

**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.

---

Развитие района электрической сети

---

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2018. 023. ВКР**

(код направления, год, номер студенческого)

**Руководитель, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/Б.Г.Булатов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

**студент группы ПЗ – 571**

\_\_\_\_\_/С.О.Загороднев /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, доцент, к.т.н.**

\_\_\_\_\_/Б.Г. Булатов /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 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 Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
\_\_\_\_\_ 2018 г.

### Задание

на выпускную квалификационную работу студента

Загороднев Сергей Олегович

(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы  
Развитие района электрической сети

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 20 г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

Материалы производственной и преддипломной практик;

Схема существующей электрической системы и перспективы развития;

Прогнозируемые нагрузки.

---

---

---

---

---

---

---

---





## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ существующей схемы эл. системы	02.01.18-02.02.18	
Выбор вариантов развития	03.02.18-03.03.18	
Расчет основных установившихся режимов	04.03.18-04.04.18	
Разработка пс/т №8	05.04.18-05.05.18	
Технико-экономические показатели сети	06.05.18-06.06.18	
Автоматическое регулирование напряжения	06.06.18-15.06.18	

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_

Студент \_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_

## АННОТАЦИЯ

Загороднев С.О. Развитие района электрической сети – Челябинск ЮУрГУ, ПЗ–571; 2018, 97 с, 25 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, NetWorks, AutoCAD, ТОКО.

					<b>ЮУрГУ-13.03.02.2018.023.01ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>				
Разраб.		Загороднев			Развитие района электрической сети	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Булатов Б.Г.					4	
Реценз						ЮУрГУ Кафедра «ЭССиСЭ»		
Н. Контр.								
Утверд.		Кирпичникова						

## Оглавление

Введение.....	5
1. Исходные данные .....	8
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 .....	13
2.2.2 Анализ работы трансформаторов.....	20
3 Выбор варианта развития электрической сети района.....	26
3.1 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	26
3.2 Выбор трансформаторов .....	30
3.3 Выбор конфигурации схемы сети .....	32
3.4 Выбор сечений ЛЭП .....	42
3.5 Анализ работы сети.....	45
3.7 Выбор оптимального варианта .....	49
3.7.1 Приведенные затраты для варианта № 3 .....	49
3.7.2 Приведенные затраты для варианта № 5 .....	51
4 Расчет основных установившихся режимов работы сети.....	52
4.1 Режим максимальных нагрузок .....	53
4.2 Режим минимальных нагрузок .....	54
4.3 Послеаварийные режимы работы.....	67
5. Разработка подстанции №8 .....	69
5.1 Выбор схемы распределительного устройства .....	70
5.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах .....	70
5.3 Расчет токов короткого замыкания .....	71
5.4 Выбор коммутационного оборудования.....	72
5.4.1 Выбор коммутационного оборудования на стороне высшего напряжения .....	72

5.4.2 Выбор коммутационного оборудования на стороне низшего напряжения .....	75
5.5 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов .....	76
5.6 Выбор системы телеизмерения и регистрационной аппаратуры.....	78
5.7 Выбор трансформаторов тока .....	79
5.8 Выбор трансформаторов напряжения .....	81
5.9 Выбор ограничителей перенапряжений .....	82
6. Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов .....	83
7. Техничко-экономические показатели сети.....	88
8. Автоматизация регулирования напряжения на подстанции. ....	91
Заключение .....	95
Библиографический список.....	96

## 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.

					<b>ЮУрГУ-</b>	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.

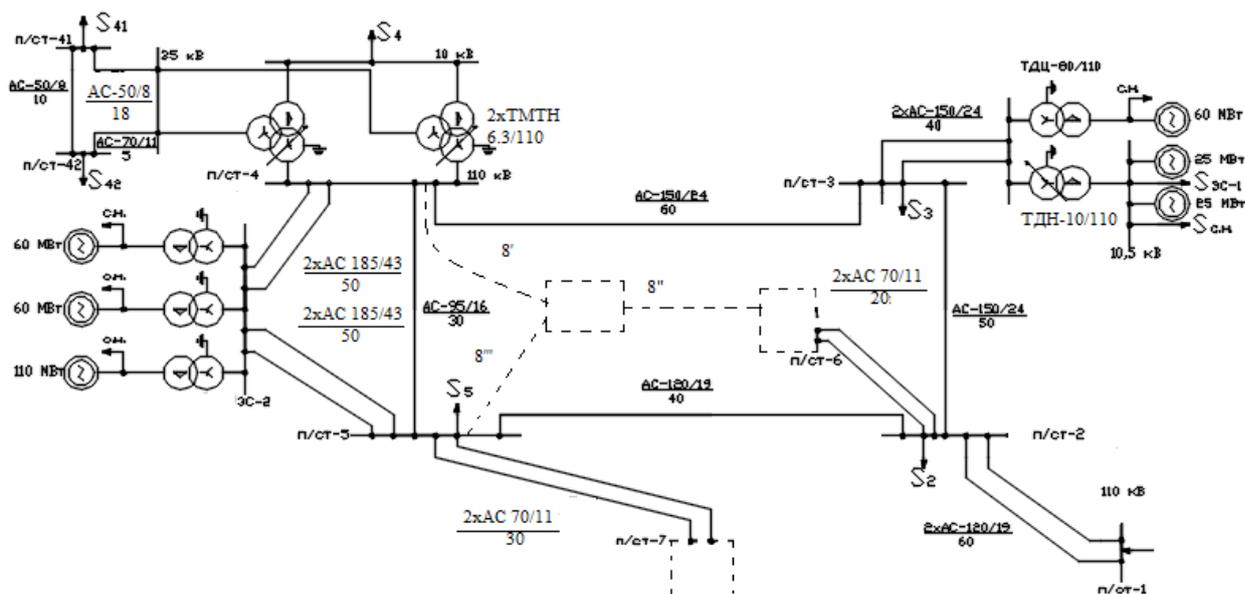


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

Таблицы 1 – Данные о расположении новых объектов

Длина новых линий, км		
8'	8''	8'''
20	15	10

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 2-1 категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки  $T_{нб}=6000$  ч.

Таблица 2 – Данные о нагрузке электроприемников

п/ст2 ш.110 кВ $P_2/tg\varphi$	п/ст3 ш.110 кВ $P_3/tg\varphi$	п/ст4 ш.10 кВ $P_4/tg\varphi$	п/ст41 ш.35 кВ $P_{41}/tg\varphi$	п/ст42 ш.35 кВ $P_{42}/tg\varphi$	п/ст5 ш.110 кВ $P_5/tg\varphi$	п/ст6 ш.10 кВ $P_6/tg\varphi$	п/ст7 ш.10 кВ $P_7/tg\varphi$	п/ст8 ш.10 кВ $P_8/tg\varphi$	ЭС-1 ш.10, 5 кВ $P_{эс1}/tg\varphi$	ЭС-2 ш.ВН $P_{эс2}/tg\varphi$
39/ 0,64	44/ 0,56	35/ 0,56	6/ 0,48	5/ 0,62	30/ 0,48	57/ 0,33	31/ 0,48	25/ 0,6	55/ 0,64	70/ 0,51

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

$n \times P_{номГ}, \text{МВт}$
2x60+110

Точка примыкания проектируемого сети 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

$U_{п/стI}$		
$U_{макс}, \text{кВ}$	$U_{мин}, \text{кВ}$	$U_{пав}, \text{кВ}$
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:

$$\sum P_{\text{н}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}, \quad (3)$$

$$\sum P_{\text{н}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} = 397 \text{ МВт},$$

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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Sigma P_{\text{л}} = 0,025 \Sigma P_{\text{н}} = 9,9 \text{ МВт.}$$

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

$$\Sigma P_{\text{T}} = 0,0135(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_8 + P_{\text{ЭС1}}), \quad (5)$$

$$\Sigma P_{\text{T}} = 0,0135(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_8 + P_{\text{ЭС1}}) = 2,889 \text{ МВт.}$$

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

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

$$\Sigma P_{\text{с.н.}} = 0,06(P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}) = 0,06(60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 110) = 20,4 \text{ МВт,}$$

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

$$\Sigma P_{\text{п}} = \Sigma P_{\text{н}} + \Sigma P_{\text{л}} + \Sigma P_{\text{T}} + \Sigma P_{\text{с.н.}} = 397 + 2,889 + 9,9 + 20,4 = 430,189 \text{ МВт.}$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

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

$$\Sigma P_{\text{г}} = P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} = 60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 110 = 340 \text{ МВт.}$$

В результате, значение обменной мощности:

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

$$P_{\text{с}} = \Sigma P_{\text{г}} - \Sigma P_{\text{п}} = 340 - 430,189 = -90,189 \text{ МВт.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{г}} + \Sigma Q_3 \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_{\text{с}} = \Sigma Q_{\text{п}}, \quad (10)$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

где  $\Sigma Q_r$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;  $\Sigma Q_3$  – 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  $\Sigma Q_{п}$ , собственных нужд электрических станций  $\Sigma Q_{сн}$ , потерь мощности в линиях  $\Sigma \Delta Q_{л}$ , и трансформаторах  $\Sigma \Delta Q_{т}$ :

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

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{н} = & P_2 \text{tg } \phi_2 + P_3 \text{tg } \phi_3 + P_4 \text{tg } \phi_4 + P_{41} \text{tg } \phi_{41} + P_{42} \text{tg } \phi_{42} + P_5 \text{tg } \phi_5 + P_6 \text{tg } \phi_6 + \\ & + P_7 \text{tg } \phi_7 + P_8 \text{tg } \phi_8 + P_{эс1} \text{tg } \phi_{эс1} + P_{эс2} \text{tg } \phi_{эс2}, \end{aligned} \quad (12)$$

$$\Sigma Q_{н} = 209,17 \text{ МВАр.}$$

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

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

$$\Sigma Q_{сн} = \text{tg } \varphi_{сн} \Sigma P_{сн} = 0,685 \cdot 20,4 = 13,974 \text{ МВАр.}$$

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

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

$$\Sigma Q_{л} = 0,05 \Sigma Q_{н} = 0,05 \cdot 209,17 = 10,458 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{т} = 0,07(P_4 \text{tg } \phi_4 + P_{41} \text{tg } \phi_{41} + P_{42} \text{tg } \phi_{42} + P_6 \text{tg } \phi_6 + P_7 \text{tg } \phi_7 + P_8 \text{tg } \phi_8 + P_{эс1} \text{tg } \phi_{эс1}), \quad (15)$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$\Sigma Q_T = 7,662 \text{ МВАр},$$

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

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_H + \Sigma Q_{CH} + \Sigma Q_{Л} + \Sigma Q_T = 209,17 + 13,974 + 10,458 + 7,662 = 241,264 \text{ МВАр},$$

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

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 + 3 \cdot 60 \cdot 0,75 + 110 \cdot 0,75 = 255 \text{ МВАр}.$$

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

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

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

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

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{\Pi} = 255 + 17,4 - 241,264 = 31,135 \text{ МВАр}.$$

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.

### 2.2.1. Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

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 4/1	АС-50/8	0,603	0,427	18	10,854	7,686
п/ст 4/1 – п/ст 4/2	АС-50/8	0,603	0,427	10	6,03	4,27
п/ст 4/2 – п/ст 4	АС-70/11	0,422	0,432	5	2,11	2,16

Найдем токи, протекающие по линиям рассматриваемой сети в наиболее тяжелом послеаварийном режиме – при отключении линии между подстанциями №4 и №4/2. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-4/1 и 4/1-4/2 в данном режиме (рисунок 2).

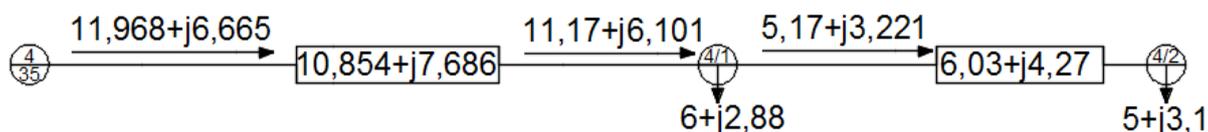


Рисунок 2 – Распределение потоков мощности

Найдем мощность, протекающую в начале линии между подстанциями 4 и 4/1. S

$$\Delta S_{4/1-4/2} = \frac{P_{4/2}^2 + Q_{4/2}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4/1-4/2} + jx_{4/1-4/2}), \quad (20)$$

$$\Delta S_{4/1-4/2} = \frac{P_{4/2}^2 + Q_{4/2}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4/1-4/2} + jx_{4/1-4/2}) = \frac{5^2 + 3,1^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,17 + j0,121 \text{ МВА},$$

$$S_{4/1-4/2\text{H}} = S_{4/2} + \Delta S_{4/1-4/2}, \quad (21)$$

$$S_{4/1-4/2H} = S_{4/2} + \Delta S_{4/1-4/2} = 5 + j3,1 + 0,17 + j0,121 = 5,17 + j3,221 \text{ МВА},$$

$$S_{4-4/1K} = S_{4/1-4/2H} + S_{4/1}, \quad (22)$$

$$S_{4-4/1K} = S_{4/1-4/2H} + S_{4/1} = 5,17 + j3,221 + 6 + j2,88 = 11,17 + j6,101 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1K}^2 + Q_{4-4/1K}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}), \quad (23)$$

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{11,17^2 + 6,101^2}{35^2} (10,854 + j7,686) = 0,797 + j0,565 \text{ МВА},$$

$$S_{4-4/1H} = S_{4-4/1K} + \Delta S_{4-4/1}, \quad (24)$$

$$S_{4-4/1H} = S_{4-4/1K} + \Delta S_{4-4/1} = 11,17 + j6,101 + 0,797 + j0,565 = 11,968 + j6,665 \text{ МВА}.$$

Далее найдем ток, протекающий по линии между подстанциями 4 и 4/1.

$$I_{4-4/1} = \frac{|S_{4-4/1H}|}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}, \quad (25)$$

$$I_{4-4/1} = \frac{|S_{4-4/1H}|}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} = \frac{|11,968 + j6,665|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 226 \text{ А}.$$

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

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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

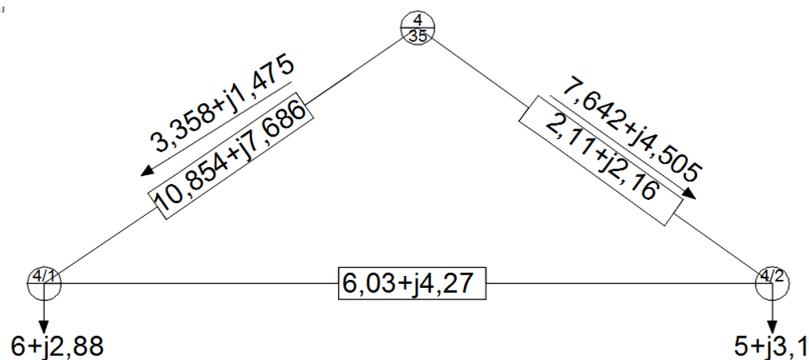


Рисунок 3 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 4/2

$$S_{4-4/2} = \frac{S_{4/2}(\bar{Z}_{4/1-4} + \bar{Z}_{4/1-4/2}) + S_{4/1}\bar{Z}_{4/1-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}}, \quad (26)$$

$$S_{4-4/2} = \frac{S_{4/2}(\bar{Z}_{4/1-4} + \bar{Z}_{4/1-4/2}) + S_{4/1}\bar{Z}_{4/1-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}} =$$

$$= \frac{(5 + j3,1)(10,854 - 7,686 + 6,03 - j4,27) + (6 + j2,88)(10,854 - 7,686)}{6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16 + 10,854 - j7,686} = 7,642 + j4,505.$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 4/1 в нормальном режиме:

$$S_{4-4/1} = \frac{S_{4/1}(\bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}) + S_{4/2}\bar{Z}_{4/2-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}}, \quad (27)$$

$$S_{4-4/1} = \frac{S_{4/1}(\bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}) + S_{4/2}\bar{Z}_{4/2-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}} =$$

$$= \frac{(6 + j2,88)(6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16) + (5 + j3,1)(2,11 - 2,16)}{6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16 + 10,854 - j7,686} = 3,358 + j1,475.$$

Далее найдем ток, протекающий по линии в нормальном режиме:

$$I_{4-4/1Н} = \frac{|S_{4-4/1}|}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (28)$$

$$I_{4-4/1H} = \frac{|S_{4-4/1}|}{\sqrt{3} U_{НОМ}} = \frac{|3,358 + j1,475|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 61 \text{ А.}$$

Найдем сечение проектируемой линии:

$$F_{4-4/1} = \frac{I_{4-4/1H}}{j_{ЭК}}, \quad (29)$$

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

Таким образом,

$$F_{4-4/1} = \frac{I_{4-4/1H}}{j_{ЭК}} = \frac{61}{1} = 61 \text{ мм}^2.$$

Исходя из проведенного выше расчета принимаем решение о замене существующего провода на АС-70/11. Согласно [1] для АС-70/11  $I_{доп}=265 \text{ А}$ . 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.

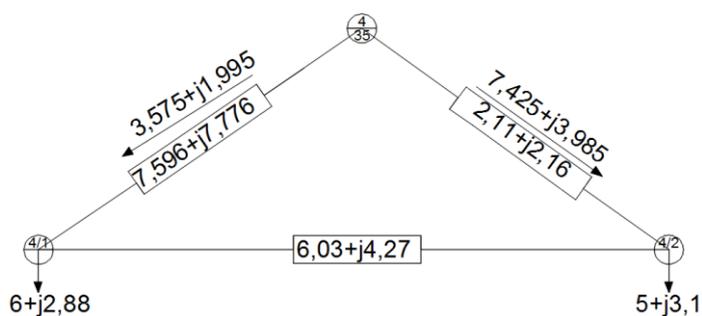


Рисунок 4 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность протекающая по линии между подстанциями 4 и 4/1 в нормальном режиме:

$$S_{4-4/1} = \frac{S_{4/1}(\bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}) + S_{4/2} \bar{Z}_{4/2-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}}, \quad (30)$$

$$S_{4-4/1} = \frac{(6 + j2,88)(6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16) + (5 + j3,1)(2,11 - 2,16)}{6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16 + 7,596 - j7,776} = 3,575 + j1,995 \text{ МВА.}$$

Узел 4/1 является точкой потокораздела. Найдем падение напряжение на этом участке:

$$U_{нб} = U_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1} r_{4-4/1} + Q_{4-4/1} x_{4-4/1}}{U_{ном}}, \quad (31)$$

$$U_{нб} = U_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1} r_{4-4/1} + Q_{4-4/1} x_{4-4/1}}{U_{ном}} = \frac{3,575 \cdot 7,596 + 1,995 \cdot 7,776}{35} = 1,219 \text{ кВ,}$$

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

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{нб}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{1,219}{35} \cdot 100\% = 3,48\%.$$

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.

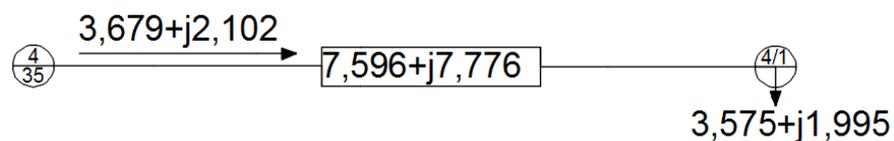


Рисунок 5 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1}^2 + Q_{4-4/1}^2}{U_{ном}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}), \quad (33)$$

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1}^2 + Q_{4-4/1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}) = \frac{3,575^2 + 1,995^2}{35^2} (7,596 + j7,776) = 0,104 + j0,106 \text{ МВА},$$

$$S_{4-4/1\text{H}} = S_{4-4/1} + \Delta S_{4-4/1}, \quad (34)$$

$$S_{4-4/1\text{H}} = S_{4-4/1} + \Delta S_{4-4/1} = 3,575 + j1,995 + 0,104 + j0,106 = 3,679 + j2,102 \text{ МВА},$$

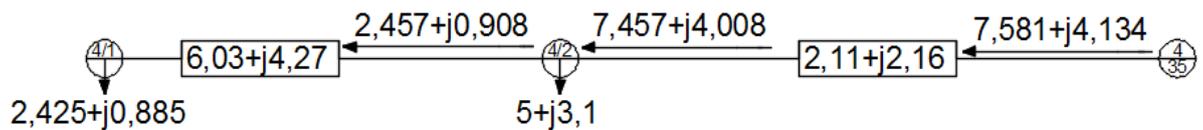


Рисунок 6 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$\Delta S_{4/1-4/2} = \frac{P_{4/1-4/2}^2 + Q_{4/1-4/2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4/1-4/2} + jx_{4/1-4/2}), \quad (35)$$

$$\Delta S_{4/1-4/2} = \frac{2,425^2 + 0,885^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,033 + j0,023 \text{ МВА},$$

$$S_{4/1-4/2\text{H}} = S_{4/1-4/2\text{K}} + \Delta S_{4/1-4/2}, \quad (36)$$

$$S_{4/1-4/2\text{H}} = S_{4/1-4/2\text{K}} + \Delta S_{4/1-4/2} = 2,425 + j0,885 + 0,033 + j0,023 = 2,457 + j0,908 \text{ МВА},$$

$$S_{4-4/2\text{K}} = S_{4/1-4/2\text{H}} + S_{4/2}, \quad (37)$$

$$S_{4-4/2\text{K}} = S_{4/1-4/2\text{H}} + S_{4/2} = 2,457 + j0,908 + 5 + j3,1 = 7,457 + j4,008 \text{ МВА},$$

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

$$\Delta S_{4-4/2} = \frac{P_{4-4/2\text{K}}^2 + Q_{4-4/2\text{K}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/2\text{K}} + jx_{4-4/2\text{K}}) = \frac{7,457^2 + 4,008^2}{35^2} (2,11 + j2,16) = 0,123 + j0,126 \text{ МВА},$$

$$S_{4-4/2H} = S_{4-4/2K} + \Delta S_{4-4/2}, \quad (39)$$

$$S_{4-4/2H} = S_{4-4/2K} + \Delta S_{4-4/2} = 7,457 + j4,008 + 0,123 + j0,126 = 7,581 + j4,134 \text{ МВА.}$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-4/1H} + S_{4-4/2H}, \quad (40)$$

$$S_{4/35} = S_{4-4/1H} + S_{4-4/2H} = 11,26 + j6,236 \text{ МВА.}$$

Выводы: Анализ сети 35 кВ показал необходимость замены линии между подстанциями №4 и №4/1 протяженностью 18 км, выполненной проводом АС-50/8, на провод АС-70/11.

### 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 II-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

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

Здесь  $n_T$ ,  $S_T$  – 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  $S_{ав} = S_{нб} - S_{нрез}$ .

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

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

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

$$S_{\text{max4}} = S_4 + S_{4/35}, \quad (42)$$

$$S_{\text{max4}} = S_4 + S_{4/35} = 11,26 + j6,236 + 35 + j19,6 = 46,26 + j25,836 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{max4}}}{(n_T - n_{\text{отк}}) \cdot S_T}, \quad (43)$$

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{max4}}}{(n_T - n_{\text{отк}}) \cdot S_T} = \frac{\sqrt{46,26^2 + 25,836^2}}{(2 - 1) \cdot 6,3} = 8,41.$$

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

$$S_T \geq \frac{S_{\text{max4}}}{n_T \cdot k_3}, \quad (44)$$

$$S_T \geq \frac{S_{\text{max4}}}{n_T \cdot k_3} = \frac{\sqrt{46,26^2 + 25,836^2}}{2 \cdot 0,7} = 37,847 \text{ МВА.}$$

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-40000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Параметры ТДТН-40000/110 [1]

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ			$u_k$ , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17	6

Продолжение таблицы 6

Тип	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %	$R_T$ , Ом			$X_T$ , Ом			$Q_x$ , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8			35,5	0	22,3	240

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

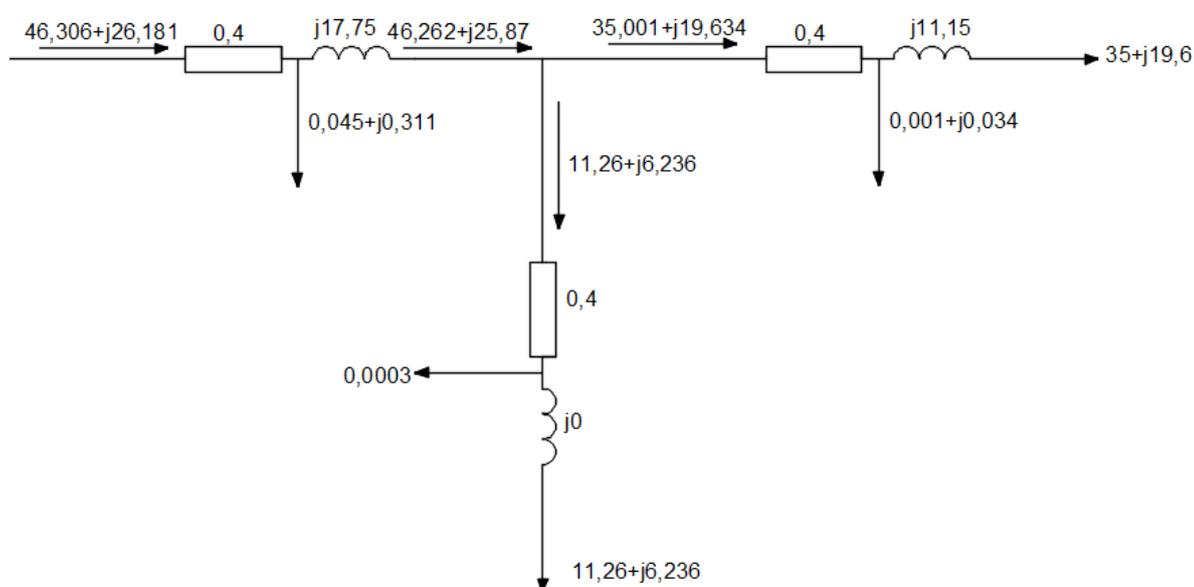


Рисунок 7 – Схема замещения трансформатора

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

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

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТЧ} + jx_{ТЧ}) = \frac{11,26^2 + 6,236^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 3,893 \cdot 10^{-4} \text{ МВА},$$

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

$$S_{CH} = \Delta S_{CH} + S_{35} = 11,26 + j6,236 + 3,893 \cdot 10^{-4} = 11,26 + j6,236 \text{ МВА},$$

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

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТНН} + jx_{ТНН}) = \frac{35^2 + 19,6^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 1,213 \cdot 10^{-3} + j0,034 \text{ МВА},$$

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

$$S_{HH} = \Delta S_{HH} + S_{HH} = 35 + j19,6 + 1,213 \cdot 10^{-3} + j0,034 = 35,001 + j19,634 \text{ МВА},$$

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

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} = 35,001 + j19,634 + 11,26 + j6,236 = 46,262 + j25,87 \text{ МВА},$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

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

$$\Delta S_{\text{BH}} = \frac{46,262^2 + 25,87^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = 0,045 + j0,311 \text{ МВА},$$

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

$$S_4 = \Delta S_{\text{BH}} + S_{\text{BH}} = 0,045 + j0,311 + 46,262 + j25,87 = 46,306 + j26,181 \text{ МВА}.$$

Таким образом, мощность подстанции №4 приведенная к шинам 110 кВ составляет 46,306+j26,181 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:

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

где  $\Sigma P_{\Gamma}$ ,  $\Sigma Q_{\Gamma}$  – 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.

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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$S_1 = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 55 - 0,08 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 55 \cdot 0,64 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50)^2} = 12,596 \text{ МВт},$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

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

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

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

$$S_2 = \sqrt{(50 - 55 - 0,08 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 55 \cdot 0,64 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50)^2} = 9,011 \text{ МВт},$$

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

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

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

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

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 55 - 0,08 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 55 \cdot 0,64 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50)^2} = 39,042 \text{ МВт}.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 3,942 раза, а трансформатор соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при  $S_{\Gamma} \geq$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

$S_T$ . Исходя из приведенного выше расчета, к установке принимаем ТДН-40000/110, параметры которого приведены в таблице 7.

ТДН-

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

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ		$u_k$ ,	$\Delta P_k$ ,	$\Delta P_x$ ,	$I_x$ ,	$R_T$ ,	$X_T$ ,	$\Delta Q_x$ ,
		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.

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

$$S_r = \frac{P_r}{\cos \varphi_r} = \frac{60}{0,8} = 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (59)$$

$S_T > S_r \Rightarrow$  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-40000/110, 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 строиться 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.

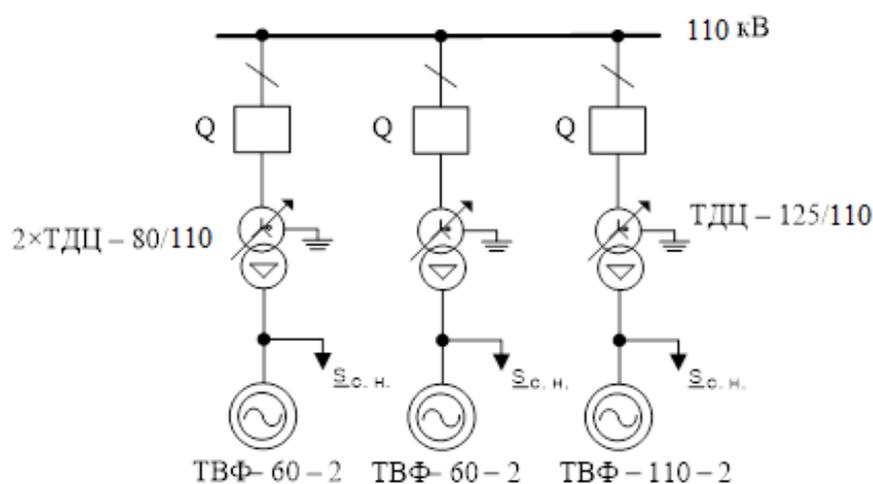


Рисунок 8 – Структурная электрическая схема ЭС-2

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:

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

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}} = (110 + 60 \cdot 2) - 0,06 \cdot (110 + 60 \cdot 2) - 70 = 146,2 \text{ МВт};$$

Таким образом при подключении ЭС-2 к подстанции №4 или №5,

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{146,2/2}}} = 150,4 \text{ кВ},$$

а к подстанции №6:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{83} + \frac{2500}{146,2/2}}} = 157,67 \text{ кВ}.$$

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.

На электростанции установлены мощные генераторы 2×ТВФ – 60 – 2 , и один ТВФ – 110 – 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.

1) Для генераторов мощностью 60 МВт

$$S_T = \sqrt{(P_{\text{Г}} - P_{\text{СН}})^2 + (Q_{\text{Г}} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (62)$$

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

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

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

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>Т</sub> , Ом	X <sub>Т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ- 80000/110	80	121	10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480

2) Для генератора мощностью 110 МВт.

$$S_T = \sqrt{(P_G - P_{CH})^2 + (Q_G - Q_{CH})^2}, \quad (63)$$

$$S_T = \sqrt{(P_G - P_{CH})^2 + (Q_G - Q_{CH})^2} = \sqrt{(110 - 0,06 \cdot 110)^2 + (110 \cdot 0,75 - 0,06 \cdot 110 \cdot 0,75)^2} = 129,25 \text{ МВА.}$$

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-200000/110. Параметры данного трансформатора приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры трансформатора ТДЦ-200000/110 [1]

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>Т</sub> , Ом	X <sub>Т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
		ВН	НН							
ТДЦ- 200000/110	200	121	13,8	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000

Выводы: К установке на электростанции ЭС-2 принимаем генераторы 2×ТВФ – 60 – 2 и ТВФ – 110 – 2, а также трансформаторы 2хТДЦ-80000/110 и ТДЦ-200000/110.

### 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:

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

$$S_{T6} \geq \frac{S_6}{n_T k_3} = \frac{60}{2 \cdot 0,7} = 42,87 \text{ МВА.}$$

Исходя из приведенного выше расчета, принимаем решение об установке на подстанции №6 двух трансформаторов ТРДЦН-63/110. Проверим выбранные трансформаторы по коэффициенту аварийной загрузки:

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

$$k_{ав} = \frac{S_6}{(n_T - 1) \cdot S_{T6}} = \frac{60}{(2 - 1)63} = 0,952 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 10 приведены параметры трансформатора ТРДЦН-63/110.

Таблица 10 – Параметры ТРДЦН-63/110

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>Т</sub> , Ом	X <sub>Т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
		ВН	НН							
ТРДЦН- 63000/110	63	115	10,5-10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

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

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3} = \frac{34,39}{2 \cdot 0,7} = 24,56 \text{ МВА.}$$

Принимаем решение об установке двух трансформаторов ТРДН-25000/110.

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

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{T7}} = \frac{34,39}{(2 - 1)25} = 1,38 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 11 приведены параметры трансформатора ТРДН-25000/110

Таблица 11 – Параметры ТРДН-25000/110

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	ΔQ <sub>х</sub> , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН- 25000/110	25	115	11	10,5	89	19	0,7	4,38	86,7	112

Выберем трансформаторы на подстанции №8.

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3}, \quad (68)$$

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3} = \frac{29,15}{2 \cdot 0,7} = 20,82 \text{ МВА.}$$

Принимаем решение об установке двух трансформаторов ТРДН-25000/110.

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{T7}}, \quad (69)$$

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{T7}} = \frac{29,15}{(2 - 1)25} = 1,16 \leq 1,4.$$

Данные трансформатора приведены в таблице 11

### 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 NetWorks.

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:

$$S_{НН1} = (\sum P_{Г} - P_{Н(макс)} - P_{СН}) + j(\sum Q_{Г} - Q_{Н(макс)} - Q_{СН}), \quad (70)$$

$$S_{HH1} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH}) = (50 - 55 - 0,08 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 55 \cdot 0,64 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50) = -9 - j0,44 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (71)$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} = \frac{9^2 + 0,44^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = 0,059 + j0,496 \text{ МВА.}$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH2} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}), \quad (72)$$

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (73)$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА.}$$

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2}, \quad (74)$$

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} = -9 - j0,44 + 56,4 + j42,534 - 0,059 - j0,496 - 0,338 - j7,725 = 47,003 + j33,874 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## 2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (75)$$

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (76)$$

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

$$S_{\text{HH3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (77)$$

$$S_{\text{HH3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (110 - 0,06 \cdot 110) + j(110 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 110) = 103,4 + j77,979 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

$$\Delta S_{\text{T3}} = \frac{P_{\text{HH3}}^2 + Q_{\text{HH3}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (78)$$

$$\Delta S_{\text{T3}} = \frac{P_{\text{HH3}}^2 + Q_{\text{HH3}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{103,4^2 + 77,979^2}{115^2} \cdot (0,2 + j7,7) + 0,17 + j1 = 0,424 + j10,765 \text{ МВА.}$$

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

$$S_{\text{ЭС-2}} = 2S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH3}} - 2\Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T3}} - S_{\text{H}}, \quad (79)$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$S_{эс-2} = 2S_{НН1} + S_{НН3} - 2\Delta S_{Т1} - \Delta S_{Т3} - S_{Н} = 2(56,4 + j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338 + j7,725) - (0,424 + j10,765) - (70 + j35,7) = 145,1 + j101,132 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

### 3) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТРДЦН-63000/110:

$$\Delta S_{Т6} = \frac{P_{НН6}^2 + Q_{НН6}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx}, \quad (80)$$

$$\Delta S_{Т6} = \frac{P_{НН6}^2 + Q_{НН6}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx} = \frac{57^2 + 18,81^2}{115^2} \cdot (0,87/2 + j22/2) + 0,059 \cdot 2 + j0,41 \cdot 2 = 0,296 + j6,4 \text{ МВА,}$$

$$S_6 = \Delta S_{Т6} + S_{Н6}, \quad (81)$$

$$S_6 = \Delta S_{Т6} + S_{Н6} = 0,296 + j6,4 + 57 + j18,81 = 57,296 + j25,213 \text{ МВА.}$$

### 4) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТРДН-25000/110:

$$\Delta S_{Т7} = \frac{P_{НН7}^2 + Q_{НН7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx}, \quad (82)$$

$$\Delta S_{Т7} = \frac{P_{НН7}^2 + Q_{НН7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx} = \frac{31^2 + 14,88^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,411 + j7,864 \text{ МВА,}$$

$$S_7 = \Delta S_{Т7} + S_{Н7}, \quad (83)$$

$$S_7 = \Delta S_{Т7} + S_{Н7} = 0,411 + j7,864 + 31 + j14,88 = 31,411 + j22,744 \text{ МВА.}$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

#### 4) Подстанция №8

Потери в трансформаторе ТРДН-25000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (84)$$

$$\Delta S_{T8} = \frac{P_{HH8}^2 + Q_{HH8}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} = \frac{25^2 + 15^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,178 + j3,004 \text{ МВА},$$

$$S_8 = \Delta S_{T8} + S_{H8}, \quad (85)$$

$$S_8 = \Delta S_{T8} + S_{H8} = 0,178 + j3,004 + 25 + j15 = 25,171 + j18,004 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем параметры схем замещения рассматриваемых вариантов сети.

Средние удельные параметры проводов для новых ВЛ ( $r_0 = 0,2$  Ом/км;  $x_0 = 0,4$  Ом/км;  $b_0 = -2$  мксим/км). Результаты расчета параметров для обоих вариантов сведены в таблицу 3.2.

Сопротивления и проводимости схемы замещения ВЛЭП определяются по общепринятой методике

$$R_{ij} = \frac{R_0 \cdot L}{n}; \quad X_{ij} = \frac{X_0 \cdot L}{n}; \quad B_{ij} = \frac{B_0 \cdot L}{n}, \text{ где}$$

$R_0$  - удельное активное сопротивление участка;

$X_0$  - удельное реактивное сопротивление участка;

$B_0$  - удельная емкостная проводимость;

$L$  - длина участка;

$n$  - число цепей.

Параметры схемы замещения сети

Таблица 12

Линия	Сечение провода	L, км	R <sub>0</sub> ,	X <sub>0</sub> ,	B <sub>0</sub>	Кол-во цепей	R <sub>ij</sub> ,	X <sub>ij</sub> ,	Вл,
			Ом/км	Ом/км	мкСм/км		Ом	Ом	мкСм
ЭС2-4	-	50	0,2	0,4	2	2	5	10	50
ЭС2-5	-	50	0,2	0,4	2	2	5	10	50
5-7	-	30	0,2	0,4	2	2	3	6	30
2-6	-	20	0,2	0,4	2	2	2	4	30
ЭС2-4	-	50	0,2	0,4	2	2	5	10	50
ЭС2-5	-	50	0,2	0,4	2	2	5	10	50
5-7	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
2-7		25	0,2	0,4	2	1	5	10	50
3-6	-	25	0,2	0,4	2	1	5	10	50
5-8	-	15	0,2	0,4	2	1	3	6	30
2-6	-	30	0,2	0,4	2	1	6	12	60
<b>СУЩЕСТВУЮЩАЯ СЕТЬ</b>									
5-2	120	40	0,244	0,427	2,658	1	8,16	16,8	108,28
2-3	150	50	0,204	0,42	2,707	1	10,2	21	135,35
3-4	150	60	0,204	0,42	2,707	1	12,24	25,2	162,42
4-5	95	30	0,301	0,434	2,611	1	7,32	12,81	79,74
ЭС1-3	150	40	0,204	0,42	2,707	2	4,08	8,4	54,14
1-2	120	60	0,244	0,427	2,658	2	7,32	12,81	79,74

На рисунке 9 представлена карта режима первого варианта развития сети.

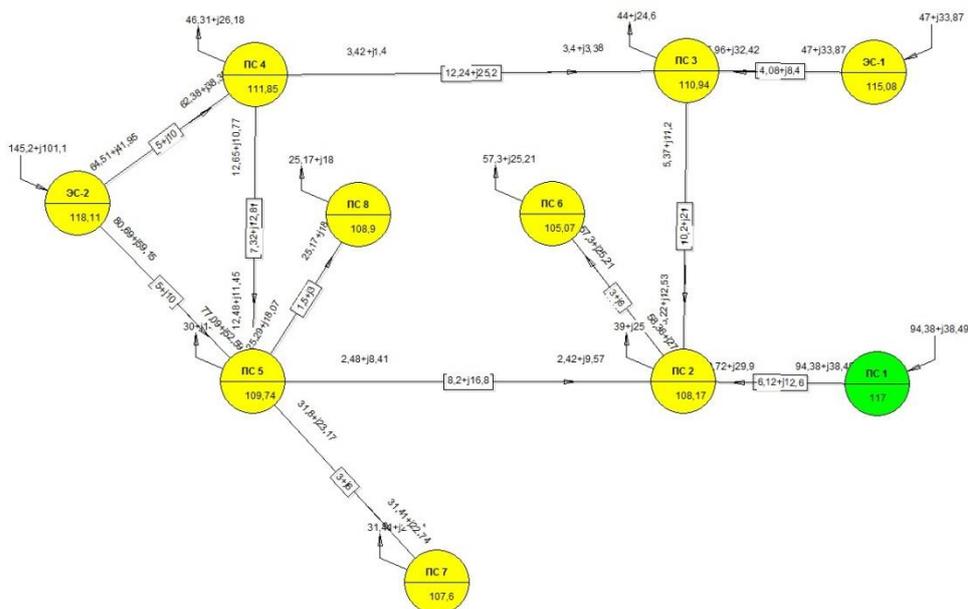


Рисунок 9 – Карта режима первого варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Длина новых линий 30км

Плюсы:

- Радиальное электроснабжение новых потребителей;
- Меньшая загруженность линии «ЭС-2-ПС-4»

Минусы:

- Большая загруженность линии «ПС-4-ПС-5»

Суммарные потери активной мощности в сети: 13,401 МВт.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ЮУрГУ-

Лист

38

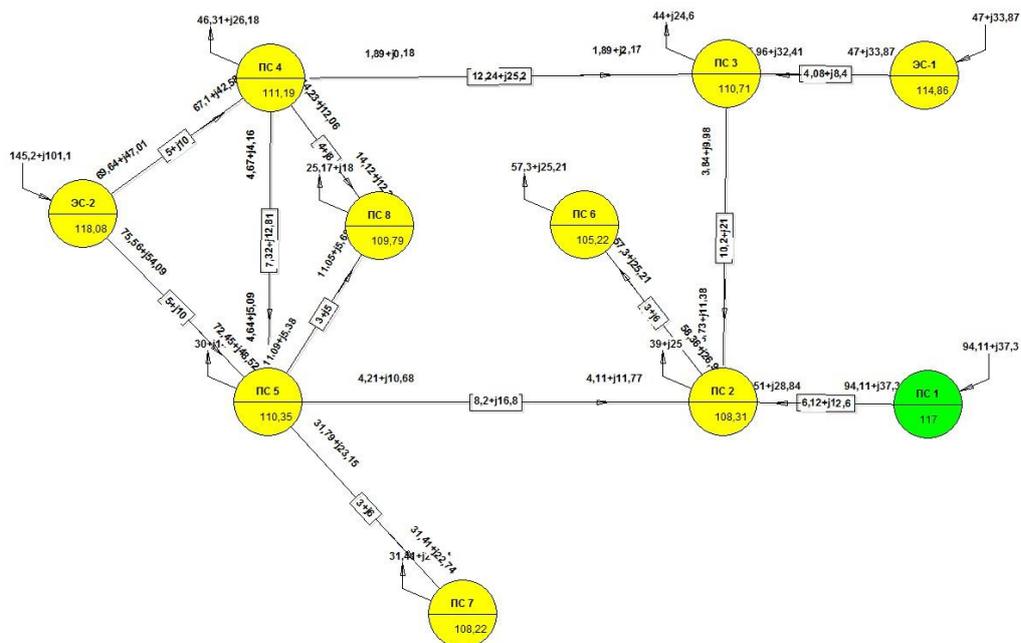


Рисунок 10 – Карта режима второго варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Длина новых линий 35км

Плюсы:

- Меньшая загруженность линии «ЭС-2-ПС-5»

Минусы:

- Низкая загруженность линии «ПС-3-ПС-4»

Суммарные потери активной мощности в сети: 13,133 МВт.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



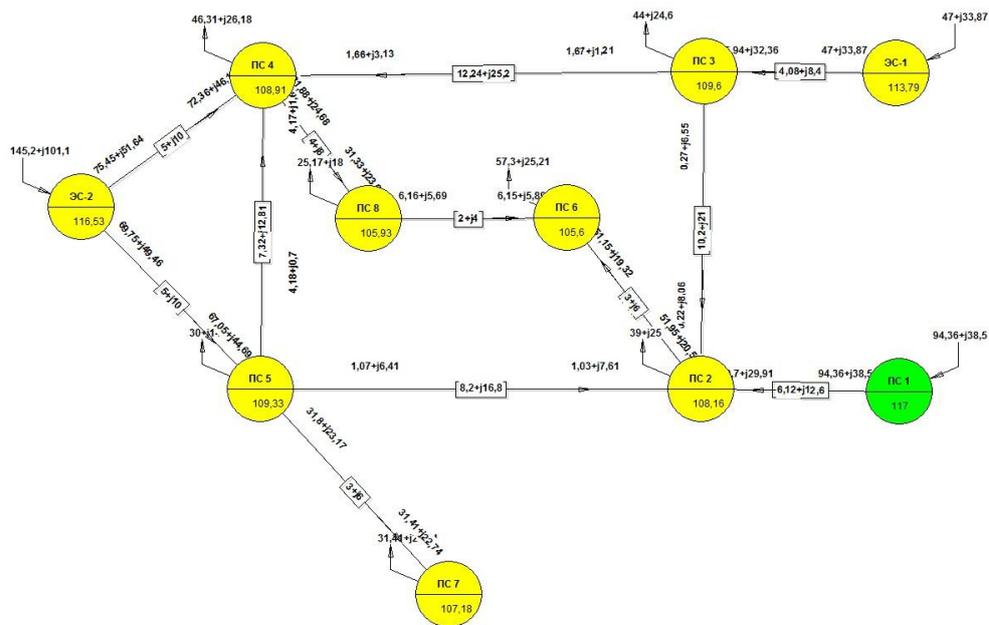


Рисунок 12 – Карта режима четвертого варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Длина новых линий 30км

Плюсы:

- Меньшая загруженность линии «ПС-2-ПС-6»
- Меньшая загруженность линии «ЭС-2-ПС-5»

Минусы:

- Низкая загруженность линии «ПС-3-ПС 2»

Суммарные потери активной мощности в сети: 13,379 МВт.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

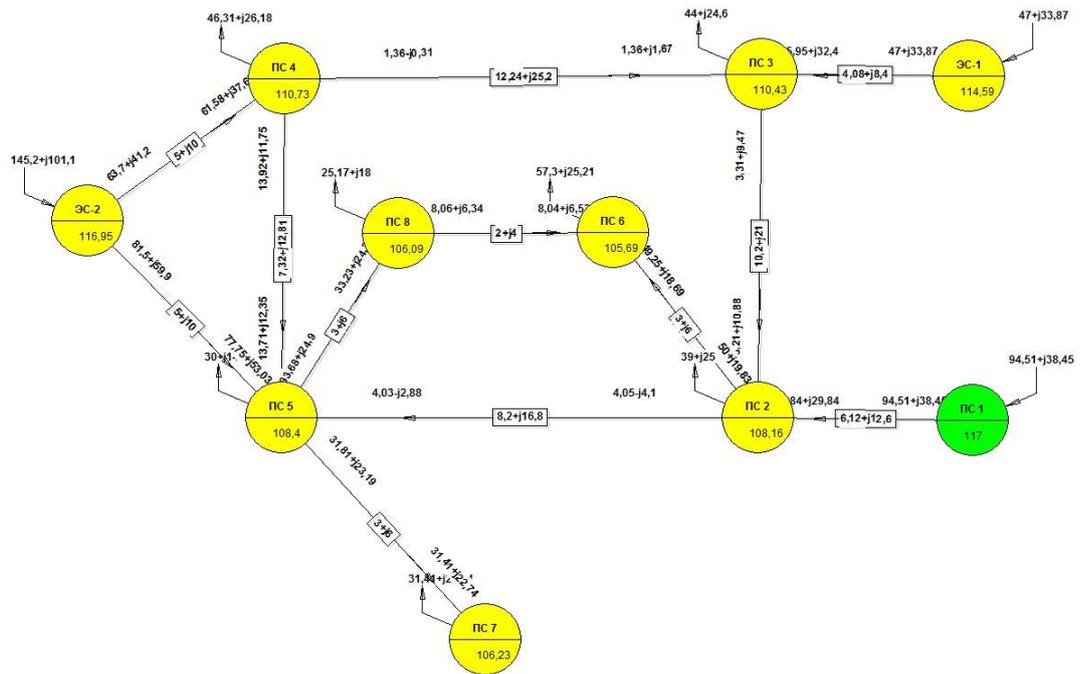


Рисунок 13 – Карта режима пятого варианта развития сети

Комментарии к схеме:

Длина новых линий 25км

Плюсы:

- Меньшая загруженность линии «ПС-2-ПС-6»
- Самая маленькая длина линий ЛЭП

Минусы:

- Высокая загруженность линии «ПС-8-ПС 4»

Суммарные потери активной мощности в сети: 13,529 МВт.

Далее принимаем решение о более детальном рассмотрении третьего (радиального) и пятого (магистрального) 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 14 – Выбор сечений новых ЛЭП для сети № 5

№ ВЛ	ЭС2-5	5-2	2-3	5-7	3-4	ЭС2-4	ЭС1-3	1-2	4-5	2-6	6-8	5-8
	Значение тока каждой ВЛ, А											
Норм. режим	<u>500.36</u>	<u>28.49</u>	<u>56.52</u>	<u>210.23</u>	<u>7.94</u>	<u>375.42</u>	<u>292.97</u>	<u>504.51</u>	<u>96.62</u>	<u>287.44</u>	<u>56.2</u>	<u>223.66</u>
Послеаварийный режим (отключение одной ВЛ или одной цепи в случае двухцепной линии)												
ЭС2-5	369.16	36.47	72.51	213.07	27.58	488.13	293.09	528.38	191.02	310.71	34.51	203.91
5-2	501.63	-	58.67	210.39	7.4	374.61	293.3	507.89	97.55	299.67	54.52	218.42
2-3	513.3	45.05	-	208.99	46.78	356.66	283.66	508.63	125.17	270.84	79.98	245.47
5-7	501.14	28.47	56.07	214.63	7.51	375.72	293.28	508.29	97	289.28	54.59	222.29
3-4	503.27	25.25	46.27	210.71	-	373.95	294.69	509.31	99.34	285.2	58.48	226.42
ЭС2-4	586.79	25.24	41.25	210.95	13.18	282.05	295.86	518.19	25.13	284.38	59.86	228.01
ЭС1-3	500.48	28.46	51.56	210.79	10.43	377.34	285.46	512.6	95.16	289.44	54.84	222.73
1-2	568.97	31.4	53.71	247.63	6.75	429.88	335.58	618.61	107.22	349.18	52.49	249.46
4-5	570.14	32.67	79.41	211.69	33.47	302.55	291.2	509.94	-	303.44	40.15	208.55
2-6	509.77	58.17	49.33	212.76	4.37	374.11	294.48	512.22	104.43	242.84	105.55	275.54
6-8	490.27	49	68.42	207.62	21.44	377.15	291.79	504.86	87.57	343.67	-	164.88
5-8	464.82	165.3	103.07	201.93	59.66	384.5	289.97	523.75	62.88	525.16	175.98	-
$I_{\text{нб пар}}$	570.14	165.3	103.07	247.63	59.66	488.13	335.58	618.61	191.02	525.16	175.98	275.54
$n_0 \cdot F_0$	2×185	1×120	1×150	2×70	1×150	2×185	2×150	2×120	1×95	2×120	95	120
$I_{\text{доп}}^0, \text{ А}$	1020	390	450	530	450	1020	900	780	330	780	330	390

Для двухцепных ВЛ ток рассчитан по двум цепям, для одноцепных ВЛ – по одной. Поэтому для проверки по нагреву двухцепных ВЛ максимальный ток, полученный в Networks, необходимо разделить на два. Во всех случаях  $I_{\text{доп}}$  меньше  $I_{\text{ПА}}$ , следовательно, все выбранные марки провода проходят по нагреву.

					<b>ЮУрГУ-</b>							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								44

### 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 NetWorks. Результаты расчёта удобно привести в таблицах: для варианта №3 - таблица 13, для варианта №5 – таблица №14

Таблица 15 – Режимы сети для третьего варианта

Наим Наим	ЭС2-ПС5	ПС5-ПС2	ПС2-ПС3	ПС5-ПС7	ПС3-ПС4	ЭС2-ПС4
Норм. Реж	71.49+ j51.5	5.44+ j10.95	2.61+ j9.04	31.79+ j23.15	0.66+ j0.73	73.71+ j49.6
ЭС2- ПС5	53.83+ j38.76	1.27+ j6.69	4.9+ j10.25	31.8+ j23.18	2.96+ j0.49	91.37+ j62.34
ПС5- ПС2	69.29+ j46.31	-	8.48+ j21.39	31.75+ j23.01	6.67+ j11.71	75.91+ j54.79
ПС2- ПС3	72.46+ j55.6	8.18+ j20.53	-	31.78+ j23.12	2.03+ j8	72.74+ j45.5
ПС5- ПС7	71.53+ j51.55	5.11+ j10.55	2.5+ j8.91	32.21+ j23.64	0.56- j0.85	73.67+ j49.55
ПС3- ПС4	71.77+ j51.2	6.07+ j10.14	1.94+ j7.77	31.8+ j23.16	-	73.43+ j49.9
ЭС2- ПС4	89.39+ j63.26	6.91+ j10.47	1- j7.37	31.8+ j23.16	2.89+ j1.85	55.81+ j37.84
ЭС1- ПС3	71.38+ j51.33	5.14+ j10.53	1.93+ j8.14	31.8+ j23.16	0.93- j0.39	73.82+ j49.77
ПС1- ПС2	71.3+ j50.89	4.02+ j7.3	1.85+ j6.91	31.93+ j23.52	0.22- j1.52	73.9+ j50.21
ПС4- ПС5	70.34+ j52.41	5.75+ j9.91	2.27+ j9.04	31.8+ j23.16	0.32- j0.72	74.86+ j48.69
ПС2- ПС6	53.83+ j38.76	1.27+ j6.69	4.9+ j10.25	31.8+ j23.18	2.96+ j0.49	91.37+ j62.34
ПС4- ПС5	71.45+ j51.47	5.33+ j10.88	2.55+ j9	31.79+ j23.16	0.6- j0.77	73.75+ j49.63

Продолжение таблицы 15

Наим Наим	ЭС1-ПС3	ПС1-ПС2	ПС4-ПС5	ПС2-ПС6	ПС4-ПС8	$\delta U_{нб}, \%$
Норм. Реж	47+ j33.87	94.13+ j38.01	1.45+ j1.97	58.36+ j26.9	25.33+ j18.08	-5.66
ЭС2- ПС5	47+ j33.8	96.3+ j41.71	12.5+ j9.71	58.37+ j27.02	25.33+ j18.08	-5.71
ПС5- ПС2	47+ j33.87	93.96+ j38.39	5.27+ j5.1	58.36+ j27	25.31+ j18.02	-5.64
ПС2- ПС3	47+ j33.87	94.2+ j39.49	0.47+ j6.7	58.26+ j27	25.32+ j18.06	-5.63
ПС5- ПС7	47+ j33.87	94.62+ j38.67	1.39- j2.03	58.36+ j27	25.33+ j18.08	-5.67
ПС3- ПС4	47+ j33.8	94.24+ j40.26	1.08- j1.51	58.36+ j27.01	25.33+ j18.08	-5.62
ЭС2- ПС4	47+ j33.87	96.57+ j42.42	16.42+ j7.36	58.37+ j27.02	25.34+ j18.11	-5.71
ЭС1- ПС3	47+ j33.8	95.24+ j39.63	1.63- j1.74	58.36+ j27.01	25.33+ j18.08	-5.69
ПС1- ПС2	47+ j33.87	105.7+ j63.15	1.75- j1.02	58.75+ j27.87	25.39+ j18.26	-10.64
ПС4- ПС5	47+ j33.8	94.19+ j39.14	-	58.36+ j27	25.33+ j18.08	-5.64
ПС2- ПС6	47+ j33.8	96.3+ j41.71	12.5+ j9.71	58.37+ j27.02	25.33+ j18.08	-5.71
ПС4- ПС8	47+ j33.87	94.32+ j38.16	1.51- j1.94	58.36+ j27	25.5+ j18.18	-5.66

Вывод:

Для третьего варианта, ввиду сильного отклонения напряжения в аварийном режиме (отключение линии ПС-1-ПС-2), необходимо построить дополнительную линию между подстанциями №1 и №2 АС-120/19, что так же снизит суммарные потери активной мощности максимальном режиме в системе с 13,152 МВт до 11.66 МВт

Таблица 16 – Режимы сети для пятого варианта

Наим Наим	ЭС2-ПС5	ПС5-ПС2	ПС2-ПС3	ПС5-ПС7	ПС3-ПС4	ЭС2-ПС4
Норм. Реж	81.5+ j59.9	4.05- j4.1	3.31+ j9.47	31.81+ j23.19	1.36- j0.31	63.7+ j41.2
ЭС2- ПС5	61.23+ j45.1	6.77- j1.16	6.53+ j11.41	31.82+ j23.22	4.6+ j1.67	83.97+ j56
ПС5- ПС2	81.93+j59. 65	-	2.33+j10. 14	31.81+j23. 2	0.38+j0.37	63.27+j41. 45
ПС2- ПС3	82.7+j64.0 6	2.63-j8.63	-	31.8+j23.1 8	2.02+j7.98	62.5+j37.0 4
ПС5- ПС7	81.53+j59. 93	4.24-j3.86	3.25+j9.3 8	32.24+j23. 73	1.3-j0.38	63.67+j41. 17
ПС3- ПС4	82.08+j59. 81	3.4-j3.9	1.94+j7.7 6	31.81+j23. 2	-	63.12+j41. 29
ЭС2- ПС4	97.13+j69. 98	3.23-j4.06	0.12+j7	31.81+j23. 2	1.81+j0.74	48.07+j31. 12
ЭС1- ПС3	81.38+j59. 71	4.21-j3.88	2.68+j8.6 3	31.81+j23. 2	1.68+j0.09	63.82+j41. 39
ПС1- ПС2	81.4+j59.5	4.94-j1.54	2.73+j7.8 1	31.96+j23. 6	1.11-j0.61	63.8+j41.6
ПС4- ПС5	92.31+j69. 93	5.98-j1.87	7.13+j12. 69	31.81+j23. 21	5.21+j2.91	52.89+j31. 17
ПС2- ПС6	82.38+j60. 33	10.87-j0.97	1.15+j8.5	31.82+j23. 22	0.79-j0.73	62.82+40.7 7
ПС6- ПС8	80.7+j59.1 5	2.38+j8.35	5.34+j11. 18	31.8+j23.1 7	3.39+j1.38	64.5+j41.9 5
ПС5- ПС8	78.22+j57. 14	21.99+j22. 91	11.42+j15 .49	31.78+j23. 1	9.58+j5.84	66.98+j43. 96

Продолжение таблицы 16

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ПС1- ПС2	ПС4- ПС5	ПС2- ПС6	ПС6- ПС8	ПС5- ПС8	$\delta U_{нб},$ %
Норм . Реж	47+ j33.8	94.51+ j38.45	13.92+ j11.75	50+ j19.83	8.06+ j6.34	33.68+ j24.9	-5.52
ЭС2- ПС5	47+ j33.87	97.5+j43. 71	29.49+j2 1.66	52.97+j2 3.01	5.2+j3.4	30.74+j 21.82	-5.57
ПС5- ПС2	47+ j33.87	94.62+j3 9.96	14.48+j1 1.34	53.11+j1 7.75	5.01+j8. 55	30.61+j 27.07	-5.7
ПС2- ПС3	47+ j33.8	94.68+j4 0.19	16.22+j1 7.6	48.3+j15. 05	9.69+j1 0.99	35.4+j2 9.73	-5.41
ПС5- ПС7	47+ j33.87	95.03+j3 9.19	13.95+j1 1.78	50.2+j20. 09	7.8+j6.0 9	33.48+j 24.64	-6.04
ПС3- ПС4	47+ j33.8	94.61+j4 0.69	14.72+j1 1.56	49.33+j2 0.03	8.72+j6. 12	34.35+j 24.71	-5.45
ЭС2- ПС4	47+ j33.8	96.24+j4 1.47	1.18+j4.1 1	49.14+j1 9.87	8.9+j6.2 8	34.54+j 24.88	-5.53
ЭС1- ПС3	47+ j33.87	95.62+j4 0.05	13.71+j1 1.49	50.18+j2 0.08	7.89+j6. 11	33.51+j 24.67	-5.55
ПС1- ПС2	47+ j33.87	106.63+j 64.83	13.61+j1 0.97	51.28+j2 3.05	7.13+j3. 98	32.8+j2 2.85	-11.58
ПС4- ПС5	47+ j33.87	94.94+j4 0.27	-	52.12+j2 2.23	6.02+j4. 09	31.58+j 22.54	-5.54
ПС2- ПС6	47+ j33.8	95.47+j4 0.19	15.21+j1 2.25	41.86+j1 7.2	16.56+j 9.38	42.41+j 28.41	-6.36
ПС6- ПС8	47+ j33.87	94.53+j3 8.6	12.67+j1 0.78	58.36+j2 7	-	25.42+ 18.14	-5.67
ПС5- ПС8	47+ j33.8	96.75+j4 3.08	8.87+j8.2	85.13+j4 8.01	25.36+j 18.17	-	-6.24

Вывод:

Для пятого варианта, ввиду сильного отклонения напряжения в аварийном режиме (отключение линии ПС-1-ПС-2), необходимо построить дополнительную линию между подстанциями №1 и №2 АС-120/19, что так же снизит суммарные потери активной мощности максимальном режиме в системе с 13,529 МВт до 11.997 МВт

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 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:

$$Z = E_H K + И + \Delta W_T, \quad (86)$$

где  $K$  – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

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

$И$  – ежегодные издержки эксплуатации;

$\Delta W_T$  – 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 № 3

Третий вариант предполагает строительство следующих линий:

1) ПС4 – ПС8, 2хАС-70/11, 20 км,

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

1)  $850 \cdot 25 \cdot 1,1 = 23375$  тыс.руб,

Количество элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ: одинаково

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:

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

$$K=23375 \cdot 3,99=93266.25 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$И=0,008 \cdot 93266.25 =746.13 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (87)$$

где  $\Delta P_{\text{нб}}$  – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей  $\Delta P_{\text{нб}}=13,152$  МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

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

$\tau$  – 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:

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 13152 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 124948.27 \text{ тыс.руб.}$$

В результате:

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

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (93266.25) + 746.13 + 124948.27 = 144347.65 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.7.2 Приведенные затраты для варианта № 5

Пятый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ПС6 – ПС8, АС-95/16, 10 км,
- 2) ПС5 – ПС6, АС-120/19, 15 км,

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

- 1)  $580 \cdot 10 \cdot 1,1 = 6380$  тыс.руб,
- 2)  $580 \cdot 15 \cdot 1,1 = 9570$  тыс.руб,

Суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

$$K = (9570 + 6380) \cdot 3,99 = 15950 \text{ тыс.руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание элементов электрических систем:

$$И = 0,008 \cdot 15950 = 127,6 \text{ тыс.руб.}$$

Потери электрической мощности в режиме максимальных нагрузок составляют  $\Delta P_{нб} = 13,559$  МВт. Тогда:

$$\Delta W_{г} = \Delta P_{нб} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (90)$$

$$\Delta W_{г} = \Delta P_{нб} \cdot z_3 \cdot \tau = 13559 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 128814,9 \text{ тыс.руб.}$$

В результате:

$$Z = E_n K + И + \Delta W_{г}, \quad (91)$$

$$Z = E_n K + И + \Delta W_{г} = 0,2 \cdot (15950) + 127,6 + 128814,9 = 132132,5 \text{ тыс.руб.}$$

### 3.7.4 Сравнение приведенных затрат

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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$\left| \frac{Z_6 - Z_3}{(Z_6 + Z_3)/2} \right| \cdot 100\%, \quad (92)$$

$$\left| \frac{Z_5 - Z_3}{(Z_5 + Z_3)/2} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{132132.5 - 144347,66}{(132132.5 + 144347,66)/2} \right| \cdot 100\% = 4\%.$$

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.

Исходя из этого, принимаем решение о развитии сетевого района по варианту №3.

#### 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

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 15

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 14.

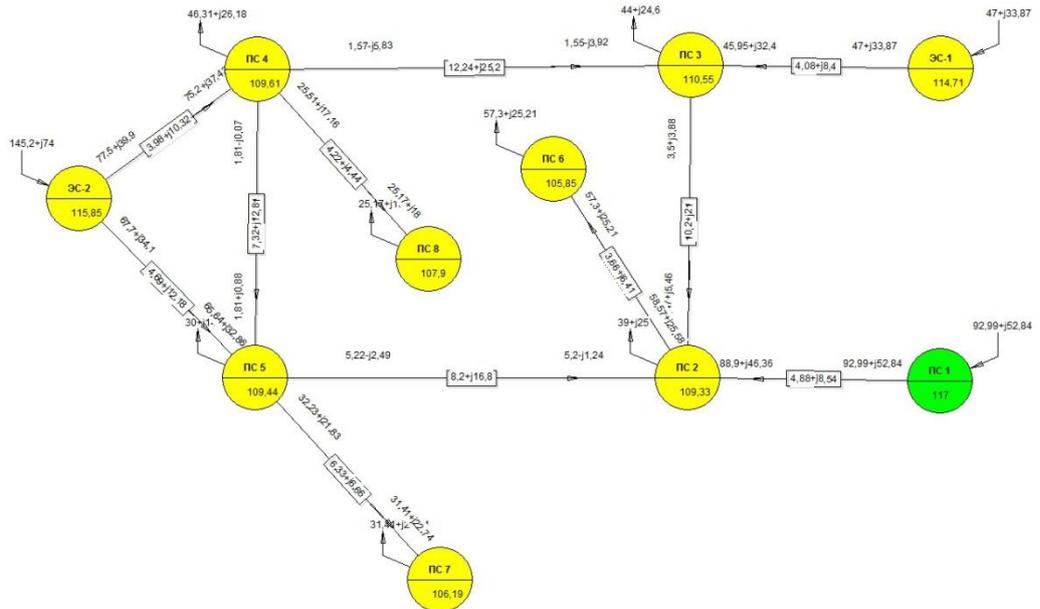


Рисунок 14 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

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

В таблице 17 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 17 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Загрузка, %
ЭС-2 – ПС-5	2хАС-185/29	191.4	1020	18,6
ПС-5 – ПС-2	АС-120/19	29.2	390	9.5
ПС-2 – ПС-3	АС-150/24	30.64	450	5.7
ПС-5 – ПС-7	2хАС-70/11	104.65	530	19,7
ПС-3 – ПС-4	АС-150/24	26.9	450	7,3

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

ЭС-2 – ПС-4	2хАС-150/24	219.34	1020	21,5
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-150/24	292.67	900	32,5
ПС-1 – ПС-2	3х АС-120/19	528.67	1170	15
ПС-4 – ПС-5	АС-95/16	9.79	330	2,8
ПС-6 – ПС-2	2хАС-120/19	169.76	780	21,8
ПС-4 – ПС 8	2хАС-70/11	81.88	530	15,4

В таблице 18 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 18 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}$ , кВ	$U_y$ , кВ	$\delta$ , кВ
Электростанция - 2	110	115,85	1.06
Подстанция – 5	110	109.44	-1.9
Подстанция – 2	110	109.33	-2.39
Подстанция – 7	110	106.19	-2.25
Подстанция – 3	110	110.55	-2.27
Подстанция – 4	110	109.61	-1.81
Электростанция - 1	110	114.71	-1.12
Подстанция – 1	110	117	0
Подстанция – 6	110	105.85	-3.77
Подстанция – 8	110	107.9	-1.99

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

$$P_2 = P_{2max} \cdot 0,7 = 39 \cdot 0,7 = 27,3 \text{ МВт,}$$

$$Q_2 = P_{2\max} \operatorname{tg} \varphi_2 \cdot 0,7 = 39 \cdot 0,64 \cdot 0,7 = 17,472 \text{ МВАр.}$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = P_{3\max} \cdot 0,7 = 44 \cdot 0,7 = 30,8 \text{ МВт,}$$

$$Q_3 = P_{3\max} \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot 0,7 = 44 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 17,248 \text{ МВАр.}$$

3) Подстанция №4

$$P_{4,1} = P_{4,1\max} \cdot 0,7 = 6 \cdot 0,7 = 4,2 \text{ МВт,}$$

$$Q_{4,1} = P_{4,1\max} \operatorname{tg} \varphi_{4,1} \cdot 0,7 = 6 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 2,016 \text{ МВАр.}$$

В начале найдем мощность, приведенную к шинам 35 кВ. На рисунке 17 приведено приблизительное потокораспределение в сети 35 кВ. Как видно из рисунка, узел 4/1 является точкой потокораздела. Разделим сеть по точке потокораздела и найдем потоки с учетом потерь.

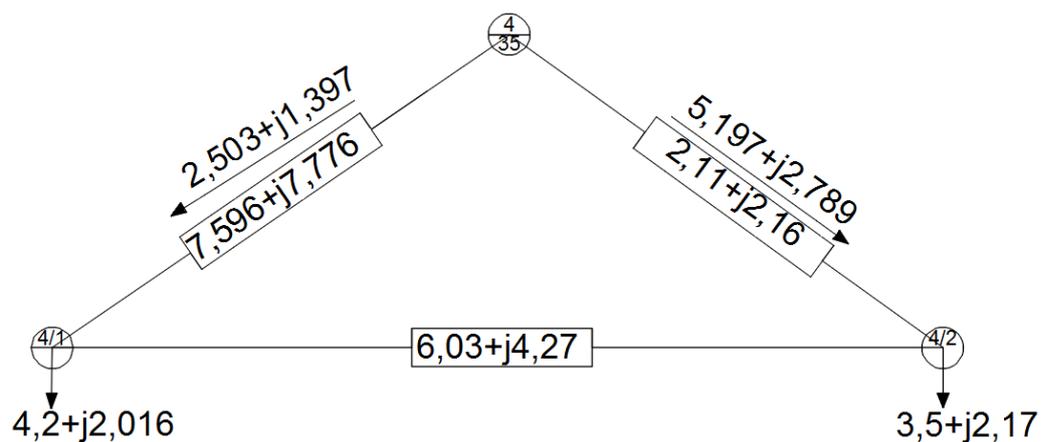


Рисунок 15 – Карта режима сети 35 кВ

$$S_{4-4/1} = \frac{S_{4/1}(\bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}) + S_{4/2} \bar{Z}_{4/2-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}}, \quad (93)$$

$$\begin{aligned} S_{4-4/1} &= \frac{S_{4/1}(\bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}) + S_{4/2} \bar{Z}_{4/2-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}} = \\ &= \frac{(4,2 + j2,016)(6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16) + (3,5 + j2,17)(2,11 - j2,16)}{6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16 + 7,596 - j7,776} = 2,503 + j1,397 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$S_{4-4/2} = \frac{S_{4/2}(\bar{Z}_{4/1-4} + \bar{Z}_{4/1-4/2}) + S_{4/1}\bar{Z}_{4/1-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}}, \quad (94)$$

$$S_{4-4/2} = \frac{S_{4/2}(\bar{Z}_{4/1-4} + \bar{Z}_{4/1-4/2}) + S_{4/1}\bar{Z}_{4/1-4}}{\bar{Z}_{4-4/1} + \bar{Z}_{4/1-4/2} + \bar{Z}_{4/2-4}} =$$

$$= \frac{(3,5 + j2,17)(7,596 - 7,776 + 6,03 - j4,27) + (4,2 + j2,016)(7,596 - 7,776)}{6,03 - 4,27 + 2,11 - j2,16 + 7,596 - 7,776} = 5,197 + j2,789 \text{ МВА.}$$

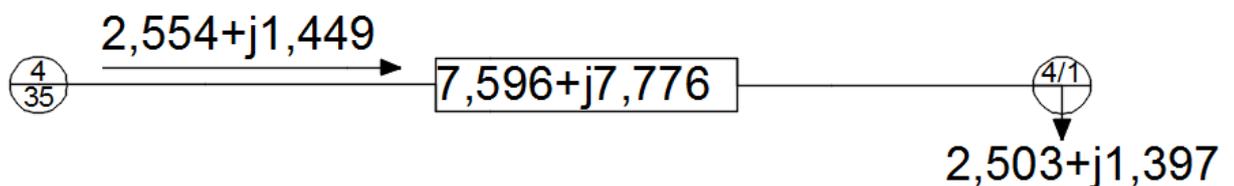


Рисунок 16 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1}^2 + Q_{4-4/1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}), \quad (95)$$

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1}^2 + Q_{4-4/1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}) = \frac{2,503^2 + 1,397^2}{35^2} (7,596 + j7,776) = 0,051 + j0,052 \text{ МВА,}$$

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1}^2 + Q_{4-4/1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}), \quad (96)$$

$$\Delta S_{4-4/1} = \frac{P_{4-4/1}^2 + Q_{4-4/1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-4/1} + jx_{4-4/1}) = \frac{2,503^2 + 1,397^2}{35^2} (7,596 + j7,776) = 0,051 + j0,052 \text{ МВА,}$$

$$S_{4-4/1H} = S_{4-4/1} + \Delta S_{4-4/1}, \quad (97)$$

$$S_{4-4/1H} = S_{4-4/1} + \Delta S_{4-4/1} = 2,503 + j1,397 + 0,051 + j0,052 = 2,554 + j1,449 \text{ МВА.}$$

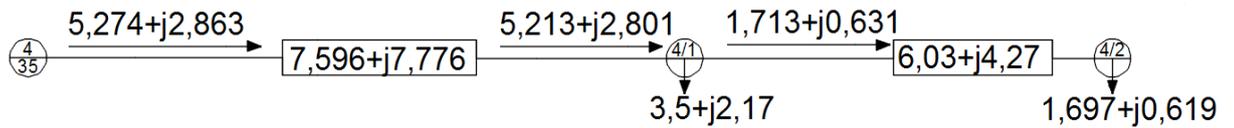


Рисунок 17 – Расчетная схема сети 35 кВ

$$S_{4/1-4/2к} = S_{4/1} - S_{4-4/1}, \quad (98)$$

$$S_{4/1-4/2к} = S_{4/1} - S_{4-4/1} = 4,2 + j2,016 - 2,503 - j1,397 = 1,697 + j0,619 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{4/1-4/2} = \frac{P_{4/1-4/2}^2 + Q_{4/1-4/2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4/1-4/2} + jx_{4/1-4/2}), \quad (99)$$

$$\Delta S_{4/1-4/2} = \frac{P_{4/1-4/2}^2 + Q_{4/1-4/2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4/1-4/2} + jx_{4/1-4/2}) = \frac{1,697^2 + 0,619^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,016 + j0,011 \text{ МВА},$$

$$S_{4/1-4/2н} = S_{4/1-4/2к} + \Delta S_{4/1-4/2}, \quad (100)$$

$$S_{4/1-4/2н} = S_{4/1-4/2к} + \Delta S_{4/1-4/2} = 1,697 + j0,619 + 0,016 + j0,011 = 1,713 + j0,631 \text{ МВА},$$

$$S_{4/2-4к} = S_{4/1-4/2н} + S_{4/2}, \quad (101)$$

$$S_{4/2-4к} = S_{4/1-4/2н} + S_{4/2} = 1,713 + j0,631 + 3,5 + j2,17 = 5,213 + j2,801 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{4/2-4} = \frac{P_{4/2-4}^2 + Q_{4/2-4}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4/2-4} + jx_{4/2-4}), \quad (102)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{4/2-4} &= \frac{P_{4/2-4}^2 + Q_{4/2-4}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4/2-4} + jx_{4/2-4}) = \frac{5,213^2 + 2,801^2}{35^2} (7,596 + j7,776) = \\ &= 0,06 + j0,062 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

$$S_{4/2-4н} = S_{4/2-4к} + \Delta S_{4/2-4}, \quad (103)$$

$$S_{4/2-4н} = S_{4/2-4к} + \Delta S_{4/2-4} = 5,213 + j2,801 + 0,06 + j0,062 = 5,274 + j2,863 \text{ МВА},$$

Мощность, приведенная к напряжению 35 кВ:

$$S_{4/35} = S_{4/2-4н} + S_{4-4/1н}, \quad (104)$$

$$S_{4/35} = S_{4/2-4н} + S_{4-4/1н} = 5,274 + j2,863 + 2,554 + j1,449 = 7,827 + j4,311 \text{ МВА}.$$

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

$$\Delta S_{сн} = \frac{P_{35}^2 + Q_{35}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{сн} + jx_{сн}), \quad (105)$$

$$\Delta S_{сн} = \frac{P_{35}^2 + Q_{35}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{сн} + jx_{сн}) = \frac{7,827^2 + 4,311^2}{115^2} (0,8/2 + j0) = 2,415 \cdot 10^{-3} \text{ МВА},$$

$$S_{сн} = S_{35} + \Delta S_{сн}, \quad (106)$$

$$S_{сн} = S_{35} + \Delta S_{сн} = 7,827 + j4,311 + 2,415 \cdot 10^{-3} = 7,827 + j4,311 \text{ МВА},$$

$$\Delta S_{нн} = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_{НОМ}^2} (r_{нн} + jx_{нн}), \quad (107)$$

$$\Delta S_{нн} = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_{НОМ}^2} (r_{нн} + jx_{нн}) = \frac{24,5^2 + 13,72^2}{115^2} (0,8/2 + j22,3/2) = 0,024 + j0,665 \text{ МВА},$$

$$S_{нн} = S_4 + \Delta S_{нн}, \quad (108)$$

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

$$S_{HH} = S_4 + \Delta S_{HH} = 24,5 + j13,72 + 0,024 + j0,665 = 24,524 + j14,385 \text{ MVA},$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH}, \quad (109)$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} = 32,354 + j18,696 \text{ MVA},$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{BH} + jx_{BH}) + \Delta S_{xx}, \quad (110)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{BH} &= \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{BH} + jx_{BH}) + \Delta S_{xx} = \frac{32,354^2 + 18,696^2}{115^2} (0,8/2 + j35,5/2) + 0,043 \cdot 2 + j0,24 \cdot 2 = \\ &= 0,128 + j2,354 \text{ MVA}, \end{aligned}$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH}, \quad (112)$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH} = 32,354 + j18,696 + 0,128 + j2,354 = 32,482 + j21,05 \text{ MVA}.$$

#### 4) Подстанция №5

$$P_5 = P_{5\max} \cdot 0,7 = 30 \cdot 0,7 = 21 \text{ МВт},$$

$$Q_5 = P_{5\max} \operatorname{tg} \varphi_5 \cdot 0,7 = 30 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 10,08 \text{ МВАр}.$$

#### 5) Подстанция №6

$$P_{6HH} = P_{6\max} \cdot 0,7 = 57 \cdot 0,7 = 39,9 \text{ МВт},$$

$$Q_{6HH} = P_{6\max} \operatorname{tg} \varphi_6 \cdot 0,7 = 57 \cdot 0,33 \cdot 0,7 = 13,167 \text{ МВАр}.$$

$$\Delta S_T = \frac{P_{6HH}^2 + Q_{6HH}^2}{U_{НОМ}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (113)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_T &= \frac{P_{6HH}^2 + Q_{6HH}^2}{U_{НОМ}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} = \frac{39,9^2 + 13,167^2}{115^2} (0,87/2 + j22/2) + 0,059 \cdot 2 + \\ &+ j0,41 \cdot 2 = 0,176 + j2,288 \text{ MVA}, \end{aligned}$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

$$S_6 = S_{6HH} + \Delta S_T, \quad (114)$$

$$S_6 = S_{6HH} + \Delta S_T = 39,9 + j13,167 + 0,176 + j2,288 = 40,076 + j15,455 \text{ МВА.}$$

6) Подстанция №7

$$P_{7HH} = P_{7\max} \cdot 0,7 = 31 \cdot 0,7 = 21,7 \text{ МВт,}$$

$$Q_{7HH} = P_{7\max} \operatorname{tg} \varphi_7 \cdot 0,7 = 31 \cdot 0,48 \cdot 0,7 = 10,416 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_T = \frac{P_{7HH}^2 + Q_{7HH}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (115)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_T = \frac{P_{7HH}^2 + Q_{7HH}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} &= \frac{21,7^2 + 10,416^2}{115^2} (4,38/2 + j86,7/2) + \\ &+ 0,119 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,334 + j2,123 \text{ МВА,} \end{aligned}$$

$$S_7 = S_{7HH} + \Delta S_T, \quad (116)$$

$$S_7 = S_{7HH} + \Delta S_T = 21,7 + j10,416 + 0,334 + j2,123 = 22,034 + j12,539 \text{ МВА.}$$

7) Подстанция №8

$$P_{8HH} = P_{8\max} \cdot 0,7 = 25 \cdot 0,7 = 17,5 \text{ МВт,}$$

$$Q_{8HH} = P_{8\max} \operatorname{tg} \varphi_8 \cdot 0,7 = 25 \cdot 0,6 \cdot 0,7 = 12,25 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_T = \frac{P_{8HH}^2 + Q_{8HH}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (117)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_T = \frac{P_{8HH}^2 + Q_{8HH}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} &= \frac{17,5^2 + 12,25^2}{115^2} (4,38/2 + j86,7/2) + \\ &+ 0,119 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,313 + j1,734 \text{ МВА,} \end{aligned}$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$S_8 = S_{8HH} + \Delta S_T, \quad (118)$$

$$S_8 = S_{8HH} + \Delta S_T = 17,5 + j12,25 + 0,313 + j1,734 = 17,813 + j13,984 \text{ MVA.}$$

7) ЭС-1

$$S_{HH1} = (\Sigma P_\Gamma - 0,7P_H - 0,08 \Sigma P_\Gamma) + j(\Sigma Q_\Gamma - 0,7Q_H - 0,08 \Sigma P_\Gamma \cdot \text{tg}\varphi_{\text{CH}}), \quad (119)$$

$$S_{HH1} = (50 - 0,7 \cdot 55 - 0,08 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 55 \cdot 0,64 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50) = 7,5 + j10,12 \text{ MVA.}$$

$$\Delta S_{HH1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{XX}}, \quad (120)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{HH1} &= \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{XX}} = \frac{7,5^2 + 10,12^2}{115^2} (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = \\ &= 0,068 + j0,721 \text{ MVA,} \end{aligned}$$

$$\Delta S_{HH1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{XX}}, \quad (121)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{HH1} &= \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{XX}} = \frac{7,5^2 + 10,12^2}{115^2} (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = \\ &= 0,068 + j0,721 \text{ MVA,} \end{aligned}$$

$$S_{HH2} = (\Sigma P_\Gamma - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_\Gamma - Q_{\text{CH}}), \quad (122)$$

$$\begin{aligned} S_{HH2} &= (\Sigma P_\Gamma - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_\Gamma - Q_{\text{CH}}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = \\ &= 56,4 + j42,534 \text{ MVA,} \end{aligned}$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

$$\Delta S_{\text{HH}2} = \frac{P_{\text{HH}2}^2 + Q_{\text{HH}2}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (123)$$

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

$$S_{\text{эс1}} = S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH2}} - \Delta S_{\text{HH1}} - \Delta S_{\text{HH2}}, \quad (124)$$

$$S_{\text{эс1}} = S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH2}} - \Delta S_{\text{HH1}} - \Delta S_{\text{HH2}} = 63,562 + j44,929 \text{ МВА}.$$

8) ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (125)$$

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (126)$$

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

$$S_{\text{HH3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (127)$$

$$S_{\text{HH3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (110 - 0,06 \cdot 110) + j(110 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 110) = 103,4 + j77,979 \text{ МВА}.$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

$$\Delta S_{T3} = \frac{P_{HH3}^2 + Q_{HH3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx}, \quad (128)$$

$$\Delta S_{T3} = \frac{P_{HH3}^2 + Q_{HH3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{xx} = \frac{103,4^2 + 77,979^2}{115^2} \cdot (0,2 + j7,7) + 0,17 + j1 = 0,424 + j10,765 \text{ МВА.}$$

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

$$S_{ЭС-2} = 2S_{HH1} + S_{HH3} - 2\Delta S_{T1} - \Delta S_{T3} - S_H, \quad (129)$$

$$S_{ЭС-2} = 2S_{HH1} + S_{HH3} - 2\Delta S_{T1} - \Delta S_{T3} - S_H = 2(56,4 + j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338 + j7,725) - (0,424 + j10,765) - 0,7(70 + j35,7) = 166,1 + j111,842 \text{ МВА.}$$

На рисунке 18 показаны карта режима сети в режиме минимальных нагрузок. Как мы видим, отклонения напряжения в большинстве узлов выходит за допустимые значения.

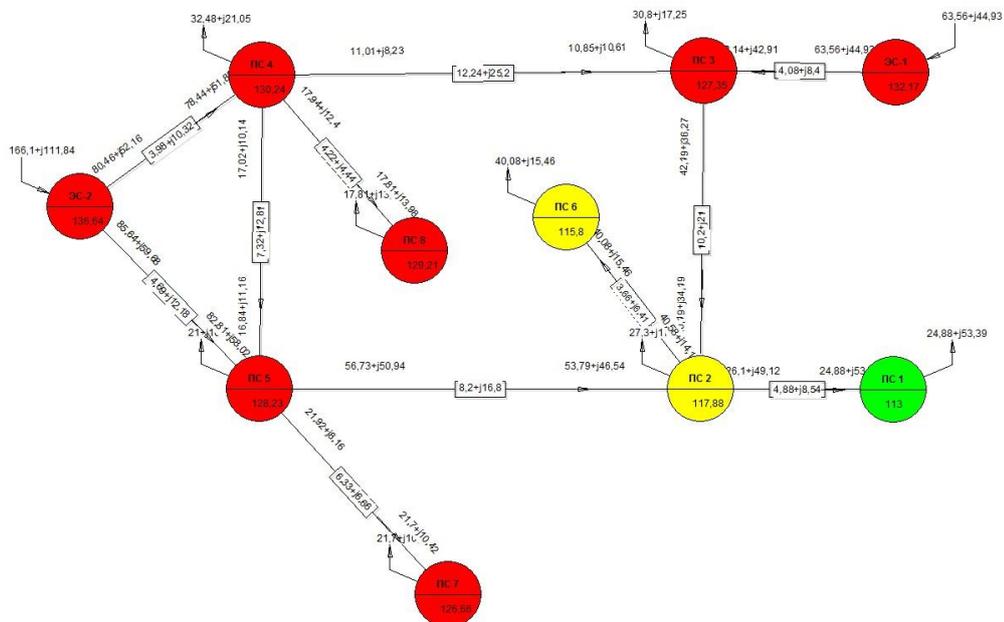


Рисунок 18 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

В такой ситуации целесообразным решением является снижение вырабатываемой электростанциями реактивной мощности за счет повышения  $\cos\varphi_{ЭС-1}$  до 0,9, а  $\cos\varphi_{ЭС-2}$  до 0,93.

Тогда приведенная мощность ЭС-1:

$$S_{HH1}=(\Sigma P_{\Gamma} - 0,7P_{H} - 0,08 \Sigma P_{\Gamma})+j(\Sigma Q_{\Gamma} - 0,7Q_{H} - 0,08 \Sigma P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CH}), \quad (130)$$

$$\begin{aligned} S_{HH1} &= (\Sigma P_{\Gamma} - 0,7P_{H} - 0,08 \Sigma P_{\Gamma}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - 0,7Q_{H} - 0,08 \Sigma P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CH}) = \\ &= (50 - 0,7 \cdot 55 - 0,08 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,484 - 0,7 \cdot 55 \cdot 0,64 - 0,685 \cdot 0,08 \cdot 50) = 7,5 - j3,18 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

$$\Delta S_{HH1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx}, \quad (131)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{HH1} &= \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx} = \frac{7,5^2 + 3,18^2}{115^2} (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = \\ &= 0,057 + j0,453 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

$$S_{HH2}=(\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH})+j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}), \quad (132)$$

$$\begin{aligned} S_{HH2} &= (\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,484 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = \\ &= 56,4 + j26,574 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

$$\Delta S_{HH2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx}, \quad (133)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{HH2} &= \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{НОМ}^2} (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{xx} = \frac{56,4^2 + 21,574^2}{115^2} (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = \\ &= 0,265 + j5,753 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} + \Delta S_{HH1} + \Delta S_{HH2}, \quad (134)$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$S_{\text{эс1}} = S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH2}} + \Delta S_{\text{HH1}} + \Delta S_{\text{HH2}} = 64,305 + j12,301 \text{ MBA.}$$

Мощность ЭС-2:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (135)$$

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,395 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j21,234 \text{ MBA,}$$

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (136)$$

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{56,4^2 + 21,234^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,241 + j5,098 \text{ MBA,}$$

$$S_{\text{HH3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}), \quad (137)$$

$$S_{\text{HH3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (110 - 0,06 \cdot 110) + j(110 \cdot 0,395 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 110) = 103,4 + j38,85 \text{ MBA,}$$

$$\Delta S_{\text{T3}} = \frac{P_{\text{HH3}}^2 + Q_{\text{HH3}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}}, \quad (138)$$

$$\Delta S_{\text{T3}} = \frac{P_{\text{HH3}}^2 + Q_{\text{HH3}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\text{T}} + jx_{\text{T}}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{103,4^2 + 38,85^2}{115^2} \cdot (0,2 + j7,7) + 0,17 + j1 = 0,332 + j7,225 \text{ MBA,}$$

$$S_{\text{эс-2}} = 2S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH3}} - 2\Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T3}} - S_{\text{H}}, \quad (139)$$

$$S_{\text{эс-2}} = 2S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH3}} - 2\Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T3}} - S_{\text{H}} = 2(56,4 + j21,234) + 103,4 + j38,85 - 2(0,241 + j5,098) - (0,332 + j7,225) - 0,7(70 + j35,7) = 166,386 + j38,7 \text{ MBA.}$$

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

Режим сети при минимальных нагрузках с новыми значениями  $\cos\varphi$  ЭС приведен на рисунке 19.

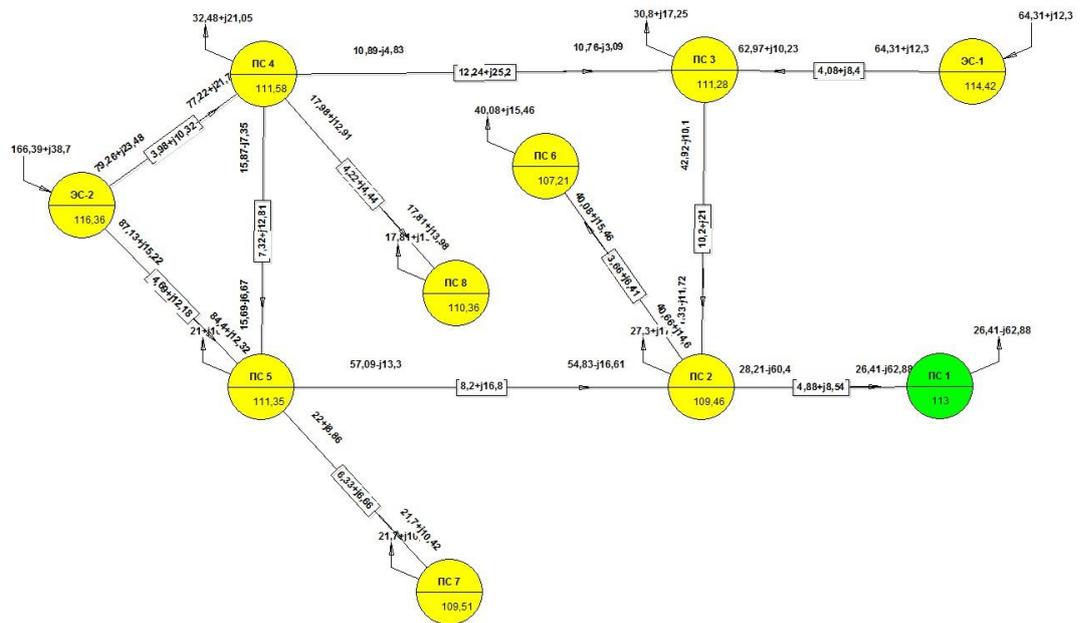


Рисунок 19 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

В таблице 19 приведены данные о напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок.

Таблица 19 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_y$ , кВ	$\delta$ , кВ
Электростанция - 2	110	116.36	11.81
Подстанция – 5	110	111.35	7.48
Подстанция – 2	110	109.46	2.47
Подстанция – 7	110	109.51	7.08
Подстанция – 3	110	111.28	7.16
Подстанция – 4	110	111.58	8.65
Электростанция - 1	110	114.42	9.36
Подстанция – 1	110	113	0
Подстанция – 6	110	107.21	1.48
Подстанция – 8	110	110.36	8,54

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 20.

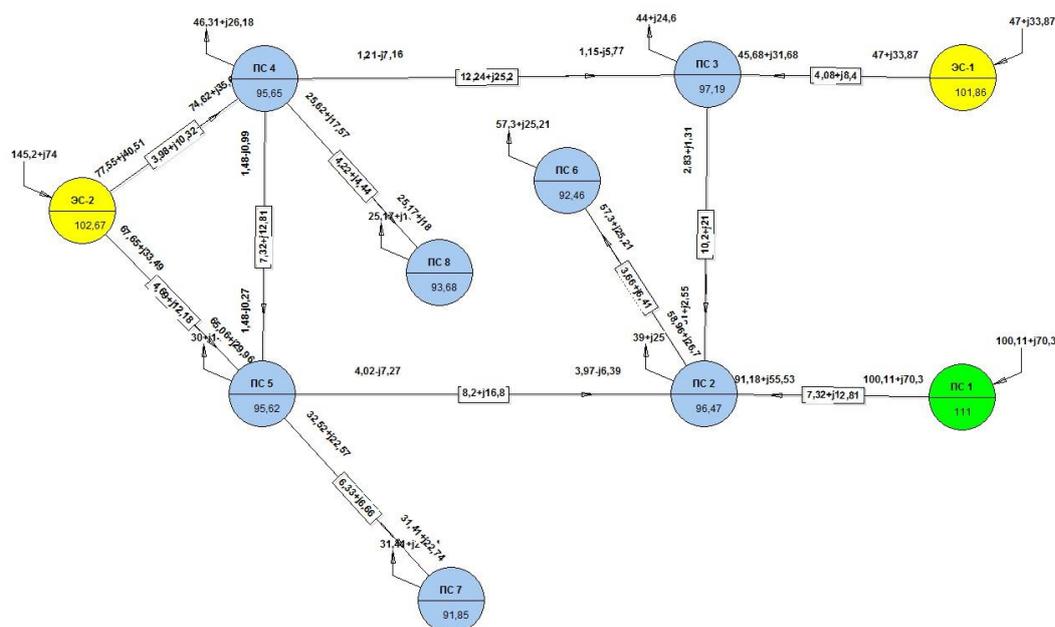


Рисунок 20 – Карта режима сети в послеаварийном режиме

В такой ситуации целесообразным решением является увеличение вырабатываемой электростанциями реактивной мощности за счет снижения  $\cos\varphi_{ЭС-1}$  до 0,83, а  $\cos\varphi_{ЭС-2}$  до 0,83.

Тогда приведенная мощность ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{нн1} + S_{нн2} + \Delta S_{нн1} + \Delta S_{нн2} = 47 + j37,87 \text{ МВА.}$$

Мощность ЭС-2:

$$S_{\text{ЭС-2}} = 2S_{\text{НН1}} + S_{\text{НН3}} - 2\Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T3}} - S_{\text{H}} = 145.2 + j114.1 \text{ МВА.}$$

Послеаварийный Режим сети с новыми значениями  $\cos\varphi$  ЭС приведен на рисунке 21.

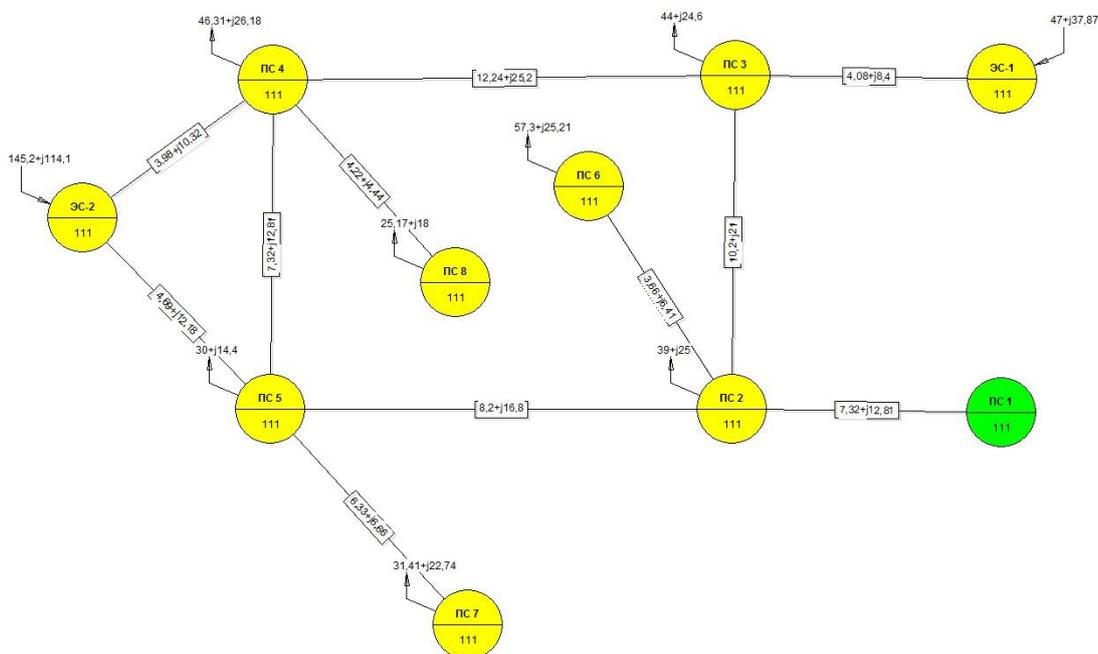


Рисунок 21 – Карта режима сети в послеаварийном режиме после регулировки

В таблице 20 приведена токовая загрузка сети в послеаварийном режиме.

Таблица 20 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Загрузка, %
ЭС-2 – ПС-5	2хАС-185/29	222.12	1020	21,6
ПС-5 – ПС-2	АС-120/19	135.12	390	34,6
ПС-2 – ПС-3	АС-150/24	98.94	450	21,9
ПС-5 – ПС-7	2хАС-70/11	106.48	530	20
ПС-3 – ПС-4	АС-150/24	27.39	450	6,1
ЭС-2 – ПС-4	2хАС-185/24	244.16	1020	23,9
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-150/24	513.78	900	34,8
ПС-1 – ПС-2	2х АС-120/19	256.05	780	57
ПС-4 – ПС-5	АС-95/16	37.37	330	11,3

ПС-6 – ПС-2	2хАС-120/19	182.27	780	23,1
ПС-4 – ПС 8	2хАС-70/11	83.08	530	15,6

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

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

Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_y$ , кВ	$\delta$ , кВ
Электростанция - 2	110	115.95	-3.75
Подстанция – 5	110	107.27	-6.25
Подстанция – 2	110	102.97	-5.57
Подстанция – 7	110	103.84	-6.62
Подстанция – 3	110	106.8	-6.2
Подстанция – 4	110	108.1	-6.36
Электростанция - 1	110	111.38	-5.05
Подстанция – 1	110	111	0
Подстанция – 6	110	99.25	-7.13
Подстанция – 8	110	106.37	-6.55

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

### 5. Разработка подстанции №8

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 двух-трансформаторной тупиковой подстанции напряжением 110 кВ, питаемую по 2 ВЛ рекомендуется применять схему «Четырехугольник». Условное изображение схемы приведено на рисунке 22.

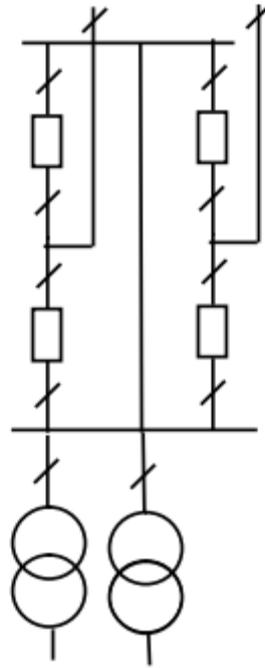


Рисунок 22 – Условное обозначение схемы «Четырехугольник» [6]

### 5.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Максимальный ток, протекающий по шинам, будет соответствовать ситуации, при которой через линии 2хАС-70/11, присоединенные к одной секции, будут протекать максимальные токи. Таким образом,  $I_{\max} = 530$  А.

Ранее нами были выбрано трансформаторы ТРДЦН-25000/110 для этой подстанции. Найдем токи, протекающие через обмотки высшего и низшего напряжений трансформаторов в нормальном:

$$I_{\text{раб. тр. ВН}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U}, \quad (140)$$

$$I_{\text{раб.тр.ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 120 \text{ A,}$$

$$I_{\text{раб.тр.НН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 687 \text{ A,}$$

и аварийном режимах:

$$I_{\text{ав.тр.ВН}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U}, \quad (141)$$

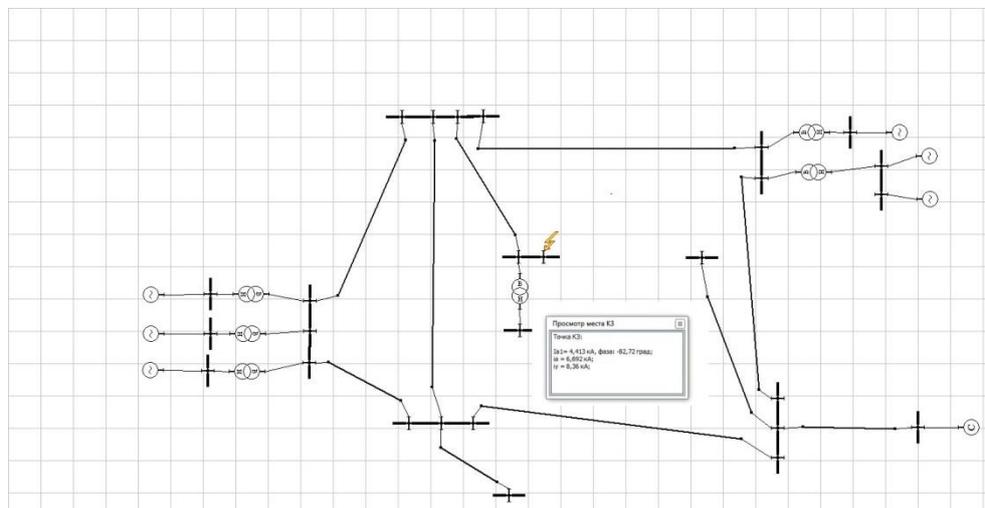
$$I_{\text{ав.тр.ВН}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 168 \text{ A,}$$

$$I_{\text{раб.тр.НН}} = \frac{1,4S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} = \frac{1,4 \cdot 25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 961,8 \text{ A,}$$

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

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



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

Рисунок 23 –Скриншот расчета токов КЗ на стороне ВН

В результате получаем, что периодический ток КЗ в начальный момент времени  $I_{п0}=4,413$  кА, апериодический ток  $i_a=6,692$  кА, а ударный ток  $i_y=8,36$  кА.

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

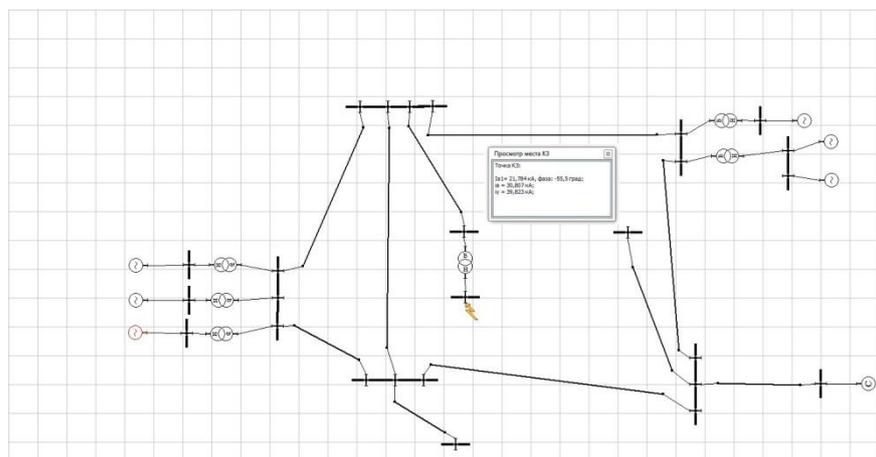


Рисунок 24 – Скриншот расчета токов КЗ на стороне НН

В результате получаем, что периодический ток КЗ в начальный момент времени  $I_{п0}=21,784$  кА, апериодический ток  $i_a=30,807$  кА, а ударный ток  $i_y=39,823$  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

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (142)$$

- по длительному току

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (143)$$

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

Выключатели проверяются по:

- отключению периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{отк. ном}}, \quad (144)$$

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

- отключению апериодической составляющей тока КЗ:

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

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (145)$$

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов,

$$\tau = t_{\text{з. min}} + t_{\text{с. в}}, \quad (146)$$

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

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

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

$i_{\text{а. ном}}$  – нормируемое содержание апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , гарантируемое заводом изготовителем,

$$i_{\text{а. ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_{\text{н}} I_{\text{отк. ном}}}{100}, \quad (147)$$

$\beta_{\text{н}}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, %. Согласно [7]  $\beta_{\text{н}}=40\%$ .

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

$$i_{атВН} = \sqrt{2} I_{п0} e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,413 \cdot e^{\frac{0,01+0,035}{0,02}} = 0,658 \text{ кА},$$

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

– электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин},$$

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

– термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (148)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету,

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

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

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

$t_B$  – полное время отключения выключателя. Согласно [7]  $t_B = 0,055 \text{ с}$ ,

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

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

Таким образом,

$$B_{к.ВН} = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a) = 4,413^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 20,935 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

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

Результаты проверки сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка выключателей ВГТ-УЭТМ-110

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{мах} = 775 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 4,413 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} \geq I_{п0}$
$i_{а.ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,658 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 8,36 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$B_{к.ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20,935 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_k$

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 23 – Проверка разъединителей РГП СЭЩ –110/1250 УХЛ 1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ.ВН}}$
$I_{\text{НОМ}}=1250 \text{ А}$	$I_{\text{МАХ}}=775 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}$
$i_{\text{ДИН.}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{У}}=8,36 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН.}} \geq i_{\text{У}}$
$W_{\text{К.НОМ}}=31,5^2 \cdot 3=2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{К}}=20,935 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{К.НОМ}} \geq W_{\text{К}}$

#### 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 аperiodическую составляющую тока КЗ:

$$i_{\text{а7НН}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 21,784 \cdot e^{-\frac{0,01+0,03}{0,06}} = 15,817 \text{ кА.}$$

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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

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 аperiodической составляющей:

$$i_{a, \text{НОМНН}} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{\text{отк.НОМ}}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,82 \text{ кА.}$$

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

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

Тепловой импульс:

$$W_{k, \text{НН}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 21,784^2 \cdot (3,05 + 0,06) = 1476 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

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

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

Результаты проверки сведем в таблицу 26.

Таблица 24 – Результаты проверки выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{НОМ}}=10,5$ кВ	$U_{\text{уст}}=10,5$ кВ	$U_{\text{НОМ.ВЫКЛ}} \geq U_{\text{НОМ.ВН}}$
$I_{\text{НОМ}}=3150$ А	$I_{\text{max}}=2425$ А	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{отк.НОМ}}=31,5$ кА	$I_{\text{п0}}=21,784$ кА	$I_{\text{отк.НОМ}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{a, \text{НОМ}}=17,82$ кА	$i_{\text{ат}}=15,817$ кА	$i_{a, \text{НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{дин.}}=79$ кА	$i_{\text{в}}=39,823$ кА	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{в}}$
$W_{k, \text{НОМ}}=31,5^2 \cdot 3=2976,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$W_k=1476$ кА <sup>2</sup> ·с	$W_{k, \text{НОМ}} \geq W_k$

### 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  $I_{\max}=463$  А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-185/29 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп.}}=510$  А [1].

Проверка на электродинамическую стойкость не требуется, потому что  $I_{\text{П0}}=8,44$  кА < 20 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  $I_{\max}=775$ . Исходя из этого, принимаем решение об выполнении сборных шин алюминиевыми композитными проводами АССР 297-Т16 [12] с допустимым током 896 А.

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 2425 А. Исходя из этого, принимаем к установке комплектный соединительный токопровод ТЗК-СЭЩ-10-3150-128 УХЛ1, с номинальным током

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

3150 А, током электродинамической стойкости 128 кА и термической трехсекундной стойкости 50 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 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

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

будет осуществлять по интерфейсу Ethernet через волокно-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.

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 600 А.

Максимальный рабочий ток, протекающий через силовые трансформаторы на стороне низкого напряжения, составляет 2425 А. Исходя из этого, принимаем решение об установке в цепи низкого напряжения трансформаторов тока ТШЛ-СЭЦ-10-0,2-3000/5 с номинальным первичным током 3000 А. Данный трансформатор тока согласно [9] может быть установлен в выбранном ранее КРУ.

Проверим выбранные трансформаторы тока по вторичной нагрузке:

$$S_2 \leq S_{2ном},$$

где  $S_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$S_{2ном}$  – 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  $4 \text{ мм}^2$ .

Определим сопротивление фазного измерительного провода:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{l\rho}{q}, \quad (149)$$

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

где  $\rho$  – удельное сопротивление соединительных проводов.

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

$$S_{\text{пот}} = (Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}})I_{2ном}^2, \quad (150)$$

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

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

Суммарная вторичная нагрузка:

$$S_2 = S_{\text{пот}} + S_{\text{приб}}, \quad (151)$$

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

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-110-0,2-600/5 проходит проверку по вторичной нагрузке.

Аналогичным образом проверим трансформатор тока ТШЛ-СЭЩ-10-0,2-3000/5, учитывая при расчетах мощность, потребляемую амперметром РА194I, которая согласно [18] равна 5 ВА.

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

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

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

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-СЭЩ-10-0,2-3000/5 проходит проверку по вторичной нагрузке.

### 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.

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

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:

$$S_{2s} = 3 \cdot 3S_{\text{приб}}, \quad (152)$$

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

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-СЭЦ-10-0,2-30-У2 производства ЗАО «Электроцит». Произведем аналогичную проверку данного трансформатора по вторичной нагрузке.

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

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

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

Выберем трансформатор собственных нужд:

Для транзитных подстанций 110-220 кВ Общая нагрузка собственных нужд тяговых подстанций с учетом питания цепей подогрева выключателей, электроотопления зданий подстанции, электроснабжения устройств СЦБ и потребителей дежурного пункта района контактной сети составляет 400-800 кВ-А

Примем к установке 4 трансформатора ТМ 250

### 5.9 Выбор ограничителей перенапряжений

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

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

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

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

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

#### 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 ущерб 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

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

сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции № 8 установлены два трансформатора ТРДН – 25/115/10,5-10,5, РПН пределы регулирования  $\pm 9 \times 1,78\%$ ,  $U_{\text{вн.хх}} = 115$  кВ.

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

$$\Delta U_{\text{т. max}} = \frac{P \cdot r_{\text{т}} + Q \cdot x_{\text{т}}}{U}, \quad (153)$$

$$\Delta U_{\text{т. max}} = \frac{P_{\text{пр. max}} \cdot r_{\text{т}} + Q_{\text{пр. max}} \cdot x_{\text{т}}}{U_{\text{вн. max}}} = \frac{25,181 \cdot 2,19 + 18,004 \cdot 43,35}{107,9} = 7,74 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{\text{т. min}} = \frac{P_{\text{пр. min}} \cdot r_{\text{т}} + Q_{\text{пр. min}} \cdot x_{\text{т}}}{U_{\text{вн. min}}} = \frac{17,813 \cdot 2,19 + 13,9844 \cdot 43,35}{110,36} = 5,84 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\text{т. ав}} = \frac{P_{\text{пр. ав}} \cdot r_{\text{т}} + Q_{\text{пр. ав}} \cdot x_{\text{т}}}{U_{\text{вн. ав}}} = \frac{25,181 \cdot 2,19 + 18,004 \cdot 43,35}{106,37} = 7,85 \text{ кВ}.$$

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

$$U'_{\text{нн. max}} = U - \Delta U, \quad (154)$$

$$U'_{\text{нн. max}} = U_{\text{вн. max}} - \Delta U_{\text{т. max}} = 107,9 - 7,74 = 100,16 \text{ кВ},$$

$$U'_{\text{нн. min}} = U_{\text{вн. min}} - \Delta U_{\text{т. min}} = 110,36 - 5,84 = 104,52 \text{ кВ},$$

$$U'_{\text{нн. ав}} = U_{\text{вн. ав}} - \Delta U_{\text{т. ав}} = 106,37 - 7,85 = 98,52 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{\text{отв. В}} = \frac{U'_{\text{нн}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел. н}}}, \quad (155)$$

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

$$U_{\text{отв. max}} = \frac{U'_{\text{нн. max}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{жел. н}}} = \frac{100,16 \cdot 11}{10,5} = 104,92 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{отв. min}} = \frac{U'_{\text{нн. min}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{жел. н}}} = \frac{104,52 \cdot 11}{10,5} = 109,49 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{отв. ав}} = \frac{U'_{\text{нн. ав}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{жел. н}}} = \frac{98,52 \cdot 11}{10,5} = 103,21 \text{ кВ}.$$

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

$$\text{max: } U_{\text{отв. ст. В}} = 115 - 2 \cdot 2,047 = 110,906 \text{ кВ},$$

$$\text{min: } U_{\text{отв. ст. В}} = 115 - 1 \cdot 2,047 = 112,953 \text{ кВ},$$

$$\text{ав: } U_{\text{отв. ст. В}} = 115 - 3 \cdot 2,047 = 108,859 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{\text{нн. max}} = \frac{U'_{\text{нн. max}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв. ст. В. max}}} = \frac{104,92 \cdot 11}{110,906} = 10,4 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{нн. min}} = \frac{U'_{\text{нн. min}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв. ст. В. min}}} = \frac{109,49 \cdot 11}{112,953} = 10,66 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{нн. ав}} = \frac{U'_{\text{нн. ав}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв. ст. В. ав}}} = \frac{103,21 \cdot 11}{108,859} = 10,42 \text{ кВ}.$$

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

$$V = \left| \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}}, \quad (156)$$

$$V_{\text{max}} = \left| \frac{10,4 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,95\% \leq 5,$$

$$V_{\text{min}} = \left| \frac{10,66 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 1,52\% \leq 5,$$

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

$$V_{ав} = \left| \frac{10,42 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,76\% \leq 5.$$

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

Выбор отпаяк на трансформаторах подстанции №8, результаты сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – Выбор отпаяк на подстанции №8

№ ПС	Тип тр-ра	Пределы регул-ия	Реж	U <sub>ВН</sub> , кВ	ΔU <sub>Т</sub> , кВ	U' <sub>НН</sub> , кВ	U <sub>отв.В</sub> , кВ	От п.	U <sub>отв.сн.В</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	V, %
8	2×ТРД Н – 25/110 U <sub>вн.хх</sub> , кВ 115	РПН ±9×1,78%	max	107,9	7,74	100,16	104,92	-2	110,906	10,4	0,95
			min	110,36	5,84	104,52	109,49	-1	112,953	10,66	1,52
			ав	106,37	7,85	98,52	103,21	-3	108,859	10,42	0,76

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

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

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

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

(157)

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

где P<sub>В</sub>, P<sub>С</sub>, P<sub>Н</sub>, Q<sub>В</sub>, Q<sub>С</sub>, Q<sub>Н</sub> – 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:

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

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

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 26 – Выбор отпаяк на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 40/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{ВН,xx}$ , кВ	115		
Режим	max	min	ав

$U_{ВН}$ , кВ	109,61	111,58	108,01
$\Delta U_{ВН}$ , кВ	4,2	3,32	4,54
$\Delta U_{СН}$ , кВ	0,04	0,03	0,04
$\Delta U_{НН}$ , кВ	2,1	1,5	2,29
$U'_{СН}$ , кВ	108,78	110,18	107,96
$U'_{НН}$ , кВ	107,72	109,71	106,61
$U_{отв.в.}$ , кВ	11,9	11,7	10,43
Отпайка	-1	1	-5
$U_{отв.ст.в.}$ , кВ	108,953	109,047	104,765
$U_{НН}$ , кВ	10,59	10,5	10,5
$V_{НН}$ , %	0,86	0	0
$U_{СН}$ , кВ	37,76	37,23	37,47
$V_{СН}$ , %	7,89	6,37	6,79

### 7. Техничко-экономические показатели сети

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

$$k = k_{ЛЭП} + k_{ЭС} + k_{ПС}, \quad (158)$$

Произведем приближение к ценам 2018 года.

Таблица 27 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [1]

№ линии	Сечение мм <sup>2</sup>	Длина, км	Стоимость, тыс.руб	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс.руб.
ПС8 – ПС4	2хАС-70/11	20	79200	316008
Итого:				316008

Таблица 28 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [1]

№ п/ст	Оборудование	Расчетная стоимость тыс. руб.	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс. руб.
ПС1, ПС2, ПС4, ПС6, ПС7, ЭС-1, ЭС-2	16 элегазовых выключателей	123200	491568
ПС4	2хТДТН-40000/110	18920	75490,8
ЭС-1	ТД-40000/100	9460	37745,4
ЭС-2	2х ТДЦ-80000/110 ТДЦ-200000/110	50380	201016,2
ПС6	2х ТРДЦН-63000/110	25520	101824,8
ПС7	2х ТРДН-25000/110	15620	62323,8
ПС8	2х ТРДН-25000/110	15620	62323,8
Итого:			969969

Таблица 29 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [1]

№	Генератор	Расчетная стоимость тыс. руб.	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс. руб.
ЭС – 2	ТВФ – 110 – 2 2х ТВФ – 60 – 2	28184,2	112455
Итого:			112455

Определим капитальные вложения:

$$k = 1360984,5 + 969969 + 112455 = 2443408,5 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_n} = \frac{2443408,5}{248,043} = 9850,75 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}$$

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

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

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

$$I_{\Delta W} = Z_{\Delta W} = Z_{\Delta P\tau} = 6530 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 62037,1 \text{ тыс.руб.},$$

$$I = \frac{0,8}{100} 1360984,5 + \frac{5,9}{100} (969969 + 112455) + 62037,1 = 136788 \text{ тыс.руб.}$$

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

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

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{I}{W_{\Gamma}} = \frac{136788}{1488258} = 0,092 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

Выше указанные технико – экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$Z = E_{\text{нk}} + I = 0,2 \cdot 2443408,5 + 136788 = 625469,7 \text{ тыс.руб.}$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$C_{\text{рас}} = \frac{Z}{W_{\Gamma}} = \frac{625469,7}{1488258} = 0,42 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

## 8. Автоматизация регулирования напряжения на подстанции.

По правилам технической эксплуатации все понижающие подстанции должны иметь систему автоматической регулировки напряжения.

Широкое распространение получило устройство АРН-01.

АРН-01 предназначено для автоматического управления электроприводом РПН силового трансформатора под нагрузкой, а также для дистанционного управления РПН с рабочего места диспетчера, при включении устройства АРН-01 в локальную сеть посредством порта RS-485.

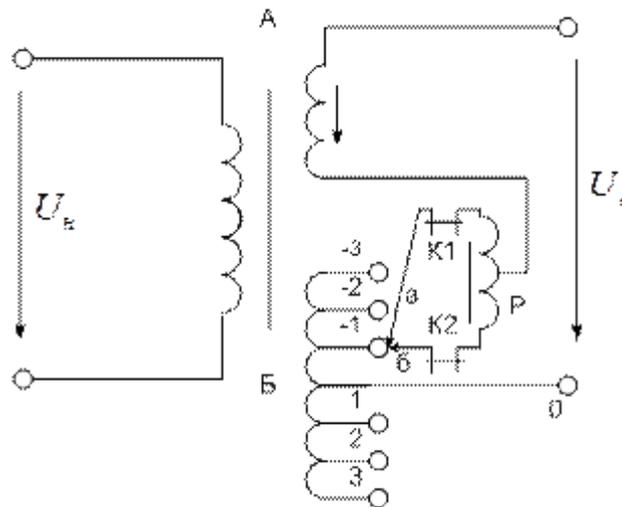


Рисунок 25. Принципиальная схема двухобмоточного тр-ра с РПН

Устройство АРН-01 предназначено для автоматического управления электроприводом РПН силового трансформатора под нагрузкой, а также для дистанционного управления РПН с рабочего места диспетчера, при включении устройства АРН-01 в локальную сеть посредством порта RS-485.

Команда управления приводом РПН (команда изменения коэффициента трансформации силового трансформатора) выдается при выходе контролируемого напряжения за пределы зоны нечувствительности с заданной задержкой по времени. Зона нечувствительности определяется уставкой по напряжению срабатывания « $U_0$ » и уставкой ширины зоны нечувствительности.

Предусмотрена возможность введения коррекции уровня регулируемого напряжения по току одной из линий, подаваемому на токовый вход устройства АРН-01, с блокировкой этой функции по максимальному напряжению, которое задается уставкой «U>».

Уровень поддерживаемого напряжения, с учетом коррекции по току, определяется формулой:

$$U = U_0 + kI$$

где  $U_0$  – уставка по напряжению срабатывания (В);

$I$  – ток коррекции, А (вторичный ток линии);

$k$  – коэффициент влияния  $I$ .

Предусмотрена блокировка работы АРН-01 от внешних устройств:

при снижении измеряемого напряжения ниже  $U \leq 0,8U_n$  (цепи напряжения разбираются при переходе на ручное управление);

при застревании привода или невыполнении приводом команды;

когда регулирование ограничено крайним положением привода,

соответствующим 1-й или n-й отпайке РПН.

Внешние цепи устройства АРН-01 максимально адаптированы к традиционным для СНГ схемам управления РПН (с учетом возможности замены старых устройств автоматического регулирования).

Устройство питается от источника питания как постоянного, так и переменного тока и имеет четыре дискретных входа и три выходных реле.

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

Устройство АРН-01 содержит встроенный указатель положения РПН, который дополняется внешним блоком (делителем напряжения) БУ, установленным в шкафу привода РПН.

Питание блока БУ осуществляется от тех же цепей напряжения, что и питание измерительного входа устройства. Число положений указателя – до 19 и может быть увеличено по заказу.

Устройство индицирует измерения напряжения в первичных величинах, а также положение переключателя РПН.

На лицевой панели находятся: светодиодный дисплей, клавиатура и пять индикаторов сигнализации состояния привода. Редактирование уставок проводится только после ввода пароля.

Устройство РПН позволяет менять число витков без отключения нагрузки. Оно устанавливается на трансформаторах с высшим напряжением 35 кВ и выше и дает возможность осуществлять встречное регулирование напряжения. У двух- и трехобмоточных трансформаторов РПН находится на стороне высокого напряжения, а у автотрансформаторов – на стороне среднего напряжения. Наличие РПН обозначается на схемах стрелкой, пересекающей трансформатор

Обмотка высшего напряжения состоит из нерегулируемой части «А» и регулируемой части «Б», часть витков которой включена согласно с нерегулируемой частью, а другая часть – встречно, что показано на рисунке стрелками. Устройство РПН состоит из двух контактов «а» и «б», контакторов К1 и К2 и реактора «Р».

*Последовательность переключения регулировочного ответвления:*

1. Отключается контактор К1;
2. Контакт «а» переводится на нужное регулировочное ответвление;

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

3. Включается контактор К1. При этом контакты «а» и «б» будут находиться на разных ответвлениях. Возникающий уравнительный ток компенсируется Индуктивным сопротивлением реактора;

4. Отключается контактор К2, контакт «б» переводится на нужное ответвление, включается контактор К2.

После переключения контакты «а» и «б» работают на одном ответвлении.

При этом индуктивное сопротивление реактора равно нулю, так как магнитные потоки в его плечах компенсируют друг друга.

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

## 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.

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

## 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](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](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](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](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.

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

12. Алюминиевый композитный усиленный провод АССР  
[https://www.3mrussia.ru/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?lmd=1391406094000&locale=ru\\_RU&assetType=MMM\\_Image&assetId=1361579249616&blobAttribute=ImageFile](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](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/ampmetr\\_pa194i](http://www.terra-kip.ru/kipia/shhitovye_pribory/ampmetr_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](http://www.izmerenie.ru/assets/files/Booklet_A1800_2012.pdf)

22. Дмитриев М.В. Грозовые 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>

					<b>ЮУрГУ-</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97