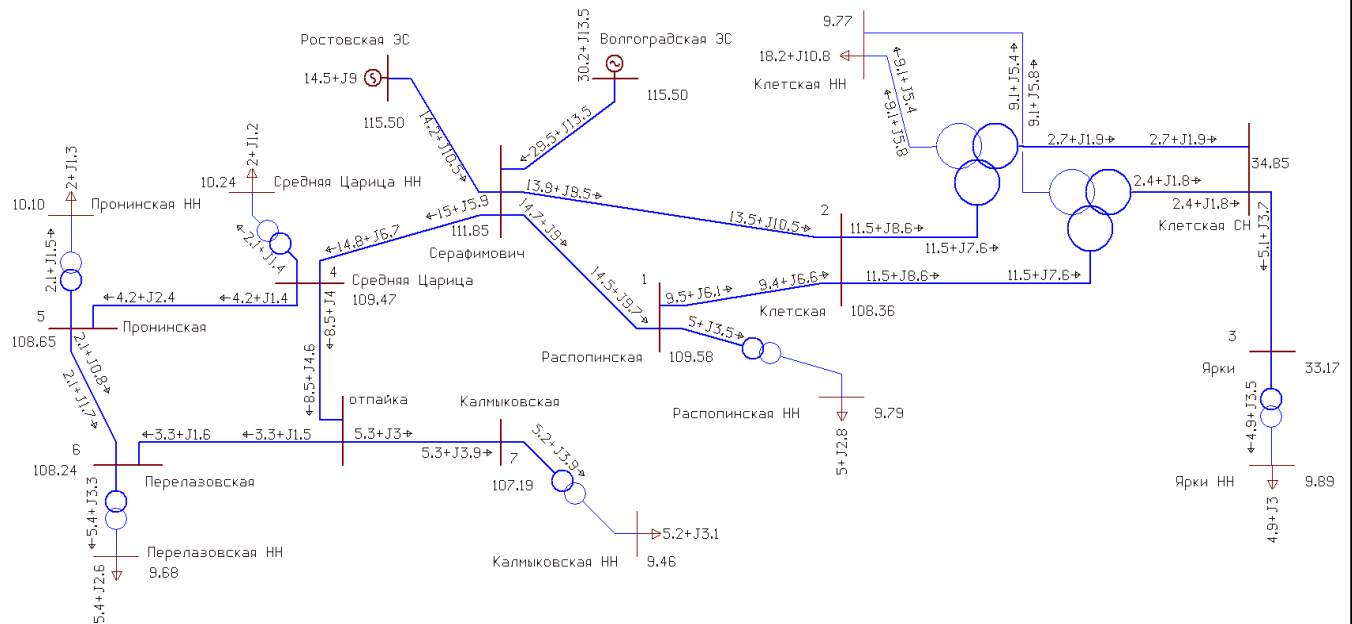


Рисунок Б.1 – Вкладка «Графика», максимальный режим

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	ID...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			ЛЭП	1	2			Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2				-10	-6	62	
2			ЛЭП	202	3			Клетская СН - Ярки	5,66	8,03	-48,3				-5	-4	105	
3			ЛЭП	4	5			Средняя Царица - Прони...	14,77	15,32	-88,0				-4	-1	25	
4			ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	9,63	9,99	-57,4				-9	-4	51	
5			ЛЭП	8	6			отпайка - Перелазовская	1,93	2,00	-11,5				-3	-2	20	
6			ЛЭП	8	7			отпайка - Калмыковская	13,91	14,43	-82,9				-5	-3	35	
7			ЛЭП	4	9			Средняя Царица - Сераф...	11,05	15,67	-94,2				15	7	85	
8			ЛЭП	9	1			Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7				-15	-9	92	
9			ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				14	10	91	
10			ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				29	13	167	
11			ЛЭП	9	2			Серафимович - Клетская	13,77	19,53	-117,5				-14	-9	91	
12			ЛЭП	5	6			Пронинская - Перелазов...	12,84	13,32	-76,5				-2	-1	14	
13			Тр-р	1	101			Распопинская - Распопин...	14,70	220,00		0,096			-5	-4	32	
14			Тр-р	3	301			Ярки - Ярки НН	1,40	14,60		0,314			-5	-3	105	
15			Тр-р	4	401			Средняя Царица - Средн...	42,60	508,00		0,100			-2	-1	13	
16			Тр-р	5	501			Пронинская - Пронинская...	42,60	508,00		0,100			-2	-2	14	
17			Тр-р	6	601			Перелазовская - Перелаз...	14,70	220,00		0,096			-5	-3	34	
18			Тр-р	7	701			Калмыковская - Калмыко...	14,70	220,00		0,096			-5	-4	35	
19			Тр-р	2	2001			Клетская -		56,87		1,000			-11	-9	76	
20			Тр-р	2	2002			Клетская -		56,87		1,000			-11	-9	76	
21			Тр-р	2002	202			- Клетская СН				0,335			-2	-2		
22			Тр-р	2001	202			- Клетская СН				0,335			-3	-2		
23			Тр-р	2001	203			- Клетская НН		35,71		0,096			-9	-6	60	
24			Тр-р	2002	203			- Клетская НН		35,71		0,096			-9	-6	60	

Рисунок Б.2 – Вкладка «Ветви», максимальный режим

	O	S	Тип ▲	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V
1			База	11	Ростовская ЭС	110					14,5	9,0					115,50
2			База	12	Волгоградская ЭС	110					30,2	13,5					115,50
3			Нагр	1	Распопинская	110											109,58
4			Нагр	2	Клетская	110											108,36
5			Нагр	3	Ярки	35											33,17
6			Нагр	4	Средняя Царица	110											109,47
7			Нагр	5	Пронинская	110											108,65
8			Нагр	8	отпайка	110											108,33
9			Нагр	6	Перелазовская	110											108,24
10			Нагр	7	Калмыковская	110											107,19
11			Нагр	9	Серафимович	110											111,85
12			Нагр	101	Распопинская НН	10			5,0	2,8							9,79
13			Нагр	301	Ярки НН	10			4,9	3,0							9,89
14			Нагр	401	Средняя Царица НН	10			2,1	1,2							10,24
15			Нагр	501	Пронинская НН	10			2,0	1,3							10,10
16			Нагр	601	Перелазовская НН	10			5,4	2,6							9,68
17			Нагр	701	Калмыковская НН	10			5,2	3,1							9,46
18			Нагр	202	Клетская СН	35											34,85
19			Нагр	203	Клетская НН	10			18,2	10,8							9,77
20			Нагр	2 001		110											104,04
21			Нагр	2 002		110											104,04

Рисунок Б.3 – Вкладка «Узлы», максимальный режим

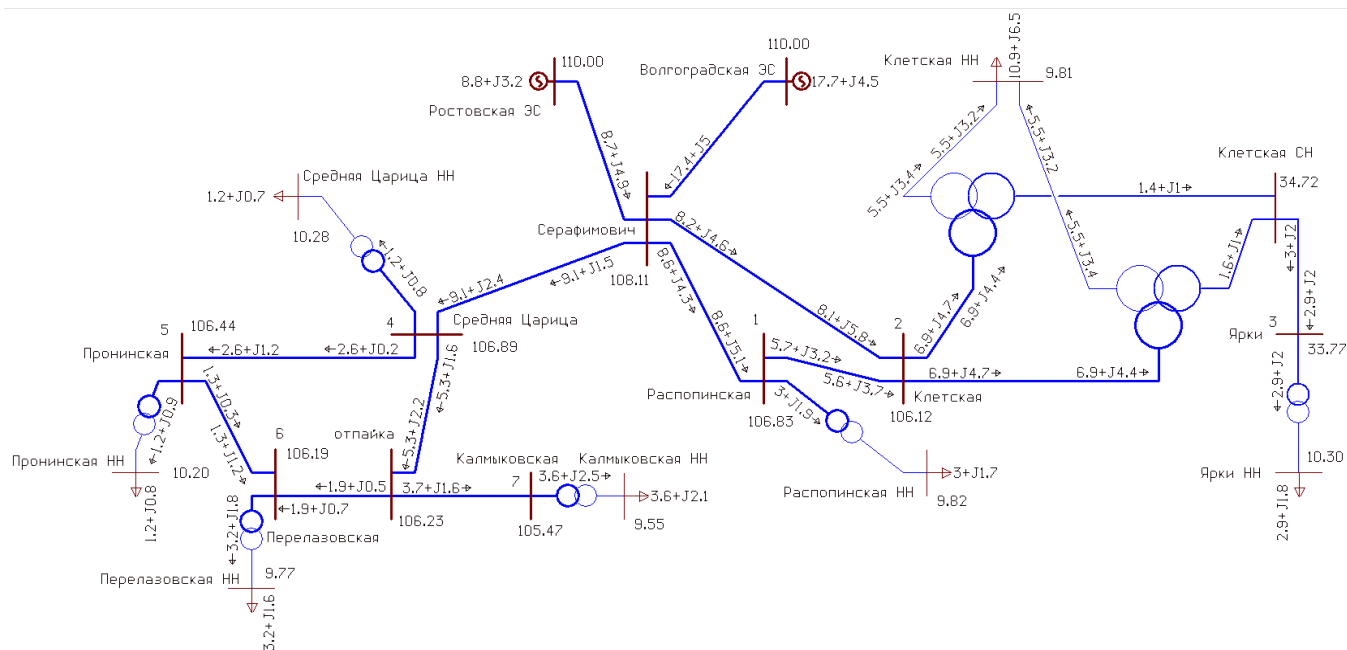


Рисунок Б.4 – Вкладка «Графика», минимальный режим

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	ID...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			Распопинская - Клетская	8,26	8,57	-49,2				-6	-3		37
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	202	3			Клетская СН - Яржи	5,66	8,03	-48,3				-3	-2		61
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Средняя Царица - Прони...	14,77	15,32	-88,0				-3			15
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Средняя Царица - отпайка	9,63	9,99	-57,4				-5	-2		31
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	6			отпайка - Перелазовская	1,93	2,00	-11,5				-2	-1		11
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	7			отпайка - Калмыковская	13,91	14,43	-82,9				-4	-2		24
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	9			Средняя Царица - Сераф...	11,05	15,67	-94,2				9	2		51
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	1			Серафимович - Распопин...	9,00	12,76	-76,7				-9	-4		54
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	11			Серафимович - Ростовск...	11,84	25,12	-161,5				9	5		53
10	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	12			Серафимович - Волгогра...	8,48	12,02	-72,3				17	5		97
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	2			Серафимович - Клетская	13,77	19,53	-117,5				-8	-5		54
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Прониноская - Перелазовс...	12,84	13,32	-76,5				-1			10
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	101			Распопинская - Распопин...	14,70	220,00		0,096			-3	-2		19
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	301			Яржи - Яржи НН	1,40	14,60		0,314			-3	-2		61
15	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	401			Средняя Царица - Средн...	42,60	508,00		0,100			-1	-1		8
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	501			Прониноская - Пронинская...	42,60	508,00		0,100			-1	-1		8
17	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	601			Перелазовская - Перелаз...	14,70	220,00		0,096			-3	-2		20
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	701			Калмыковская - Калмыко...	14,70	220,00		0,096			-4	-3		24
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	2001			Клетская -		56,87		1,000			-7	-5		45
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	2002			Клетская -		56,87		1,000			-7	-5		45
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2002	202			- Клетская СН				0,335			-1	-1		
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2001	202			- Клетская СН				0,335			-2	-1		
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2001	203			- Клетская НН		35,71		0,096			-5	-3		36
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2002	203			- Клетская НН		35,71		0,096			-5	-3		36

Рисунок Б.5 – Вкладка «Ветви», минимальный режим

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V
1	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	Распопинская	110											106,83
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Клетская	110											106,12
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Яржи	35											33,77
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Средняя Царица	110											106,89
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Пронинская	110											106,44
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	отпайка	110											106,23
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Перелазовская	110											106,19
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Калмыковская	110											105,47
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Серафимович	110											108,11
10	<input type="checkbox"/>		База	11	Ростовская ЭС	110				8,8	3,2						110,00
11	<input type="checkbox"/>		База	12	Волгоградская ЭС	110				17,7	4,5						110,00
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	101	Распопинская НН	10			3,0	1,7							9,82
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	301	Яржи НН	10			2,9	1,8							10,30
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	401	Средняя Царица НН	10			1,2	0,7							10,28
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	501	Пронинская НН	10			1,2	0,8							10,20
16	<input type="checkbox"/>		Нагр	601	Перелазовская НН	10			3,2	1,6							9,77
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	701	Калмыковская НН	10			3,6	2,2							9,55
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	202	Клетская СН	35											34,72
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	203	Клетская НН	10			10,9	6,5							9,81
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 001		110											103,66
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	2 002		110											103,66

Рисунок Б.6 – Вкладка «Узлы», минимальный режим