

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Факультет Заочный
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

_____/_____/_____
«_____» _____ 20____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

_____/И.М. Кирпичникова /
«_____» _____ 20____ г.

Расчет установившихся режимов сети 110 кВ с подключением новой подстанции
110/10 кВ
(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792. ВКР
(код направления, год, номер студенческого)

Руководитель, доцент, к.т.н.

_____/В.В. Тарасенко /
«_____» _____ 20____ г.

Автор

студент группы ПЗ–571

_____/Е.А. Шубина/
«_____» _____ 20____ г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н.

_____/ В.В. Тарасенко /
«_____» _____ 20____ г.

Челябинск 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное

образовательное учреждение высшего образования

«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

(национальный исследовательский университет)

Институт «Политехнический», факультет «Заочный энергетический»

Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Институт	<u>Политехнический</u>
Факультет	<u>Энергетический</u>
Кафедра	<u>Электрические станции, сети и системы электроснабжения</u>
Направление	<u>Электроэнергетика и электротехника</u>

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ /И.М. Кирпичникова/

_____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Шубиной Елизаветы Анатольевны

(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Расчет установившихся режимов сети 110 кВ с подключением новой подстанции 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от _____ 20 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

Однолинейная схема соединений существующей электрической сети, на которой пунктиром отмечены места строительства новых подстанций;

Данные о расположении новых объектов;

Данные о нагрузке электроприемников;

Мощность генераторов электростанции I;

Данные об устанавливаемых на ЭС-2 генераторах;

Режимы подстанции I.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

Введение;

Исходные данные;

Анализ существующей схемы электрической сети района;

Выбор варианта развития электрической сети района;

Расчет основных установившихся режимов работы сети;

Строительство подстанции;

Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов;

Технико-экономические показатели сети;

Заключение;

Библиографический список.

Lined area for text entry.

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

Задание, схема электрических соединений подстанций, формат А1;

Варианты перспективной сети, формат А1;

Карты режимов, формат А1;

Схема электрических соединений подстанции 6 110/10 кВ, формат А1;

Схема главная подстанции 6 110/10кВ, формат А1.

Всего 5 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания _____

АННОТАЦИЯ

Шубина Е.А. Расчет установившихся режимов сети 110 кВ с подключением новой подстанции 110/10 кВ – Челябинск ЮУрГУ, ПЗ–571; 2018, 95 с, 24 ил., библиогр. список – 23 наим.

Выпускная квалификационная работа включает в себя выбор варианта развития сети на основании сравнения приведенных затрат различных вариантов.

В задачи проекта входит: расчет режимов сети в различных режимах работы; определение оптимального варианта развития сети на основании технико-экономического сравнения; выбор отпаяк трансформаторов для обеспечения требуемого качества электроэнергии, а также выбор основного оборудования подстанции 110/10 кВ.

При выполнении выпускной квалификационной работы использованы следующие программные средства: Microsoft Word, Mathcad, Rastrwin3, AutoCAD.

					ЮУрГУ-			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Шубина Е.А.			Расчёт установившихся режимов сети 110 кВ с подключением новой подстанции 110/10 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Тарасенко В.В.					4	
Реценз						ЮУрГУ		
Н. Контр.						Кафедра «ЭССиСЭ»		
Утверд.		Кирпичникова						

Оглавление

Введение.....	7
1. Исходные данные.....	8
2 Анализ существующей схемы электрической сети района.....	10
2.1 Баланс активных и реактивных мощностей.....	10
2.1.1 Баланс активных мощностей.....	10
2.1.2 Баланс реактивных мощностей.....	11
2.2. Анализ схемы электрической сети района.....	13
2.2.1. Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы.....	14
2.2.2 Анализ работы трансформаторов.....	20
3 Выбор варианта развития электрической сети района.....	27
3.1 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	27
3.2 Выбор трансформаторов.....	29
3.3 Выбор конфигурации схемы сети.....	31
3.4 Выбор сечений ЛЭП.....	39
3.5 Анализ работы сети.....	39
3.6 Анализ работы сети после модернизаций.....	46
3.7 Выбор оптимального варианта.....	52
3.7.1 Приведенные затраты для варианта № 1.....	53
3.7.2 Приведенные затраты для варианта № 4.....	55
3.7.3 Приведенные затраты для варианта № 6.....	56
4 Расчет основных установившихся режимов работы сети.....	59
4.1 Режим максимальных нагрузок.....	59
4.2 Режим минимальных нагрузок.....	61

4.3	Послеаварийные режимы работы.....	68
5.	Строительство подстанции №6	71
5.1	Выбор схемы распределительного устройства.....	71
5.2	Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах	72
5.3	Расчет токов короткого замыкания.....	72
5.4	Выбор коммутационного оборудования	74
5.4.1	Выбор коммутационного оборудования на стороне высшего напряжения	74
5.4.2	Выбор коммутационного оборудования на стороне низшего напряжения	77
5.5	Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов.....	78
5.6	Выбор системы телеизмерения и регистрационной аппаратуры	79
5.7	Выбор трансформаторов тока.....	80
5.8	Выбор трансформаторов напряжения.....	83
5.9	Выбор ограничителей перенапряжений	84
6.	Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов	85
7.	Технико-экономические показатели сети	90
	Заключение	93
	Библиографический список	94

Введение

Электрическая сеть должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы была обеспечена ее работоспособность во всех режимах: нормальных, ремонтных и послеаварийных. Это означает, что параметры ветвей (токи, мощности) не должны превышать допустимых значений, а параметры узлов (напряжения) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивающих нормальную работу изоляции и экономичную работу потребителей.

Одной из задач, встающих перед сетевыми организациями при росте нагрузочных мощностей, подключении новых мощных потребителей электроэнергии, а также вводе в эксплуатацию новых генераторных мощностей, является поиск оптимального варианта развития сети при отклонении характеризующих ее параметров от допустимых в различных режимах работы.

В данном проекте рассматривается выбор оптимального варианта развития сети 110 кВ на основании технико-экономического сравнения вариантов. Кроме того, данная работа включает в себя выбор основного оборудования проектируемой подстанции, а также определение отпаяк РПН, позволяющих в различных режимах работы поддерживать на стороне низкого напряжения у потребителей оптимальное напряжение.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

1. Исходные данные

На рисунке 1 приведена однолинейная схема соединений существующей электрической сети, на которой пунктиром отмечены места строительства новых подстанций. В таблице 1 приведены данные о расположении новых объектов.

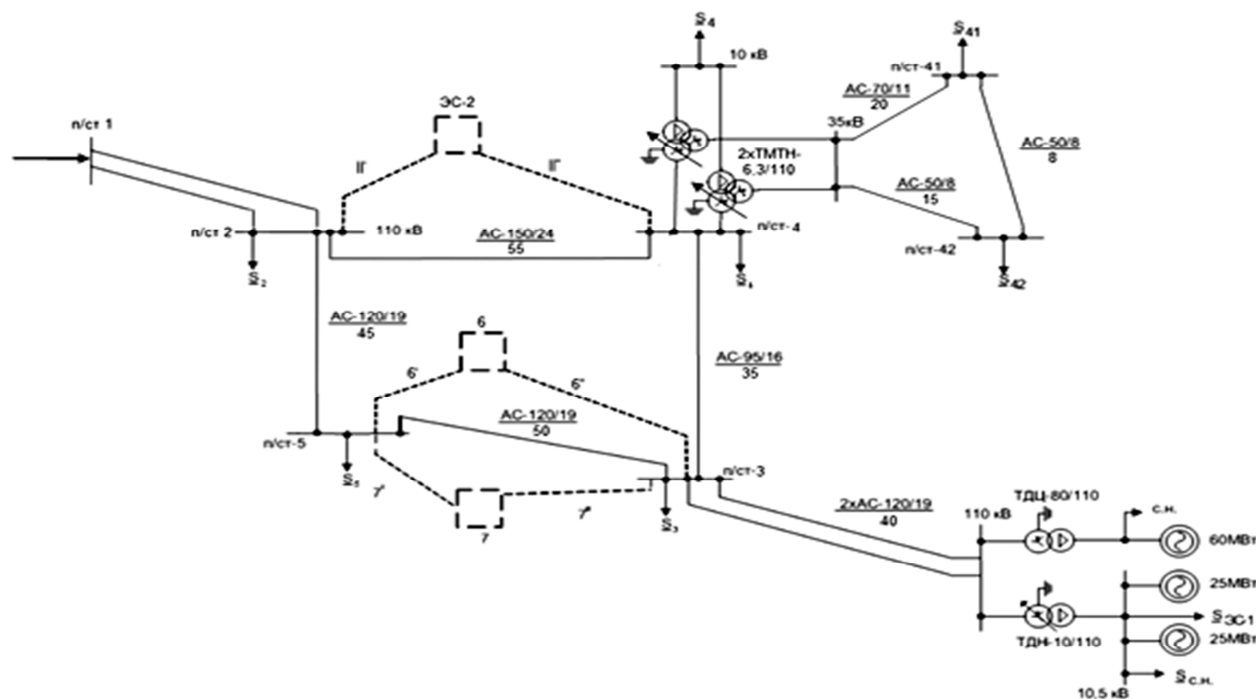


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

Таблицы 1 – Данные о расположении новых объектов

№, вар	Длина новых линий, км					
	П'	П''	6'	6''	7'	7''
3	55	50	30	25	35	20

В таблице 2 представлены данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $P_{(макс)}$ и коэффициенты мощности ($tg\phi$). Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения на коэффициент мощности 0,7. Все потребители относятся в основном ко 2-й категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}=6000$ ч.

Таблица 2 – Данные о нагрузке электроприемников

№, вар	п/ст2 ш.110 кВ $P_2/tg\phi$	п/ст3 ш.110 кВ $P_3/tg\phi$	п/ст4 ш.10 кВ $P_4/tg\phi$	п/ст41 ш.35 кВ $P_{41}/tg\phi$	п/ст42 ш.35 кВ $P_{42}/tg\phi$	п/ст5 ш.110 кВ $P_5/tg\phi$	п/ст6 ш.10 кВ $P_6/tg\phi$	п/ст7 ш.10 кВ $P_7/tg\phi$	ЭС-1 ш.10,5 кВ $P_{эс1}/tg\phi$	ЭС-2 ш.ВН $P_{эс2}/tg\phi$
3	45/ 0,70	33/ 0,48	16/ 0,45	5/0,56	5/0,56	19/ 0,48	37/0,51	15/0,42	50/0,45	45/0,62

Мощность генераторов электростанции I составляет 110 МВт. В таблице 3 приведены данные об устанавливаемых на ЭС-2 генераторах.

Таблица 3 – Данные о генераторах ЭС-2

№, вар	$n \times P_{номГ}$, МВт
3	3x60

Точка примыкания проектируемого района к электрической сети системы (подстанция 1) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее в таблице 4 задаются значения напряжения $U_{БУ}$ в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном.

Таблица 4 – Режимы подстанции I

№, вар	$U_{п/стI}$		
	$U_{макс}$, кВ	$U_{мин}$, кВ	$U_{пав}$, кВ
3	117	113	111

Климатические условия в районе проектирования электрической сети можно принять для Уральской зоны.

2 Анализ существующей схемы электрической сети района

2.1 Баланс активных и реактивных мощностей

Соблюдение баланса активной мощности связано с достижением номинальной частоты в сети, а реактивной мощности – с требуемым уровнем напряжения. Баланс мощности составляется для перспективных нагрузок с учетом новых энергоустановок (подстанция 6 и 7) и электростанции ЭС-2.

2.1.1 Баланс активных мощностей

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi}, \quad (1)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{\Pi}$ – суммарное потребление мощности.

При этом баланс активной мощности в рассматриваемом сетевом районе обеспечивается за счет обмена с соседней энергосистемой через балансирующий узел.

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{\text{н}}$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{\text{сн}}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{\text{л}}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{\text{т}}$:

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{сн}} + \sum \Delta P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{т}}. \quad (2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2...3% от мощности всех нагрузок:

$$\sum P_{\text{н}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}, \quad (3)$$

$$\sum P_{\text{н}} = 45 + 33 + 16 + 5 + 5 + 19 + 37 + 15 + 50 + 45 = 270 \text{ МВт},$$

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0,025 \sum P_{\text{н}}, \quad (4)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Sigma \Delta P_{\text{л}} = 0,025 \cdot 270 = 6,75 \text{ МВт.}$$

Потери в трансформаторах учитываются только для тех подстанций, где нагрузки заданы со стороны шин НН. Она составляет 1,2...1,5% от мощности нагрузки:

$$\Sigma \Delta P_{\text{T}} = 0,0135(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{\text{ЭС1}}), \quad (5)$$

$$\Sigma \Delta P_{\text{T}} = 0,0135(16 + 5 + 5 + 37 + 15 + 50) = 1,728 \text{ МВт.}$$

Мощность, потребляемая на с.н. оценивается в 4..8% от мощности установленных генераторов:

$$\Sigma P_{\text{с.н.}} = 0,06(P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}), \quad (6)$$

$$\Sigma P_{\text{с.н.}} = 0,06(60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 60) = 17,4 \text{ МВт,}$$

$$\Sigma P_{\text{п}} = \Sigma P_{\text{н}} + \Sigma \Delta P_{\text{л}} + \Sigma \Delta P_{\text{T}} + \Sigma P_{\text{с.н.}}, \quad (7)$$

$$\Sigma P_{\text{п}} = 270 + 6,75 + 1,728 + 17,4 = 295,878 \text{ МВт.}$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

$$\Sigma P_{\text{Г}} = P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}, \quad (8)$$

$$\Sigma P_{\text{Г}} = 60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 60 = 290 \text{ МВт.}$$

В результате, значение обменной мощности:

$$P_{\text{с}} = \Sigma P_{\text{Г}} - \Sigma P_{\text{п}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{с}} = 290 - 295,878 = -5,878 \text{ МВт.}$$

Таким образом, рассматриваемый энергорайон потребляет из системы активную мощность и является «дефицитным».

2.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\Sigma Q_{\text{Г}} + \Sigma Q_{\text{З}} \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_{\text{с}} = \Sigma Q_{\text{п}}, \quad (10)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

где ΣQ_{Γ} – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

ΣQ_3 – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{ку}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_c – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg } \varphi_c$.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей ΣQ_{Π} , собственных нужд электрических станций $\Sigma Q_{\text{сн}}$, потерь мощности в линиях $\Sigma \Delta Q_{\text{л}}$ и трансформаторах $\Sigma \Delta Q_{\text{т}}$:

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma \Delta Q_{\text{л}} + \Sigma \Delta Q_{\text{т}}, \quad (11)$$

$$\Sigma Q_{\text{н}} = P_2 \text{tg } \varphi_2 + P_3 \text{tg } \varphi_3 + P_4 \text{tg } \varphi_4 + P_{41} \text{tg } \varphi_{41} + P_{42} \text{tg } \varphi_{42} + P_5 \text{tg } \varphi_5 + P_6 \text{tg } \varphi_6 + P_7 \text{tg } \varphi_7 + P_{\text{Эс1}} \text{tg } \varphi_{\text{Эс1}} + P_{\text{Эс2}} \text{tg } \varphi_{\text{Эс2}}, \quad (12)$$

$$\Sigma Q_{\text{н}} = 45 \cdot 0,7 + 33 \cdot 0,48 + 16 \cdot 0,45 + 5 \cdot 0,56 + 5 \cdot 0,56 + 19 \cdot 0,48 + 37 \cdot 0,51 + 15 \cdot 0,42 + 50 \cdot 0,45 + 45 \cdot 0,62 = 144,83 \text{ МВАр.}$$

Расход реактивной мощности на с.н. оценивается коэффициентом мощности механизмов с.н. $\text{tg } \varphi_{\text{сн}} = 0,62 \dots 0,75$.

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = \text{tg } \varphi_{\text{сн}} \Sigma P_{\text{сн}}, \quad (13)$$

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = 0,685 \cdot 17,4 = 11,919 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4...6 % при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности:

$$\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = 0,05 \Sigma Q_{\text{н}}, \quad (14)$$

$$\Sigma \Delta Q_{\text{л}} = 0,05 \cdot 144,83 = 7,242 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5...9 % от полной мощности, проходящей через трансформатор.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$\Sigma \Delta Q_T = 0,07(P_4 \operatorname{tg} \varphi_4 + P_{41} \operatorname{tg} \varphi_{41} + P_{42} \operatorname{tg} \varphi_{42} + P_6 \operatorname{tg} \varphi_6 + P_7 \operatorname{tg} \varphi_7 + P_{\text{эс1}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{эс1}}), \quad (15)$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 0,07(16 \cdot 0,45 + 5 \cdot 0,56 + 5 \cdot 0,56 + 37 \cdot 0,51 + 15 \cdot 0,42 + 50 \cdot 0,45) = 4,233 \text{ МВАр},$$

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_H + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Sigma \Delta Q_{\text{Л}} + \Sigma \Delta Q_T, \quad (16)$$

$$\Sigma Q_{\Pi} = 144,83 + 11,919 + 7,242 + 4,233 = 168,224 \text{ МВАр},$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (17)$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 + 4 \cdot 60 \cdot 0,75 = 217,5 \text{ МВАр}.$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями Q_3 , приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 кВАр/км.

$$\Sigma Q_3 = Q_0 \cdot L_{\Sigma}, \quad (18)$$

$$\Sigma Q_3 = Q_0 \cdot L_{\Sigma} = 17,4 \text{ МВАр},$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{\Pi}, \quad (19)$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{\Pi} = 217,5 + 17,4 - 168,224 = 66,676 \text{ МВАр}$$

Таким образом, в рассматриваемой сети наблюдается избыток реактивной мощности. Одним из методов борьбы с ним может являться изменения $\operatorname{tg} \varphi$ генераторов.

2.2. Анализ схемы электрической сети района

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономичности. При этом необходимо проводить расчеты для всей сети энергосистемы, включая электростанции, трансформаторы, сети всех напряжений и потребителей.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

2.2.1. Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

Сеть 35 кВ кольцевая (сеть местного значения), источником питания являются шины 35 кВ п/ст 4.

Найдем параметры схемы замещения для линий сети 35 кВ и сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры сети 35 кВ [1]

Участок	Марка провода	r_0 , ом/км	x_0 , ом/км	L, км	r, ом/км	x, ом/км
п/ст 4 – п/ст 41	АС-70/11	0,422	0,432	20	8,44	8,64
п/ст 41 – п/ст 42	АС-50/8	0,603	0,427	8	4,82	3,42
п/ст 42 – п/ст 4	АС-50/8	0,603	0,427	15	9,05	6,41

Найдем токи, протекающие по линиям рассматриваемой сети в наиболее тяжелом послеаварийном режиме – при отключении линии между подстанциями №4 и №41. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-42 и 41-42 в данном режиме (рисунок 2).

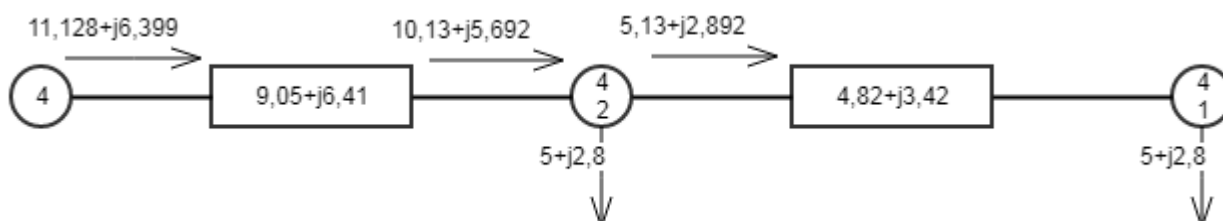


Рисунок 2 – Распределение потоков мощности

Найдем мощность, протекающую в начале линии между подстанциями 4 и 42.

$$\Delta S_{42-41} = \frac{P_{41}^2 + Q_{41}^2}{U_{ном}^2} (r_{42-41} + jx_{42-41}), \quad (20)$$

$$\Delta S_{42-41} = \frac{5^2 + 2,8^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,13 + j0,092 \text{ МВА},$$

$$S_{42-41H} = S_{41} + \Delta S_{42-41}, \quad (21)$$

$$S_{42-41H} = 5 + j2,8 + 0,13 + j0,092 = 5,13 + j2,892 \text{ МВА},$$

$$S_{4-42K} = S_{42-41H} + S_{42}, \quad (22)$$

$$S_{4-42K} = 5,13 + j2,892 + 5 + j2,8 = 10,13 + j5,692 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42K}^2 + Q_{4-42K}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}), \quad (23)$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{10,13^2 + 5,692^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,998 + j0,707 \text{ МВА},$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42}, \quad (24)$$

$$S_{4-42H} = 10,13 + j5,692 + 0,998 + j0,707 = 11,128 + j6,399 \text{ МВА}.$$

Далее найдем ток, протекающий по линии между подстанциями 4 и 42.

$$I_{4-42} = \frac{|S_{4-42H}|}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}, \quad (25)$$

$$I_{4-42} = \frac{|11,128 + j6,399|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 212 \text{ А}.$$

Согласно [1], допустимый длительный ток для АС-50/8 составляет 210 А. Таким образом линия между подстанциями 4 и 42 не проходит по условию нагрева, и требуется ее реконструкция.

Найдем ток, протекающий через рассматриваемую линию в нормальном режиме. Для этого решим кольцевую сеть.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

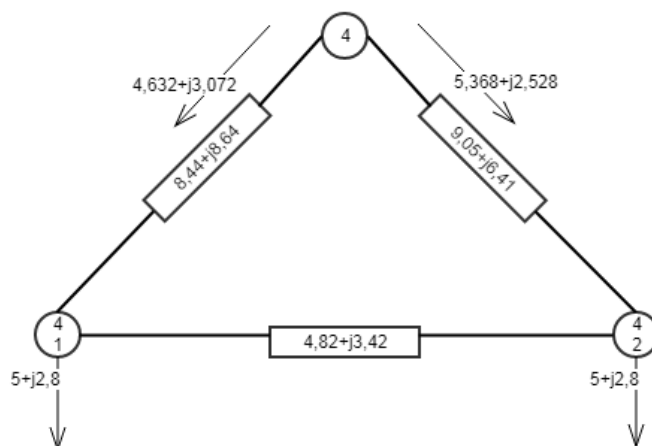


Рисунок 3 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 41

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}, \quad (26)$$

$$S_{4-41} = \frac{(5 + j2,8)(4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41) + (5 + j2,8)(9,05 - j6,41)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} = 4,632 + j3,072.$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42 в нормальном режиме:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}, \quad (27)$$

$$S_{4-42} = \frac{(5 + j2,8)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (5 + j2,8)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} = 5,368 + j2,528.$$

Далее найдем ток, протекающий по линии в нормальном режиме:

$$I_{4-42Н} = \frac{|S_{4-42}|}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad (28)$$

$$I_{4-42Н} = \frac{|5,368 + j2,528|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 98 \text{ А.}$$

Найдем сечение проектируемой линии:

$$F_{4-42} = \frac{I_{4-42Н}}{j_{эж}}, \quad (29)$$

где $j_{эк}$ – экономическая плотность тока. Согласно [2] при числе часов использования максимума нагрузки более 5000 для алюминиевых проводов $j_{эк}=1$ А/мм².

Таким образом,

$$F_{4-42} = \frac{I_{4-42н}}{j_{эк}} = \frac{98}{1} = 98 \text{ мм}^2.$$

Исходя из проведенного выше расчета, принимаем решение о замене существующего провода на АС-120/19. Допустимый длительный ток для АС-120/19 $I_{доп}=390$ А. Таким образом, выбранный провод проходит проверку на нагрев в аварийном режиме.

Далее проверим сеть на соблюдение величины падения напряжения. Расчетная схема сети после реконструкции приведена на рисунке 4.

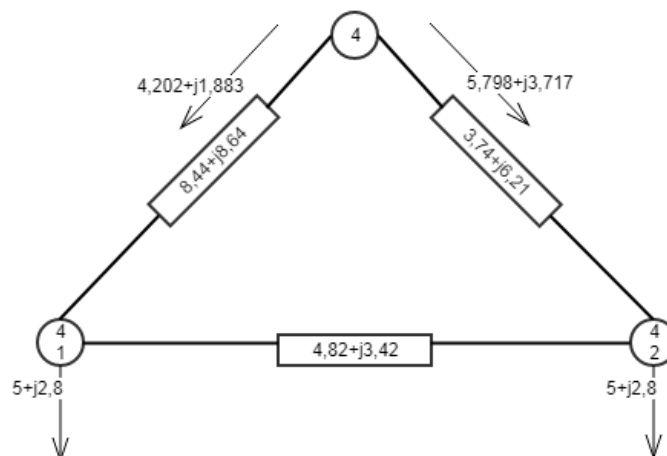


Рисунок 4 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42 в нормальном режиме:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}, \quad (30)$$

$$S_{4-42} = \frac{(5 + j2,8)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (5 + j2,8)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 3,74 - j6,21} = 5,798 + j3,717 \text{ МВА.}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 41

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}, \quad (26)$$

$$S_{4-41} = \frac{(5 + j2,8)(4,82 - j3,42 + 3,74 - j6,21) + (5 + j2,8)(3,74 - j6,21)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 3,74 - j6,21} = 4,202 + j1,883.$$

Узел 41 является точкой потокораздела. Найдем падение напряжение на этом участке:

$$U_{нб} = U_{4-41} = \frac{P_{4-41}r_{4-41} + Q_{4-41}x_{4-41}}{U_{ном}}, \quad (31)$$

$$U_{нб} = U_{4-41} = \frac{4,202 \cdot 8,44 + 1,883 \cdot 8,64}{35} = 1,478. \text{ кВ},$$

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{нб}}{U_{ном}} \cdot 100\%, \quad (32)$$

$$\Delta U = \frac{1,478}{35} \cdot 100\% = 4,22\%.$$

Поскольку допустимое падение напряжения составляет 5%, то сеть проходит проверку.

Для дальнейшего расчета найдем приведенную мощность рассматриваемой сети к шинам 35 кВ подстанции №4. Для этого рассмотрим две расчетные схемы, на которых изображена схема сети 35 кВ, разделенная по точке потокораздела.

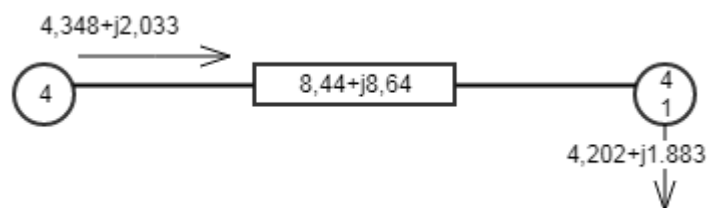


Рисунок 5 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}), \quad (33)$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{4,202^2 + 1,883^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,146 + j0,15 \text{ МВА},$$

$$S_{4-41H} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41}, \quad (34)$$

$$S_{4-41H} = 4,202 + j1,883 + 0,146 + j0,15 = 4,348 + j2,033 \text{ МВА},$$

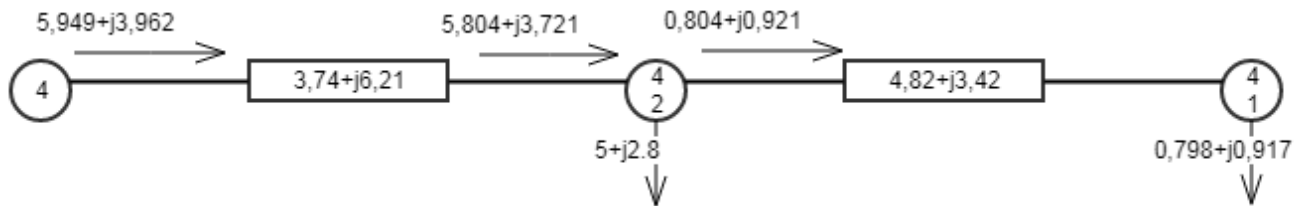


Рисунок 6 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$\Delta S_{42-41} = \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{42-41} + jx_{42-41}), \quad (35)$$

$$\Delta S_{42-41} = \frac{0,798^2 + 0,917^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,006 + j0,004 \text{ МВА},$$

$$S_{42-41H} = S_{42-41K} + \Delta S_{42-41}, \quad (36)$$

$$S_{42-41H} = 0,798 + j0,917 + 0,006 + j0,004 = 0,804 + j0,921 \text{ МВА},$$

$$S_{4-42K} = S_{42-41H} + S_{42}, \quad (37)$$

$$S_{4-42K} = 0,804 + j0,921 + 5 + j2,8 = 5,804 + j3,721 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42K}^2 + Q_{4-42K}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}), \quad (38)$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{5,804^2 + 3,721^2}{35^2} (3,74 + j6,21) = 0,145 + j0,241 \text{ МВА},$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42}, \quad (39)$$

$$S_{4-42H} = 5,804 + j3,721 + 0,145 + j0,241 = 5,949 + j3,962 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41H} + S_{4-42H}, \quad (40)$$

$$S_{4/35} = 4,348 + j2,033 + 5,949 + j3,962 = 10,297 + j5,995 \text{ МВА}.$$

Выводы: Анализ сети 35 кВ показал необходимость замены линии между подстанциями №4 и №42 протяженностью 15 км, выполненной проводом АС-50/8, на провод АС-120/19.

2.2.2 Анализ работы трансформаторов

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения, установленные по ГОСТ 14209-97.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном 2-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций (п/ст 4) это условие выполняется, если

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк}) S_T} \leq k_{ав}, \quad (41)$$

где n_T , S_T – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов;

$k_{ав}$ – коэффициент аварийной загрузки, равный 1,4.

$S_{ав}$ определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения $\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме $S_{\text{нб}} = k_M S_{\text{н(макс)}}$, где k_M - коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять $k_M = 1$, $S_{\text{нрез}} = 0$.

Рассмотрим подстанцию №4. Суммарная мощность, протекающая через обмотку высшего напряжения трансформаторов этой подстанции в максимальном режиме:

$$S_{\text{max 4}} = S_4 + S_{4/35}, \quad (42)$$

$$S_{\text{max 4}} = S_4 + S_{4/35} = 16 + j7,2 + 10,297 + j5,995 = 26,297 + j13,195 \text{ МВА.}$$

На подстанции №4 установлены трансформаторы ТМТН-6,3/110, с установленной мощностью 6,3 МВА. Загрузка трансформатора в аварийном режиме:

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{max 4}}}{(n_T - n_{\text{отк}}) \cdot S_T}, \quad (43)$$

$$k_{\text{ав}} = \frac{\sqrt{26,297^2 + 13,195^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 4,67.$$

Поскольку полученный коэффициент аварийной загрузки намного больше 1,4, очевидно, что для рассматриваемой подстанции необходимо провести замену трансформаторов. Найдем мощность трансформаторов, которые нам надо установить:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{max 4}}}{n_T \cdot k_3}, \quad (44)$$

$$S_T \geq \frac{S_{\text{max 4}}}{n_T \cdot k_3} = \frac{\sqrt{26,297^2 + 13,195^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,02 \text{ МВА.}$$

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-25000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 6.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Таблица 6 – Параметры ТДТН-25000/110 [1]

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, КВ			u_k , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5

Продолжение таблицы 6

Тип	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом			X_T , Ом			Q_x , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5			56,9	0	35,7	175

Найдем приведенную к шинам 110 кВ подстанции №4 мощность с учетом потерь в трансформаторе. Схема замещения обмоток трансформатора приведена на рисунке 7.

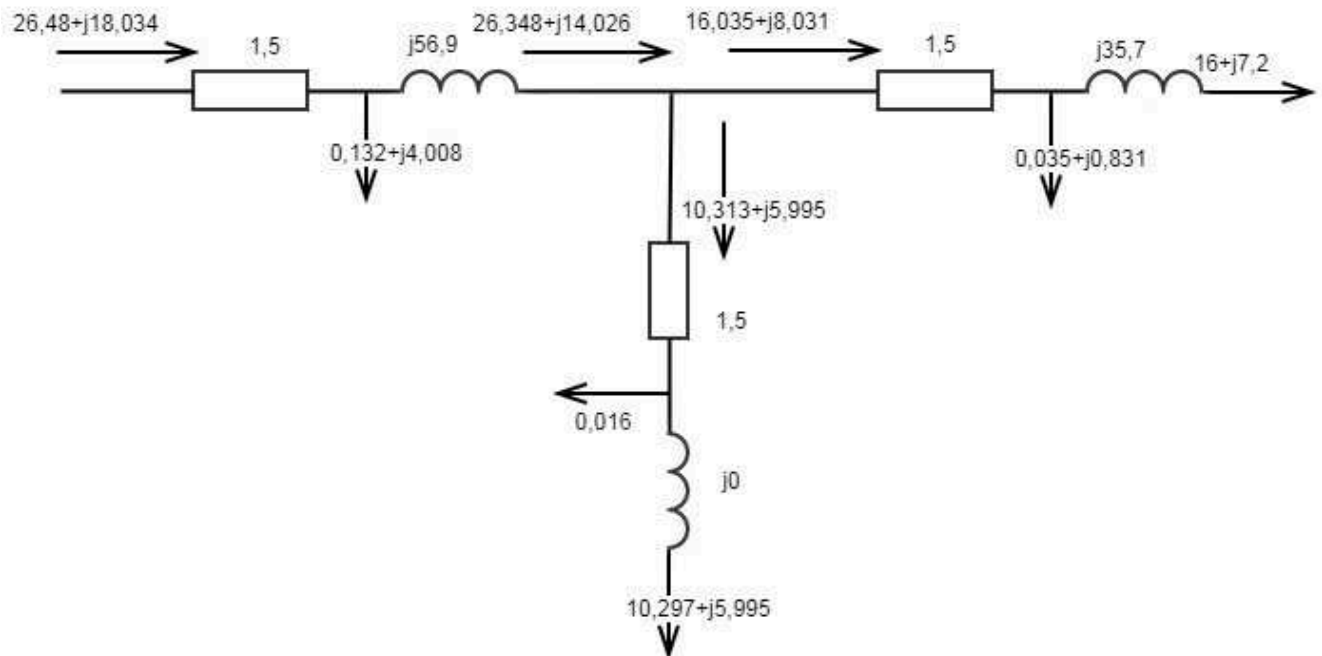


Рисунок 7 – Схема замещения трансформатора

Найдем потери, а также потоки в начале и конце каждой из обмоток:

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТЧ} + jx_{ТЧ}), \quad (45)$$

$$\Delta S_{CH} = \frac{10,297^2 + 5,995^2}{115^2} \cdot (1,5 + j0) = 0,016 \text{ MBA},$$

$$S_{CH} = \Delta S_{CH} + S_{35}, \quad (46)$$

$$S_{CH} = 0,016 + 10,297 + j5,995 = 10,313 + j5,995 \text{ MBA},$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТНН} + jx_{ТНН}), \quad (47)$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{16^2 + 7,2^2}{115^2} \cdot (1,5 + j35,7) = 0,035 + j0,831 \text{ MBA},$$

$$S_{HH} = \Delta S_{HH} + S_{HH}, \quad (48)$$

$$S_{HH} = 0,035 + j0,831 + 16 + j7,2 = 16,035 + j8,031 \text{ MBA},$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH}, \quad (49)$$

$$S_{BH} = 10,313 + j5,995 + 16,035 + j8,031 = 26,348 + j14,026 \text{ MBA},$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТВН} + jx_{ТВН}) + \Delta S_{xx}, \quad (50)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

$$\Delta S_{\text{ВН}} = \frac{26,348^2 + 14,026^2}{115^2} \cdot (1,5 + j56,9) + 0,031 + j0,175 = 0,132 + j4,008 \text{ МВА},$$

$$S_4 = \Delta S_{\text{ВН}} + S_{\text{ВН}}, \quad (51)$$

$$S_4 = 0,132 + j4,008 + 26,348 + j14,026 = 26,48 + j18,034 \text{ МВА}.$$

Таким образом, мощность подстанции №4 приведенная к шинам 110 кВ составляет 26,48+j18,034 МВА.

Далее рассмотрим трансформаторы ЭС-1.

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, трансформаторы связи должны обеспечить выдачу избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме при работе всех генераторов, а также резервировать электроснабжение нагрузок 10 кВ при плановом или аварийном отключении одного из генераторов.

Рассчитаем мощность, передаваемую через трансформатор ТДН – 10/110 в трех режимах работы:

а) режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{Н(мин)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(мин)}} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (52)$$

где $\sum P_{\Gamma}$, $\sum Q_{\Gamma}$ – активная и реактивная мощность генераторов, работающих на сборные шины;

$P_{\text{Н(мин)}}$, $Q_{\text{Н(мин)}}$ – активная и реактивная нагрузка в минимальном режиме;

$P_{\text{СН}}$, $Q_{\text{СН}}$ – активная и реактивная мощность собственных нужд.

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{Н(мин)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(мин)}} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (53)$$

$$S_1 = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 50 - 0,08 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 50 \cdot 0,45 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50)^2} = 21,963 \text{ МВт},$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}, \quad (54)$$

где $P_{H(\max)}$, $Q_{H(\max)}$ – активная и реактивная нагрузка в максимальном режиме.

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}, \quad (55)$$

$$S_2 = \sqrt{(50 - 50 - 0,08 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 50 \cdot 0,45 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50)^2} = 12,896 \text{ МВт},$$

в) послеаварийный режим при отключении одного из генераторов и максимальной нагрузке потребителей:

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}, \quad (56)$$

где $P_{\Gamma(\max)}$, $Q_{\Gamma(\max)}$ – составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора.

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}, \quad (57)$$

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 50 - 0,08 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 50 \cdot 0,45 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50)^2} = 29,717 \text{ МВт}.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 2,9717 раза, а трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_T \geq S_{\Gamma}$. Исходя из приведенного выше расчета, к установке принимаем ТДН-40000/110, параметры которого приведены в таблице 7.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Таблица 7 – Параметры ТДН-40000/110 [1]

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$u_{\text{к}}$,	$\Delta P_{\text{к}}$,	$\Delta P_{\text{х}}$,	$I_{\text{х}}$,	$R_{\text{Т}}$,	$X_{\text{Т}}$,	$\Delta Q_{\text{х}}$,
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТДН-40000/110	40	121	10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

Рассмотрим трансформатор ТДЦ – 80/110, работающий в блоке с генератором 60 МВт.

$$S_{\text{T}} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (58)$$

$$S_{\text{Г}} = \frac{P_{\text{Г}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{60}{0,8} = 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (59)$$

$S_{\text{T}} > S_{\text{Г}} \Rightarrow$ трансформатор не требует реконструкции.

Выводы: Анализ трансформаторов, установленных в системе, показал необходимость замены трансформаторов ТМТН-6,3/110, установленных на подстанции №4 на трансформаторы ТДТН-25000/110, а также замену трансформатора ТДН – 10/110, установленного на ЭС-1, на трансформатор ТДН-40000/110.

3 Выбор варианта развития электрической сети района

3.1 Выбор схемы электростанции ЭС-2

Структурная электрическая схема электростанции зависит от состава оборудования: от числа генераторов, трансформаторов, а также от распределения генераторов и нагрузки между РУ разного номинального напряжения и наличия связи между ними.

Отсутствие мощных потребителей на стороне низкого напряжения электростанции позволяет отказаться от строительства главного распределительного устройства (ГРУ). Электрическая схема КЭС на генераторном напряжении строится по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от сети генераторного напряжения. Параллельная работа блоков осуществляется через РУ повышенного напряжения. Все генераторы соединяются с повышающими трансформаторами, которые в свою очередь подсоединены к общей сборной шине с помощью выключателей и разъединителей, так, как это показано на рисунке 8. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

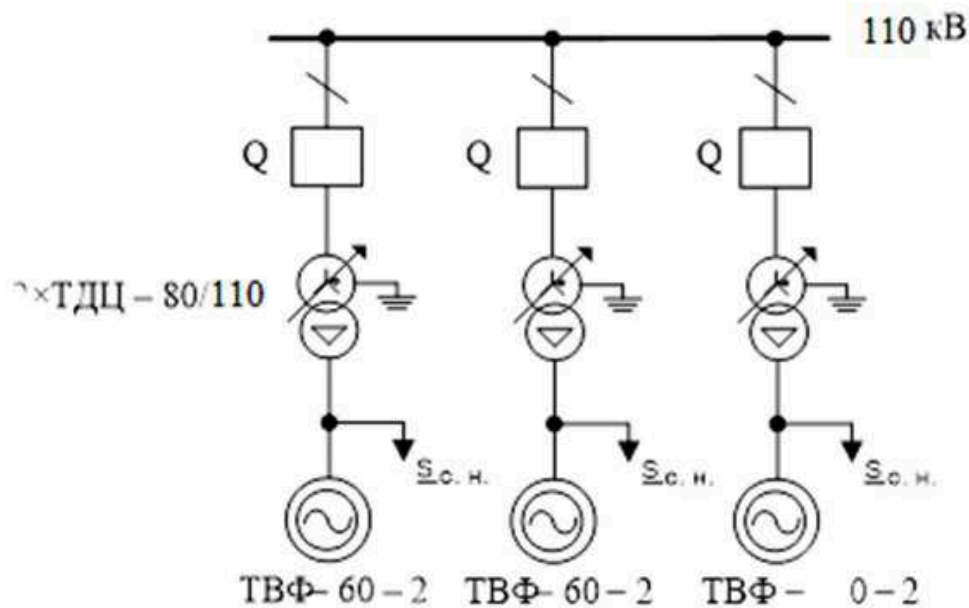


Рисунок 8 – Структурная электрическая схема ЭС-2

							Лист
						ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Далее найдем экономически целесообразное напряжение для передачи мощности от ЭС-2 в сеть с помощью формулы Илларионова:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (60)$$

где L – длина линии в км;

P – передаваемая мощность на одну цепь в МВт.

С учетом нагрузки, в виде потребителей подключенных к стороне ВН РУ ЭС-2, а также мощности собственных нужд, мощность, передаваемая от ЭС-2 в сеть:

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}}, \quad (61)$$

$$P_{\text{ЭС-2}} = 60 \cdot 3 - 0,06 \cdot 60 \cdot 3 - 45 = 124,2 \text{ МВт};$$

Таким образом при подключении ЭС-2 к подстанции №2:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{124,2/2}}} = 142,3 \text{ кВ},$$

к подстанции №4:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{124,2/2}}} = 141,1 \text{ кВ},$$

а к подстанции №6:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{63} + \frac{2500}{124,2/2}}} = 144,1 \text{ кВ}.$$

Учитывая тот факт, что ближайшим номинальным напряжением к полученному является 110 кВ, а также, что существующая сеть уже имеет напряжение 110 кВ и при строительстве РУ ВН ЭС-2 на данное напряжение не потребуется использовать трансформаторы связи, было принято решение, о строительстве РУ ВН ЭС-2 на номинальное напряжение 110 кВ.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

На электростанции установлены мощные генераторы 3×ТВФ – 60 – 2. Генераторы с номинальным напряжением 10,5 кВ, поэтому потребителей собственных нужд питаем от сети генераторного напряжения.

Выберем число и мощность трансформаторов устанавливаемых на ЭС – 2.
Для генераторов мощностью 60 МВт

$$S_T = \sqrt{(P_G - P_{CH})^2 + (Q_G - Q_{CH})^2}, \quad (62)$$

$$S_T = \sqrt{(60 - 0,06 \cdot 60)^2 + (60 \cdot 0,75 - 0,06 \cdot 60 \cdot 0,75)^2} = 70,5 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-80000/110. Параметры данного трансформатора приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры трансформатора ТДЦ-80000/110 [1]

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к ,	ΔP _к ,	ΔP _х ,	I _х ,	R _Т ,	X _Т ,	ΔQ _х ,
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТДЦ- 80000/110	80	121	10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

Выводы: К установке на электростанции ЭС-2 принимаем генераторы 3×ТВФ – 60 – 2, а также трансформаторы 3×ТДЦ-80000/110.

3.2 Выбор трансформаторов

Рассмотрим процесс выбора трансформаторов на подстанциях № 6 и №7, потребители которых относятся к I и II категории надежности электроснабжения потребителей.

По условию загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$S_{T6} \geq \frac{S_6}{n_T k_3}, \quad (64)$$

$$S_{T6} \geq \frac{41,5}{2 \cdot 0,7} = 29,64 \text{ МВА.}$$

Исходя из приведенного выше расчета, принимаем решение об установке на подстанции №6 двух трансформаторов ТРДН-40000/110. Проверим выбранные трансформаторы по коэффициенту аварийной загрузки:

$$k_{ав} = \frac{S_6}{(n_T - 1) \cdot S_{T6}}, \quad (65)$$

$$k_{ав} = \frac{41,5}{(2 - 1)40} = 1,04 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 10 приведены параметры трансформатора ТРДН-40000/110.

Таблица 10 – Параметры ТРДН-40000/110

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН- 40000/110	40	115	10,5-10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3}, \quad (66)$$

$$S_{T7} \geq \frac{16,27}{2 \cdot 0,7} = 11,62 \text{ МВА.}$$

Принимаем решение об установке двух трансформаторов ТДН-16000/110.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{T7}}, \quad (67)$$

$$k_{ав} = \frac{16,27}{(2-1)16} = 1,02 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 11 приведены параметры трансформатора ТДН-16000/110

Таблица 11 – Параметры ТДН-16000/110

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ		u _к ,	ΔP _к ,	ΔP _х ,	I _х ,	R _Т ,	X _Т ,	ΔQ _х ,
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТДН- 16000/110	16	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

3.3 Выбор конфигурации схемы сети

Выбор схемы электрической сети заключается в определении:

- 1) схем выдачи мощности от существующих (новых) электростанций;
- 2) пунктов размещения новых п/ст, связей между ними и схем присоединения п/ст к существующим и вновь сооружаемым сетям;
- 3) объема реконструкции существующих линий и п/ст, достигших физического или морального износа;
- 4) количества и мощности трансформаторов на п/ст;
- 5) предварительных схем электрических соединений электростанций и п/ст.

При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирование с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Необходимо наметить несколько вариантов конфигурации схемы сети, которые представлены на рисунках с 9 по 15, и в дальнейшем они будут сопоставлены друг другу. Выбор

оптимального варианта развития электрической сети является наиболее важной и наиболее специфической задачей.

Расчет режимов будем производить в программе RastrWin 3.

Для упрощения моделирования электрической сети, приведем все мощности генераторов и нагрузок к шинам высшего напряжения.

1) Электростанция ЭС-1.

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-40000/110:

$$S_{HH1} = (\sum P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH}), \quad (68)$$

$$S_{HH1} = (50 - 50 - 0,08 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 50 \cdot 0,45 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50) = -4 + j12,26 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx}, \quad (69)$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{4^2 + 12,26^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = 0,068 + j0,743 \text{ МВА.}$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH2} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}), \quad (70)$$

$$S_{HH2} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx}, \quad (71)$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА.}$$

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2}, \quad (72)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

$$S_{\text{ЭС1}} = -4 + j12,26 + 56,4 + j42,534 - 0,068 - j0,743 - 0,338 - j7,725 = 51,99 + j46,326 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{НН1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (73)$$

$$S_{\text{НН1}} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{НН1}}^2 + Q_{\text{НН1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{XX}}, \quad (74)$$

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА.}$$

Мощность ЭС-2, приведенная к шинам высшего напряжения с учетом нагрузки:

$$S_{\text{ЭС-2}} = 3S_{\text{НН1}} - 3\Delta S_{\text{T1}} - S_{\text{Н}}, \quad (77)$$

$$S_{\text{ЭС-2}} = 3(56,4 + j42,534) - 3(0,338 + j7,725) - (45 + j27,9) = 123,186 + j76,527 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

3) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТРДН-40000/110:

$$\Delta S_{\text{T6}} = \frac{P_{\text{НН6}}^2 + Q_{\text{НН6}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{XX}}, \quad (78)$$

$$\Delta S_{\text{T6}} = \frac{37^2 + 18,87^2}{115^2} \cdot (1,4/2 + j34,7/2) + 0,036 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,163 + j2,783 \text{ МВА,}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6}, \quad (79)$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6} = 0,163 + j2,783 + 37 + j18,87 = 37,163 + j21,653 \text{ МВА.}$$

4) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТДН-16000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (80)$$

$$\Delta S_{T7} = \frac{15^2 + 6,3^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,082 + j1,092 \text{ МВА,}$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7}, \quad (81)$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7} = 0,082 + j1,092 + 15 + j6,3 = 15,082 + j7,392 \text{ МВА.}$$

На рисунке 9 представлена карта режима первого варианта развития сети. Поскольку напряжения на ЭС-2 выходит за допустимые пределы, было принято решение об изменении $\cos\varphi_T$ на значение 0,85 с целью снижения выработки реактивной мощности. В результате получаем режим сети, представленный на рисунке 10.

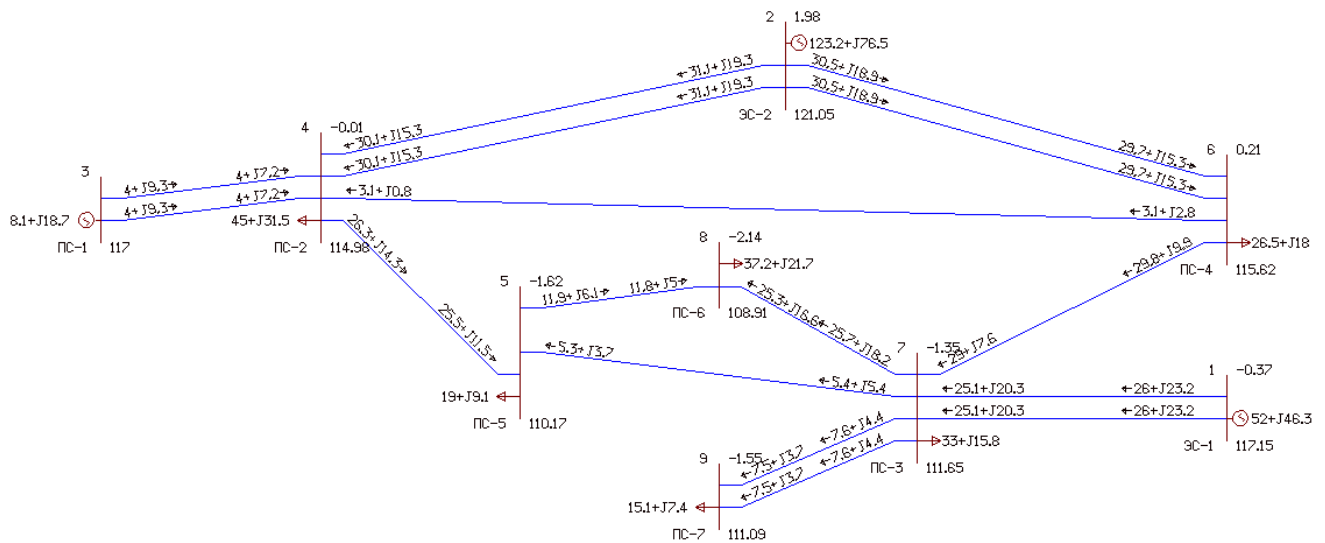


Рисунок 9 – Карта режима первого варианта развития сети

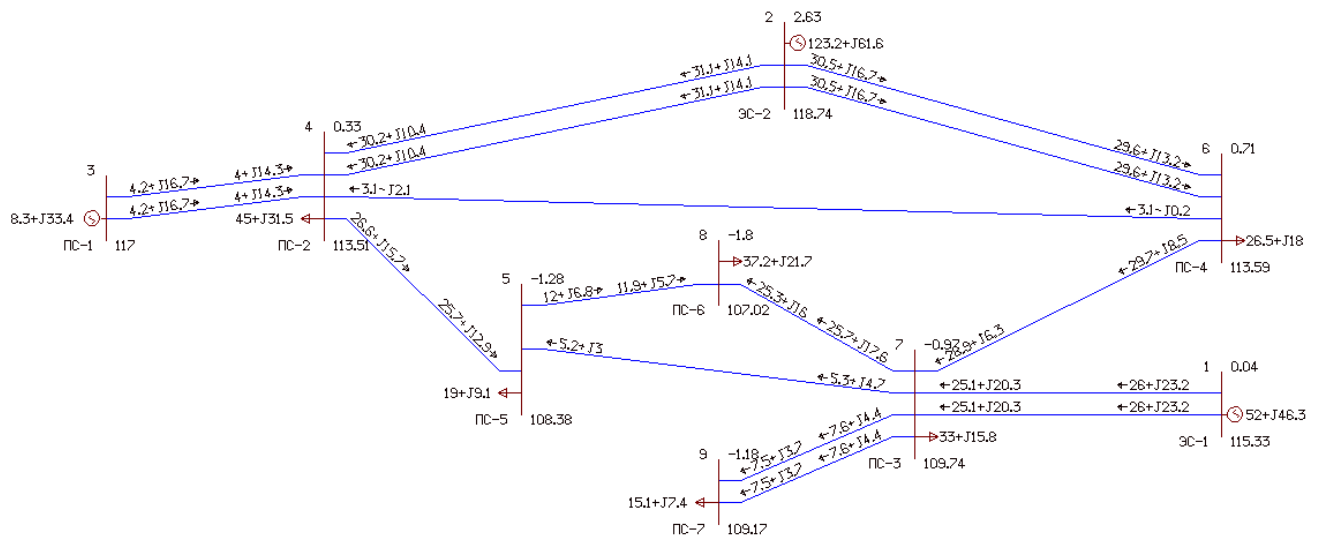


Рисунок 10 – Карта режима первого варианта развития сети после изменения генерации

Комментарии к схеме:

Плюсы:

- Питание новых потребителей от двух независимых источников;
- Отсутствие перегруженных линий.

Минусы:

- Низкая загруженность существующих ЛЭП «ПС-4 – ПС-2» и «ПС-3 – ПС-5»;
- Низкая загруженность новой ЛЭП «ПС-5 – ПС-7».

Суммарные потери активной мощности в сети: 9,48 МВт.

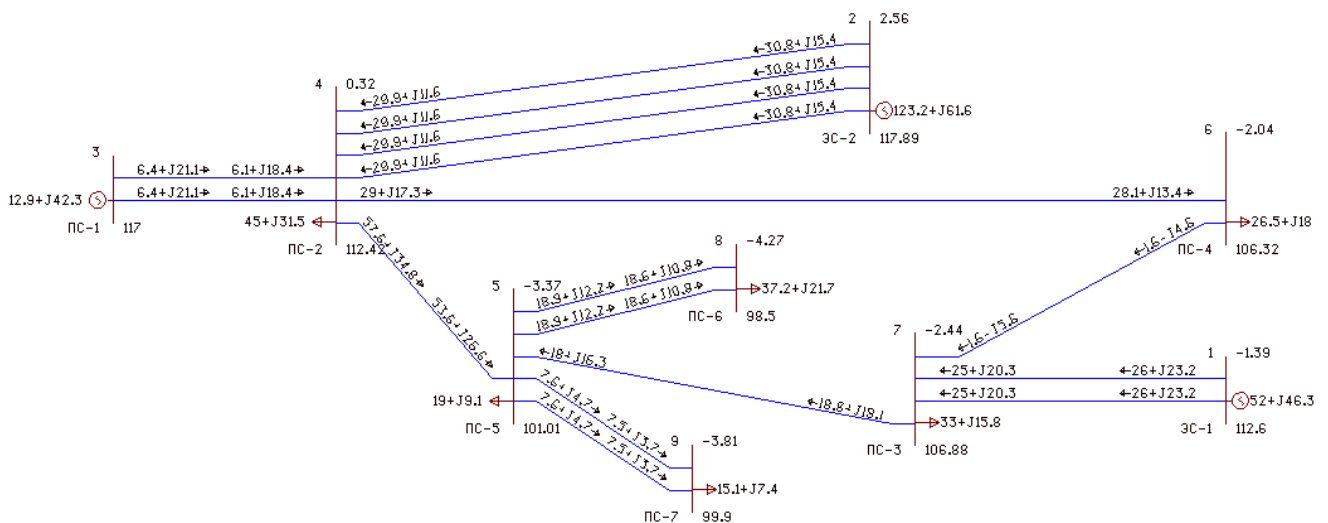


Рисунок 11 – Карта режима второго вариант развития сети

Комментарии к схеме:

Плюсы:

- Радиальное электроснабжение новых потребителей.

Минусы:

- Близкая к предельной загрузка линии «ПС-2 – ПС-5»;
- Низкая загруженность существующих ЛЭП «ПС-4 – ПС3».

Суммарные потери активной мощности в сети: 12,18 МВт.

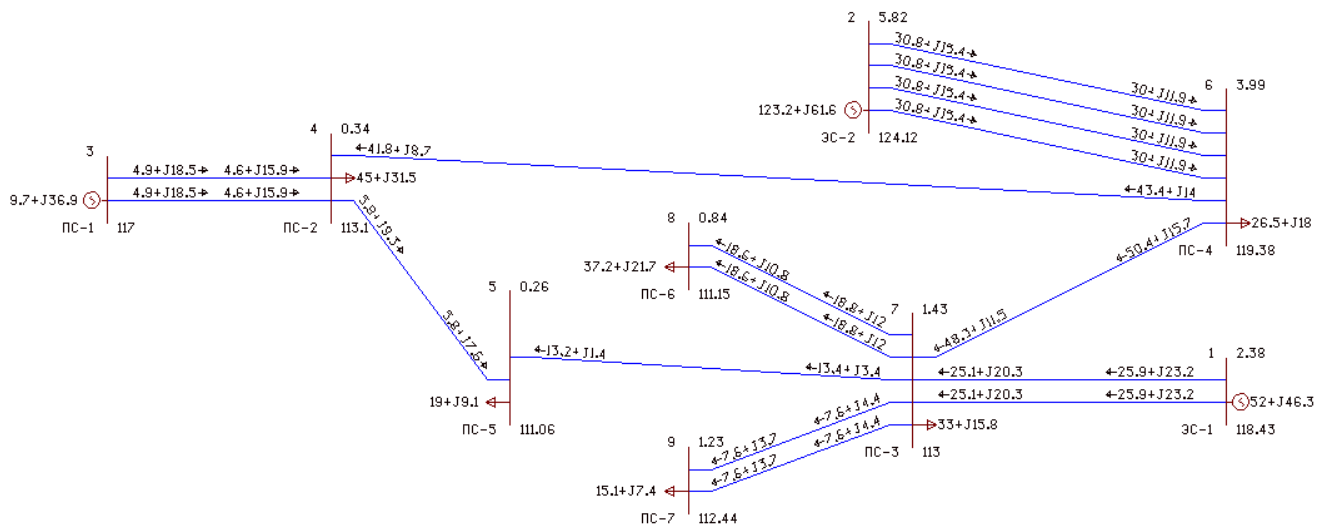


Рисунок 12 – Карта режима третьего варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Плюсы:

- Радиальное электроснабжение новых потребителей;

Минусы:

- Близкая к предельной загрузка линий «ПС-4 – ПС-3»;
- Низкая загруженность существующей линии «ПС-2 – ПС5».

Суммарные потери активной мощности в сети: 10,41 МВт.

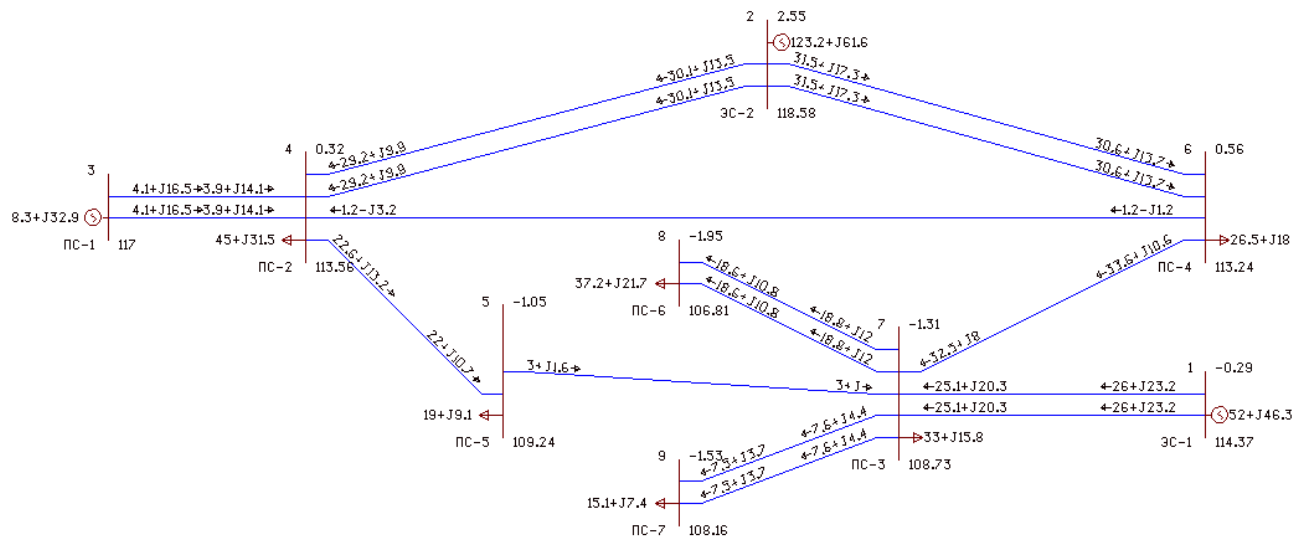


Рисунок 13 – Карта режима четвертого варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Плюсы:

- Отсутствие перегруженных линий.

Минусы:

- Низкая загруженность существующих линий «ПС-4 – ПС2» и «ПС5 – ПС3».

Суммарные потери активной мощности в сети: 9,29 МВт.

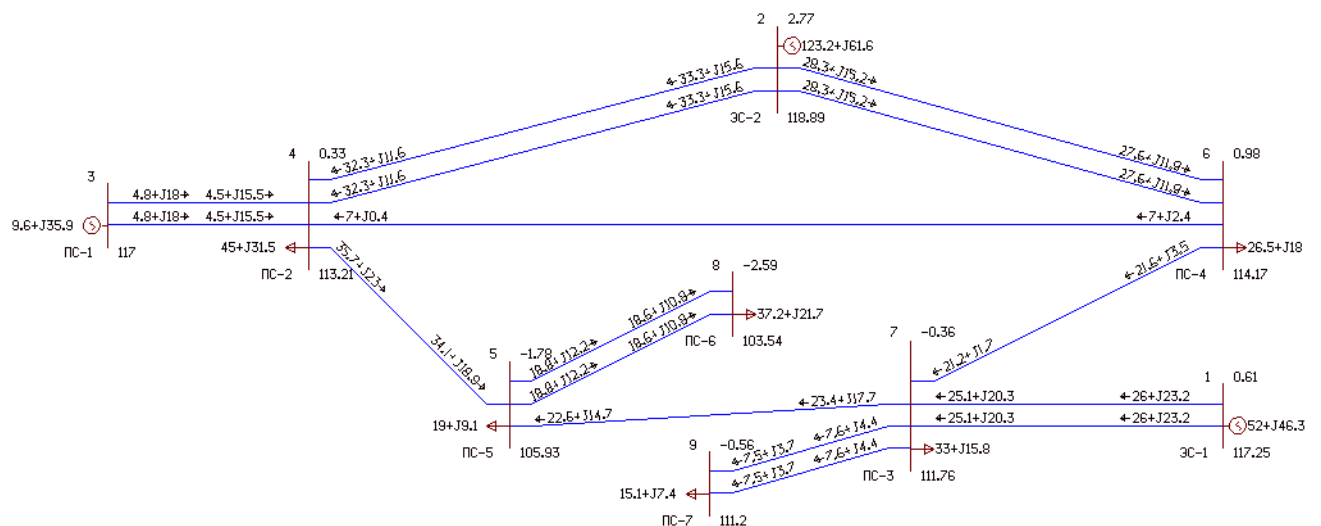


Рисунок 14 – Карта режима пятого варианта развития сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Комментарии к схеме:

Плюсы:

– Отсутствие перегруженных линий;

Минусы:

– Низкая загруженность существующей линии «ПС4 – ПС2».

Суммарные потери активной мощности в сети: 13,39 МВт.

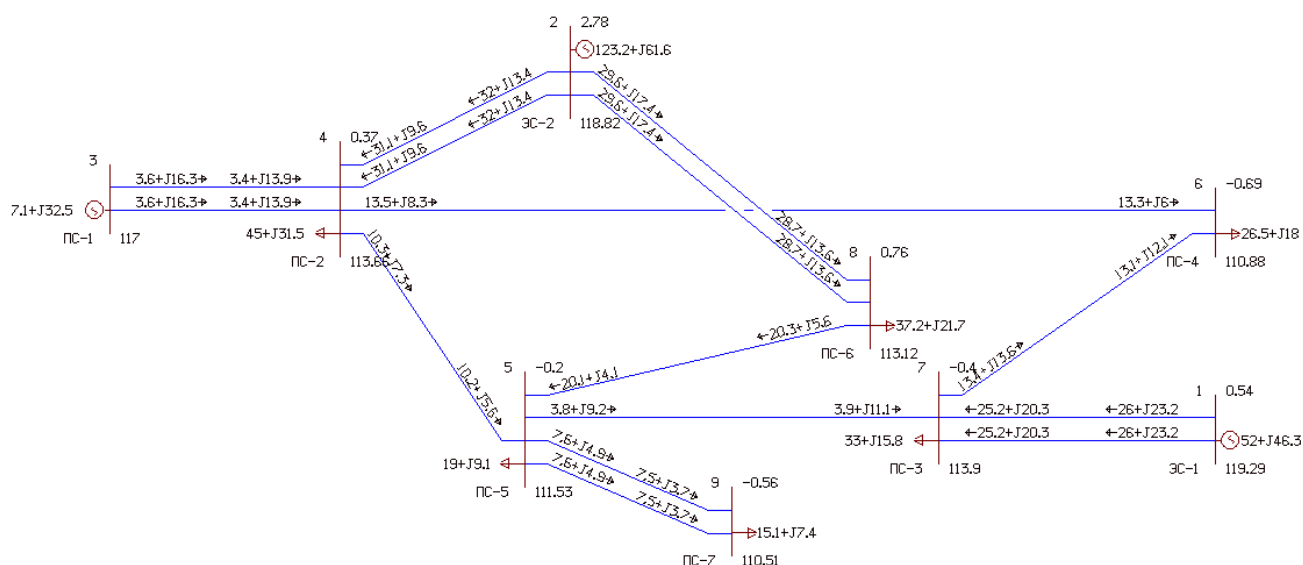


Рисунок 15 – Карта режима шестого варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Плюсы:

– Отсутствие перегруженных линий;

Минусы:

– Низкая загруженность существующей линии «ПС3 – ПС5».

Суммарные потери активной мощности в сети: 8,89 МВт.

Далее принимаем решение о более детальном рассмотрении первого, четвертого и шестого вариантов развития сети.

3.4 Выбор сечений ЛЭП

Ранее в главе 2.2.1 нами уже был рассмотрен процесс выбора сечения ЛЭП с помощью экономической плотности тока, поэтому в данном разделе приведем только результаты аналогичного расчета.

Таблица 12 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	$S_{\text{лин}}$, МВА	$I_{\text{лин}}$, А	Марка провода
Вариант 1				
ЭС-2 – ПС-2	2	68,29	343	2хАС-185/29
ЭС-2 – ПС-4	2	69,55	350	2хАС-185/29
ПС-3 – ПС-7	2	17,56	89	2хАС-70/11
ПС-3 – ПС-6	1	31,15	157	АС-150/24
ПС-5 – ПС-6	1	13,79	69	АС-70/11
Вариант 4				
ЭС-2 – ПС-2	2	65,98	332	2хАС-185/29
ЭС-2 – ПС-4	2	71,88	361	2хАС-185/29
ПС-3 – ПС-7	2	17,56	89	2хАС-70/11
ПС-3 – ПС-6	2	44,61	224	2хАС-95/16
Вариант 6				
ЭС-2 – ПС-2	2	69,39	348	2хАС-185/29
ЭС-2 – ПС-6	2	68,67	345	2хАС-185/29
ПС-5 – ПС-7	2	18,1	91	2хАС-70/11
ПС-5 – ПС-6	1	21,06	106	АС-120/19

3.5 Анализ работы сети

Для каждого из трех намеченных вариантов сети необходимо провести ряд расчётов. Необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные ситуации. Для этого необходимо последовательно отключить каждую линию и для каждой из схем рассчитать потокораспределение, а также найти наибольшее отклонение напряжения.

Для решения данной задачи воспользуемся программой расчёта сети RastrWin3. Проверка проводов по нагреву будет производиться по справочным данным. Результаты расчёта удобно привести в таблицах: для варианта №1 - таблица 13, для варианта №4 – таблица 14, для варианта №6 – таблица 15.

Таблица 13 – Режимы сети для первого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС5	ПС2- ПС5	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС4- ПС2	ПС4- ПС3	ЭС2- ПС2
Норм. Реж	26+ j23,1	26+ j23,1	5,4+ j4,7	25,9+ j15,4	3,3+ j16,2	3,3+ j16,2	3,5-j	29,2+ j8,3	31,3+ j14,2
ЭС1- ПС3	-	51,9+ j46,3	4,8+ j4,2	27,6+ j16,4	5,5+ j17,2	5,5+ j17,2	2,5- j0,6	30,7+ j9,3	30,8+ j13,9
ЭС1- ПС3	51,9+ j46,3	-	4,8+ j4,2	27,6+ j16,4	5,5+ j17,2	5,5+ j17,2	2,5- j0,6	30,7+ j9,3	30,8+ j13,9
ПС3- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	-	28,5+ j16	4,5+ j15,5	4,5+ j15,5	3,8+ j0,8	28,1+ j6,6	31,5+ j14,7
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	18,8+ j11,1	-	7,4+ j19,2	7,4+ j19,2	12,7+ j12,6	61,2+ j28,1	22,3+ j8
ПС1- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	5,2+ j4,6	26,7+ j15,2	-	9,7+ j30,7	2,9-j	29,7+ j8,2	30,9+ j14,3
ПС1- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	5,2+ j4,6	26,7+ j15,2	9,7+ j30,7	-	2,9-j	29,7+ j8,2	30,9+ j14,3
ПС4- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	5,7+ j4,6	25,8+ j15,5	4,5+ j15,3	4,5+ j15,3	-	30,7+ j8,3	32,1+ j14,3
ПС4- ПС3	26+ j23,2	26+ j23,2	9,6- j0,7	59,7+j 27,4	6,5+ j18,8	6,5+ j18,8	17,4+ j4,5	-	39,2+ j16,8
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	7,4+ j5,1	22,2+ j14,1	5,2+ j16,7	5,2+ j16,7	12+ j3,4	34,4+ j9,9	-
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	7,4+ j5,1	22,2+ j14,1	5,2+ j16,7	5,2+ j16,7	12+ j3,4	34,4+ j9,9	47,6+ j21,5
ЭС2- ПС4	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	3,1+j4	31,3+ j17,4	5,2+ j16,7	5,2+ j16,7	5,8+ j6,2	25,1+ j6,4	37,5+ j17,7
ЭС2- ПС4	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	3,1+j4	31,3+ j17,4	5,2+ j16,7	5,2+ j16,7	5,8+ j6,2	25,1+ j6,4	37,5+ j17,7
ПС3- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	5,2+ j4,8	26,8+ j15,3	4,6+ j16	4,6+ j16	3-j	29,8+ j8,1	31+ j14,3
ПС3- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	5,2+ j4,8	26,8+ j15,3	4,6+ j16	4,6+ j16	3-j	29,8+ j8,1	31+ j14,3
ПС3- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	23,6+ j18	36,6+ 23,5	5,7+ j18	5,7+ j18	6,7+ j2,3	22,1+ j3,5	33,2+ j15,6
ПС5- ПС6	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	3,3+ j1,5	22,9+ j13,1	4,7+ j16	4,7+ j16	1-j1,3	34+ j10,6	29,9+j 13,5
I _{нб.пав} , А	352	352	198	379	189	189	183	355	261
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 95/16	АС- 185/29
I _{доп} , А	390	390	390	390	450	450	450	330	510

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

40

Продолжение таблицы 13

Наим Наим	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ПС3- ПС7	ПС3- ПС7	ПС3- ПС6	ПС5- ПС6	$\delta U_{нб}, \%$
Норм. Реж	31,3+ j14,2	30,3+ j16,6	30,3+ j16,6	7,6+ j4,4	7,6+ j4,4	25,7+ j17,6	11,8+ j6,7	6,33
ЭС1- ПС3	30,8+ j13,9	30,8+ j16,9	30,8+ j16,9	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	25,2+ j17,1	12,4+ j7,1	-9,21
ЭС1- ПС3	30,8+ j13,9	30,8+ j16,9	30,8+ j16,9	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	25,2+ j17,1	12,4+ j7,1	-9,21
ПС3- ПС5	31,5+ j14,7	30,1+ j16,1	30,1+ j16,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	29,2+ j20,6	8,5+ j3,9	-8,25
ПС2- ПС5	22,3+ j8	39,3+ j22,8	39,3+ j22,8	7,6+ j4,2	7,6+ j4,2	39,2+ j25,6	0,9+ j0,9	-20,64
ПС1- ПС2	30,9+ j14,3	30,5+ j16,5	30,5+ j16,5	7,5+ j4,3	7,5+ j4,3	25,5+ j17,5	12+ j6,6	-11,98
ПС1- ПС2	30,9+ j14,3	30,5+ j16,5	30,5+ j16,5	7,5+ j4,3	7,5+ j4,3	25,5+ j17,5	12+ j6,6	-11,98
ПС4- ПС2	32,1+ j14,3	29,4+ j16,5	29,4+ j16,5	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	26+ j17,5	11,6+ j6,7	-8,33
ПС4- ПС3	39,2+ j16,8	22,5+ j14	22,5+ j14	7,6+ j4,2	7,6+ j4,2	11+ j13,8	26,8+ j10,6	-15,54
ЭС2- ПС2	47,6+ j21,5	37,8+ j20	37,8+ j20	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	27,8+ j18,2	9,9+ j6,1	-7,98
ЭС2- ПС2	-	37,8+ j20	37,8+ j20	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	27,8+ j18,2	9,9+ j6,1	-7,98
ЭС2- ПС4	37,5+ j17,7	-	48,1+ j26,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	23,4+ j16,7	14,1+ j7,5	-9,71
ЭС2- ПС4	37,5+ j17,7	48,1+ j26,1	-	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	23,4+ j16,7	14,1+ j7,5	-9,71
ПС3- ПС7	31+ j14,3	30,6+ j16,5	30,6+ j16,5	-	15,2+ j8,2	25,6+ j17,7	12,1+ j6,6	-8,54
ПС3- ПС7	31+ j14,3	30,6+ j16,5	30,6+ j16,5	15,2+ j8,2	-	25,6+ j17,7	12,1+ j6,6	-8,54
ПС3- ПС6	33,2+ j15,6	28,4+ j15,2	28,4+ j15,2	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	-	38,4+ j24,9	-14,79
ПС5- ПС6	29,9+ j13,5	31,7+ j17,3	31,7+ j17,3	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	38+ j24,3	-	-10,85
$I_{нб.пав}, A$	261	277	277	184	184	267	255	-
F	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 70/11	АС- 70/11	АС- 150/24	АС- 70/11	-
$I_{доп}, A$	510	510	510	265	265	450	265	-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

41

Таблица 14 – Режимы сети для четвертого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС5- ПС3	ПС2- ПС5	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС4- ПС2	ПС4- ПС3	ЭС2- ПС2
Норм. Реж	26+ j23,2	26+ j23,2	3+ j1,6	22,6+ j13,1	4,3+ j16,3	4,3+ j16,3	1,2- j1,2	33,6+ j10,5	30+ j13,5
ЭС1- ПС3	-	51,9+ j46,3	3,7+ j2,1	23,4+ j13,7	5,4+ j16,9	5,4+ j16,9	0,6- j1,7	34,7+ j11,5	29,7+ j13,3
ЭС1- ПС3	51,9+ j46,3	-	3,7+ j2,1	23,4+ j13,7	5,4+ j16,9	5,4+ j16,9	0,6- j1,7	34,7+ j11,5	29,7+ j13,3
ПС5- ПС3	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	-	19,5+ j11,3	4,4+ j15	4,4+ j15	0,4+ j3	36,7+ j10,6	29,1+ j13,5
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	19,7+ j11,5	-	6,9+ j18,2	6,9+ j18,2	12,2+ j11,7	60,3+ j26,5	22,5+ j8,5
ПС1- ПС2	25,8+ j23,1	25,8+ j23,1	3+ j1,2	22,6+ j12,7	-	9,4+ j29,9	1,1- j1	33,5+ j10,1	29,9+ j13,7
ПС1- ПС2	25,8+ j23,1	25,8+ j23,1	3+ j1,2	22,6+ j12,7	9,4+ j29,9	-	1,1- j1	33,5+ j10,1	29,9+ j13,7
ПС4- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	2,8+ j1,7	22,4+ j13,2	4,4+ j14,9	4,4+ j14,9	-	33,8+ j10	30,5+ j13,2
ПС4- ПС3	25,9+ j23,2	25,9+ j23,2	38,6+ j13,3	62,7+ j31,8	8,2+ j21,2	8,2+ j21,2	17,4+ j4,5	-	39,2+ j16,9
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	0,5+ j0,9	19+ j11,8	5,1+ j16,3	5,1+ j16,3	10,2+ j2,4	37,4+ j11,6	-
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	0,5+ j0,9	19+ j11,8	5,1+ j16,3	5,1+ j16,3	10,2+ j2,4	37,4+ j11,6	46,2+ j20,7
ЭС2- ПС4	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	6,8+ j2,7	26,6+ j14,6	5,1+ j16,4	5,1+ j16,4	8,4+ j7,7	29,4+ j8,6	36,5+ j17,2
ЭС2- ПС4	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	6,8+ j2,7	26,6+ j14,6	5,1+ j16,4	5,1+ j16,4	8,4+ j7,7	29,4+ j8,6	36,5+ j17,2
ПС3- ПС7	26+ j23,1	26+ j23,1	3,1+ j1,2	22,7+ j12,8	4,5+ j15,6	4,5+ j15,6	1,1-j1	33,7+ j10,1	30+ j13,7
ПС3- ПС7	26+ j23,1	26+ j23,1	3,1+ j1,2	22,7+ j12,8	4,5+ j15,6	4,5+ j15,6	1,1-j1	33,7+ j10,1	30+ j13,7
ПС3- ПС6	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	3,3+ j1,5	22,9+ j13,1	4,7+ j16	4,7+ j16	1-j1,3	34+ j10,6	29,9+ j13,5
ПС3- ПС6	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	3,3+ j1,5	22,9+ j13,1	4,7+ j16	4,7+ j16	1-j1,3	34+ j10,6	29,9+ j13,5
I _{нб.пав,А}	355	355	206	369	195	195	190	383	254
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 95/16	АС- 185/29
I _{доп, А}	390	390	390	390	450	450	450	330	510

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

42

Продолжение таблицы 14

Наим Наим	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ПС3- ПС7	ПС3- ПС7	ПС3- ПС6	ПС3- ПС6	$\delta U_{\text{нб}}$, %
Норм. Реж	30+ j13,5	31,6+ j17,3	31,6+ j17,3	7,6+j4,4	7,6+j4,4	18,8+ j12	18,8+ j12	6,03
ЭС1- ПС3	29,7+ j13,3	31,9+ j17,5	31,9+ j17,5	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-9,48
ЭС1- ПС3	29,7+ j13,3	31,9+ j17,5	31,9+ j17,5	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-9,48
ПС5- ПС3	29,1+ j13,5	32,4+ j17,3	32,4+ j17,3	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-9,07
ПС2- ПС5	22,5+ j8,5	39,1+ j22,3	39,1+ j22,3	7,6+j4,2	7,6+j4,2	18,8+ j12	18,8+ j12	-19,95
ПС1- ПС2	29,9+ j13,7	31,5+ j17,1	31,5+ j17,1	7,5+j4,3	7,5+j4,3	18,7+ j12	18,7+ j12	-11,99
ПС1- ПС2	29,9+ j13,7	31,5+ j17,1	31,5+ j17,1	7,5+j4,3	7,5+j4,3	18,7+ j12	18,7+ j12	-11,99
ПС4- ПС2	30,5+ j13,2	31,1+ j17,6	31,1+ j17,6	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-8,6
ПС4- ПС3	39,2+ j16,9	22,4+ j13,9	22,4+ j13,9	7,5+j4,2	7,5+j4,2	18,8+ j12	18,8+ j12	-23,82
ЭС2- ПС2	46,2+ j20,7	38,5+ j20,5	38,5+ j20,5	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-7,83
ЭС2- ПС2	-	38,5+ j20,5	38,5+ j20,5	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-7,83
ЭС2- ПС4	36,5+ j17,2	-	50+ j27,3	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-10,26
ЭС2- ПС4	36,5+ j17,2	50+ j27,3	-	7,6+j4,3	7,6+j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-10,26
ПС3- ПС7	30+ j13,7	31,6+ j17,1	31,6+ j17,1	-	15,2+ j8,2	18,8+ j12	18,8+ j12	-8,68
ПС3- ПС7	30+ j13,7	31,6+ j17,1	31,6+ j17,1	15,2+ j8,2	-	18,8+ j12	18,8+ j12	-8,68
ПС3- ПС6	29,9+ j13,5	31,7+ j17,3	31,7+ j17,3	7,6+j4,3	7,6+j4,3	-	38+ j24,3	-10,85
ПС3- ПС6	29,9+ j13,5	31,7+ j17,3	31,7+ j17,3	7,6+j4,3	7,6+j4,3	38+ j24,3	-	-10,85
I _{нб.пав} , А	254	289	289	189	189	255	255	-
F	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 70/11	АС- 70/11	АС- 95/16	АС- 95/16	-
I _{доп} , А	510	510	510	265	265	330	330	-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

43

Таблица 15 – Режимы сети для шестого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС5	ПС2- ПС5	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС2- ПС4	ПС3- ПС4	ЭС2- ПС2
Норм. Реж	26+ j23,2	26+ j23,2	3,9+ j11,1	10,4+ j7,2	3,7+ j16,1	3,7+ j16,1	13,6+ j8,2	13,4+ j13,6	32+ j13,5
ЭС1- ПС3	-	52+ j46,3	3+ j10,3	11,1+ j7,4	4,8+ j16,5	4,8+ j16,5	14,5+ j8,7	12,6+ j13	31,7+ j13,4
ЭС1- ПС3	52+ j46,3	-	3+ j10,3	11,1+ j7,4	4,8+ j16,5	4,8+ j16,5	14,5+ j8,7	12,6+ j13	31,7+ j13,4
ПС3- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	-	13,4+ j13,1	4,1+ j15,3	4,1+ j15,3	10,1- j2,6	17,3+ j24,7	31,2+ j11,6
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	7,9+ j13,1	-	4,1+ j15,2	4,1+ j15,2	17,8+ j10,1	9,3+ j11,6	28,3+ j11,1
ПС1- ПС2	26+ j23,1	26+ j23,1	3,8+ j11	10,6+ j6,7	-	8,7+ j29,9	13,8+ j7,8	13,2+ j13,7	31,8+ j13,6
ПС1- ПС2	26+ j23,1	26+ j23,1	3,8+ j11	10,6+ j6,7	8,7+ j29,9	-	13,8+ j7,8	13,2+ j13,7	31,8+ j13,6
ПС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	10,5- j4,1	20,2+ j11,8	4,6+ j15,6	4,6+ j15,6	-	27,6+ j20,6	29,1+ j11,7
ПС3- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	17,3+ j24,7	2-j0,9	4,4+ j16,5	4,4+ j16,5	27,6+ j22,1	-	34,3+ j16,3
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	1,1+ j10,3	2,3+ j4,5	4,7+ j16,4	4,7+ j16,4	11+ j7,2	16+ j14,5	-
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	1,1+ j10,3	2,3+ j4,5	4,7+ j16,4	4,7+ j16,4	11+ j7,2	16+ j14,5	51,9+ j21,8
ЭС2- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	6,6+ j12,4	19,2+ j11,2	4,8+ j16,4	4,8+ j16,4	16,5+ j9,4	10,5+ j12,3	37,1+ j16,5
ЭС2- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	6,6+ j12,4	19,2+ j11,2	4,8+ j16,4	4,8+ j16,4	16,5+ j9,4	10,5+ j12,3	37,1+ j16,5
ПС6- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	8,9+ j12,2	26,3+ j10,9	4,5+ j16,2	4,5+ j16,2	18,9+ j9,4	8,2+ j12,5	42,6+ j17,3
ПС5- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	3,9+ j10,9	10,6+ j6,5	4+ j15,3	4+ j15,3	13,7+ j7,9	13,3+ j13,8	31,9+ j13,7
ПС5- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	3,9+ j10,9	10,6+ j6,5	4+ j15,3	4+ j15,3	13,7+ j7,9	13,3+ j13,8	31,9+ j13,7
I _{нб.пав} , А	340	340	184	199	182	182	194	193	281
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 95/16	АС- 185/29
I _{доп} , А	390	390	390	390	450	450	450	330	510

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

44

Продолжение таблицы 15

Наим Наим	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС6	ЭС2- ПС6	ПС6- ПС5	ПС5- ПС7	ПС5- ПС7	$\delta U_{нб}, \%$
Норм. Реж	32+ j13,5	29,7+ j17,3	29,7+ j17,3	20,3+ j5,5	7,6+j4,9	7,6+j4,9	6,68
ЭС1-ПС3	31,7+ j13,4	29,9+ j17,4	29,9+ j17,4	20,6+ j5,7	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-5,61
ЭС1-ПС3	31,7+ j13,4	29,9+ j17,4	29,9+ j17,4	20,6+ j5,7	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-5,61
ПС3-ПС5	31,2+ j11,6	30,4+ j19,3	30,4+ j19,3	21,4+j9	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-6,45
ПС2-ПС5	28,3+ j11,1	33,3+ j19,7	33,3+ j19,7	26,9+ j9,2	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-7,38
ПС1-ПС2	31,8+ j13,6	29,7+ j17,2	29,7+ j17,2	20,2+ j5,3	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-8,42
ПС1-ПС2	31,8+ j13,6	29,7+ j17,2	29,7+ j17,2	20,2+ j5,3	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-8,42
ПС2-ПС4	29,1+ j11,7	32,5+ j19,1	32,5+ j19,1	25,5+ j8,2	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-12,55
ПС3-ПС4	34,3+ j16,3	27,3+ j14,5	27,3+ j14,5	15,8+ j0,6	7,6+j4,9	7,6+j4,9	-9,1
ЭС2-ПС2	51,9+ j21,8	35,6+ j19,9	35,6+ j19,9	31,5+ j9,1	7,6+j4,8	7,6+j4,8	5,36
ЭС2-ПС2	-	35,6+ j19,9	35,6+ j19,9	31,5+ j9,1	7,6+j4,8	7,6+j4,8	5,36
ЭС2-ПС6	37,1+ j16,5	-	48,9+ j28,7	9,1-j0,1	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-6,98
ЭС2-ПС6	37,1+ j16,5	48,9+ j28,7	-	9,1-j0,1	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-6,98
ПС6-ПС5	42,6+ j17,3	19+ j13,6	19+ j13,6	-	7,6+j4,8	7,6+j4,8	-7,50
ПС5-ПС7	31,9+ j13,7	29,7+ j17,1	29,7+ j17,1	20,3+ j5,1	-	15,3+ j8,8	-6,03
ПС5-ПС7	31,9+ j13,7	29,7+ j17,1	29,7+ j17,1	20,3+ j5,1	15,3+ j8,8	-	-6,03
$I_{нб.пав}, A$	281	288	288	232	177	177	-
F	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 120/19	АС- 70/11	АС- 70/11	-
$I_{доп}, A$	510	510	510	390	265	265	-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

45

Выводы: Во все три варианта должны быть внесены изменения.

Модернизация первого варианта предполагает замену одноцепных линий между подстанциями №2 - №5, подстанциями №3 - №4 и подстанциями №3 - №6 на двухцепные 2хАС-120/19, 2хАС-95/16 и 2хАС-150/24 соответственно.

Для четвертого варианта, ввиду сильного отклонения напряжения в аварийных режимах и недопустимой величины токов, необходима замена одноцепной линии между подстанциями №3 и №4 на двухцепную 2хАС-95/16, а также строительство дополнительной линии между подстанциями №2 и №5 АС-120/19.

Модернизация шестого варианта предполагает строительство дополнительной линии между подстанциями №2 и №4 АС-150/24.

3.6 Анализ работы сети после модернизаций.

В таблицах 16-18 приведены режимы рассматриваемых вариантов развития сети в нормальных и аварийных режимах после модернизации исходных вариантов.

Таблица 16 – Режимы сети для первого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС5	ПС2- ПС5	ПС2- ПС5	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС4- ПС2	ПС4- ПС3	ПС4- ПС3	ЭС2- ПС2
Норм. Реж	26+ j23,2	26+ j23,2	2,4+ j1,4	12,3+ j8,2	12,3+ j8,2	3,5+ j17,7	3,5+ j17,7	2,7- j0,9	15,3+ j4,7	15,3+ j4,7	31+ j13,9
ЭС1- ПС3	-	52+ j46,3	1,9+j1	12,8+ j8,4	12,8+ j8,4	4,6+ j18	4,6+ j18	2,2- j1,2	15,8+ j5	15,8+ j5	30,7+ j13,7
ЭС1- ПС3	52+ j46,3	-	1,9+j1	12,8+ j8,4	12,8+ j8,4	4,6+ j18	4,6+ j18	2,2- j1,2	15,8+ j5	15,8+ j5	30,7+ j13,7
ПС3- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	-	12,8+ j7,8	12,8+ j7,8	3,6+ j16,4	3,6+ j16,4	3,1- j0,3	14,9+ j4,1	14,9+ j4,1	31,2+ j14,3
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	4,6+ j2,8	-	20+ j12,3	3,8+ j16,7	3,8+ j16,7	0,1- j2,1	17,9+ j6	17,9+ j6	29,6+ j13,1
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	4,6+ j2,8	20+ j12,3	-	3,8+ j16,7	3,8+ j16,7	0,1- j2,1	17,9+ j6	17,9+ j6	29,6+ j13,1
ПС1- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	2,3+ j1,4	12,4+ j7,8	12,4+ j7,8	-	8,1+ j32,4	2,5- j0,7	15,4+ j4,5	15,4+ j4,5	30,8+ j14,1
ПС1- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	2,3+ j1,4	12,4+ j7,8	12,4+ j7,8	8,1+ j32,4	-	2,5- j0,7	15,4+ j4,5	15,4+ j4,5	30,8+ j14,1

ПС4- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	2,8+ j1,2	11,9+ j8,2	11,9+ j8,2	3,7+ j16,3	3,7+ j16,3	-	15,9+ j4,4	15,9+ j4,4	31,7+ j13,9
ПС4- ПС3	26+ j23,2	26+ j23,2	0,2- j0,5	15,1+ j8,8	15,1+ j8,8	3,9+ j16,9	3,9+ j16,9	5,1+ j0,2	-	25,7+ j7,1	32,3+ j14,7
ПС4- ПС3	26+ j23,2	26+ j23,2	0,2- j0,5	15,1+ j8,8	15,1+ j8,8	3,9+ j16,9	3,9+ j16,9	5,1+ j0,2	25,7+ j7,1	-	32,3+ j14,7
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	5,5+ j2,2	9,1+ j7,3	9,1+ j7,3	4,3+ j17,7	4,3+ j17,7	10,6+ j2,2	18,7+ j5,4	18,7+ j5,4	-
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	5,5+ j2,2	9,1+ j7,3	9,1+ j7,3	4,3+ j17,7	4,3+ j17,7	10,6+ j2,2	18,7+ j5,4	18,7+ j5,4	46,4+ j21,3
ЭС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	0,8- j0,1	15,7+ j9,1	15,7+ j9,1	4,3+ j17,7	4,3+ j17,7	5,2+ j6,3	12,1+ j3,4	12,1+ j3,4	38+ j17,5
ЭС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	0,8- j0,1	15,7+ j9,1	15,7+ j9,1	4,3+ j17,7	4,3+ j17,7	5,2+ j6,3	12,1+ j3,4	12,1+ j3,4	38+ j17,5
ПС3- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	2,3+ j1,5	12,4+ j7,9	12,4+ j7,9	3,7+ j16,9	3,7+ j16,9	2,6- j2,4	15,4+ j4,5	15,4+ j4,5	30,9+ j14
ПС3- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	2,3+ j1,5	12,4+ j7,9	12,4+ j7,9	3,7+ j16,9	3,7+ j16,9	2,6- j2,4	15,4+ j4,5	15,4+ j4,5	30,9+ j14
ПС3- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	4,8+ j2,6	13,4+ j8,4	13,4+ j8,4	3,8+ j17,1	3,8+ j17,1	3,5- j0,3	14,5+ j4,1	14,5+ j4,1	31,4+ j14,3
ПС3- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	4,8+ j2,6	13,4+ j8,4	13,4+ j8,4	3,8+ j17,1	3,8+ j17,1	3,5- j0,3	14,5+ j4,1	14,5+ j4,1	31,4+ j14,3
ПС5- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	2,1+ j0,4	10,7+ j7,1	10,7+ j7,1	3,7+ j16,8	3,7+ j16,8	0,9- j1,3	17,1+ j5,2	17,1+ j5,2	30+ j13,6
I _{нб.пав} , А	347	347	181	189	189	187	187	181	183	183	258
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 95/16	АС- 95/16	АС- 185/29
I _{доп} , А	390	390	390	390	390	450	450	450	330	330	510

Продолжение таблицы 16

Наим Наим	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ПС3- ПС7	ПС3- ПС7	ПС3- ПС6	ПС3- ПС6	ПС5- ПС6	$\delta U_{нб}, \%$
Норм. Реж	31+ j13,9	30,6+ j16,9	30,6+ j16,9	7,6+ j4,4	7,6+ j4,4	14,9+ j10,6	14,9+ j10,6	7,6+ j3,5	5,55
ЭС1- ПС3	30,7+ j13,7	30,9+ j17,1	30,9+ j17,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	14,7+ j10,4	14,7+ j10,4	8,1+ j3,7	-6,5
ЭС1- ПС3	30,7+ j13,7	30,9+ j17,1	30,9+ j17,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	14,7+ j10,4	14,7+ j10,4	8,1+ j3,7	-6,5
ПС3- ПС5	31,2+ j14,3	30,4+ j16,5	30,4+ j16,5	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	15,6+ j10,8	15,6+ j10,8	6,3+j3	-5,7
ПС2- ПС5	29,6+ j13,1	32+ j17,7	32+ j17,7	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	16,2+ j11,2	16,2+ j11,2	5,1+ j2,3	-6,98
ПС2- ПС5	29,6+ j13,1	32+ j17,7	32+ j17,7	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	16,2+ j11,2	16,2+ j11,2	5,1+ j2,3	-6,98

ПС1- ПС2	30,8+ j14,1	30,6+ j16,7	30,6+ j16,7	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	14,9+ j10,6	14,9+ j10,6	7,7+ j3,2	-9,39
ПС1- ПС2	30,8+ j14,1	30,6+ j16,7	30,6+ j16,7	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	14,9+ j10,6	14,9+ j10,6	7,7+ j3,2	-9,39
ПС4- ПС2	31,7+ j13,9	29,9+ j17	29,9+ j17	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	15,2+ j10,5	15,2+ j10,5	7,2+ j3,6	-5,83
ПС4- ПС3	32,3+ j14,7	29,3+ j16,1	29,3+ j16,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	13,6+ j10,4	13,6+ j10,4	10,4+ j3,8	-6,74
ПС4- ПС3	32,3+ j14,7	29,3+ j16,1	29,3+ j16,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	13,6+ j10,4	13,6+ j10,4	10,4+ j3,8	-6,74
ЭС2- ПС2	46,4+ j21,3	38,4+ j20,1	38,4+ j20,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	16,6+ j10,8	16,6+ j10,8	4,4+j3	-5,37
ЭС2- ПС2	-	38,4+ j20,1	38,4+ j20,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	16,6+ j10,8	16,6+ j10,8	4,4+j3	-5,37
ЭС2- ПС4	38+ j17,5	-	47,2+ j26,5	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	13,2+ j10,2	13,2+ j10,2	11+ j4,1	-7,17
ЭС2- ПС4	38+ j17,5	47,2+ j26,5	-	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	13,2+ j10,2	13,2+ j10,2	11+ j4,1	-7,17
ПС3- ПС7	30,9+ j14	30,7+ j16,8	30,7+ j16,8	-	15,3+ j8,2	14,9+ j10,7	14,9+ j10,7	7,7+ j3,3	-6,15
ПС3- ПС7	30,9+ j14	30,7+ j16,8	30,7+ j16,8	15,3+ j8,2	-	14,9+ j10,7	14,9+ j10,7	7,7+ j3,3	-6,15
ПС3- ПС6	31,4+ j14,3	30,2+ j16,5	30,2+ j16,5	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	-	25,7+ j19	12,1+ j5,3	-6,93
ПС3- ПС6	31,4+ j14,3	30,2+ j16,5	30,2+ j16,5	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	25,7+ j19	-	12,1+ j5,3	-6,93
ПС5- ПС6	30+ j13,6	31,6+ j17,2	31,6+ j17,2	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,8+ j12	18,8+ j12	-	-6,77
I _{нб.пав, А}	258	276	276	181	181	181	181	185	-
F	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 70/11	АС- 70/11	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 70/11	-
I _{доп, А}	510	510	510	265	265	450	450	265	-

Таблица 17 – Режимы сети для четвертого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС5- ПС3	ПС2- ПС5	ПС2- ПС5	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС4- ПС2	ПС4- ПС3	ПС4- ПС3
Норм. Реж	26+ j23,2	26+ j23,2	2,3+j2	10,8+ j7,3	10,8+ j7,3	4+ j17,4	4+ j17,4	0,8- j1,5	17,2+ j5,3	17,2+ j5,3
ЭС1- ПС3	-	52+ j46,3	2,9+ j2,5	11,1+ j7,4	11,1+ j7,4	4,7+ j17,7	4,7+ j17,7	0,3- j1,8	17,7+ j5,7	17,7+ j5,7
ЭС1- ПС3	52+ j46,3	-	2,9+ j2,5	11,1+ j7,4	11,1+ j7,4	4,7+ j17,7	4,7+ j17,7	0,3- j1,8	17,7+ j5,7	17,7+ j5,7
ПС5- ПС3	26+ j23,2	26+ j23,2	-	9,6+ j6,1	9,6+ j6,1	3,8+ j16	3,8+ j16	0,2+ j3,3	18,3+ j5,4	18,3+ j5,4

ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	1,2+ j1,5	-	18,2+ j11,2	4+ j16,2	4+ j16,2	0,9+ j4	18,9+ j6,2	18,9+ j6,2
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	1,2+ j1,5	18,2+ j11,2	-	4+ j16,2	4+ j16,2	0,9+ j4	18,9+ j6,2	18,9+ j6,2
ПС1- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	2,2+ j1,6	10,7+ j6,9	10,7+ j6,9	-	8,3+ j31,7	0,8- j1,2	17,1+ j5,1	17,1+ j5,1
ПС1- ПС2	25,9+ j23,1	25,9+ j23,1	2,2+ j1,6	10,7+ j6,9	10,7+ j6,9	8,3+ j31,7	-	0,8- j1,2	17,1+ j5,1	17,1+ j5,1
ПС4- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	2+ j2,3	10,6+ j7,3	10,6+ j7,3	3,8+ j15,9	3,8+ j15,9	-	17,2+ j4,9	17,2+ j4,9
ПС4- ПС3	26+ j23,2	26+ j23,2	6,9+ j3,3	13,2+ j7,9	13,2+ j7,9	4,1+ j16,6	4,1+ j16,6	3- j0,4	-	29,9+ j8,4
ПС4- ПС3	26+ j23,2	26+ j23,2	6,9+ j3,3	13,2+ j7,9	13,2+ j7,9	4,1+ j16,6	4,1+ j16,6	3- j0,4	29,9+ j8,4	-
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	2,7+ j0,7	8,2+ j6,5	8,2+ j6,5	4,4+ j17,3	4,4+ j17,3	9,4+ j1,6	19,7+ j5,9	19,7+ j5,9
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	2,7+ j0,7	8,2+ j6,5	8,2+ j6,5	4,4+ j17,3	4,4+ j17,3	9,4+ j1,6	19,7+ j5,9	19,7+ j5,9
ЭС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	7,4+ j3,6	13,4+ j8,1	13,4+ j8,1	4,5+ j17,5	4,5+ j17,5	8,1+ j7,3	14,5+ j4,2	14,5+ j4,2
ЭС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	7,4+ j3,6	13,4+ j8,1	13,4+ j8,1	4,5+ j17,5	4,5+ j17,5	8,1+ j7,3	14,5+ j4,2	14,5+ j4,2
ПС3- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	2,3+ j1,7	10,8+ j7	10,8+ j7	3,9+ j16,6	3,9+ j16,6	0,8- j1,2	17,2+ j5,1	17,2+ j5,1
ПС3- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	2,3+ j1,7	10,8+ j7	10,8+ j7	3,9+ j16,6	3,9+ j16,6	0,8- j1,2	17,2+ j5,1	17,2+ j5,1
ПС3- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	2,5+j2	10,9+ j7,2	10,9+ j7,2	4,3+ j17	4,3+ j17	0,6- j1,5	17,4+ j5,3	17,4+ j5,3
ПС3- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	2,5+j2	10,9+ j7,2	10,9+ j7,2	4,3+ j17	4,3+ j17	0,6- j1,5	17,4+ j5,3	17,4+ j5,3
I _{нб.пав} , А	349	349	189	191	191	191	191	185	184	184
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 95/16	АС- 95/16
I _{доп} , А	390	390	390	390	390	450	450	450	330	330

Продолжение таблицы 17

Наим Наим	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ПС3- ПС7	ПС3- ПС7	ПС3- ПС6	ПС3- ПС6	δU _{нб} , %
Норм. Реж	29,9+ j13,5	29,9+ j13,5	31,7+ j17,4	31,7+ j17,4	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	5,41
ЭС1- ПС3	29,7+ j13,2	29,7+ j13,2	31,9+ j17,6	31,9+ j17,6	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,83
ЭС1- ПС3	29,7+ j13,2	29,7+ j13,2	31,9+ j17,6	31,9+ j17,6	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,83

ПС5- ПС3	29,4+ j13,4	29,4+ j13,4	32,2+ j17,4	32,2+ j17,4	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,41
ПС2- ПС5	29+ j12,9	29+ j12,9	32,6+ j17,9	32,6+ j17,9	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,85
ПС2- ПС5	29+ j12,9	29+ j12,9	32,6+ j17,9	32,6+ j17,9	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,85
ПС1- ПС2	29,8+ j13,7	29,8+ j13,7	31,6+ j17,1	31,6+ j17,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-9,62
ПС1- ПС2	29,8+ j13,7	29,8+ j13,7	31,6+ j17,1	31,6+ j17,1	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-9,62
ПС4- ПС2	30,3+ j13,1	30,3+ j13,1	31,3+ j17,7	31,3+ j17,7	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,18
ПС4- ПС3	31,1+ j14,2	31,1+ j14,2	30,4+ j16,6	30,4+ j16,6	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-8,43
ПС4- ПС3	31,1+ j14,2	31,1+ j14,2	30,4+ j16,6	30,4+ j16,6	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-8,43
ЭС2- ПС2	-	45,5+ j20,8	38,8+ j20,4	38,8+ j20,4	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-6,34
ЭС2- ПС2	45,5+ j20,8	-	38,8+ j20,4	38,8+ j20,4	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-6,34
ЭС2- ПС4	36,9+ j17	36,9+ j17	-	49,3+ j27,5	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-8,82
ЭС2- ПС4	36,9+ j17	36,9+ j17	49,3+ j27,5	-	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	18,9+ j12	18,9+ j12	-8,82
ПС3- ПС7	29,9+ j13,6	29,9+ j13,6	31,7+ j17,2	31,7+ j17,2	-	15,3+ j8,2	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,21
ПС3- ПС7	29,9+ j13,6	29,9+ j13,6	31,7+ j17,2	31,7+ j17,2	15,3+ j8,2	-	18,9+ j12	18,9+ j12	-7,21
ПС3- ПС6	29,8+ j13,5	29,8+ j13,5	31,8+ j17,3	31,8+ j17,3	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	-	38,6+ j24,4	-9,92
ПС3- ПС6	29,8+ j13,5	29,8+ j13,5	31,8+ j17,3	31,8+ j17,3	7,6+ j4,3	7,6+ j4,3	38,6+ j24,4	-	-9,92
I _{нб.пав, А}	253	253	288	288	185	185	252	252	-
F	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 70/11	АС- 70/11	АС- 95/16	АС- 95/16	-
I _{доп, А}	510	510	510	510	265	265	330	330	-

Таблица 18 – Режимы сети для шестого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС5	ПС2- ПС5	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС2- ПС4	ПС2- ПС4
Норм. Реж	26+ j23,2	26+ j23,2	7,2+ j12,5	10,5+ j7,8	3,5+ j17,7	3,5+ j17,7	8,4 + j5,6	8,4 + j5,6
ЭС1- ПС3	-	52+ j46,3	6,5+ j11,8	11,1+j8	4,6+j18	4,6+j18	8,9+ j5,8	8,9+ j5,8

ЭС1- ПС3	52+ j46,3	-	6,5+ j11,8	11,1+j8	4,6+j18	4,6+j18	8,9+ j5,8	8,9+ j5,8
ПС3- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	-	15,9+ j14,8	4+j17	4+j17	5-j0,5	5-j0,5
ПС2- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	12,1+ j15,1	-	3,9+ j16,8	3,9+ j16,8	10,9+ j6,7	10,9+ j6,7
ПС1- ПС2	26+ j23,1	26+ j23,1	7,2+ j12,4	10,7+ j7,3	-	8,3+j33	8,5+ j5,3	8,5+ j5,3
ПС1- ПС2	26+ j23,1	26+ j23,1	7,2+ j12,4	10,7+ j7,3	8,3+j33	-	8,5+ j5,3	8,5+ j5,3
ПС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	4,5+ j11,5	12,5+ j8,2	3,8+ j16,5	3,8+ j16,5	-	14,3+ j8,4
ПС2- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	4,5+ j11,5	12,5+ j8,2	3,8+ j16,5	3,8+ j16,5	14,3+ j8,4	-
ПС3- ПС4	26+ j23,2	26+ j23,2	17,3+ j24,8	3,9+j0,4	3,9+ j17,5	3,9+ j17,5	13,5+ j11,3	13,5+ j11,3
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	3,9+ j11,8	2,5+j5,7	4,4+ j18,2	4,4+ j18,2	6,8+ j5,1	6,8+ j5,1
ЭС2- ПС2	26+ j23,2	26+ j23,2	3,9+ j11,8	2,5+j5,7	4,4+ j18,2	4,4+ j18,2	6,8+ j5,1	6,8+ j5,1
ЭС2- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	10,6+ j13,9	19,1+ j11,3	4,5+ j17,9	4,5+ j17,9	10,2+ j6,1	10,2+ j6,1
ЭС2- ПС6	26+ j23,2	26+ j23,2	10,6+ j13,9	19,1+ j11,3	4,5+ j17,9	4,5+ j17,9	10,2+ j6,1	10,2+ j6,1
ПС6- ПС5	26+ j23,2	26+ j23,2	12,1+ j13,2	23,1+ j9,8	4,1+ j17,5	4,1+ j17,5	10,9+ j5,8	10,9+ j5,8
ПС5- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	7,2+ j12,3	10,7+ j7,2	3,8+ j16,9	3,8+ j16,9	8,5+ j5,3	8,5+ j5,3
ПС5- ПС7	26+ j23,2	26+ j23,2	7,2+ j12,3	10,7+ j7,2	3,8+ j16,9	3,8+ j16,9	8,5+ j5,3	8,5+ j5,3
I _{нб.пав} , А	340	340	179	188	193	193	185	185
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 150/24
I _{доп} , А	390	390	390	390	450	450	450	450

Продолжение таблицы 18

Наим Наим	ПС3- ПС4	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС6	ЭС2- ПС6	ПС6- ПС5	ПС5- ПС7	ПС5- ПС7	$\delta U_{нб}$, %
Норм. Реж	10,1+ j12,2	33,8+ j14,1	33,8+ j14,1	27,9+ j16,7	27,9+ j16,7	17+ j3,4	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	6,83
ЭС1- ПС3	9,1+ j11,5	33,6+ j14	33,6+ j14	28+ j16,8	28+ j16,8	17,2+ j3,5	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-6,55
ЭС1- ПС3	9,1+ j11,5	33,6+ j14	33,6+ j14	28+ j16,8	28+ j16,8	17,2+ j3,5	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-6,55

ПС3- ПС5	17,3+ j24,8	32,5+ j11,9	32,5+ j11,9	29,1+ j18,9	29,1+ j18,9	19,1+j 7,2	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-7,87
ПС2- ПС5	5+j9,7	30,5+ j11,7	30,5+ j11,7	31,1+ j19,1	31,1+ j19,1	22,9+ j7,1	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-8,42
ПС1- ПС2	9,9+ j12,3	33,6+ j14,2	33,6+ j14,2	27,9+ j16,6	27,9+ j16,6	17+ j3,2	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-9,68
ПС1- ПС2	9,9+ j12,3	33,6+ j14,2	33,6+ j14,2	27,9+ j16,6	27,9+ j16,6	17+ j3,2	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-9,68
ПС2- ПС4	12,7+ j13,3	33,2+ j13,9	33,2+ j13,9	28,4+ j16,9	28,4+ j16,9	17,9+ j3,6	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-6,35
ПС2- ПС4	12,7+ j13,3	33,2+ j13,9	33,2+ j13,9	28,4+ j16,9	28,4+ j16,9	17,9+ j3,6	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-6,35
ПС3- ПС4	-	35,3+ j16,5	35,3+ j16,5	26,3+ j14,3	26,3+ j14,3	14-j0,8	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-5,84
ЭС2- ПС2	13,3+ j13	-	55,1+ j23,6	34+j19	34+j19	28,7+ j6,2	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-5,36
ЭС2- ПС2	13,3+ j13	55,1+ j23,6	-	34+j19	34+j19	28,7+ j6,2	7,6+ j4,8	7,6+ j4,8	-5,36
ЭС2- ПС6	6,6+ j10,9	39,2+ j17	39,2+ j17	-	44,7+ j27,6	5,4- j1,5	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-7,81
ЭС2- ПС6	6,6+ j10,9	39,2+ j17	39,2+ j17	44,7+ j27,6	-	5,4- j1,5	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-7,81
ПС6- ПС5	5+ j11,5	42,6+ j16,8	42,6+ j16,8	19+j14	19+j14	-	7,6+ j4,7	7,6+ j4,7	-7,81
ПС5- ПС7	9,9+ j12,4	33,7+ j14,3	33,7+ j14,3	27,9+ j16,5	27,9+ j16,5	17,1+ j3,1	-	15,5+ j8,8	-7,64
ПС5- ПС7	9,9+ j12,4	33,7+ j14,3	33,7+ j14,3	27,9+ j16,5	27,9+ j16,5	17,1+ j3,1	15,5+ j8,8	-	-7,64
I _{нб.пав} , А	199	300	300	268	268	233	188	188	-
F	АС- 95/16	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 185/29	АС- 120/19	АС- 70/11	АС- 70/11	-
I _{доп} , А	330	510	510	510	510	390	265	265	-

3.7 Выбор оптимального варианта

Оптимальный вариант развития сети характеризуется наименьшим значением полных приведенных к одному году затрат. При сравнении двух вариантов не будем учитывать одинаковые для схем элементы. Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_n K + И + \Delta W_r, \quad (82)$$

где K – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

									Лист
									52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792				

E_H – коэффициент эффективности капитальных вложений. В условиях нынешней экономической ситуации срок окупаемости проектов 5 лет, поэтому принимаем $E_H=0,2$ (год)⁻¹;

I – ежегодные издержки эксплуатации;

ΔW_T – ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии в элементах сети.

Рассмотрим более подробно процесс нахождения затрат для каждого из вариантов.

3.7.1 Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС4, 2хАС-185/29, 50 км,
- 2) ПС3 – ПС7, 2хАС-70/11, 20 км,
- 3) ПС3 – ПС6, 2хАС-150/24, 25 км,
- 4) ПС5 – ПС6, АС-70/11, 30 км,
- 5) ПС2 – ПС5, АС-120/19, 45 км,
- 6) ПС4 – ПС3, АС-95/16, 35 км.

Используя данные [1] о стоимости строительства различных ЛЭП, а также зональный повышающий коэффициент, найдем стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

- 1) $1440 \cdot 50 \cdot 1,1 = 79200$ тыс.руб,
- 2) $1150 \cdot 20 \cdot 1,1 = 25300$ тыс.руб,
- 3) $1150 \cdot 25 \cdot 1,1 = 31625$ тыс.руб,
- 4) $850 \cdot 30 \cdot 1,1 = 28050$ тыс.руб,
- 5) $850 \cdot 45 \cdot 1,1 = 42075$ тыс.руб,
- 6) $850 \cdot 35 \cdot 1,1 = 32725$ тыс.руб.

Всего в сети будет установлено 19 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ:

$$19 \cdot 1,1 \cdot 7000 = 146300 \text{ тыс.руб.}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Согласно [3] индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2017 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет 3,99. Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

$$K=(79200+25300+31625+28050+42075+32725) \cdot 3,99+146300 \cdot 3,99= \\ =953510,3+583737=1537247,3 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем, % капитальных затрат для ВЛ составляют 0,8%, а для остального оборудования 5,9%. Тогда:

$$И=0,008 \cdot 953510,3+0,059 \cdot 583737 =42068,6 \text{ тыс.руб.}$$

Определим ежегодные затраты на возмещение потерь энергии во всех элементах сети:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (83)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}}=8,59$ МВт (значение потерь найдено при расчете в программе RastrWin 3);

z_3 – удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях, согласно [4], для Челябинской области $z_3=1,929$ руб/кВт·ч;

τ – средневзвешенное время потерь для потребителей:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4925 \text{ ч.}$$

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (84)$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 8590 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 81607,8 \text{ тыс.руб.}$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma}, \quad (85)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$З = 0,2 \cdot (1537247,3) + 420686 + 81607,8 = 431125,9 \text{ тыс.руб.}$$

3.7.2 Приведенные затраты для варианта № 4

Четвертый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС4, 2хАС-185/29, 50 км,
- 2) ПС3 – ПС7, 2хАС-70/11, 20 км,
- 3) ПС3 – ПС6, 2хАС-95/16, 25 км,
- 4) ПС2 – ПС5, АС-120/19, 45 км,
- 5) ПС4 – ПС3, АС-95/16, 35 км.

Используя данные [1] о стоимости строительства различных ЛЭП, а также зональный повышающий коэффициент, найдем стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

- 1) $1440 \cdot 50 \cdot 1,1 = 79200$ тыс.руб,
- 2) $1150 \cdot 20 \cdot 1,1 = 25300$ тыс.руб,
- 3) $1150 \cdot 25 \cdot 1,1 = 31625$ тыс.руб,
- 4) $850 \cdot 45 \cdot 1,1 = 42075$ тыс.руб,
- 5) $850 \cdot 35 \cdot 1,1 = 32725$ тыс.руб.

Всего в сети будет установлено 18 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ:

$$18 \cdot 1,1 \cdot 7000 = 138600 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капитальные затраты для четвертого варианта составляют:

$$K = (79200 + 25300 + 31625 + 42075 + 32725) \cdot 3,99 + 138600 \cdot 3,99 = \\ = 841590,75 + 553014 = 1394604,75 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем:

$$И = 0,008 \cdot 841590,75 + 0,059 \cdot 553014 = 39360,5 \text{ тыс.руб.}$$

Потери электрической мощности в режиме максимальных нагрузок составляют $\Delta P_{нб} = 7,33$ МВт. Тогда:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{нб} \cdot Z_{\text{э}} \cdot \tau, \quad (86)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_{\text{э}} \cdot \tau = 7330 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 69637,4 \text{ тыс.руб.}$$

В результате:

$$Z = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma}, \quad (87)$$

$$Z = 0,2 \cdot (1394604,75) + 39360,5 + 69637,4 = 387918,85 \text{ тыс.руб.}$$

3.7.3 Приведенные затраты для варианта № 6

Шестой вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС6, 2хАС-185/29, 63 км,
- 2) ПС5 – ПС7, 2хАС-70/11, 35 км,
- 3) ПС6 – ПС5, АС-120/19, 30 км,
- 4) ПС2 – ПС4, АС-150/24, 55 км.

Используя данные [1] о стоимости строительства различных ЛЭП, а также зональный повышающий коэффициент, найдем стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

- 1) $1440 \cdot 63 \cdot 1,1 = 99792$ тыс.руб,
- 2) $1150 \cdot 35 \cdot 1,1 = 44275$ тыс.руб,
- 3) $850 \cdot 30 \cdot 1,1 = 28050$ тыс.руб,
- 4) $850 \cdot 55 \cdot 1,1 = 51425$ тыс.руб.

Всего в сети будет установлено 16 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ:

$$16 \cdot 1,1 \cdot 7000 = 123200 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капитальные затраты для шестого варианта составляют:

$$K = (99792 + 44275 + 28050 + 51425) \cdot 3,99 + 123200 \cdot 3,99 = \\ = 891932,6 + 491568 = 1383500,6 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем:

$$И = 0,008 \cdot 891932,6 + 0,059 \cdot 491568 = 36138 \text{ тыс.руб.}$$

Потери электрической мощности в режиме максимальных нагрузок составляют $\Delta P_{\text{нб}} = 6,25$ МВт. Тогда:

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3, \quad (88)$$

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 6250 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 59377,1 \text{ тыс.руб.}$$

В результате:

$$Z = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma}, \quad (89)$$

$$Z = 0,2 \cdot (1383500,6) + 36138 + 59377,1 = 372215,22 \text{ тыс.руб.}$$

3.7.4 Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта, требующих минимальное количество затрат, а именно четвертый и шестой варианты.

$$\left| \frac{z_6 - z_4}{(z_6 + z_4) / 2} \right| \cdot 100\%, \quad (90)$$

$$\left| \frac{387918,85 - 372215,22}{(387918,85 + 372215,22) / 2} \right| \cdot 100\% = 4,13\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет менее 5%, то варианты являются равнозначными и выбор оптимального из них связан:

- с накопленным ранее опытом проектировщиков в принятии аналогичных решений;
- преимуществом одного варианта по эксплуатационным характеристикам;
- и другими причинами.

Вариант № 6 имеет перед вариантом №4 следующие преимущества:

- меньшая величина потерь активной мощности, что ввиду не учитываемого роста тарифов на электроэнергию, а также планов по уменьшению денежной компенсации потерь сетевых организаций, закладываемых в тариф на электроэнергию, приводит к существенным меньшим издержкам.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

- меньшее количество ячеек выключателей, что снижает размеры подстанций и упрощает противоаварийную автоматику;

- шестой вариант имеет меньшую стоимость.

Исходя из этого, принимаем решение о развитии сетевого района по варианту №6.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

4 Расчет основных установившихся режимов работы сети

Задача расчета режима сети заключается в определении ее параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и потребители. В рассматриваемой энергосистеме определяющим фактором будем считать нагрузки потребителей.

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

- максимальных нагрузок в зимние сутки, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии;
- минимальных нагрузок в летние сутки.

4.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 16.

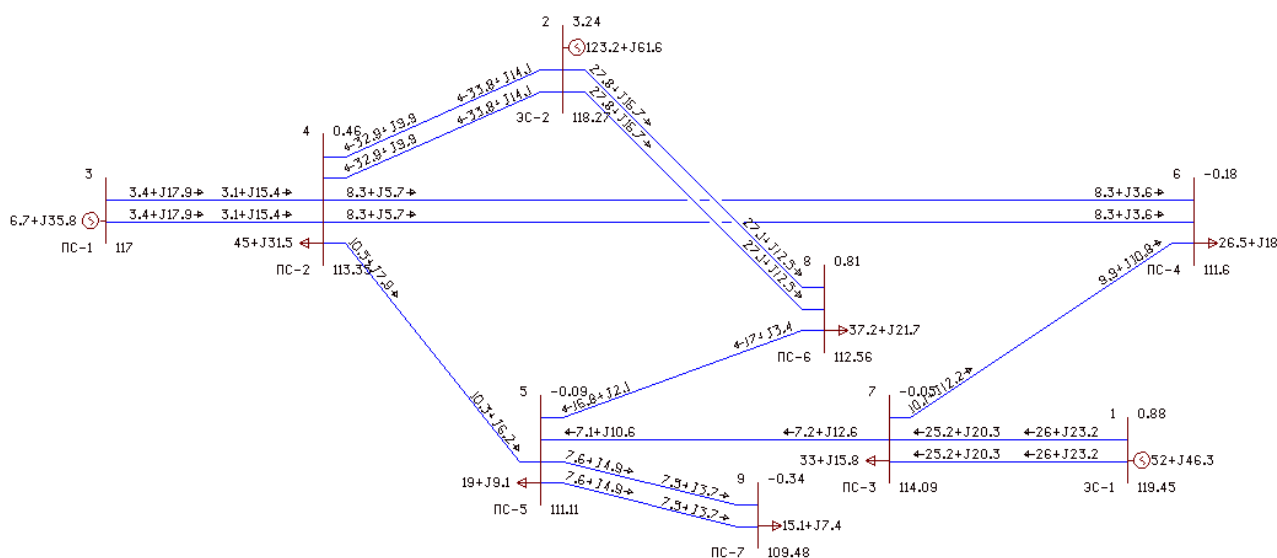


Рисунок 16 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

Токовая нагрузка всех линий, а также отклонения напряжения в узлах сети не выходит за допустимые значения.

В таблице 19 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792					

Таблица 19 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Загрузка, %
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-120/19	336	780	43,08
ПС-3 – ПС-5	АС-120/19	73	390	18,72
ПС-2 – ПС-5	АС-120/19	67	390	17,18
ПС-1 – ПС-2	2хАС-150/24	180	900	20
ПС-2 – ПС-4	2хАС-150/24	102	900	11,33
ПС-3 – ПС-4	АС-95/16	80	330	24,24
ЭС-2 – ПС-2	2хАС-185/29	358	1020	35,1
ЭС-2 – ПС-6	2хАС-185/29	316	1020	31
ПС-6 – ПС-5	АС-120/19	89	390	22,82
ПС-5 – ПС-7	2хАС-70/11	94	530	17,74

В таблице 20 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 20 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_y, \text{кВ}$	$\delta, \text{кВ}$
Электростанция - 1	110	119,45	9,45
Электростанция - 2	110	118,27	8,27
Подстанция – 2	110	113,35	3,35
Подстанция – 3	110	114,09	4,09
Подстанция – 4	110	111,60	1,60
Подстанция – 5	110	111,11	1,11
Подстанция – 6	110	112,56	2,56
Подстанция – 7	110	109,48	-0,52

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

4.2 Режим минимальных нагрузок

В начале найдем приведенные к шинам высшего напряжения мощности источников и нагрузок.

1) Подстанция №2

$$P_2 = P_{2\max} \cdot 0,7 = 45 \cdot 0,7 = 31,5 \text{ МВт},$$

$$Q_2 = P_{2\max} \operatorname{tg} \varphi_2 \cdot 0,7 = 45 \cdot 0,7 \cdot 0,7 = 22,05 \text{ МВАр}.$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = P_{3\max} \cdot 0,7 = 33 \cdot 0,7 = 23,1 \text{ МВт},$$

$$Q_3 = P_{3\max} \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot 0,7 = 33 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 11,088 \text{ МВАр}.$$

3) Подстанция №4

$$P_{41} = P_{41\max} \cdot 0,7 = 5 \cdot 0,7 = 3,5 \text{ МВт},$$

$$Q_{41} = P_{41\max} \operatorname{tg} \varphi_{41} \cdot 0,7 = 5 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 1,96 \text{ МВАр}.$$

В начале найдем мощность, приведенную к шинам 35 кВ. На рисунке 17 приведено приблизительное потокораспределение в сети 35 кВ. Как видно из рисунка, узел 41 является точкой потокораздела. Разделим сеть по точке потокораздела и найдем потоки с учетом потерь.

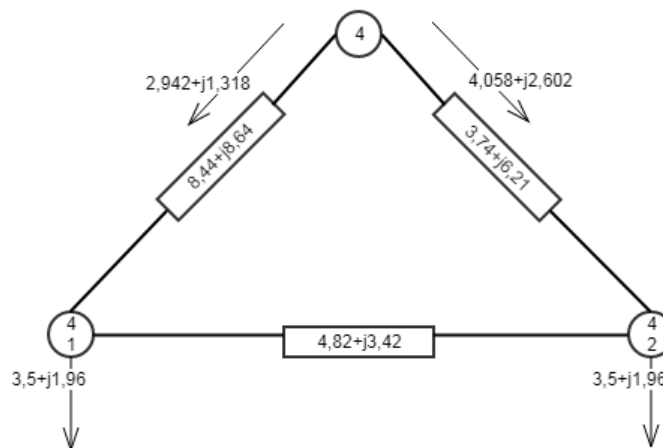


Рисунок 17 – Карта режима сети 35 кВ

$$S_{4-41} = \frac{S_{41} (\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42} \bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}, \quad (91)$$

$$S_{4-41} = \frac{(3,5 + j1,96)(4,82 - j3,42 + 3,74 - j6,21) + (3,5 + j1,96)(3,74 - j6,21)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 3,74 - j6,21} = 2,942 + j1,318 \text{ МВА.}$$

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-4} + \bar{Z}_{41-42}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}, \quad (92)$$

$$S_{4-42} = \frac{(3,5 + j1,96)(8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42) + (3,5 + j1,96)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 3,74 - j6,21} = 4,058 + j2,602 \text{ МВА.}$$

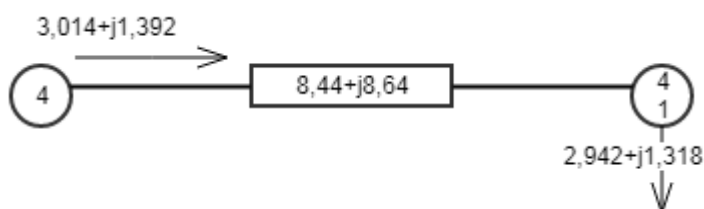


Рисунок 18 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}), \quad (93)$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{2,942^2 + 1,318^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,072 + j0,074 \text{ МВА,}$$

$$S_{4-41H} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41}, \quad (94)$$

$$S_{4-41H} = 2,942 + j1,318 + 0,072 + j0,074 = 3,014 + j1,392 \text{ МВА.}$$

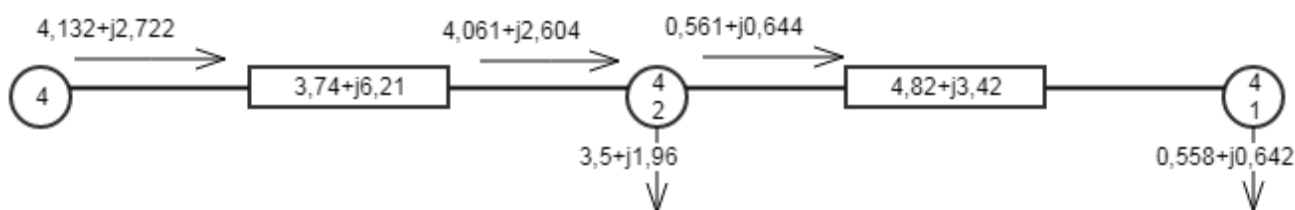


Рисунок 19 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$S_{42-41к} = S_{4-42} - S_{42}, \quad (96)$$

$$S_{42-41к} = 4,058 + j2,602 - 3,5 - j1,96 = 0,558 + j0,642 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{42-41} = \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{42-41} + jx_{42-41}), \quad (97)$$

$$\Delta S_{42-41} = \frac{0,558^2 + 0,642^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,003 + j0,002 \text{ МВА},$$

$$S_{42-41н} = S_{42-41к} + \Delta S_{42-41}, \quad (98)$$

$$S_{42-41н} = 0,558 + j0,642 + 0,003 + j0,002 = 0,561 + j0,644 \text{ МВА},$$

$$S_{4-42к} = S_{42-41н} + S_{42}, \quad (99)$$

$$S_{4-42к} = 0,561 + j0,644 + 3,5 + j1,96 = 4,061 + j2,604 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42к}^2 + Q_{4-42к}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}), \quad (100)$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{4,061^2 + 2,604^2}{35^2} (3,74 + j6,21) = 0,071 + j0,118 \text{ МВА},$$

$$S_{4-42н} = S_{4-42к} + \Delta S_{4-42}, \quad (101)$$

$$S_{4-42н} = 4,061 + j2,604 + 0,071 + j0,118 = 4,132 + j2,722 \text{ МВА} .$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Мощность, приведенная к напряжению 35 кВ:

$$S_{4/35} = S_{4-42H} + S_{4-41H}, \quad (102)$$

$$S_{4/35} = 4,132 + j2,722 + 3,014 + j1,392 = 7,146 + j4,114 \text{ МВА.}$$

Далее найдем мощность, приведенную к шинам 110 кВ. Для этого рассчитаем потери в трансформаторе и потоки по обмоткам:

$$\Delta S_{\text{сн}} = \frac{P_{35}^2 + Q_{35}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{\text{сн}} + jx_{\text{сн}}), \quad (103)$$

$$\Delta S_{\text{сн}} = \frac{7,146^2 + 4,114^2}{115^2} (1,5/2 + j0) = 3,856 \cdot 10^{-3} \text{ МВА,}$$

$$S_{\text{сн}} = S_{35} + \Delta S_{\text{сн}}, \quad (104)$$

$$S_{\text{сн}} = 7,146 + j4,114 + 3,856 \cdot 10^{-3} = 7,15 + j4,114 \text{ МВА,}$$

$$\Delta S_{\text{нн}} = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{\text{нн}} + jx_{\text{нн}}), \quad (105)$$

$$\Delta S_{\text{нн}} = \frac{11,2^2 + 5,04^2}{115^2} (1,5/2 + j35,7/2) = 0,009 + j0,204 \text{ МВА,}$$

$$S_{\text{нн}} = S_4 + \Delta S_{\text{нн}}, \quad (106)$$

$$S_{\text{нн}} = 11,2 + j5,04 + 0,009 + j0,204 = 11,21 + j5,244 \text{ МВА,}$$

$$S_{BH}=S_{CH}+S_{HH}, \quad (107)$$

$$S_{BH}=7,15+j4,114+11,21+j5,244=18,36+j9,358 \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{BH} + jx_{BH}) + \Delta S_{xx}, \quad (108)$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{18,36^2 + 9,358^2}{115^2} (1,5/2 + j56,9/2) + 0,031 \cdot 2 + j0,175 \cdot 2 = 0,086 + j1,264 \text{ MVA},$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH}, \quad (109)$$

$$S_4 = 18,36 + j9,358 + 0,086 + j1,264 = 18,446 + j10,622 \text{ MVA}.$$

4) Подстанция №5

$$P_5 = P_{5\max} \cdot 0,7 = 19 \cdot 0,7 = 13,3 \text{ МВт},$$

$$Q_5 = P_{5\max} \operatorname{tg} \varphi_5 \cdot 0,7 = 19 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 6,384 \text{ МВАр}.$$

5) Подстанция №6

$$P_{6HH} = P_{6\max} \cdot 0,7 = 37 \cdot 0,7 = 25,9 \text{ МВт},$$

$$Q_{6HH} = P_{6\max} \operatorname{tg} \varphi_6 \cdot 0,7 = 37 \cdot 0,51 \cdot 0,7 = 13,21 \text{ МВАр}.$$

$$\Delta S_T = \frac{P_{6HH}^2 + Q_{6HH}^2}{U_{НОМ}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (110)$$

$$\Delta S_T = \frac{25,9^2 + 13,21^2}{115^2} (1,4/2 + j34,7/2) + 0,036 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,117 + j1,629 \text{ MVA},$$

$$S_6 = S_{6HH} + \Delta S_T, \quad (111)$$

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$S_6=25,9+j13,21+0,117+j1,629=26,017+j14,839 \text{ МВА.}$$

6) Подстанция №7

$$P_{7\text{HH}}=P_{7\text{max}}\cdot 0,7=15\cdot 0,7=10,5 \text{ МВт,}$$

$$Q_{7\text{HH}}=P_{7\text{max}}\text{tg}\varphi_{7\cdot}0,7=15\cdot 0,42\cdot 0,7=4,41 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_T = \frac{P_{7\text{HH}}^2 + Q_{7\text{HH}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (112)$$

$$\Delta S_T = \frac{10,5^2 + 4,41^2}{115^2} (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,059 + j0,649 \text{ МВА,}$$

$$S_7=S_{7\text{HH}}+\Delta S_T, \quad (113)$$

$$S_7=10,5+j4,41+0,059+j0,649=10,559+j5,059 \text{ МВА.}$$

7) ЭС-1

$$S_{\text{HH1}}=(\Sigma P_{\Gamma} - 0,7P_{\text{H}} - 0,08 \Sigma P_{\Gamma})+j(\Sigma Q_{\Gamma} - 0,7Q_{\text{H}} - 0,08 \Sigma P_{\Gamma} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{CH}}), \quad (114)$$

$$S_{\text{HH1}}=(50-0,7\cdot 50-0,08\cdot 50)+j(50\cdot 0,75 - 0,7\cdot 50\cdot 0,45 - 0,685\cdot 0,08\cdot 50)=11+j19,01 \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{\text{HH1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (115)$$

$$\Delta S_{\text{HH1}} = \frac{11^2 + 19,01^2}{115^2} (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = 0,103 + j1,661 \text{ МВА,}$$

$$S_{\text{HH2}}=(\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}})+j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (117)$$

$$S_{\text{HH2}}=(60 - 0,06\cdot 60) + j(60\cdot 0,75 - 0,685\cdot 0,06\cdot 60)=56,4 + j42,534 \text{ МВА,}$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$\Delta S_{\text{HH2}} = \frac{P_{\text{HH2}}^2 + Q_{\text{HH2}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{XX}}, \quad (118)$$

$$\Delta S_{\text{HH2}} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{ЭС1}} = S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH2}} - \Delta S_{\text{HH1}} - \Delta S_{\text{HH2}}, \quad (119)$$

$$S_{\text{ЭС1}} = 11 + j19,01 + 56,4 + j42,534 - 0,103 - j1,661 - 0,338 - j7,725 = 66,959 + j52,158 \text{ МВА}.$$

8) ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\text{T}} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\text{T}} - Q_{\text{CH}}), \quad (120)$$

$$S_{\text{HH1}} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА}.$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{XX}}, \quad (121)$$

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{XX}} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА}.$$

Мощность ЭС-2, приведенная к шинам высшего напряжения с учетом нагрузки:

$$S_{\text{ЭС-2}} = 3S_{\text{HH1}} - 3\Delta S_{\text{T1}} - S_{\text{H}}, \quad (124)$$

$$S_{\text{ЭС-2}} = 3(56,4 + j42,534) - 3(0,338 + j7,725) - 0,7(45 + j27,9) = 136,686 + j84,897 \text{ МВА}.$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

На рисунке 20 показана карта режима сети в режиме минимальных нагрузок. Токовая нагрузка всех линий, а также отклонения напряжения в узлах сети не выходит за допустимые значения.

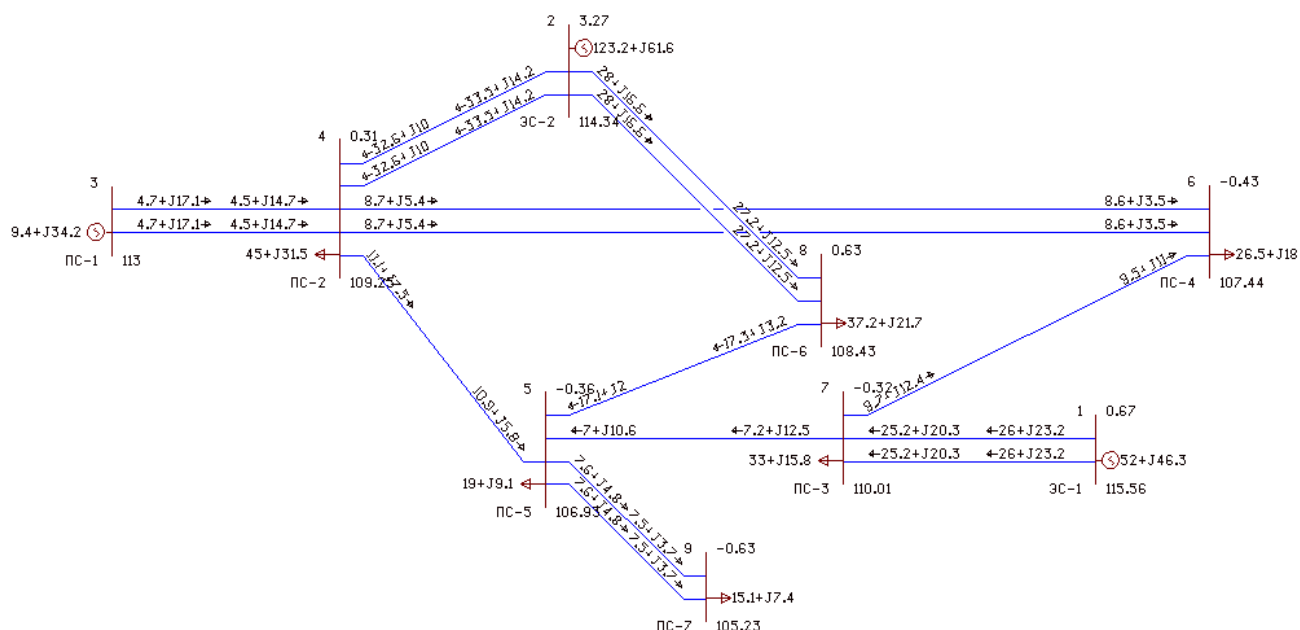


Рисунок 20 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

В таблице 21 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме минимальных нагрузок.

Таблица 21 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_y , кВ	δ , кВ
Электростанция - 1	110	115,56	5,56
Электростанция - 2	110	114,34	4,34
Подстанция - 2	110	109,25	-0,75
Подстанция - 3	110	110,01	0,01
Подстанция - 4	110	107,44	-2,56
Подстанция - 5	110	106,93	-3,07
Подстанция - 6	110	108,43	-1,57
Подстанция - 7	110	105,23	-4,77

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

4.3 Послеаварийные режимы работы

В данном пункте рассмотрим один из наиболее тяжелых послеаварийных режимов, возникающий при отключении линии между подстанциями №1 и №2. Карта режима приведена на рисунке 22.

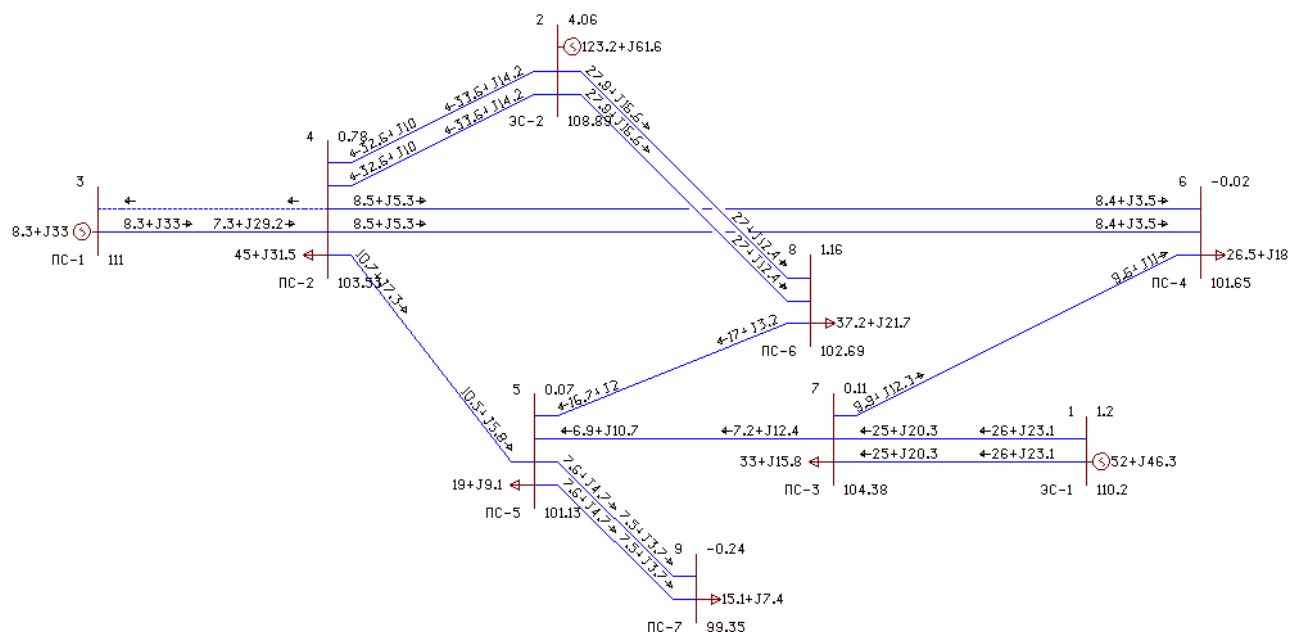


Рисунок 21 – Карта режима сети в послеаварийном режиме

В таблице 22 приведена токовая загрузка сети в послеаварийном режиме.

Таблица 22 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{ А}$	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	Загрузка, %
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-120/19	364	780	46,67
ПС-3 – ПС-5	АС-120/19	79	390	20,26
ПС-2 – ПС-5	АС-120/19	72	390	18,46
ПС-1 – ПС-2	АС-150/24	177	450	39,33
ПС-1 – ПС-2	АС-150/24	-	450	-
ПС-2 – ПС-4	2хАС-150/24	112	900	12,44
ПС-3 – ПС-4	АС-95/16	87	330	26,36
ЭС-2 – ПС-2	2хАС-185/29	386	1020	37,84
ЭС-2 – ПС-6	2хАС-185/29	344	1020	33,73
ПС-6 – ПС-5	АС-120/19	97	390	24,87
ПС-5 – ПС-7	2хАС-70/11	102	530	19,25

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792

Лист

69

В таблице 23 приведены данные о напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок.

Таблица 23 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	$U_{\text{у}}$, кВ	δ , кВ
Электростанция - 1	110	110,2	0,2
Электростанция - 2	110	108,89	-1,11
Подстанция – 2	110	103,53	-6,47
Подстанция – 3	110	104,38	-5,62
Подстанция – 4	110	101,65	-8,35
Подстанция – 5	110	101,13	-8,87
Подстанция – 6	110	102,69	-7,31
Подстанция – 7	110	100,02	-9,98

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

5. Строительство подстанции №6

В данном пункте приведен выбор схемы распределительного устройства высшего напряжения (РУ ВН) подстанции, а также оборудования, установленного на подстанции. В качестве исходных данных, используемых для проектирования рассматриваемой подстанции, принимаем определенные ранее количество линий, трансформаторов, их марку, а также приведенную к шинам ВН нагрузку.

5.1 Выбор схемы распределительного устройства

Согласно документу ОАО «ФСК ЕЭС» «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» [6] для транзитных подстанций напряжением 110 кВ рекомендуется применять схему «одна рабочая секционированная выключателем система шин». Условное изображение схемы приведено на рисунке 22.

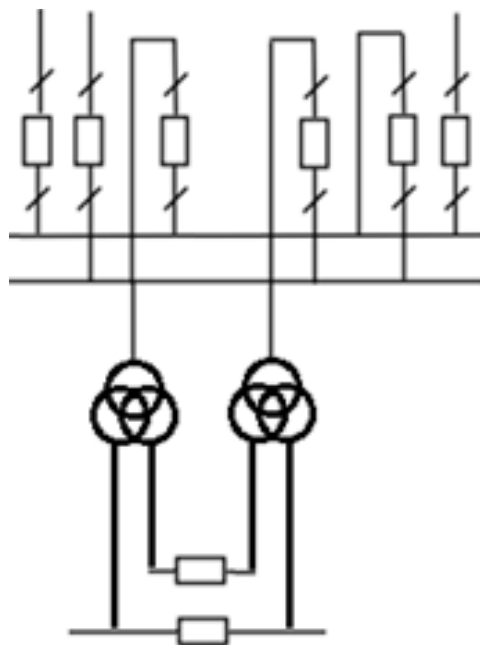


Рисунок 22 – Условное обозначение схемы «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» [6]

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

5.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Максимальный ток, протекающий по шинам, будет соответствовать ситуации, при которой через линии АС-185/29 и АС-120/19, присоединенные к одной секции, будут протекать максимальные токи. Таким образом, $I_{\max}=510+390=900$ А.

Ранее нами были выбраны трансформаторы ТРДН-40000/110 для этой подстанции. Найдем токи, протекающие через обмотки высшего и низшего напряжений трансформаторов в нормальном:

$$I_{\text{раб.тр.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U}, \quad (135)$$

$$I_{\text{раб.тр.ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.тр.НН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1099 \text{ А},$$

и аварийном режимах:

$$I_{\text{ав.тр.ВН}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U}, \quad (136)$$

$$I_{\text{ав.тр.ВН}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 294 \text{ А},$$

$$I_{\text{раб.тр.НН}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 40}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1539 \text{ А}.$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) производился в программе «ТоКо 1.00». В качестве исходных данных для расчета выступали: данные о генераторах, трансформаторах и линиях установленных в сети. Поскольку в исходных данных

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

отсутствует информация о величине мощности КЗ системы, было принято решение принять ее величину самостоятельно $S_{КЗ}=7400$ МВА.

Скриншот программы с построенной схемой сети и результатами расчета для КЗ на стороне ВН приведен на рисунке 23.

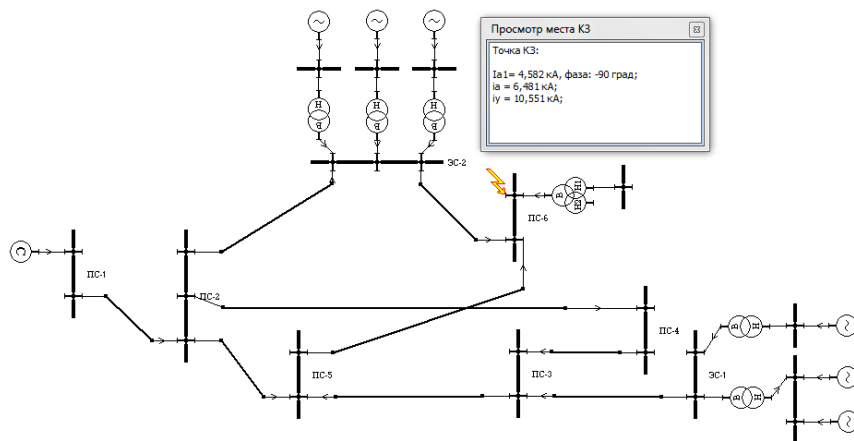


Рисунок 23 – Скриншот расчета токов КЗ на стороне ВН

В результате получаем, что периодический ток КЗ в начальный момент времени $I_{п0}=4,582$ кА, апериодический ток $i_a=6,481$ кА, а ударный ток $i_y=10,551$ кА.

На рисунке 24 приведен аналогичный скриншот для расчетов токов КЗ на стороне НН.

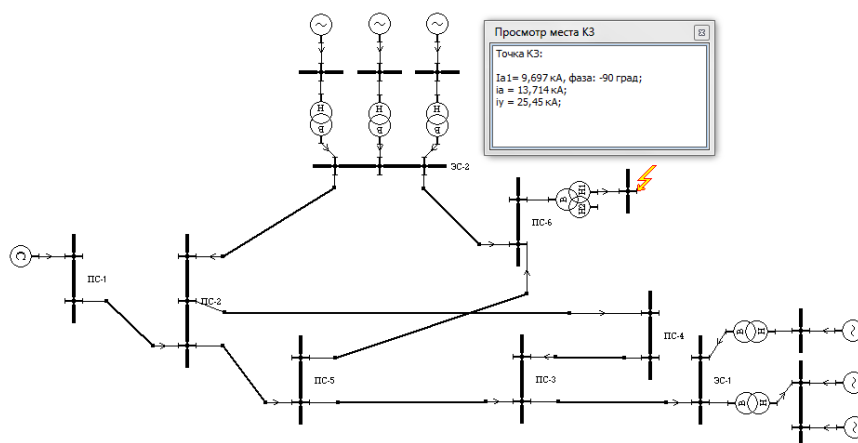


Рисунок 24 – Скриншот расчета токов КЗ на стороне НН

В результате получаем, что периодический ток КЗ в начальный момент времени $I_{п0}=9,697$ кА, апериодический ток $i_a=13,714$ кА, а ударный ток $i_y=25,45$ кА.

5.4 Выбор коммутационного оборудования

5.4.1 Выбор коммутационного оборудования на стороне высшего напряжения

После расчета токов КЗ выберем выключатели и разъединители на стороне 110 кВ. Для упрощения конструкции ОРУ-110 все высоковольтное оборудование будем выбирать одинаковым.

Выключатели выберем по следующим характеристикам:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (137)$$

- по длительному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (138)$$

Выбираем к установке элегазовые выключатели типа ВГТ-УЭТМ-110 У1 производства ООО «Эльмаш (УЭТМ)».

Выключатели проверяются по:

- отключению периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк.ном}}, \quad (139)$$

где $I_{\text{отк.ном}}$ – номинальный ток отключения, кА. Согласно [7], $I_{\text{отк.ном}}=40\text{кА}$.

- отключению аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{ат}} \leq i_{\text{а.ном}},$$

где $i_{\text{ат}}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ,

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (140)$$

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}}, \quad (141)$$

$t_{\text{з.мин}}=0,01$ с – минимальное значение времени срабатывания релейной защиты;

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$t_{c.в.}$ – собственное время отключение выключателя. Согласно [7] $t_{c.в.}=0,035$ с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ Согласно [5] для шин, связанных с системой воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ, $T_a=0,02$ с;

$i_{a.ном}$ – нормируемое содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , гарантируемое заводом изготовителем,

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{отк.ном}}{100}, \quad (142)$$

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %. Согласно [7] $\beta_n=40\%$.

$$i_{атВН} = \sqrt{2}I_{п0} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,582 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,02}} = 0,683 \text{ кА},$$

$$i_{a.номВН} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА},$$

– электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин},$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости.

– термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (143)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету,

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$t_{отк}=t_{рз.мах}+t_в=1+0,055=1,055 \text{ с},$$

$t_{рз.мах}=1$ с – максимальное время действия релейной защиты,

$t_в$ – полное время отключения выключателя. Согласно [7] $t_в=0,055$ с,

$I_{тер}$ – ток термической стойкости. Согласно [7] $I_{тер}=40$ кА,

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости. Согласно [7] $t_{тер}=3$ с.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Таким образом,

$$B_{к.ВН} = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a) = 4,582^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 22,569 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к.НОМ} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты проверки сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка выключателей ВГТ-УЭТМ-110

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ.ВЫКЛ} \geq U_{НОМ.ВН}$
$I_{НОМ}=3150 \text{ А}$	$I_{max}=900 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{max}$
$I_{отк.НОМ}=40 \text{ кА}$	$I_{п0}=4,582 \text{ кА}$	$I_{отк.НОМ} \geq I_{п0}$
$i_{а.НОМ}=22,63 \text{ кА}$	$i_{ат}=0,683 \text{ кА}$	$i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$
$i_{дин.}=102 \text{ кА}$	$i_{\gamma}=10,551 \text{ кА}$	$i_{дин.} \geq i_{\gamma}$
$B_{к.НОМ}=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=22,569 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.НОМ} \geq B_{к}$

Разъединители выберем по тем же характеристикам.

Для стороны ВН ОРУ выбираем разъединители РГП СЭЩ – 1а - II - 110/1250 УХЛ 1 и РГП СЭЩ – 2 - II - 110/1250 УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Проверим устанавливаемые разъединители на электродинамическую и термическую стойкости. Все необходимые данные взяты из [8]. Результаты проверки сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Проверка разъединителей РГП СЭЩ –110/1250 УХЛ 1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{НОМ}=110 \text{ кВ}$	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ.ВЫКЛ} \geq U_{НОМ.ВН}$
$I_{НОМ}=1250 \text{ А}$	$I_{max}=900 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{max}$
$i_{дин.}=80 \text{ кА}$	$i_{\gamma}=10,551 \text{ кА}$	$i_{дин.} \geq i_{\gamma}$
$B_{к.НОМ}=31,5^2 \cdot 3=2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к}=22,569 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.НОМ} \geq B_{к}$

5.4.2 Выбор коммутационного оборудования на стороне низшего напряжения

К установке на стороне низшего напряжения подстанции принимаем КРУ СЭЩ-59 [9], с установленными в нем вакуумными выключателями серии ВВУ-СЭЩ-10 [10]. Данное оборудование произведено ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара».

На основании расчета токов, протекающих через оборудование на стороне НН, принимаем решение об установке в ячейках отходящих присоединений, на место секционного выключателя, а также в цепь низшего напряжения трансформаторов выключателей ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/3150.

Найдем апериодическую составляющую тока КЗ:

$$i_{a\text{нн}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,697 \cdot e^{-\frac{0,01+0,03}{0,06}} = 7,017 \text{ кА.}$$

Значение собственного времени отключения выключателя, необходимое для расчета приведенного выше, согласно [10] 0,03 с.

Постоянная времени затухания T_a для точки КЗ, связанной с системой через трансформатор мощностью 32 - 80 МВА, принимаем согласно [5] равным 0,06 с.

Нормируемое содержание апериодической составляющей:

$$i_{a,\text{номнн}} = \frac{\sqrt{2} \beta_{\text{н}} I_{\text{отк.ном}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,82 \text{ кА.}$$

Поскольку завод-изготовитель в каталогах на данный выключатель не приводит данные по содержанию апериодической составляющей в отключаемом токе, найдем $\beta_{\text{н}}$ самостоятельно, по графику, приведенному на рисунке 3.1 в [11]. В результате получаем $\beta_{\text{н}}=40\%$.

Значение тока отключения $I_{\text{отк.ном}}=31,5$ кА взято из [10].

Тепловой импульс:

$$W_{\text{к.нн}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 9,697^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 292,439 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Значение полного времени отключения выключателя, необходимое для расчета приведенного выше, согласно [10] 0,05 с.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Максимальное время действия релейной защиты для стороны НН принято равным 3 с.

Результаты проверки сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Результаты проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{НОМ}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ.ВН}}$
$I_{\text{НОМ}}=3150 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=1539 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{отк.НОМ}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=9,697 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.НОМ}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{а.НОМ}}=17,82 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=7,017 \text{ кА}$	$i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{дин.}}=79 \text{ кА}$	$i_{\text{v}}=25,45 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{v}}$
$B_{\text{к.НОМ}}=31,5^2 \cdot 3=2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=292,439 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$

5.5 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Согласно ПУЭ [2] шины и ошиновка по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбираем сечение по допустимому току.

Сечение провода для токоведущих частей, соединяющих линии и трансформаторы со сборными шинами выбираем исходя из максимального тока, протекающего через рассматриваемые присоединения. Ранее было установлено, что $I_{\text{max}}=294 \text{ А}$. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-95/16 с допустимым длительным током $I_{\text{доп.}}=330 \text{ А}$ [1].

Проверка на электродинамическую стойкость не требуется, потому что $I_{\text{п0}}=4,582 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$. Проверка на термическое действие тока КЗ также не требуется, поскольку шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме $I_{\text{max}}=900 \text{ А}$. Исходя из этого, принимаем решение о выполнении сборных шин алюминиевыми композитными проводами АССР 340-Т16 [12] с допустимым током 979 А.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

На ОРУ-110 гибкие шины закреплены на опорах при помощи линейных подвесных изоляторов. Для установки выбраны полимерные изоляторы типа ЛК-70/110 (ЗАО «Энергия-21», г. Южноуральск). Данные изоляторы, по сравнению с традиционными, имеют массу меньше в 8-12 раз, более высокие разрядные характеристики и стойкость к загрязнению, устойчивость к ударам и резким сменам температуры, не подвергаются старению длительное время (25-30 лет).

Соединение трансформатора с КРУ выполним комплектным закрытым токопроводом ТЗК, изготовленным ЗАО «Группа компаний «Электроцит» - ТМ Самара» и допущенным к применению на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Согласно ПУЭ [2] шинный мост и ошиновка в пределах КРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста производим по допустимому току. Ток, протекающий через трансформатор в утяжеленном режиме был найден ранее и составляет 1539 А. Исходя из этого, принимаем к установке комплектный соединительный токопровод ТЗК-СЭЩ-10-1600-81 УХЛ1, с номинальным током 1600 А, током электродинамической стойкости 81 кА и термической трехсекундной стойкости 31,5 кА [13].

5.6 Выбор системы телеизмерения и регистрационной аппаратуры

На рассматриваемой подстанции произведем установку многофункциональных измерительных преобразователей «ЭНИП-2» производства ООО «Инженерный центр «Энергосервис», установив их для каждого из присоединений. Кроме измерения параметров электрической сети, ЭНИП-2 обеспечивает определение состояния встроенных дискретных входов (телесигнализация) с последующей передачей по цифровым интерфейсам. Количество встроенных дискретных входов позволяет обеспечивать необходимый объем телесигнализации (снятие сигналов с 5 объектов), поэтому подключение дополнительных устройств ЭНМВ для расширения функций не требуется.

ЭНИП-2 производит вычисление активной и реактивной электроэнергии. Однако поскольку прибор не является счетчиком электроэнергии, то принимаем

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

решение об установке на отходящие присоединения многофункциональных счетчиков Альфа А1800 компании ООО «Эльстер Метроника» предназначенных для одно- и двунаправленного учета электроэнергии.

Связь выбранных преобразователей и счетчиков с устройствами высшего уровня: пунктом управления и компьютером, на котором будут выводиться показания телеметрии для дежурного персонала, осуществляется через центральную приемно-передающую станцию (ЦППС) Smart-FEP производства ЗАО «РТСофт».

Для цифрового осциллографирования аварийных событий принимаем решение об установке на подстанции регистратора аварийных событий «НЕВА-РАС», производства компании ЗАО «НПФ «ЭНЕРГОСОЮЗ». Для работы данного регистратора установим преобразователи тока и напряжения ЭП8527/15 и ЭП8527/13 производства МНПП «Электроприбор».

Связи выбранного ранее устройства сбора данных «ЭНКС-3м» и регистратора аварийных событий «НЕВА-РАС» с устройствами высшего уровня будет осуществлять по интерфейсу Ethernet через волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) типа ОКГТ-ц производства ООО «Саранскабель-Оптика» для вновь возводимой.

В цепи секционного выключателя в КРУ необходимо установить амперметр, для контроля отсутствия тока при выполнении оперативных переключений. Принимаем к установке амперметр РА194I, производства ООО «Терра Импэкс».

5.7 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по току

$$I_{max.раб} \leq I_{1ном},$$

где $I_{1ном}$ – номинальный ток первичной обмотки.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Ранее нами были выбраны элегазовые выключатели ВГТ-УЭТМ-110, которые могут поставляться с завода вместе с трансформаторами тока ТРГ-УЭТМ-110 [14] на одной металлической конструкции. Исходя из рассчитанного ранее максимального рабочего тока, выбираем номинальный ток первичной обмотки равным 300 А.

Максимальный рабочий ток, протекающий через силовые трансформаторы на стороне низкого напряжения, составляет 1539 А. Исходя из этого, принимаем решение об установке в цепи низкого напряжения трансформаторов тока ТШЛ-СЭЦ-10-0,2-2000/5 с номинальным первичным током 2000 А. Данный трансформатор тока согласно [9] может быть установлен в выбранном ранее КРУ.

Проверим выбранные трансформаторы тока по вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}},$$

где S_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора в выбранном классе точности.

Так как обоснованный выбор защит и, как следствие, схем подключения трансформаторов тока к терминалам в данной работе не производится, проверим на допустимую погрешность вторичную обмотку класса 0,2 трансформатора.

Длина соединительных проводов 1 от трансформаторов тока до приборов для ОРУ 110 кВ согласно [15] составляет 80 метров. Для алюминиевых соединительных проводов по условию прочности сечение q не должно быть меньше 4 мм^2 .

Определим сопротивление фазного измерительного провода:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l\rho}{q}, \tag{144}$$

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l\rho}{q} = \frac{80 \cdot 0,0283}{4} = 0,566 \text{ Ом},$$

где ρ – удельное сопротивление соединительных проводов.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

Принимаем суммарное сопротивление контактной системы для одной фазы равным 0,05 Ом. Определим потери в фазном проводе и контактной системе в номинальном режиме:

$$S_{\text{пот}} = (Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}) I_{2\text{ном}}^2, \quad (145)$$

$$S_{\text{пот}} = (Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}) I_{2\text{ном}}^2 = (0,566 + 0,05) \cdot 5^2 = 15,4 \text{ ВА.}$$

Согласно [16] и [17] мощность, потребляемая ЭНИП-2 равна 0,1 ВА, а преобразователем ЭП8527/15 1 (ВА).

Суммарная вторичная нагрузка:

$$S_2 = S_{\text{пот}} + S_{\text{приб}}, \quad (146)$$

$$S_2 = S_{\text{пот}} + S_{\text{приб}} = 15,4 + 0,1 + 1 = 16,5 \text{ ВА.}$$

Согласно [14] максимально допустимая вторичная нагрузка, позволяющая работать с точностью 0,2 составляет 100 ВА. Исходя из этого, можно сделать вывод, что трансформатор тока ТРГ-110-0,2-300/5 проходит проверку по вторичной нагрузке.

Аналогичным образом проверим трансформатор тока ТШЛ-СЭЦ-10-0,2-2000/5, учитывая при расчетах мощность, потребляемую амперметром РА194I, которая согласно [18] равна 5 ВА.

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l\rho}{q} = \frac{40 \cdot 0,0283}{4} = 0,283 \text{ Ом,}$$

$$S_{\text{пот}} = (Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}) I_{2\text{ном}}^2 = (0,283 + 0,05) \cdot 5^2 = 8,325 \text{ ВА,}$$

$$S_2 = S_{\text{пот}} + S_{\text{приб}} = 8,325 + 0,1 + 5 = 13,425 \text{ ВА.}$$

Согласно [19], номинальная вторичная нагрузка трансформатора тока уточняется при заказе. Данный трансформатор может быть выполнен с номинальной вторичной нагрузкой 50 ВА. Таким образом, трансформатор тока ТШЛ-СЭЦ-10-0,2-2000/5 проходит проверку по вторичной нагрузке.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

5.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$$

Для схемы «одна рабочая секционированная выключателем система шин» предусмотрена установка трансформаторов напряжения на каждую из сборных шин. Исходя из номинального напряжения подстанции, а также места установки, принимаем решение об установке трансформаторов напряжения «ЗНГ-110» производства ЗАО «Энергомаш - Уралэлектротяжмаш».

Проведем проверку выбранного трансформатора напряжения по вторичной нагрузке. Номинальная мощность вторичной обмотки класса 0,2 согласно [20] может составлять до 800 ВА и уточняется дополнительно при заказе на заводе.

Для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду:

$$S_{2\text{ном}} = 3S_{2\text{ном.тр-ор}} = 3 \cdot 800 = 2400 \text{ ВА.}$$

Согласно [16], [17] и [21] мощности, потребляемые приборами ЭНИП-2, Альфа А1800 и ЭП8527/13 равны 0,1 ВА, 3,6 ВА и 1,5 ВА соответственно. Исходя из этого, найдем максимальную вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2s} = 3 \cdot 3S_{\text{приб}}, \quad (147)$$

$$S_{2s} = 3 \cdot 3S_{\text{приб}} = 3 \cdot 3 \cdot (0,1 + 3,6 + 1,5) = 46,8 \text{ ВА.}$$

Таким образом, обмотка данного трансформатора напряжения класса точности 0,2 прошла проверку по вторичной нагрузке.

Согласно [9] в выбранном ранее КРУ может быть установлен трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10-0,2-30-У2 производства ЗАО «Электрощит». Произведем аналогичную проверку данного трансформатора по вторичной нагрузке.

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

$$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot S_{2\text{ном.тр-ор}} = 3 \cdot 30 = 90 \text{ ВА,}$$

$$S_{2s} = 3 \cdot S_{\text{приб}} = 3 \cdot (0,1 + 3,6) = 11,1 \text{ ВА.}$$

Таким образом, обмотка данного трансформатора напряжения класса точности 0,2 прошла проверку по вторичной нагрузке.

5.9 Выбор ограничителей перенапряжений

Основными характеристиками ОПН являются: наибольшее рабочее напряжение, его энергоемкость и ток пропускной способности. Согласно [22] в типовых случаях данные параметры можно выбирать упрощенно.

На рассматриваемой подстанции обе нейтрали глухозаземлены, поэтому наибольшее рабочее напряжение ОПН РУ 110 кВ $U_{\text{НРО}}=77$ кВ.

Согласно [22] для РУ с номинальным напряжением 110 кВ удельная энергоемкость $W_{\text{уд}}=1,5-2,5$ кДж/кВ, а ток пропускной способности $I_{\text{проп.}}^{2000} = 400...500$ А.

К установке принимаем ОПН-110/77/10/400 УХЛ1 производства ЗАО «НИИ «ЗАИ», с наибольшим рабочим напряжением $U_{\text{НРО}}=77$ кВ, удельной энергоемкостью $W_{\text{уд}}=2,1$ кДж/кВ и током пропускной способности $I_{\text{проп.}}^{2000} = 400$ А [23].

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

6. Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущербу у потребителей.

Требования к качеству электроэнергии в электрических сетях определяются ГОСТом 32144-2013. В процессе проектирования электрических сетей выбираются средства регулирования, регулировочные диапазоны, места установки компенсирующих устройств, обеспечивающих допустимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Основным способом является регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов под нагрузкой. Все остальные способы регулирования напряжения (трансформаторами с ПБВ, генераторами станций, изменением сопротивления сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции № 6 установлены два трансформатора ТРДН – 40/115/10,5-10,5, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{вн.хх.} = 115$ кВ.

1) Найдем потери напряжения в трансформаторах для трех режимов работы сети (максимального, минимального и послеаварийного):

$$\Delta U_{т. \max} = \frac{P \cdot r_{т} + Q \cdot x_{т}}{U}, \quad (148)$$

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$\Delta U_{T.\max} = \frac{P_{\text{пр.}\max} \cdot r_T + Q_{\text{пр.}\max} \cdot x_T}{U_{\text{вн.}\max}} = \frac{37,163 \cdot 1,4 + 21,653 \cdot 34,7}{2 \cdot 112,56} = 3,57 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{T.\min} = \frac{P_{\text{пр.}\min} \cdot r_T + Q_{\text{пр.}\min} \cdot x_T}{U_{\text{вн.}\min}} = \frac{26,017 \cdot 1,4 + 14,839 \cdot 34,7}{2 \cdot 108,43} = 2,54 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{T.\text{ав}} = \frac{P_{\text{пр.}\text{ав}} \cdot r_T + Q_{\text{пр.}\text{ав}} \cdot x_T}{U_{\text{вн.}\text{ав}}} = \frac{37,163 \cdot 1,4 + 21,653 \cdot 34,7}{2 \cdot 102,69} = 3,91 \text{ кВ}.$$

2) Определим для всех режимов приведенные напряжения на шинах НН подстанции:

$$U'_{\text{нн.}\max} = U - \Delta U, \quad (149)$$

$$U'_{\text{нн.}\max} = U_{\text{вн.}\max} - \Delta U_{T.\max} = 112,56 - 3,57 = 108,99 \text{ кВ},$$

$$U'_{\text{нн.}\min} = U_{\text{вн.}\min} - \Delta U_{T.\min} = 108,43 - 2,54 = 105,89 \text{ кВ},$$

$$U'_{\text{нн.}\text{ав}} = U_{\text{вн.}\text{ав}} - \Delta U_{T.\text{ав}} = 102,69 - 3,91 = 98,78 \text{ кВ}.$$

3) Рассчитаем для всех режимов значения ответвлений со стороны обмотки ВН, обеспечивающие желаемые напряжения у потребителя:

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{нн}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}}, \quad (150)$$

здесь $U_{\text{хх}}$ – напряжение холостого хода трансформатора; $U_{\text{жел.н}}$ – напряжение, которое желательно получить на шинах НН подстанции.

$$U_{\text{отв.}\max} = \frac{U'_{\text{нн.}\max} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}} = \frac{108,99 \cdot 11}{10,5} = 114,18 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{отв.}\min} = \frac{U'_{\text{нн.}\min} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}} = \frac{105,89 \cdot 11}{10,5} = 110,93 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{отв.}\text{ав}} = \frac{U'_{\text{нн.}\text{ав}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.н}}} = \frac{98,78 \cdot 11}{10,5} = 103,49 \text{ кВ}.$$

4) Учитывая способ регулирования для данного трансформатора – РПН, выберем отпайку для каждого режима работы $U_{\text{отв.ст.В}}$. Пределы регулирования трансформатора $\pm 9 \times 1,78\%$, т.е. 9 отпаек по 2,047 кВ.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$\begin{aligned} \max: U_{\text{отв.ст.В}} &= 115 + 0 \cdot 2,047 = 115 \text{ кВ}, \\ \min: U_{\text{отв.ст.В}} &= 115 - 2 \cdot 2,047 = 110,906 \text{ кВ}, \\ \text{ав}: U_{\text{отв.ст.В}} &= 115 - 6 \cdot 2,047 = 102,718 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

5) Определим действительное напряжение на шинах НН подстанции при выбранной отпайке на обмотке ВН в трех режимах:

$$U_{\text{НН.маx}} = \frac{U'_{\text{НН.маx}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.В.маx}}} = \frac{108,99 \cdot 11}{115} = 10,43 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НН.миn}} = \frac{U'_{\text{НН.миn}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.В.миn}}} = \frac{105,89 \cdot 11}{110,906} = 10,51 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{НН.ав}} = \frac{U'_{\text{НН.ав}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.В.ав}}} = \frac{98,78 \cdot 11}{102,718} = 10,58 \text{ кВ}.$$

6) Проверим отклонение действительных напряжений от номинальных и сравним с допустимым отклонением.

$$V = \left| \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}}, \quad (151)$$

$$V_{\text{маx}} = \left| \frac{10,43 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,67\% \leq 5,$$

$$V_{\text{миn}} = \left| \frac{10,51 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,1\% \leq 5,$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,58 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,76\% \leq 5.$$

Отклонения напряжений не превышают допустимых, выбранные ответвления обеспечивают нормальную работу потребителей в любом режиме.

Выбор отпаек на трансформаторах подстанции №7 проведем аналогично подстанции №6, результаты сведем в таблицу 27.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Таблица 27 – Выбор отпаяк на подстанции №7

№ ПС	Тип тр-ра	Пределы регул-ия	Реж	$U_{ВН}$, кВ	ΔU_T , кВ	$U'_{НН}$, кВ	$U_{отв.В}$, кВ	Отп.	$U_{отв.сн.В}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	V, %
7	2×ТДН – 16/110 $U_{ВН.ХХ}$, кВ 115	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	max	109,48	3,23	106,25	111,31	-2	110,906	10,54	0,38
			min	105,23	2,31	102,92	107,82	-4	106,812	10,6	0,95
			ав	99,35	3,56	95,79	100,35	-7	100,671	10,47	0,29

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

1) определяют потери напряжения в обмотках трансформаторов во всех режимах работы сети:

$$\Delta U_{ВН} = \frac{P_B \cdot r_B + Q_B \cdot x_B}{U_{ВН}},$$

$$\Delta U_{СН} = \frac{P_C \cdot r_C + Q_C \cdot x_C}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}},$$

$$\Delta U_{НН} = \frac{P_H \cdot r_H + Q_H \cdot x_H}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}},$$
(152)

где $P_B, P_C, P_H, Q_B, Q_C, Q_H$ – соответственно активные и реактивные мощности, протекающие по обмоткам высшего, среднего и низшего напряжений в рассматриваемом режиме работы сети; $U_{ВН}$ – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети.

2) определяются для всех режимов приведенные напряжения на шинах среднего напряжения – $U'_{СН}$ и напряжения на шинах низшего напряжения – $U'_{НН}$.

3) рассчитывают для всех режимов сети значения напряжения отвлечения на обмотке ВН, обеспечивающее желаемое напряжение на шинах НН.

4) выбирают отпайки.

5) рассчитывают действительное напряжение на шинах СН:

$$U_{СН} = \frac{U'_{СН} \cdot U_{ХХ}}{U_{отв.ст.В}},$$

6) находят отклонение напряжения на шинах СН, сравнивают с допустимым.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Результаты выбора отпаяк на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 28. На трехобмоточных трансформаторах отпайки выберем со стороны ВН, со стороны СН и НН проверим отклонение напряжения.

Для шин 10 кВ принимаем желаемое напряжение 10,5 кВ, считаем, что дальше продолжается сеть к потребителю. Для шин 35 кВ отклонение от желаемого напряжения допускается до 10%, т.к. далее идет протяженная сеть.

Таблица 28 – Выбор отпаяк на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 25000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{ВН.хх}$, кВ	115		
Режим	max	min	ав
$U_{ВН}$, кВ	111,6	107,44	101,65
$\Delta U_{ВН}$, кВ	4,78	4,96	5,24
$\Delta U_{СН}$, кВ	0,07	0,075	0,08
$\Delta U_{НН}$, кВ	1,46	1,52	1,61
$U'_{СН}$, кВ	106,75	102,405	96,33
$U'_{НН}$, кВ	105,36	100,96	94,8
$U_{отв.В.}$, кВ	110,38	105,77	99,31
Отпайка	-2	-4	-8
$U_{отв.ст.В.}$, кВ	110,906	106,812	98,624
$U_{НН}$, кВ	10,45	10,4	10,57
$V_{НН}$, %	0,48	0,95	0,67
$U_{СН}$, кВ	37,06	36,91	37,6
$V_{СН}$, %	3,74	4,13	2,34

7. Технико-экономические показатели сети

Важнейшим технико-экономическим показателем являются капитальные вложения, необходимые для сооружения линий – $k_{л}$, электростанций – $k_{ЭС}$ и подстанций – $k_{ПС}$.

$$k = k_{ЛЭП} + k_{ЭС} + k_{ПС}, \quad (153)$$

Произведем приближение к ценам 2017 года. Для удобства сведем все в таблицы: стоимость ЛЭП таблицу 29; стоимость трансформаторов в таблицу 30; стоимость генераторов в таблицу 31.

Таблица 29 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [1]

№ линии	Сечение, мм ²	Длина, км	Стоимость, тыс.руб	Полная стоимость с учетом коэф. приведения, тыс.руб
ЭС2 – ПС2	2хАС-185/29	55	87120	347608,8
ЭС2 – ПС6	2хАС-185/29	63	99792	398170,08
ПС5 – ПС7	2хАС-70/11	35	44275	176657,25
ПС5 – ПС6	АС-120/19	30	28050	111919,5
ПС2 – ПС4	АС-150/24	55	51425	205185,75
ПС4 – ПС42	АС-120/19	15	14025	55959,75
Итого:				1295501,13

Таблица 30 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [1]

№ п/ст	Оборудование	Расчетная стоимость тыс.руб.	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс.руб.
ПС2, ПС4, ПС5, ПС6, ПС7, ЭС-1, ЭС-2	16 элегазовых выключателей	123200	491568
ПС4	2хТДТН-25000/110	15620	62323,8
ЭС-1	ТДН-40000/110	9460	37745,4
ЭС-2	3хТДЦ-80000/110	44220	176437,8
ПС6	2хТРДН-40000/110	18920	75490,8
ПС7	2хТДН-16000/110	12980	51790,2
Итого:			895356

Таблица 31 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [1]

№	Генератор	Расчетная стоимость, тыс.руб	Полная стоимость с учетом коэф. приведения, тыс.руб
ЭС-2	3×ТВФ-60-2	28184,2	112455
Итого:			112455

Определим капитальные вложения:

$$k=1295501,13+895356+112455=2303312,13 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_{\Pi}} = \frac{2303312,13}{248,043} = 9285,94 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}.$$

Эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации электроэнергетического оборудования в течение одного года:

$$И = И_{л} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{p_{л}}{100} k_{л} + \frac{p_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W},$$

где $p_{л}$, $p_{об}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущих ремонт и обслуживание ЛЭП и энергетического оборудования электростанций и подстанций; $И_{\Delta W}$ стоимость потерь электроэнергии за год:

$$И_{\Delta W} = 3_{э} \Delta W = 3_{э} \Delta P_{\tau} = 6530 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 62037,1 \text{ тыс.руб.}$$

$$И = \frac{0,8}{100} 1295501,13 + \frac{5,9}{100} (895356 + 112455) + 62037,1 = 131862 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии определяется как частное от деления ежегодных эксплуатационных расходов на количество электроэнергии, переданное потребителям по сети:

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\Pi} T_{\Pi i} = 248,043 \cdot 6000 = 1488258 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{\Gamma}} = \frac{131862}{1488258} = 0,089 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Выше указанные технико – экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_{\text{н}}k + И = 0,2 \cdot 2303312,13 + 131862 = 592524,4 \text{ тыс.руб.}$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$C_{\text{рас}} = \frac{З}{W_{\text{г}}} = \frac{592524,4}{1488258} = 0,4 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

					<i>ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы нами была проанализирована существующая электрическая сеть, были найдены ее элементы, требующие замены.

Выбор варианта развития сети производился на основании сравнения нескольких вариантов по методу приведенных затрат. Выбранный вариант проверялся в максимальном, минимальном и аварийных режимах работы.

Далее нами был произведен выбор основного оборудования проектируемой подстанции.

Также нами были выбраны отпайки трансформаторов на понижающих подстанциях, позволяющие добиться требуемого качества электроэнергии.

Кроме того, нами были рассчитаны технико-экономические показатели сети.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Библиографический список

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
3. Индекс изменения сметной стоимости на 1 квартал 2017 года <https://smetnoedelo.ru/indeksy/indeksy-izmeneniya-smetnoy-stoimosti-na-1-kvartal-2017-god.html>
4. Предложения ОАО «ФСК ЕЭС» по корректировке тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС, утвержденных на 2016-2019 г. http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/2016_2019_predlozheniya_po_peredache_enerгии_po_ENES.pdf
5. Коровин Ю.В., Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие/ Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
6. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/Schems.pdf
7. Выключатели элегазовые серии ВГТ-УЭТМ на 35, 110 и 220 кВ <http://dv-electro.ru/images/opros/VGT-35,110,220.pdf>
8. Разъединители переменного тока РГП-СЭЩ 110 кВ https://electroshield.ru/upload/iblock/9ca/ti_rgp_080_ver.1.11_electroshield.ru.pdf
9. Комплектные распределительные устройства КРУ-СЭЩ-59 <http://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/kru59er.pdf>
10. Выключатель вакуумный типа ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10 https://electroshield.ru/upload/iblock/615/re_vvu_p_256.007_10_31_5_electroshield.ru.pdf
11. Гайсаров Р.В., Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию/. Р.В. Гайсаров, И.Т. Лисовская - Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. - 59 с.

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

12. Алюминиевый композитный усиленный провод АССР
https://www.3mrussia.ru/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?lmd=1391406094000&locale=ru_RU&assetType=MMM_Image&assetId=1361579249616&blobAttribute=ImageFile

13. Токопроводы комплектные закрытые напряжением 0,4 (1,0); 6; 10; 15 и 20 кВ серий ТЗК, ТЗКР. <http://www.zeim.ru/production/tokoprovody/tzk/tzk.pdf>

14. Трансформаторы тока ТРГ <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/trguetm110/>

15. Рожкова Л.Д., Электрооборудование станций и подстанций: третье издание, переработанное и дополненное./ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин – Москва: Изд-во ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ, 1987. – 646 с.

16. Преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2. - http://enip2.ru/documentation/re_enip.411187.002.pdf

17. Преобразователь измерительный переменного тока и напряжения <http://www.energopribors.ru/tech/ep8527-re.pdf>

18. Амперметры цифровые щитовые серии РА194I. – http://www.terra-kip.ru/kipia/shhitovye_pribory/ampermetr_pa194i

19. Трансформаторы тока ТШЛ <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tshl-seshch-10-20/>

20. Трансформатор напряжения ЗНГ-110 <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/znguetm110/>

21. Многофункциональный счётчик электроэнергии серии Альфа http://www.izmerenie.ru/assets/files/Booklet_A1800_2012.pdf

22. Дмитриев М.В. Грозные перенапряжения на оборудовании РУ 6-750 кВ и защита от них. –СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. –61 с.

23. ОПН – 110 УХЛ 1 производства НИИ «ЗАИ» <http://www.opn.ru/index.php/opn-s-farforovoj-izolyatsiej/opn-110>

					ЮУрГУ-13.03.02.2018.125792	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95