

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

**РАБОТА ПРОВЕРЕНА**

Рецензент, начальник ОЭПС  
 \_\_\_\_\_  
 (должность)  
 \_\_\_\_\_ / М.Н. Тихобаев /  
 (подпись и печать)  
 « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор  
 \_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /  
 « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ СЕТИ  
 РАЙОНА ГОРОДА МИХАЙЛОВО**

(наименование темы работы)

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

**ЮУрГУ – 13.03.02. 2019. 229 ВКР**  
 (код направления, год, номер студенческого билета)

**Руководитель, ст. преподаватель**

\_\_\_\_\_ / А.В. Прокудин /  
 « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Автор**

студент группы П – 471  
 \_\_\_\_\_ / А.И. Полушвайко /  
 « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**Нормоконтролер, ст. преподаватель**

\_\_\_\_\_ / А.В. Прокудин /  
 « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
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/  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Полушвайко Алексея Игоревича

(Ф. И.О. полностью)

Группа П-471

#### 1. Тема выпускной квалификационной работы

Исследование вариантов развития сети района города Михайлово

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 201\_ г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы 10.06.2019 г.

#### 3. Исходные данные к работе

а) схема существующей сети с указанием параметров оборудования и нагрузок по подстанциям;

б) объем вводимого оборудования: электростанция ТЭЦ2 Колосово с установленной мощностью 230 МВт и нагрузкой на 10 кВ, 50 МВт, подстанции: «Любимая» 110/10 кВ (нагрузка 10 кВ, 42 МВт,  $\text{tg}\varphi=0,42$ , 10 шт. фидеров), "Швейная» 110/10 кВ (нагрузка 10 кВ, 35 МВт,  $\text{tg}\varphi=0,45$ ).



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

а) Существующая схема сетей 110/35 кВ	ч. ф. А1
б) Варианты развития сети 110 кВ	ч. ф. А1
в) Проектируемая сеть 110/35 кВ	ч. ф. А1
г) Карта режима сети 110/35 кВ	пл. ф. А1
д) Опоры 110 кВ	ч. ф. А1
е) Главная схема электрических соединений подстанции 110/10 Любимая	ч. ф. А1
ж) Снижение расхода э/э на собственные нужды подстанции	пл. ф. А1

Всего 7 листов

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

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_ (подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ (подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ существующей сети	1.04.2019	
Выбор вариантов развития	20.04.2019	
Расчет режимов сети	1.05.2019	
Разработка подстанции	12.05.2019	
Исследование вопросов снижения потребления э/э на собственные нужды подстанции	25.05.2019	
Оформление ПЗ	1.06.2019	
Оформление ГЧ	10.06.2019	

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

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

Студент \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /

## АННОТАЦИЯ

Полушвайко А.И. Исследование вариантов развития сети района города Михайлово – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э, 2019. – 64 с., 8 ил., 37 табл., библиогр. список – 16 наим., 7 л. чертежей ф.А1.

В дипломной работе рассмотрен анализ развития электрической сети района г. Михайлово с введением новой подстанции 110 кВ «Любимая». Рассмотрены характерные режимы работы электрической сети 110 кВ с помощью программы Networks, включая послеаварийный и максимальный режимы, а также рассмотрены несколько вариантов развития сети.

Определены режимы работы электрооборудования вновь вводимой подстанции «Любимая» и произведен его выбор.

Отдельно рассмотрены вопросы снижения расхода электроэнергии на собственные нужды крупной подстанции.

					<b>13.03.02.2019.229 ПЗ</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Полушвайко А.И.</i>			<i>Исследование вариантов развития сети района города Михайлово</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Прокудин А.В.</i>					4	64
<i>Реценз.</i>		<i>Тихобаев М.Н.</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССуСЭ</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						
<i>Утверд.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>						

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ .....	8
1.1 Исходные данные.....	8
1.2 Существующее оборудование подстанций .....	9
1.3 Оценка баланса активной и реактивной мощности в существующей сети.....	14
1.4 Проверка загрузки трансформаторов.....	18
2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ .....	24
2.1 Параметры вновь вводимых объектов.....	24
2.2 Оценка баланса мощностей с учётом ввода новых объектов.....	24
2.3 Выбор напряжения передачи электроэнергии .....	25
2.4 Выбор новых трансформаторов и замена старых.....	26
2.5 Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечения новых ВЛ.....	28
2.6 Выбор варианта развития сети по укрупнённым технико- экономическим показателям .....	32
3 РАСЧЁТ РЕЖИМА СЕТЕЙ.....	35
3.1 Режим минимальных нагрузок .....	35
3.2 Режим максимальных нагрузок.....	36
3.3 Послеаварийный режим .....	37
4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «ЛЮБИМАЯ».....	39
4.1 Разработка структурной схемы .....	39
4.2 Выбор схем РУ .....	40
4.3 Выбор силовых трансформаторов.....	41
4.4 Расчёт токов короткого замыкания.....	41
4.5 Выбор оборудования подстанции .....	42
5 ВЫБОР ОПОР ДЛЯ НОВОЙ ВЛ 110 КВ .....	49
6 СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ .....	51
6.1 Предпосылки принятия мер по энергосбережению .....	51
6.2 Виды мероприятий по снижению расхода .....	52
6.3 Система частотного регулирования.....	54
6.4 Проверка работоспособности системы.....	57

6.5 Результаты применения системы АСУ ОТ .....	60
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	62
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	63

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6



## ВВЕДЕНИЕ

Важным элементом электроэнергетической системы являются районные электрические сети 110 кВ. Они связывают электростанции сети между собой и с центрами нагрузок. В большей части районные сети образуют замкнутые контуры, что позволяет повысить надёжность электроснабжения потребителей с высоким качеством электроэнергии.

С каждым годом повышается количество потребителей электрической энергии, это приводит к необходимости установки нового оборудования для производства и передачи электроэнергии, а также замены старого, в связи с его непригодностью для данных нагрузок.

Темой данного данной работы является развитие районной электрической сети 110 кВ. Основные задачи, выполняемые данной работе, заключаются в определении необходимости модернизации сети, выборе новых элементов и замене старых, расчёте режимов сетей, выборе рациональной схемы соединений оборудования и выбора современного оборудования проектируемой подстанции, в том числе: трансформаторов, линий электропередач коммутационных аппаратов.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

# 1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 кВ

## 1.1 Исходные данные

Данная сеть работает на обеспечение электроэнергией подстанций. В качестве источников питания работает электростанция ТЭЦ1 «Каменная» с подключенной к ней подстанцией и энергосистема, связанная с сетью через подстанцию 1 «Витаминная». Также в сети присутствует подстанция 4 «Золотая» с двумя трёхобмоточными трансформаторами Т1 и Т2 марки ТМТН-6300/110, на среднюю сторону которой подключены две подстанции: 41 «Академическая» и 42 «Соседская». На электростанции ТЭЦ1 Каменная установлен блочный трансформатор Т1 марки ТДЦ-80000/110 (блок с генератором Г1) и трансформатор связи Т2 марки ТДН-10000/110 между ОРУ 110 кВ и ГРУ 10 кВ на которое работают генераторы Г2 и Г3. Местная нагрузка присоединена к ГРУ 10 кВ.

Данные объекты связаны воздушными линиями электропередач, параметры которых приведены в таблице ниже:

Таблица 1.1 – Существующие ЛЭП

ЛЭП	Марка	Число цепей	Длина, км
12 «Витаминная-Каверзная»	АС-120/19	2	60
23 «Каверзная-Нежная»	АС-150/24	1	40
35 «Каверзная-Чайная»	АС-150/24	2	40
34 «Нежная-Золотая»	АС-150/24	1	60
3-ТЭЦ1 «Каверзная-Каменная»	АС-150/24	1	50
2- ТЭЦ1 «Нежная-Каменная»	АС-150/24	2	40
4-41 «Золотая-Академическая»	АС-50/8	1	18
4-42 «Золотая-Соседская»	АС-70/11	1	5
41-42 «Академическая-Соседская»	АС-50/8	1	10

Параметры действующих подстанций приведены в таблице 1.2, а электростанции – в таблице 1.3.

Таблица 1.2 – Параметры действующих подстанции

№ п/ст	П/ст	Нагрузка, МВт			tgφ	Силовые трансформаторы
		ВН	СН	НН		
1	«Витаминная»	-	-	-		-
2	«Каверзная»	31	-	-	0,30	-
3	«Нежная»	56	-	-	0,48	-
4	«Золотая»	-	-	17	0,45	T1, T2
41	«Академическая»	4	-	-	0,48	-
42	«Соседка»	5	-	-	0,48	-
5	«Чайная»	19	-	-	0,54	-

Таблица 1.3 – Параметры действующей электростанции

Электростанции	$P_r$ , МВт	$P_{нагр}$ , МВт	tgφ	Силовые трансформаторы
ТЭЦ1 «Каменная»	110	36	0,67	T1
				T2

## 1.2 Существующее оборудование подстанций

По варианту нам даны активные мощности, потребляемые подстанциями и тангенсы угла φ для каждой из них. Для дальнейших расчётов нам понадобится вычислить реактивные и полные мощности каждой подстанции.

Сперва рассчитаем реактивную мощность, потребляемую подстанцией 2, по следующей формуле:

$$Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 = 31 \cdot 0,30 = 9,3 \text{ (Мвар)}, \quad (1.1.1)$$

где  $Q_2$  – реактивная мощность на подстанции 2, Мвар;

$P_2$  – активная мощность на подстанции 2, МВт;

$\varphi_2$  – тангенс угла φ для подстанции 2.

Тогда полная мощность  $S_2$  будет найдена по формуле:

$$S_2 = P_2 \cdot jQ_2 = 31 + j9,3 \text{ (МВА)}, \quad (1.1.2)$$

Реактивные и полные мощности остальных подстанций рассчитаем аналогично формулам (1.1.1) и (1.1.2). Полученные данные занесём в таблицу:

Таблица 1.4 – Действующие подстанции

	П/ст	Нагрузка, МВА			Силовые трансформаторы
		ВН	СН	НН	
1	«Витаминная»	-	-	-	-
2	«Каверзная»	31+j9,3	-	-	-
3	«Нежная»	56+j26,88	-	-	-
4	«Золотая»	-	-	17+j7,65	T1, T2
41	«Академическая»	4+j1,92	-	-	-
42	«Соседка»	5+j2,4	-	-	-
5	«Чайная»	19+j10,26	-	-	-

Расчёт реактивной и полной мощности потребителя, питающегося непосредственно от электростанции, аналогично производится по формулам (1.1.1) и (1.1.2).

Таблица 1.5 – Действующие электростанции

Электростанции	$P_r$ , МВт	$S_{нагр}$ , МВА	Силовые трансформаторы
ТЭЦ1 «Каменная»	110	36+j24,12	T1
			T2

#### Параметры основного электрооборудования

Для проведения анализа действующей электрической сети вычислим параметры трансформаторов, такие как: активную и индуктивную проводимость для каждого из эксплуатируемых трансформаторов.

Произведём расчёт активной проводимости трансформатора, обусловленную потерями активной мощности в стали трансформатора по формуле:

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{S_{\text{НОМТ}}} \cdot \frac{S_{\text{НОМТ}}}{U_{\text{НОМТ}}^2}, \quad (1.1.3)$$

где  $g_T$  – активная проводимость трансформатора, См;

$\Delta P_x$  – потери мощности на холостой ход МВт;

$S_{\text{НОМТ}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{\text{НОМТ}}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

Индуктивную проводимость трансформатора, обусловленную намагничивающим током, протекающим в обмотке трансформатора, вычислим по следующей формуле:

$$b_T = \frac{I_{\text{ХХ}}}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{НОМТ}}}{U_{\text{НОМТ}}^2}, \quad (1.1.4)$$

где  $b_T$  – индуктивная проводимость трансформатора, См;

$I_{\text{ХХ}}$  – ток холостого хода А.

Воспользуемся данными из [2] и произведём расчёт активной и индуктивной проводимостей трансформатора Т1 ТЭЦ1 Каменная:

$$g_{T1} = 4,781 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{T1} = 3,278 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Проводимости остальных трансформаторов, действующих в данной сети, рассчитаем аналогично по формулам (1.1.3) и (1.1.4). Полученные данные занесём в таблицу 1.6.

Также для проведения анализа электрической сети нам понадобится рассчитать параметры воздушной линии электропередач. Этими параметрами являются: активное и индуктивное сопротивление линии, активная и ёмкостная проводимости.

Для расчёта параметров линии электропередач от энергосистемы до подстанции 2, воспользуемся данными из [2].

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Таблица 1.6 – Параметры действующих трансформаторов

Название подстанции	Трансформатор	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ			$U_{\text{к}}$ , %			$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{хх}}$ , %
		ВН	СН	НН	В-Н	С-Н	В-С			
ТЭЦ 1	Т1	121	-	10,5	10,5	-	-	310	70	0,6
ТЭЦ 1	Т2	115	-	10,5	10,5	-	-	60	14	0,7
4	Т1, Т2	115	39	10,5	17	6	10,5	58	14	1,2

Продолжение таблицы 1.6

Название подстанции	Трансформатор	$r_{\text{т}}$ , Ом	$x_{\text{т}}$ , Ом	$g_{\text{т}} 10^{-6}$ , См	$b_{\text{т}} 10^{-6}$ , См	$\Delta Q_{\text{х}}$ , кВАр
ТЭЦ1	Т1	0,71	19,2	4,781	0,328	480
ТЭЦ1	Т2	7,95	139	1,059	5,293	70
4	Т1, Т2	9,7/9,7/9,7	225,7/0/131,2	1,059	5,716	75,6

Активное сопротивление линии найдём по формуле:

$$r_{\text{л12}} = \frac{r_{\text{уд12}}}{n} L_{\text{л12}} = \frac{0,244}{2} 60 = 7,32 \text{ (Ом)}, \quad (1.1.5)$$

где  $r_{\text{л12}}$  – активное сопротивление линии 1-2, Ом;

$r_{\text{уд12}}$  – удельное активное сопротивление линии 1-2, Ом/км;

$n$  – количество цепей в линии;

$L_{\text{л12}}$  – длина линии 1-2.

Далее вычислим индуктивное сопротивление линии:

$$x_{\text{л12}} = \frac{x_{\text{уд12}}}{n} L_{\text{л12}} = \frac{0,427}{2} 60 = 12,81 \text{ (Ом)}, \quad (1.1.6)$$

где  $x_{\text{л12}}$  – индуктивное сопротивление линии 1-2, Ом;

$x_{\text{уд12}}$  – удельное индуктивное сопротивление линии 1-2, Ом/км.

Тогда полное сопротивление  $Z_{\text{л12}}$  будет равно:

					<b>13.03.02.2019.229 ПЗ</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$Z_{л12} = r_{л12} + jx_{л12} = 7,32 + j12,81 \text{ (Ом)}. \quad (1.1.7)$$

В сетях 110 кВ потерями активной мощности на коронирование в проводах ВЛ можно пренебречь, т.к. они незначительны.

$$g_{л12} = 0 \text{ (См)}.$$

Для данной электрической сети рассчитаем только ёмкостную проводимость, которая обусловлена ёмкостью между проводами и землёй, а также между самими проводами.

$$b_{л12} = n \cdot b_{уд12} L_{л12} = 2 \cdot 2,658 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 319 \cdot 10^{-6} \text{ (См)}, \quad (1.1.8)$$

где  $b_{л12}$  – ёмкостная проводимость линии 1-2, См;

$b_{уд12}$  – удельная ёмкостная проводимость линии, См/км.

Произведём расчёт зарядной мощности линии, т.е. мощности, генерируемой линией:

$$Q_{s12} = U_{л12}^2 b_{л12} = 110^2 \cdot 319 \cdot 10^{-6} = 3,859 \text{ (Мвар)}, \quad (1.1.9)$$

где  $Q_{s12}$  – зарядная мощность линии 1-2, Мвар;

$U_{л12}$  – номинальное напряжение линии 1-2, кВ.

Расчёт остальных линий произведём по формулам (1.1.5) – (1.1.9). Данные внесём в таблицу 1.7:

Таблица 1.7 – Параметры существующих линий электропередач

ЛЭП	$r_{уд}$ , Ом/км	$x_{уд}$ , Ом/км	$g_{уд} 10^{-6}$ , См/км	$b_{уд} 10^{-6}$ , См/км	$r_{лс}$ , Ом	$x_{лс}$ , Ом	$g_{л} 10^{-6}$ , См	$b_{с} 10^{-6}$ , См	$Q_3$ , Мвар
12 «Витаминная-Каверзная»	0,244	0,427	-	2,658	7,32	12,81	-	319	3,859
24 «Каверзная-Золотая»	0,244	0,427	-	2,658	13,42	23,485	-	146,2	1,769
23 «Каверзная-Нежная»	0,204	0,420	-	2,707	8,16	16,8	-	108,3	1,31

Окончание таблицы 1.7

ЛЭП	$r_{уд},$ Ом/км	$x_{уд},$ Ом/км	$g_{уд} 10^{-6},$ См/км	$b_{уд} 10^{-6},$ См/км	$r_{лс},$ Ом	$x_{лс},$ Ом	$g_{л} 10^{-6},$ См	$b_{с} 10^{-6},$ См	$Q_3,$ Мвар
25 «Каверзная-Чайная»	0,204	0,420	-	2,707	4,08	8,4	-	216,6	2,62
34 «Нежная-Золотая»	0,204	0,420	-	2,707	12,24	25,2	-	162,4	1,965
3-ТЭЦ1 «Нежная-Каменная»	0,204	0,420	-	2,707	4,08	8,4	-	215,6	2,62
2-ТЭЦ1 «Каверзная-Каменная»	0,204	0,420	-	2,707	10,2	21	-	135,3	1,638
4-41 «Золотая-Академическая»	0,595	0,488	-	2,569	10,71	8,784	-	46,24	0,057
4-42 «Золотая-Соседкая»	0,422	0,432	-	2,547	2,11	2,16	-	12,73	0,016
41-42 «Академическая-Соседкая»	0,595	0,488	-	2,569	5,95	4,88	-	25,69	0,031

1.3 Оценка баланса активной и реактивной мощности в существующей сети

Данная оценка необходима для того, чтобы выявить достаточность мощности существующих электростанций и определить наличие и величину перетоков активной мощности между существующей сетью и остальной энергосистемой.

Чтобы оценить баланс активной мощности, воспользуемся формулой:

$$\Delta P_{НБ} = P_{\Sigma нагр} + \Delta P_{\Sigma} + P_{\Sigma СН} - P_{\Sigma э/ст}, \quad (1.2.1)$$

где  $\Delta P_{НБ}$  – величина небаланса активной мощности, МВт;

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14



$P_{\Sigma\text{нагр}}$  – сумма активных мощностей нагрузок, МВт;

$\Delta P_{\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности, МВт;

$P_{\Sigma\text{сн}}$  – суммарные потребления активной мощности на собственные нужды, МВт;

$P_{\Sigma\text{э/ст}}$  – суммарные активные мощности электростанций, МВт.

Определим сумму мощностей нагрузок, сложив мощности, потребляемые каждой подстанцией, а также потребителя от электростанции:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma\text{нагр}} &= P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_{41} + P_{42} + P_{\Sigma\text{ТЭЦ1}} = \\ &= 31 + 56 + 17 + 19 + 4 + 5 + 36 = 168 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (1.2.2)$$

Далее произведём расчёт суммарных потерь активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma\text{ЛЭП}} + \Delta P_{\Sigma\text{Т}}, \quad (1.2.3)$$

где  $\Delta P_{\Sigma\text{ЛЭП}}$  – суммарные потери активной мощности в линия электропередач, МВт;

$\Delta P_{\Sigma\text{Т}}$  – суммарные потери активной мощности в трансформаторах, МВт.

Для линий 110 кВ потери в линиях примем равными 2% от мощности нагрузки, а для линий 35 кВ и ниже равными 3%.

$$\begin{aligned} \Delta P_{\Sigma\text{ЛЭП}} &= 0,03(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_{\Sigma\text{ТЭЦ1}}) + 0,02(P_2 + P_3 + P_5) = \\ &= 0,03(17 + 4 + 5 + 36) + 0,02(31 + 56 + 19) \\ &= 3,98 \text{ (МВт)}. \end{aligned} \quad (1.2.4)$$

Потери активной мощности в трансформаторах примем равными 1,35% от нагрузки.

$$\Delta P_{\Sigma\text{Т}} = 0,0135P_{\Sigma\text{нагр}} = 0,0135 \cdot 168 = 2,268 \text{ (МВт)}. \quad (1.2.5)$$

По формуле (1.2.3) найдём  $\Delta P_{\Sigma}$ :

$$\Delta P_{\Sigma} = 3,98 + 2,268 = 6,248 \text{ (МВт)}.$$

Суммарную активную мощность электростанции вычислим путём сложения активных мощностей, генерирующих каждым генератором.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

$$P_{\Sigma\text{э/ст}} = P_{\text{Г ном1}} + P_{\text{Г ном2}} + P_{\text{Г ном3}} = 60 + 25 + 25 = 110 \text{ (МВт)}, \quad (1.2.6)$$

где  $P_{\text{Г ном1}}$ ,  $P_{\text{Г ном2}}$ ,  $P_{\text{Г ном3}}$  – номинальные мощности генераторов на ТЭЦ1, МВт.

Для пылеугольной электростанции мощность собственных нужды равна 8% от генерируемой мощности. Коэффициент спроса примем равным 8%. С учётом этих параметров вычислим мощность собственных нужд электростанции:

$$P_{\Sigma\text{СН}} = 0,08 \cdot 0,8P_{\Sigma\text{э/ст}} = 0,08 \cdot 0,8 \cdot 110 = 7,04 \text{ (МВт)}. \quad (1.2.7)$$

Чтобы оценить баланс реактивной мощности, воспользуемся формулой:

$$\Delta Q_{\text{НБ}} = Q_{\Sigma\text{нагр}} + \Delta Q_{\Sigma} + Q_{\Sigma\text{СН}} - Q_{\Sigma\text{э/ст}} - Q_{\Sigma\text{З}}, \quad (1.2.8)$$

где  $\Delta Q_{\text{НБ}}$  – величина небаланса реактивные мощности, Мвар;

$Q_{\Sigma\text{нагр}}$  – сумма реактивных мощностей нагрузок, Мвар;

$\Delta Q_{\Sigma}$  – суммарные потери реактивные мощности, Мвар;

$Q_{\Sigma\text{СН}}$  – суммарные потребления реактивные мощности на собственные нужды, Мвар;

$Q_{\Sigma\text{э/ст}}$  – суммарные реактивные мощности электростанций, Мвар;

$Q_{\Sigma\text{З}}$  – суммарная зарядная мощность воздушной линии, Мвар.

Просуммируем реактивные мощности, потребляемые каждой подстанцией и потребителем от электростанции:

$$Q_{\Sigma\text{нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\Sigma\text{ТЭЦ1}} = 9,3 + 26,88 + 7,65 + 10,26 + 1,92 + 2,4 + 24,12 = 82,53 \text{ (Мвар)}, \quad (1.2.9)$$

Суммарные потери реактивной мощности аналогично обусловлены потерями в ЛЭП и трансформаторах:

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\Sigma\text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma\text{Т}}, \quad (1.2.10)$$

где  $\Delta Q_{\Sigma\text{ЛЭП}}$  – суммарные потери реактивной мощности в ЛЭП, Мвар;

$\Delta Q_{\Sigma\text{Т}}$  – суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах, Мвар.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16

Примем потери реактивной мощности в линиях электропередач для 110 кВ и 35 кВ и ниже равными 5% и 1,5% соответственно.

$$\begin{aligned}\Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} &= 0,015(Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ТЭЦ1}}) + 0,05(Q_2 + Q_3 + Q_5) = \\ &= 0,015(7,65 + 1,92 + 2,4 + 24,12) \\ &+ 0,05(9,3 + 26,88 + 10,26) = 2,863 \text{ (Мвар)},\end{aligned}\tag{1.2.11}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах примем равными 7% от мощности нагрузки.

$$\Delta Q_{\Sigma \text{T}} = 0,07 Q_{\Sigma \text{нагр}} = 0,07 \cdot 82,53 = 5,777 \text{ (Мвар)}.\tag{1.2.12}$$

По формуле (1.2.10) найдём  $\Delta Q_{\Sigma}$ :

$$\Delta Q_{\Sigma} = 2,863 + 5,777 = 8,64 \text{ (МВА)}.$$

Примем косинус угла  $\phi$  для генераторов равным 0,85. Тогда тангенс угла  $\phi$  будет равным 0,62. С учётом этого вычислим реактивную мощность, генерируемую электростанцией:

$$Q_{\Sigma \text{э/ст}} = 0,62 P_{\Sigma \text{э/ст}} = 0,62 \cdot 110 = 68,2 \text{ (Мвар)}.\tag{1.2.13}$$

Для определения реактивной мощности, потребляемой на собственные нужды электростанции примем тангенс угла  $\phi$  собственных нужд равным 0,69

$$Q_{\Sigma \text{СН}} = 0,69 P_{\Sigma \text{СН}} = 0,69 \cdot 7,04 = 4,86 \text{ (Мвар)}.\tag{1.2.14}$$

Зарядную мощность каждой линии примем равной 3% от её длины. Тогда суммарная зарядная мощность равна:

$$\begin{aligned}Q_{\Sigma \text{З}} &= 0,03(2L_{12} + L_{23} + 2L_{25} + L_{24} + L_{34} + L_{2-\text{ЭС-1}} + L_{3-\text{ТЭЦ1}}) = \\ &= 0,03(2 \cdot 60 + 40 + 2 \cdot 40 + 55 + 60 + 50 + 2 \cdot 40) \\ &= 14,55 \text{ (Мвар)}.\end{aligned}\tag{1.2.15}$$

Таким образом, воспользуемся формулами (1.2.1) и (1.2.8) чтобы найти величину небаланса:

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 168 + 6,248 + 7,04 - 110 = 71,29 \text{ (МВт)};$$

$$\Delta Q_{\text{НБ}} = 82,53 + 8,64 + 4,86 - 68,2 - 14,55 = 13,28 \text{ (Мвар)}.$$

Исходя из расчётов видно, что имеется дефицит активной и реактивной мощности в сети и перегруженность существующей электростанции.

#### 1.4 Проверка загрузки трансформаторов

Т.к. в данной энергосистеме не предполагается модернизация электростанции 1 и сетей 35 кВ, то нужно произвести проверку загрузки трансформаторов и загруженности линий.

Проверка загрузки трансформаторов электростанции Каменная

Необходима оценка возможности электростанции по выдачи установленной ею мощности и по электроснабжению потребителя на электростанции в максимальном и минимальном режимах.

Сначала проверим трансформатор Т1.

Собственные нужды генератора:

$$\frac{P_{\text{СНmaxГ1}}}{P_{\text{Г ном1}}} 100\% = 8\%, \quad (1.3.1)$$

где  $P_{\text{СНmaxГ1}}$  – максимальная мощность собственных нужд генератора 1, МВт;

Из формулы (1.3.1) выразим  $P_{\text{СНmaxГ1}}$ :

$$P_{\text{СНmaxГ1}} = \frac{P_{\text{Г ном1}}}{100\%} 8\% = \frac{60}{100\%} 8\% = 4,8 \text{ (МВт)}; \quad (1.3.2)$$

$$P_{\text{СНГ1}} = P_{\text{СНmaxГ1}} \cdot k_c = 4,8 \cdot 0,8 = 3,84 \text{ (МВт)}, \quad (1.3.3)$$

где  $P_{\text{СНГ1}}$  – активная мощность собственных нужд генератора Г1, МВт;

$k_c$  – коэффициент спроса.

$$Q_{\text{СНГ1}} = P_{\text{СНГ1}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{СН}} = 3,84 \cdot 0,69 = 2,65 \text{ (МВт)}, \quad (1.3.4)$$

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						18
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

где  $Q_{снт1}$  – реактивная мощность собственных нужд генератора Г1, Мвар;

$\text{tg}\varphi_{сн}$  – тангенс угла  $\varphi$  собственных нужд.

$$\begin{aligned} S_{Г\text{устГ1}} &= P_{Г\text{ном1}} - P_{снт1} + j(Q_{Г\text{ном1}} - Q_{сн1}) = \\ &= 60 - 3,84 - j(37,18 - 2,65) = \\ &= 56,16 + j35,54 \text{ (МВА)}, \end{aligned} \tag{1.3.5}$$

$$S_{Г\text{устГ1}} = \sqrt{56,16^2 + 35,54^2} = 65,93 \text{ (МВА)},$$

где  $S_{Г\text{устГ1}}$  – установленная мощность генератора 1, МВА;

$Q_{Г\text{ном1}}$  – номинальная реактивная мощность генератора 1.

$$Q_{Г\text{ном1}} = P_{Г\text{ном1}} \cdot \text{tg}\varphi_{Г} = 60 \cdot 0,62 = 37,18 \text{ (Мвар)}, \tag{1.3.6}$$

где  $\text{tg}\varphi_{Г}$  – тангенс угла  $\varphi$  для генераторов.

Т.к. установленная мощность генератора меньше номинальной мощности трансформатора, то можно сделать вывод, что данный трансформатор не перегружен.

Проверим трансформатор Т2.

Проверка данного трансформатора производится в двух режимах – в режиме максимальной выдачи в сеть и в режиме максимального потребления.

Режим максимальной выдачи в сеть – режим при двух работающих генераторах Г2 и Г3. В комплексной форме установленная мощность генератора равна:

$$\begin{aligned} S_{Г\text{устТ2}} &= P_{Г\text{ном2}} + P_{Г\text{ном3}} - P_{снт2} - 0,7P_{Эс-1} \\ &+ j(Q_{Г\text{ном2}} + Q_{Г\text{ном3}} - Q_{снт2} - 0,7Q_{Эс-1}) = \\ &= 25 + 25 - 3,2 - 0,7 \cdot 36 \\ &- j(15,49 + 15,49 - 2,2 - 0,7 \cdot 24,12) = 21,6 + j 11,9 \text{ (МВА)}. \end{aligned} \tag{1.3.7}$$

Установленная в режиме максимальной выдачи в сеть мощность по модулю равна:

$$S_{Г\text{устТ2}} = \sqrt{21,6^2 + 11,9^2} = 24,66 \text{ (МВА)}.$$

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Режим максимального потребления – режим при одном работающем генераторе.

Рассчитаем установленную мощность в режиме максимального потребления по формуле (1.3.6) без учёта активной и реактивной мощности, выдаваемой генератором 3. Ответ запишем в показательной форме:

$$S_{Г\text{уст}T2} = 17,68 \text{ (МВА)},$$

Т.к. установленная мощность генератора выше номинальной мощности трансформатора, то можно сделать вывод, что данный трансформатор перегружен и требуется его заменить.

Проверим загрузку сети 35 кВ в максимальном режиме.

Рассмотрим ситуацию, когда возможна максимальная нагрузка на каждой из трёх линий.

Рассчитаем загрузку линий при отключенной линии «Золотая-Академическая»:

$$\begin{aligned} S_{л41-42} &= S_{41} + \left( \frac{S_{41}}{U_{л41-42}} \right)^2 |Z_{л41-42}| = 4,437 + \left( \frac{4,437}{35,1} \right)^2 \cdot 13,851 \\ &= 4,548 \text{ (МВА)}, \end{aligned} \quad (1.3.8)$$

где  $S_{л41-42}$  – полная мощность, передаваемая по линии 41-42, МВА;

$S_{41}$  – полная мощность, потребляемая подстанцией 41, МВА;

$U_{л41-42}$  – номинальное напряжение линии 41-42, кВ;

$Z_{л41-42}$  – полное сопротивление линии 41-42, Ом.

Найдём ток линии  $I_{л41-42}$ :

$$|I_{л41-42}| = \left| \frac{S_{л41-42}}{\sqrt{3}U_{л41-42}} \right| = \left| \frac{4,548}{\sqrt{3} \cdot 35,1} \right| = 74,81 \text{ (А)}. \quad (1.3.9)$$

$$\begin{aligned}
S_{л4-42} &= S_{л41-42} + S_{42} + \left(\frac{S_{л41-42} + S_{42}}{U_{л4-42}}\right)^2 |Z_{л4-42}| = \\
&= 4,548 + 5,546 + \left(\frac{4,548 + 5,546}{35,1}\right)^2 \cdot 13,851 = 10,032 \text{ (МВА)}
\end{aligned}
\tag{1.3.10}$$

где  $S_{л4-42}$  – полная мощность, передаваемая по линии 4-42, МВА;

$S_{42}$  – полная мощность, потребляемая подстанцией 42 МВА;

$U_{л4-42}$  – номинальное напряжение линии 4-42, кВ;

$Z_{л4-42}$  – полное сопротивление линии 4-42, Ом.

Найдём ток линии «Золотая-Соседская» аналогично по формуле (1.3.8):

$$|I_{л4-42}| = 170,233 \text{ (А)},$$

Загрузка линий при отключенной линии «Золотая-Соседская» рассчитывается аналогично по формулам (1.3.7) – (1.3.9).

Загрузка линий при отключенной линии «Академическая-Соседская» производится аналогично по формулам (1.3.8) – (1.3.9).

Посчитаем коэффициент загрузки линии:

$$K_{загр41-42} = \frac{I_{л41-42}}{I_{пред41-42}} = \frac{74,81}{210} = 0,356, \tag{1.3.11}$$

где  $K_{загр41-42}$  – коэффициент загрузки линии 41-42;

$I_{пред41-42}$  – предельный допустимый ток линии 4-42, А.

Коэффициент загрузки остальных линий произведём по формуле (1.3.10)

Полученные данные занесём в таблицу 1.8.

По данным таблицы видно, что ни одна из линий не будет перегружена, при отключении любой одной линии сети 35 кВ.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Таблица 1.8– Загрузка линий сети 35 кВ

Название линии	$S_{л}$ , МВА	$I_{л}$ , А	$I_{пред}$ , А	$K_{загр}$
Линия 4-41 отключена				
«Золотая-Академическая»	-	-	210	-
«Академическая-Соседская»	4,548	74,81	210	0,356
«Золотая-Соседская»	10,032	170,233	265	0,642
Линия 4-42 отключена				
«Золотая-Академическая»	11,121	184,912	210	0,881
«Академическая-Соседская»	5,72	94,086	210	0,448
«Золотая-Соседская»	-	-	265	-
Линия 41-42 отключена				
«Золотая-Академическая»	4,639	76,517	210	0,364
«Академическая-Соседская»	-	-	210	-
«Золотая-Соседская»	5,615	92,617	265	0,349

Т.к. сети 35 кВ не должны быть закольцованы, то необходимо определить точку размыкания сети. Для этого нужно рассчитать потери в линиях для каждого из трёх случаев.

$$\begin{aligned} \Delta S_{\Sigma 4-41} &= 3I_{л4-41}^2 Z_{л4-41} + 3I_{л41-42}^2 Z_{л41-42} + 3I_{л4-42}^2 Z_{л4-42} = \\ &= 3 \cdot 0^2 \cdot 13,851 + 3 \cdot 75,035^2 \cdot 7,695 + 3 \cdot 170,255^2 \cdot \\ &\cdot 3,02 = 0,393 \text{ (МВА)}, \end{aligned} \quad (1.3.12)$$

где  $\Delta S_{\Sigma 4-41}$  – суммарные потери в линиях, при отключенной линии 4-41, МВА.

Потери в линиях, при отключенной линии 4-42 и 41-42 найдём аналогично по формуле (1.3.11). Данные занесём в таблицу 1.9.

Из данных таблицы видно, что наименьшие потери в сети будут при отключении линии «Академическая-Соседская». Примем этот вариант размыкания сети за рабочий.



Таблица 1.9 – Точка размыкания сети 35 кВ

Название отключенной линии	$\Delta S_{\Sigma}$ , МВА
«Золотая-Академическая»	0,391
«Золотая-Соседская»	1,625
«Академическая-Соседская»	0,321

Произведём проверку трансформаторов Т1, установленного на подстанции «Золотая»:

Максимальная нагрузка сети 35 кВ будет на линии «Золотая-Академическая» при отключенной линии «Золотая-Соседская» (табл. 1.3.1).

$$S_{л4-41} = 11,22 \text{ (МВА)}.$$

Найдём мощность, передаваемую трансформаторами:

$$S_{нагр4} = S_{л4-41} + S_4 = 11,22 + 18,64 = 29,84 \text{ (МВА)}, \quad (1.3.13)$$

где  $S_{нагр4}$  – полная мощность, передаваемая трансформаторами, МВА;

$S_4$  – полная мощность, потребляемая на НН подстанции 4, МВА.

Чтобы определить необходимость замены трансформаторов Т1 и Т2 на подстанции «Золотая», работающих параллельно, необходимо произвести расчёт коэффициента загрузки и перегрузки данных трансформаторов.

$$K_{загрТ1} = \frac{S_{нагр4}}{2S_{номТ1}} = \frac{29,84}{2 \cdot 6,3} = 2,368, \quad (1.3.14)$$

где  $K_{загрТ1}$  – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{номТ1}$  – номинальная мощность трансформатора Т1, МВА.

$$K_{перегрТ1} = \frac{S_{нагр4}}{S_{номТ1}} = \frac{29,84}{6,3} = 4,736, \quad (1.3.15)$$

где  $K_{перегрТ1}$  – коэффициент перегрузки трансформатора;

По ПУЭ [1] необходимо, чтобы коэффициент загрузки не превышал значения 0,7, а коэффициент перегрузки 1,4. Данное условие не выполняется, следовательно, требуется замена данных трансформаторов.

## 2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110 КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

### 2.1 Параметры вновь вводимых объектов

При реконструкции данной сети требуется заменить перегружаемое оборудование и ввести в эксплуатацию подстанцию 6 «Любимая» с трансформатором Т1, подстанцию 7 «Швейная» с трансформатором Т1, электростанцию ТЭЦ2 «Колосово» с трансформатором Т1, связанным с блоком генератора Г1 и трансформатором Т2, связанный с подстанцией «Колосово» и генераторами Г2 и Г3. Параметры проектируемых объектов приведём в таблице ниже.

Таблица 2.1 – Параметры вновь вводимых подстанций

П/ст	Нагрузка, МВт			tgφ
	ВН	СН	НН	
6 «Любимая»	42	-	-	0,42
7 «Швейная»	35	-	-	0,45
ТЭЦ2 «Колосово»	50			0,62

### 2.2 Оценка баланса мощностей с учётом ввода новых объектов

Реактивные и полные мощности новых подстанций рассчитаем аналогично формулам (1.1.1) и (1.1.2). Полученные данные занесём в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Вновь вводимые подстанции

П/ст	Нагрузка, МВА		
	ВН	СН	НН
6 «Любимая»	42+j17,64	-	-
7 «Швейная»	35+j17,64	-	-

Расчёт реактивной и полной мощности потребляемой новой электростанцией аналогично производится по формулам (1.1.1) и (1.1.2).

Таблица 2.3 – Вновь вводимая электростанция

Электростанции	$P_{Г}$ , МВт	Снагр, МВА
ТЭЦ2 «Колосово»	230	50+j31

Произведём оценку баланса мощностей с учётом ввода новых объектов аналогично по формулам (1.2.1) и (1.2.8):

$$\Delta P_{НБ} = -6,798 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta Q_{НБ} = -29,83 \text{ (Мвар)}.$$

По результатам расчётов видно, что имеется избыточная мощность, которую можно передать в соседнюю энергосистему.

### 2.3 Выбор напряжения передачи электроэнергии

Оценим экономически выгодный класс напряжения выдачи электроэнергии электростанцией. Для этого воспользуемся формулой Илларионова:

$$U_{эс} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{5-ТЭЦ2}} + \frac{2500}{\frac{P_{Г\ ТЭЦ2} - P_{ТЭЦ2}}{2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{\frac{230 - 50}{2}}}} \quad (2.2.1)$$

$$= 162,698 \text{ (кВ)},$$

где  $U_{эс}$  – экономически выгодный класс напряжения передачи электроэнергии, кВ;

$L_{5-ТЭЦ2}$  – длина линии электропередач, км;

$P_{Г\ ТЭЦ2}$  – активная мощность, производима электростанцией «Колосово», МВт;

$P_{ТЭЦ2}$  – активная мощность, потребляемая подстанцией «Колосово», МВт.

Примем класс напряжения 110 кВ, т.к. этот вариант не требует модернизации действующих подстанций и дополнительных капиталовложений.

## 2.4 Выбор новых трансформаторов и замена старых

Рассчитаем трансформаторы Т1 и Т2 для электростанции «Колосово» аналогично по формулам (1.3.5) и (1.3.7):

$$S_{г\text{уст}Т1} = 73,03 \text{ (МВА)},$$

$$S_{г\text{уст}Т2} = 120,9 \text{ (МВА)}.$$

Применим для электростанции Колосово трансформаторы Т1 марки ТДЦ-80000/110 и Т2 марки ТДЦ-125000/110.

На электростанции ТЭЦ2 Каменная установим трансформатор марки ТДН-25000/110 вместо трансформатора ТДН-10000/110.

На подстанции Золотая заменим трансформаторы Т1 и Т2 на трансформаторы марки ТДТН-25000/110, а на новую подстанции Любимая установим трансформаторы Т1, Т2 марки ТДН-40000/110. На другую подстанцию Швейная установим трансформаторы Т1, Т2 ТРДН-32000/110.

Проверим их на загрузку и перегрузку аналогично по формулам (1.3.14) и (1.3.15). Полученные коэффициенты занесём в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Загрузка новых трансформаторов

Название подстанции	Трансформатор	$K_{загр}$	$K_{перегр}$
Золотая	Т1, Т2	0,597	1,193
Любимая	Т1	0,569	1,139
Швейная	Т1	0,48	0,96

Данные трансформаторы подходят для установки с сеть.

Параметры новых трансформаторов внесём в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Параметры новых трансформаторов

Подстанция	Трансформатор	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$			$U_{\text{к}}, \%$			$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$	$r_{\text{т}}, \text{Ом}$	$x_{\text{т}}, \text{Ом}$	$g_{\text{т}} 10^{-6}, \text{См}$	$b_{\text{т}} 10^{-6}, \text{См}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{квар}$
		ВН	СН	НН	В-Н	С-Н	В-С								
«Колосово»	T1	121	-	10,5	10,5	-	-	310	70	0,6	0,71	19,2	4,781	32,78	480
«Колосово»	T2	121	-	10,5	10,5	-	-	400	120	0,55	0,37	12,3	8,196	46,96	687,5
«Каменная»	T2	115	-	11	10,5	-	-	85	19	0,7	4,38	86,7	2,042	13,23	112
«Золотая»	T1, T2	115	38,5	11	17,5	6,5	10,5	140	31	0,7	1,5/1,5/1,5	56,9/0/35,7	2,344	13,23	175
«Швейная»	T1, T2	115	-	10,5-10,5	10,5			120	30	0,7	2,5	55,5	3,781	19,66	175

Изм.

Лист

№ докум.

Подпись

Дата

13.03.02.2019.229 ПЗ

27

Лист

## 2.5 Выбор конфигурации сети 110 кВ и сечения новых ВЛ

Примем связь электростанции 2 с энергосистемой двухцепной линией, т.к. это удовлетворяет требованию питания потребителя второй категории по условиям надёжности и устойчивости [1].

Определим приближённо токи новых воздушных линий, исходя из мощностей подключаемых объектов.

Оценку выполним для нормальных длительных режимов.

Подключение электростанции 2:

$$\begin{aligned} I_{5-ЭС-2} &= \frac{\sqrt{(P_{Г\text{ТЭЦ}2} - P_{СН\text{ТЭЦ}2} - P_{\text{ТЭЦ}2})^2 + (Q_{Г\text{ТЭЦ}2} - Q_{СН\text{ТЭЦ}2} - Q_{\text{ТЭЦ}2})^2}}{2\sqrt{3}U_{\text{НОМ Л5-ТЭЦ}2}} \\ &= \frac{\sqrt{(230 - 14,72 - 50)^2 + (142,5 - 10,16 - 31)^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} \\ &= 508,849 \text{ (А)}, \end{aligned} \quad (2.4.1)$$

где  $I_{5-ТЭЦ2}$ , – ток в линии, связывающей электростанцию 2 с действующей сетью, А;

$P_{СН\text{ТЭЦ}2}$ ,  $Q_{СН\text{ТЭЦ}2}$  – активная и реактивная мощности, потребляемые электростанцией 2 на собственные нужды.

По методу экономической плотности тока:

$$F_{5-ЭС-2} = \frac{I_{5-ТЭЦ2}}{j_э}, \quad (2.4.2)$$

где  $F_{5-ТЭЦ2}$ , – суммарное сечение проводов фазы проектируемой ВЛ, мм<sup>2</sup>;

$j_э$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Экономическая плотность тока будет находиться по формуле:

$$j_э = \frac{j_n}{\alpha_i \alpha_t}, \quad (2.4.3)$$

где  $j_n$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

					<b>13.03.02.2019.229 ПЗ</b>	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии ( $T_{max}$ ).

Для определения этих коэффициентов воспользуемся [2].

Таблица 2.6 – Нормированное значение плотности тока для ВЛ

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

Исходя из данных приведённой выше таблицы, примем нормированное значение плотности тока равным:

$$j_H = 0,8 \text{ (А/мм}^2\text{)}.$$

Коэффициент  $\alpha_i$  примем как для линии 110 кВ, равным:

$$\alpha_i = 1,05.$$

Таблица 2.7 – Усреднённые значения коэффициента  $\alpha_i$

Напряжение ВЛ, кВ	$K_M$	Значение коэффициента $\alpha_i$ , при числе часов использования максимума нагрузки, $T_{max}$ , ч/год		
		до 4000	более 4000 до 6000	более 6000
35-330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2
500	1,0	0,7	0,9	1,1
	0,8	0,8	1,0	1,4
	0,6	0,9	1,4	1,9

Примем коэффициент  $K_M$ , отражающий участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы равным:

$$K_M = 1,0.$$

Исходя из данных приведённой выше таблицы, примем усреднённое значение коэффициента равным:

$$\alpha_t = 1,0.$$

Имея полученные данные, подставим их в формулу (2.4.3) для нахождения экономической плотности тока:

$$j_э = \frac{0,8}{1,05 \cdot 1} = 0,762, (\text{А/мм}^2).$$

Теперь можно вычислить суммарное проводов фазы для линий II' и II'' по формуле (2.4.2):

$$F_{5-ТЭЦ2} = \frac{508,849}{0,762} = 667,865, (\text{мм}^2).$$

Для связи электростанции 2 с системой примем две двухцепные линии с проводом АС-185/29.

В проекте примем подстанцию «Любимая» в качестве тупиковой, а подстанцию «Швейная» в качестве транзитной.

Рассчитаем аналогично по формулам (2.4.1) и (2.4.2) сечение проводов и ток в остальных проектируемых линиях.

Таблица 2.8 – Вновь вводимые ЛЭП

ЛЭП	Марка	Число цепей	Длина, км
5-ТЭЦ2 «Чайная-Колосово»	АС-185/29	4	50
26 «Каверзная-Любимая»	АС-70/11	2	25
57 «Чайная-Швейная»	АС-150/24	1	35
27 «Каверзная-Швейная»	АС-150/24	1	20

Далее рассчитаем параметры новых линий аналогично по формулам (1.1.5) – (1.1.9). Полученные данные занесём в таблицу 2.9.



Таблица 2.9 – Параметры проектируемых линий электропередач

ЛЭП	$r_{уд},$ Ом/км	$x_{уд},$ Ом/км	$b_{суд} 10^{-6},$ См/км	$r_{л},$ Ом	$x_{л},$ Ом	$g_{л} 10^{-6},$ См	$b_{с} 10^{-6},$ См	$Q_{з},$ Мвар
«Чайная-Колосово»	0,159	0,413	2,747	1,98 8	5,162	-	549,4	6,648
«Каверзная-Любимая»	0,422	0,444	2,547	5,27 5	5,55	-	127,3	1,541
«Чайная-Швейная»	0,204	0,420	2,707	7,14	14,2	-	94,74	1,146
«Каверзная-Швейная»	0,204	0,420	2,707	4,08	8,4	-	54,14	0,655

Проверим линию 26 «Каверзная-Любимая» по условию возникновения короны.

Диаметр провода возьмём из [2].

$$U_{кр12} = 3,2d_{л26} \cdot \log\left(\frac{2D_{ср12}}{d_{л26}}\right) = 3,2 \cdot 17,1 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{17,1}\right) = \quad (2.4.4)$$

$$= 151,41 \text{ (кВ);}$$

$$U'_{кр12} = 3,5d_{л26} \cdot \log\left(\frac{2D_{ср12}}{d_{л26}}\right) = 3,5 \cdot 17,1 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot 5000}{17,1}\right) = \quad (2.4.5)$$

$$= 165,6 \text{ (кВ),}$$

где  $U_{кр26}, U'_{кр26}$  – напряжения зажигания короны, кВ;

$D_{ср12}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами, м;

$d_{л12}$  – диаметр провода, мм.

Из расчётов видно, что напряжения зажигания короны выше номинального напряжения линии, следовательно, данный провод проходит по короне.

Для остальных проводов произведём проверку по короне аналогично по формулам (2.4.4), (2.4.5).

## 2.6 Выбор варианта развития сети по укрупнённым технико-экономическим показателям

На данном этапе учтём только те параметры, которые можно оценить, используя укрупнённые показатели, такие как: капитальные вложения на возведение объектов и амортизационные отчисления на их эксплуатацию. Необходимые параметры возьмём из [2].

Для этого воспользуемся формулой приведённых затрат:

$$З = E_n K_{ВЛ} + И, \quad (2.5.1)$$

где **З** – приведённые затраты на возведение ВЛ, тыс. руб;

**E<sub>n</sub>** – коэффициент эффективного использования капитальных вложений;

**K<sub>ВЛ</sub>** – капитальные вложения, тыс. руб.;

**И** – амортизационные отчисления тыс. руб.

Для электроэнергетики принимаем коэффициент **E<sub>n</sub>** равный:

$$E_n = 0,2.$$

Таблица 2.10 – Базисные показатели стоимости ВЛ

Напряже- ние ВЛ, кВ	Характеристика промежуточных опор	Провода типа АС сечением, мм <sup>2</sup>	Кол-во цепей на опоре, шт	Базовые показатели стоимости ВЛ, тыс. руб/км	
				Сталь- ные опоры	Железо- бетонные опоры
110	Свободностоящие	до 150	1	1050	850
			2	1280	1150
	Свободностоящие	185-240	1	1100	890
			2	1600	1440

Примем для проектируемых линий стальные опоры.

Капитальные вложения будут находиться по формуле:

$$K_{ВЛ} = L_{ВЛ} Z_{ВЛ} K_{инф}, \quad (2.5.2)$$

где  $L_{ВЛ}$  – длина проектируемой ВЛ, км;

$z_{ВЛ}$  – удельная стоимость возведения одного км ВЛ в  $N$ -ом году тыс. руб/км;

$K_{ВЛ}$  – коэффициент инфляции текущего года по отношению к  $N$ -ом году.

За  $N$ -ый год примем 2008. Тогда коэффициент инфляции:

$$K_{инф} = 2,28.$$

Амортизационные отчисления будут находиться по формуле:

$$И = \frac{P_{ВЛ}}{100\%} K_{ВЛ}, \quad (2.5.3)$$

где  $P_{ВЛ}$  – амортизационные расходы на ВЛ.

Примем амортизационные расходы равные:

$$P_{ВЛ} = 5\%.$$

Произведём расчёт приведённых затрат для сравнения стоимости возведения одноцепной линии от подстанции «Чайная» к электростанции «Колосово», а от неё к подстанции «Золотая» и двухцепной линии от подстанции «Чайная» к электростанции «Колосово»:

$$K_{2ц} = 50 \cdot 1600 \cdot 2,28 = 182,4 \cdot 10^3 \text{ (тыс. руб);}$$

$$K_{1ц} = (50 + 55) \cdot 1100 \cdot 2,28 = 263,3 \cdot 10^3 \text{ (тыс. руб);}$$

$$Z_{2ц} = 0,2 \cdot 182,4 \cdot 10^3 + \frac{5}{100} 182,4 \cdot 10^3 = 45,6 \cdot 10^3 \text{ (тыс. руб);}$$

$$Z_{1ц} = 0,2 \cdot 263,3 \cdot 10^3 + \frac{5}{100} 263,3 \cdot 10^3 = 65,83 \cdot 10^3 \text{ (тыс. руб).}$$

Посчитаем относительную разницу затрат:

$$\delta_{экл} = \frac{|Z_{2ц} - Z_{1ц}|}{0,5(Z_{2цII} + Z_{1цII})} 100\% = \frac{|45,6 - 65,83| \cdot 10^3}{0,5(45,6 + 65,83) \cdot 10^3} 100\% \quad (2.5.4)$$
$$= 36,317,$$

где  $\delta_{экл}$  – относительная разница экономических затрат для соединения ТЭЦ2 с системой.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Исходя из расчётов видно, что относительная разница затрат не превышает 5%, поэтому нельзя считать варианты соединения электростанции с системой равнозначными.

Аналогично по формулам (2.5.1) – (2.5.4) посчитаем приведённые затраты на возведение ВЛ для связи подстанции с системой (таблица 2.11):

Таблица 2.11 – Приведённые затраты на возведение ВЛ

Название линии	Приведённые затраты 10 <sup>3</sup> , тыс.руб.		$\delta_{эк}$ , %
	Одноцепная	Двухцепная	
«Чайная-Колосово»	65,83	45,6	36,317
«Каверзная-Любимая»	32,92	21,89	40,25
«Каверзная-Швейная»	25,54	32,92	25,256

### 3 РАСЧЁТ РЕЖИМА СЕТЕЙ.

#### 3.1 Режим минимальных нагрузок

В режиме минимальных нагрузок возникают перенапряжения во многих узлах сети. Поэтому ограничим выдачу мощности генераторов, зафиксировав его напряжение равное 10,5 кВ.

Используя программу NetWorks, сравним напряжения в каждом узле с номинальными. Далее посчитаем отклонения напряжения в каждом узле и занесём в таблицу:

Таблица 3.1 – Отклонение напряжения в узлах в режиме минимальных нагрузок

Название узла	$U_{ном}$ , кВ	$U_{узла}$ , кВ	$\delta$ , %
п/ст 2	110	112,29	-2,081
п/ст 3	110	112,04	-1,855
п/ст 5	110	115,46	-4,964
п/ст 6	110	108,05	1,773
п/ст 7	110	110,99	-0,9
ТЭЦ1	110	115,18	-4,709
ТЭЦ2	110	119,04	-8,218
п/ст41	35	34,88	-0,343
п/ст42	35	35,76	-2,171
п/ст4	10	10,21	-2,1

Узлы имеют отклонения напряжения не более 10%.

Рассчитаем коэффициенты перегрузки каждой ветви и занесём их в таблицу 3.2:

Таблица 3.2 – Коэффициенты перегрузки в режиме минимальных нагрузок

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}$ , А	$I_{ветви}$ , А	$j$ , А/мм <sup>2</sup>	$K_{перегр}$
п/ст1 - п/ст2	2хАС-120/19	2х390	390,27	1,626	0,5
п/ст2 - п/ст4	АС-120/19	390	50,58	0,422	0,13
п/ст2 - п/ст5	2хАС-150/25	2х450	263,64	0,879	0,293
п/ст2 - п/ст3	АС-150/24	450	22,74	0,152	0,05
п/ст2 – ТЭЦ1	АС-150/24	450	122,32	0,815	0,272
п/ст3 – ТЭЦ1	2хАС-150/24	2х450	140,81	0,469	0,156
п/ст3 – п/ст4	АС-150/24	450	54,02	0,36	0,12
п/ст2 – п/ст7	АС-150/24	450	106,43	0,71	0,237

Окончание таблицы 3.2

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, A$	$I_{ветви}, A$	$j, A/mm^2$	$K_{перегр}$
п/ст7 – п/ст5	АС-150/24	450	285,4	1,903	0,634
п/ст5 – ТЭЦ2	4хАС-185/29	4х510	218,92	0,296	0,107
п/ст2 – п/ст6	2хАС-70/11	2х265	172,33	1,231	0,325
п/ст4 – п/ст41	АС-50/8	210	51,21	1,024	0,244
п/ст4 – п/ст42	АС-50/8	210	62,62	1,252	0,298
ТЭЦ1	T1	-	-	-	0,797
ТЭЦ1	T2	-	-	-	0,944
ТЭЦ2	T1	-	-	-	0,965
ТЭЦ2	T2	-	-	-	0,826
п/ст4	T1, T2	-	-	-	0,264
п/ст6	T1	-	-	-	0,408
п/ст7	T1	-	-	-	0,35

Ветви в режиме минимальных нагрузок не перегружены.

### 3.2 Режим максимальных нагрузок

В режиме максимальных нагрузок возникают перенапряжения во многих узлах сети. Поэтому ограничим выдачу мощности генераторов, зафиксировав его напряжение равное 10,5 кВ, аналогично режиму минимальных нагрузок.

Посчитаем отклонения напряжения в каждом узле и занесём в таблицу:

Таблица 3.3 – Отклонение напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

Название узла	$U_{ном}, kV$	$U_{узла}, kV$	$\delta, \%$
п/ст 2	110	109,96	-0,036
п/ст 3	110	108,67	-1,2
п/ст 5	110	113,88	3,527
п/ст 6	110	106,77	-2,936
п/ст 7	110	109,63	-0,336
ТЭЦ1	110	112,86	2,6
ТЭЦ2	110	118,04	7,309
п/ст41	35	32,36	-7,543
п/ст42	35	34,2	-2,286
п/ст4	10	9,63	-3,7

Узлы имеют отклонения напряжения не более 10%.

Рассчитаем коэффициенты перегрузки каждой ветви и занесём их в таблицу 3.4:

Таблица 3.4 – Коэффициенты перегрузки в режиме максимальных нагрузок

Название ветви	Исполнение	$I_{пред}, А$	$I_{ветви}, А$	$j, А/мм^2$	$K_{перегр}$
п/ст1 - п/ст2	2хАС-120/19	2х390	172,88	0,720	0,222
п/ст2 - п/ст4	АС-120/19	390	102,62	0,855	0,263
п/ст2 - п/ст5	2хАС-150/25	2х450	240,48	0,802	0,267
п/ст2 - п/ст3	АС-150/24	450	67,87	0,452	0,151
п/ст2 – ТЭЦ1	АС-150/24	450	79,43	0,530	0,177
п/ст3 – ТЭЦ1	2хАС-150/24	2х450	159,52	0,531	0,177
п/ст3 – п/ст4	АС-150/24	450	58,51	0,39	0,13
п/ст2 – п/ст7	АС-150/24	450	75,58	0,503	0,168
п/ст7 – п/ст5	АС-150/24	450	245,95	1,64	0,547
п/ст5 – ТЭЦ2	4хАС-185/29	4х510	206,12	0,279	0,101
п/ст2 – п/ст6	2хАС-70/11	2х265	127,66	0,912	0,241
п/ст4 – п/ст41	АС-50/8	210	78,97	1,579	0,376
п/ст4 – п/ст42	АС-50/8	210	94,86	1,897	0,452
ТЭЦ1	Т1	-	-	-	0,885
ТЭЦ1	Т2	-	-	-	0,474
ТЭЦ2	Т1	-	-	-	0,793
ТЭЦ2	Т2	-	-	-	0,838
п/ст4	Т1, Т2	-	-	-	0,378
п/ст6	Т1	-	-	-	0,59
п/ст7	Т1	-	-	-	0,495

Ветви в режиме максимальных нагрузок не перегружены.

### 3.3 Послеаварийный режим

Таблица 3.5 – Отклонение напряжения в узлах в послеаварийном режиме

Отключённый элемент	Название узла	$U_{ном}, кВ$	$U_{узда}, кВ$	$\delta, \%$
Т1 п/ст «Золотая»	п/ст41	35	29,62	-15,371
	п/ст42	35	31,13	-11,057
ВЛ «п/ст4 - п/ст42»	п/ст41	35	28,77	-17,8
	п/ст42	35	27,25	-22,143

Таблица 3.6 – Коэффициенты перегрузки в послеаварийном режиме

Отключённый элемент	Название ветви	Исполнение	$I_{\text{пред}}, \text{А}$	$I_{\text{ветви}}, \text{А}$	$j, \text{А/мм}^2$	$K_{\text{перегр}}$
Т1 п/ст «Золотая»	п/ст4 - п/ст41	АС-50/8	210	86,32	1,726	0,411
	п/ст4 - п/ст42	АС-50/8	210	102,82	2,056	0,49
ВЛ «п/ст4 - п/ст42»	п/ст41	АС-50/8	210	206,19	4,124	0,982
	п/ст42	АС-70/11	265	117,42	1,677	0,443



## 4 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «ЛЮБИМАЯ»

### 4.1 Разработка структурной схемы

Структурная схема – это часть главной схемы, которая определяет пути передачи электроэнергии от источников питания к потребителям.

При составлении структурной схемы учтём число вводов и число отходящих воздушных линий, линий на низком напряжении, а также, что от подстанции питаются потребители 2 категории и питание приходит только со стороны высокого напряжения. Поэтому требуется установка двух трансформаторов.

Подстанция будет содержать распределительные устройства двух классов напряжения – РУ ВН 110 кВ и РУ НН 10 кВ.

Изобразим на рисунке 4.1 структурную схему подстанции.

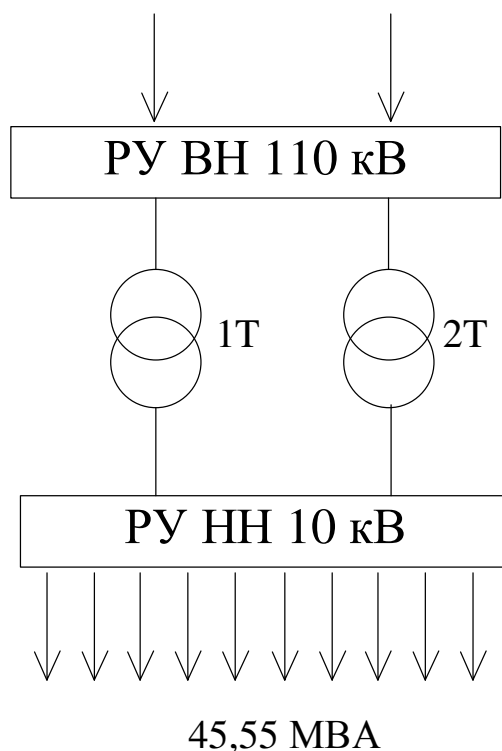


Рисунок 4.1 – Структурная схема

## 4.2 Выбор схем РУ

Выберем схему электрических соединений, используя [4].

Для тупиковой двухтрансформаторной подстанции на сторону ВН подходит схема «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» (рисунок 4.2).

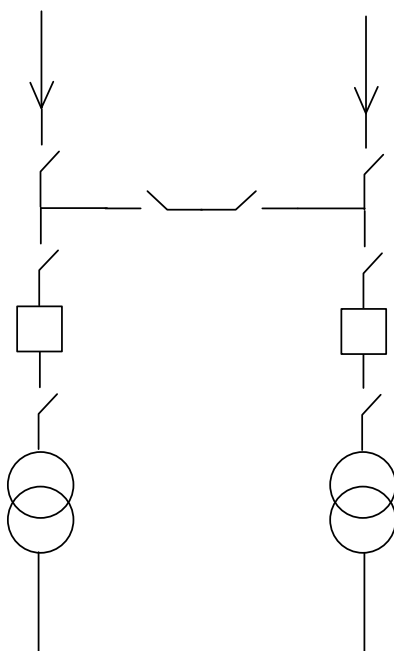


Рисунок 4.2 – Структурная РУ ВН

Да сторону НН примем схему «Одна, секционированная выключателем, система шин» (Рисунок 4.3).

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

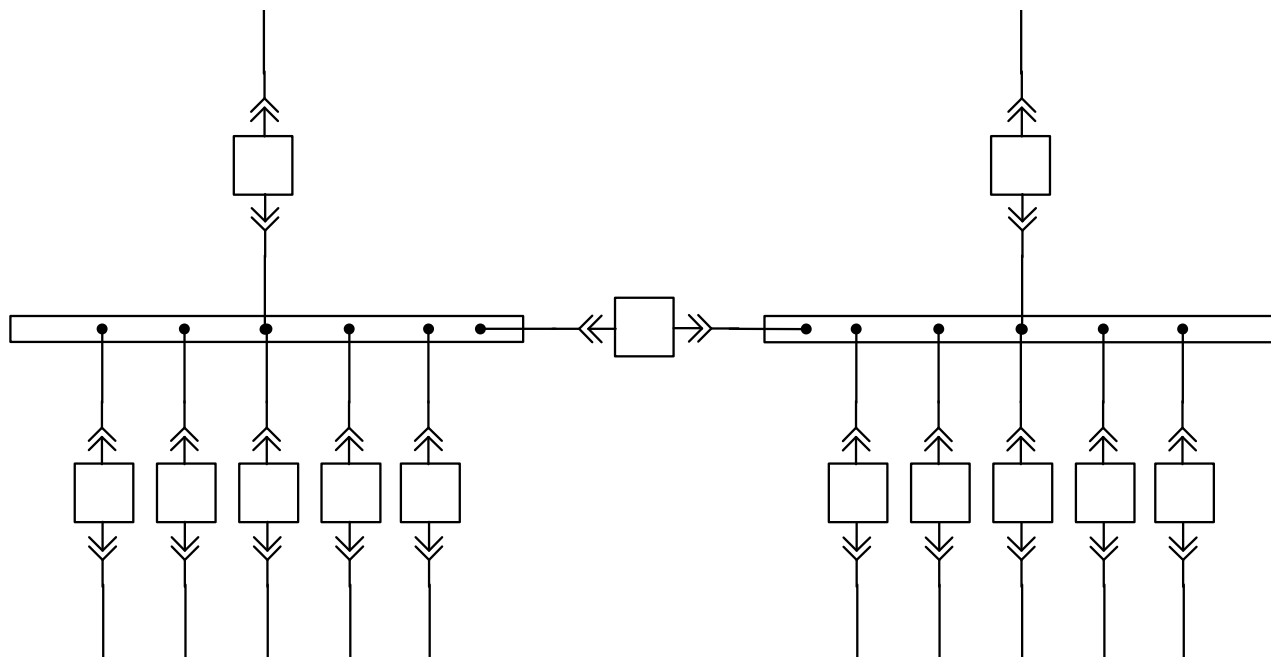


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ НН

#### 4.3 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы были выбраны в п. 2.4.

#### 4.4 Расчёт токов короткого замыкания

Воспользуемся [5], чтобы выписать данные для таблицы ниже:

Таблица 4.1 – Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания и ударного коэффициента

Элементы и части энергосистемы	$T_a, c$	$k_v$
Система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными ЛЭП напряжением:		
35 кВ	0,02	1,608
110...150 кВ	0,02...0,03	1,608...1,717
Система, связанная со сборными шинами 6 - 10 кВ через трансформаторы единой мощностью:		
80 МВА в единице и выше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80 МВА в единице	0,05...0,1	1,82...1,904
5,6...32 МВА в единице	0,02...0,06	1,6...1,82

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

13.03.02.2019.229 ПЗ

Лист

41

«Система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными ЛЭП напряжением 110-220 кВ».

Примем время затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания на стороне ВН  $T_{a1} = 0,02$  с, а ударный коэффициент  $k_{yВН} = 1,608$ .

Для стороны НН примем  $T_{a2} = 0,055$  и  $k_{yНН} = 1,83$ .

Определим расчетные токи короткого замыкания. Для этого воспользуемся программой ТоКо. Полученные токи трёхфазного короткого замыкания  $I_{П0}$ , ударные токи короткого замыкания  $i_y$  и апериодические составляющую тока короткого замыкания  $i_{at}$  занесём в таблицу:

Таблица 4.2 – Данные из программы ТоКо

Точка к.з.	$I_{П0}$ , кА	$i_y$ , кА	$i_{at}$
ВЛ 110 кВ	3,106	4,932	4,38
Секция 10 кВ	14,186	29,056	19,05

#### 4.5 Выбор оборудования подстанции

Для соединения электрооборудования на стороне ВН подстанции выберем гибкую ошиновку, которая будут применена на всём ОРУ.

Примем к установке провод АС-70/11, аналогично линии «Каверзная-Любимая» (п. 2.5).

В нормальном режиме на стороне ВН ток равен:

$$I_{\text{норм.вн}} = \frac{S_{6'}}{n_{\text{вн}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{45,55}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 120 \text{ (А)}, \quad (4.5.1)$$

где  $I_{\text{норм.вн}}$  – ток в линии в нормальном режиме, А;

$S_{6'}$  – полная мощность подстанции 6, приведённая к высокой стороне, МВА;

$n_{\text{нн}}$  – количество присоединений на стороне ВН, кВ;

$U_{\text{нн}}$  – номинальное напряжение на стороне ВН, кВ.

В утяжелённом режиме, при отключении одной ВЛ, ток утяжелённого режима.

Сторона ВН:

$$I_{\text{утяж.вн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n_{\text{нн}} - 1) \cdot \sqrt{3} U_{\text{нн}}} = \frac{45,55}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 240 \text{ (A)}, \quad (4.5.2)$$

Сторона НН:

$$I_{\text{утяж.вн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n_{\text{нн}} - 1) \cdot \sqrt{3} U_{\text{нн}}} = \frac{45,55}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 2504 \text{ (A)}, \quad (4.5.2)$$

На сторону НН трансформатора примем к установке токопровод компании Мосэлектро [10] серии Ветобар-г с литой изоляцией типа РН-12, рассчитанный на 2570 А.

Для отходящих от КРУ фидеров применим кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В нормальном режиме ток в кабелях отходящих фидеров:

$$I_{\text{норм.нн}} = \frac{S_{6r}}{n_{\text{нн}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{45,55}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 250 \text{ (A)}. \quad (4.5.3)$$

В утяжелённом режиме одна из секций шин отключена, тогда ток утяжелённого режима:

$$I_{\text{утяж.нн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\frac{n_{\text{нн}}}{2} \cdot \sqrt{3} U_{\text{нн}}} = \frac{45,55}{\frac{10}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 500 \text{ (A)}. \quad (4.5.4)$$

Примем экономическую плотность тока для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена  $j = 1,6 \text{ А/мм}^2$ .

Определим сечение кабеля, воспользовавшись формулой аналогично (2.4.2):

$$F_{\text{нн}} = 312,5 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Выбираем для каждого фидера кабель с алюминиевой токопроводящей жилой, изоляцией из сшитого полиэтилена, внешней оболочкой из полиэтилена АПвП–400–10 из [9].

Рассчитаем параметры кабеля на сторону НН трансформатора аналогично по формулам (4.5.3) и (4.5.4).

Полученные данные для ошиновки и кабельных линий занесём в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Параметры гибких шин и кабелей

Параметр	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$I_{\text{утяж}}, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Ошиновка ОРУ110	120	240	265
Токопровод на сторону НН трансформатора	1252	2504	2570
КЛ отходящих фидеров	250	500	585

Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН.

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель, так как масляные и воздушные выключатели морально устарели. Выберем элегазовый баковый выключатель ВГБУ–110 У1 из [10].

Приведём технические параметры выбранного выключателя в следующей таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры выключателя ВГБУ–110 У1

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Собственное время отключения $t_{\text{с.в.}}$ , не более, с	Полное время отключения $t_{\text{полн.}}$ , не более, с
110	2000	40	0,035	0,06

Окончание таблицы 4.4

Ток динамической стойкости $I_{дин}$ , кА $I_{дин}$ ,	Ток термической стойкости $I_{тер}$ , кА	Номинальное время термической стойкости аппарата $t_{тер}$	Климатическое исполнение	Размеры, ширина, глубина, высота, мм
40	40	3	У1	3530, 2750, 4825

Таблица 4.5 – Характеристика встроенных трансформаторов тока

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальный вторичный ток, А	Номинальный класс точности
110	1000-2000	5	0,2 0,5 10Р

Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид:

$$i_y \leq I_{дин} \quad (4.5.5)$$

Проверка на термическую стойкость.

Примем время срабатывания релейной защиты  $t_{рЗАмин}=0,01$  с и выдержку времени релейной защиты  $t_{рза} = 0,1$  с.

Тогда расчетное время отключения  $\tau_1$ :

$$\tau_1 = t_{рЗАмин} + t_{с.в1} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ (с)}. \quad (4.5.6)$$

Время отключения выключателя  $t_{откл}$ :

$$t_{откл} = t_{рЗА} + t_{полн1} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ (с)}. \quad (4.5.7)$$

Импульс квадратичного тока короткого замыкания  $B_k$ :

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_{a1}) = 3,106^2 (0,16 + 0,02) = 1,74 \text{ (кА}^2\text{с)}. \quad (4.5.8)$$

Условие термической стойкости выключателя:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}; \quad (4.5.9)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

Выберем двухколонковый разъединитель с заземляющими ножами РДЗ–110/1000 НУХЛ1 с приводами, которые приводятся в действие вручную, типа ПРГ–2Б УХЛ1 из [12].

Таблица 4.6 – Параметры разъединителя РДЗ–110/1000 НУХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}$ , кА	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$ , кА
110	1000	40	31,5

#### Выбор выключателей на стороне НН

На сторону НН для отходящих фидеров целесообразно устанавливать вакуумные выключатели, смонтированный в шкафы КРУ компании Таврида электрик [13].

Выберем вакуумный выключатель ВВ/TEL 10-20/1000 У2.

Таблица 4.7 – Параметры выключателя ВВ/TEL 10-20/1000 У2

Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Собственное время отключения $t_{\text{с.в}}$ , не более, с	Полное время отключения $t_{\text{полн}}$ , не более, с
10	1000	20	0,015	0,025

#### Окончание таблицы 4.7

Ток динамической стойкости $I_{\text{дин}}$ , кА	Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$ , кА	Номинальное время термической стойкости аппарата $t_{\text{тер}}$	Климатическое исполнение
51	20	3	У2

В ячейки ввода на секцию 10 кВ и секционного выключателя установим вакуумный выключатель VD 12.31.25.



## Выбор распределительного устройства на стороне НН

На напряжение 10 кВ примем к установке комплектные распределительные устройства КРУ D-12P-10 УЗ.

Всё выбранное оборудование проверим на электродинамическую стойкость, а также на термическую стойкость по формулам (4.5.5) и (4.5.9), полученные данные занесём в таблицу для сравнения:

Таблица 4.8 – Проверка выбранного оборудования

Параметр	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{дин}}$ , кА	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> с
Выключатель ВГБУ 110				
Расчётный	110	240	4,932	1,74
Допустимый	110	2000	40	4800
Разъединитель РДЗ-110				
Расчётный	110	240	4,932	1,74
Допустимый	110	1000	40	2977
Выключатель ввода на секцию 10 кВ				
Расчётный	10	2504	29,056	37,23
Допустимый	10	3150	63	1875
Выключатель отходящих фидеров 10 кВ				
Расчётный	10	500	29,056	37,23
Допустимый	10	1000	51	1200
КРУ 10 кВ (ячейки ввода и секционного выключателя)				
Расчётный	10	2504	29,056	37,23
Допустимый	10	3150	81	992
КРУ 10 кВ (фидера)				
Расчётный	10	500	29,056	37,23
Допустимый	10	630	51	1200

Выбранное оборудование подходит к установке.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Выберем газонаполненный заземляемый однофазный трансформатор напряжения ЗНОГ–110 УЗ на сторону ВН и антирезонансный трансформатор напряжения НАМИ-10 УХЛ2 с контролем изоляции сети на сторону НН.

Трансформаторы тока на сторону НН примем ТПЛК–10 УЗ.

На кабели установим разъёмный трансформатор тока нулевой последовательности производства Свердловского завода трансформаторов тока [14] ТЗРЛ – 150.

Во вторичную обмотку трансформаторов тока и напряжения подключим многофункциональный измерительный преобразователь типа ЭНИП-2 [15]. Так как подстанция предполагается без дежурного персонала, то щитовые показывающие приборы не устанавливаются. Вся информация с измерительных преобразователей передается по каналам связи на удаленный диспетчерский пункт, а также может быть просмотрена на экране местного АРМ.

Для обеспечения эффективно-заземлённой нейтрали трансформатора назначим к установке заземлитель типа ЗОН-110.

Защита от перенапряжений оборудования подстанции обеспечивается установкой нелинейных ограничителей перенапряжений. На ОРУ 110 кВ приняты к установке ОПН-110 в на стороне ВН трансформаторов 1Т и 2Т, в цепь нейтрали силового трансформатора – ОПНН-110. Секции КРУ 10 кВ, кабельные линии, обмотки НН трансформаторов 1Т и 2Т защищаются ограничителями перенапряжений типа ОПН-10.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

## 5 ВЫБОР ОПОР ДЛЯ НОВОЙ ВЛ 110 КВ

В данной работе требуется выбрать два вида опор для установки новых ВЛ: анкерные и проходные.

Анкерные опоры предназначены для натяжения проводов, которые закрепляются в зажимах натяжных гирлянд. Также данный вид опор используют при переходах ВЛЭП через автодороги, ж/д и др. объекты инфраструктуры.

Проходные опоры используются для поддержания провода, чтобы обеспечить требуемый габарит провеса (расстояние от нижней точки провеса провода до земли).

При выборе опор будем учитывать не только технико-экономические показатели и необходимое количество цепей, но и механические нагрузки на провода и опоры, такие как: вес провода, давление ветра и вес гололёда.

Габарит провеса является единственны нормируемым параметром в [1], для его соблюдения требуется рассматривать внешние воздействия на опоры. Было введено понятие весовой пролёт ВЛ, а также было создано районирование по толщине стенки гололёда и районирование по ветру.

В таблицу ниже приведено районирование по установленному значению толщины стенки гололёда  $l_{уст}$ .

Таблица 5.1 – Районирование по толщине стенки гололёда

№ района	$l_{уст}$ , мм
I	10
II	15
III	20
IV	25
Особый	>25

Действующая сеть 110 кВ находится в III по толщине стенки гололёда. Примем, что проектируемые ВЛ находятся в тех же климатических условиях.

Также приведём таблицу районирования по установленной скорости ветра

$V_{уст}$ .

Таблица 5.2 – Районирование по ветровой нагрузке

№ района	$V_{уст}$ , м/с
I	25
II	29
III	32
IV	36
Особый	>36

Данная сеть установлена в I районе по ветровой нагрузке.

Применим к установке стальные опоры, они более надёжные и по укрупнённым технико-экономическим показателям они не сильно дороже железобетонных. Выберем типовые опоры 110 кВ из [7] с указанием всех размеров.

Типовые опоры представлены на плакате №4.

## 6 СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИИ

### 6.1 Предпосылки принятия мер по энергосбережению

Повышение энергетической эффективности является для ПАО «ФСК ЕЭС» одним из основных приоритетов деятельности Общества за основу данного раздела взят отчёт [16].

В компании успешно реализуется Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности в рамках системы энергетического менеджмента ПАО «ФСК ЕЭС», системой управления энергосбережения. Основная ее цель – обеспечить экономию и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Делается это в первую очередь за счет снижения потерь электроэнергии и повышения эффективности использования ТЭР.

В рамках 2014-2015 гг. проведена работа с целью оценки резервов снижения технологических потерь. По её результатам были определены основные перспективные направления в области снижения потерь. Проведенный анализ показал, что мероприятия, связанные с реконструкцией и развитием электрических сетей (новое оборудование), вводом в работу средств компенсации реактивной мощности, являются не окупаемыми с позиции снижения потерь.

К наиболее перспективным направлениям внедрения и продолжения дальнейших исследований в области снижения потерь относятся:

- реализация мероприятий по снижению потребления электрической энергии на собственные нужды подстанций;
- исследования и апробирование функциональных покрытий проводов для сокращения потерь электроэнергии на корону;

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

- новые разработки и апробирование в области создания интеллектуальных систем управления напряжением и реактивной мощностью.

В данной работе рассматривается повышение энергоэффективности работы оборудования для обеспечения собственных нужд подстанции.

Данный вопрос является актуальным, потому что снижение расхода на собственные нужды напрямую связано с технологическими потерями, которые приносят повышенные производственные издержки электросетевым компаниям.

Раньше данной теме не придавали особого значения, потому что доля потерь на собственные нужды редко превышает 5%. Но, относительно недавно, всё чаще поднимается задача увеличения энергетической эффективности. В связи с этим была поставлена задача произвести подробные исследования в области возможных способов энергосбережения и потенциальной результативности этих мероприятий. В ходе исследований было выявлено, что имеется возможность сократить расход на собственные нужды действующих подстанций на 15-30% при реконструкции, а на новых проектируемых подстанциях на 40-50%.

Оборудование собственных нужд подстанции предназначено для обеспечения бесперебойной работы электрооборудования подстанции, как основного, так и вспомогательного. Благодаря большому количеству видов данного оборудования, существует множество способов достижения поставленной задачи.

## 6.2 Виды мероприятий по снижению расхода

Чтобы выбрать комплекс мероприятий по снижению расхода электроэнергии, надо знать количество потребляемой энергии каждого оборудования собственных нужд и процентное соотношение от технологических

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

потерь. Т.к. достижение большего результата при меньших затратах будет связано с внедрением инноваций в оборудование с большим энергопотреблением.

Для этого была составлена структурная схема расхода электроэнергии, которая была создана по результатам подробного анализа потенциала энергетической эффективности.

Расход на собственные нужды подстанций ПАО «ФСК ЕЭС» составляет порядка 1000 млн. кВт·ч или более 1 млрд. руб. Укрупненная структура расхода на собственные нужды приведена ниже.

Примерно 60% расхода электроэнергии на собственные нужды составляют две крупные группы токоприемников:

- охлаждение трансформаторов (около 400 млн. кВт·ч/год);
- отопление помещений задний подстанции (около 180 млн. кВт·ч/год).

Также третьей по размеру, и самой быстрорастущей категорией потребления является раздел «Системы управления ПС», т.к. в него входит кондиционирование помещений систем автоматизации.



Рисунок 6.1 – Структура расхода на собственные нужды подстанции

В связи с этим дополнительно планируются к реализации ряд пилотных проектов, направленных на создание типовых технических решений по сокращению технологических потерь электроэнергии при ее передаче:

- разработка алгоритмов оптимального регулирования охлаждения силовых трансформаторов на базе частотного регулирования с пилотным внедрением;
- утилизация тепла трансформаторов для отопления здания ОПУ ПС;
- разработка мультиагентной автоматизированной системы управления напряжением и реактивной мощностью;
- создание энергоэффективного ОПУ ПС;
- создание унифицированной системы обогрева шкафов с алгоритмами активного энергосбережения.

### 6.3 Система частотного регулирования.

Системы частотного регулирования применяются для управления работой двигателей охладителей трансформаторов и маслонасосов.

В настоящее время стандартной системой охлаждения трансформаторов предполагается постадийное включение охладителей в зависимости от температуры масла и загрузки трансформатора и постоянная работа маслонасосов охладителей. Проведенный анализ режимов работы систем охлаждения трансформаторов и характеристик охладителей и электродвигателей вентиляторов и маслонасосов выявил значительный потенциал сокращения расхода электроэнергии при использовании частотного регулирования и изменении алгоритмов управления электродвигателями.

Предлагаемая схема управления охладителями предполагает параллельную работу всех охладителей с регулированием скорости вращения вентиляторов и маслонасосов. Параметр, по которому проводится регулирование

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54



скорости вращения вычисляемая температура самой нагретой точки по температуре воздуха, масла и нагрузке трансформатора. Такой алгоритм работы полностью соответствует СТО ФСК «Инструкция по эксплуатации трансформаторов». В основу данной системы входят преобразователи частоты и контроллер с алгоритмом, который построен на поддержании постоянной температуры обмотки.

Для повышения надежности и облегчения монтажа всех преобразователей частоты (ПЧ) предполагается возможность контейнерной установки системы управления охлаждением с собственными системами микроклимата и аварийной защиты. Для обеспечения резервирования система может иметь возможность автоматического переключения на байпасную схему.

Проведенные расчеты показали сокращение потребления электроэнергии системой охлаждения до 80%.

В рамках проведения Реконструкция подстанции 750 кВ «Опытная» была произведена установка систем частотного регулирования для управления работой двигателей охладителей трансформаторов и маслонасосов для нужд ПАО «ФСК ЕЭС - Валдайское ПМЭС».

Пробный запуск данной системы ОТ АТ-1 на ПС 750 кВ «Опытная» был осуществлен 15 мая 2018 г.

В ходе пробного пуска были отработаны следующие группы мероприятий:

- испытания гидравлической системы трансформатора при различных скоростях вращения маслонасосов;
- проверка правильности отработки алгоритма управления в зависимости от нагрузки трансформатора;
- поддержание заданной температуры масла с фиксацией температуры наиболее нагретой точки трансформатора по текущим значениям тока.

В ходе испытаний гидравлической системы снимались показания тока и мощности маслонасосов в зависимости от изменения их частоты вращения.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Частота вращения маслонасосов изменялась от 25 до 50 Гц (с учетом минимальной частоты вращения, при которой маслонасосы показывают свою эффективность – 20-25 Гц). Полученные данные показали, что автоматизированная система управления охлаждением трансформатора (АСУ ОТ) в автоматическом режиме поддерживает требуемый для нормального охлаждения расход масла через систему охлаждения автотрансформатора при пониженной частоте вращения маслонасосов

При поддержании заданной температуры масла все маслонасосы, согласно алгоритму, работали на сниженной частоте (около 25-33 Гц при загрузке трансформатора в диапазоне от 30% до 43%) при переменной частоте вращения вентиляторов 5-и охладителей. При таком режиме работы было получено среднее энергопотребление системы 21,4 кВт на фазу, что составляет около 34% от среднего потребления на охлаждение трансформатора, определённого в ходе предпроектного обследования (экономия - 66%). При этом температура окружающего воздуха находилась в пределах 26-30°C, что близко к максимальным значениям температуры в течение года.

При вводе в опытную эксплуатацию данного оборудования осуществлялась точная настройка алгоритма частотного регулирования и проверка системы в длительном автоматическом режиме работы. Персоналом подстанции была установлена заниженная уставка температуры наиболее нагретой точки трансформатора на уровне 55°C (норма по ГОСТ - 98° С) при этом экономия электропотребления на охлаждение автотрансформатора достигла уровня 50-60% от среднего потребления на охлаждение трансформатора, определённого в ходе предпроектного обследования.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

## 6.4 Проверка работоспособности системы

Существует несколько приёмочных испытаний автоматизированной системы управления охлаждением трансформатора.

1. Проверка работы охладителей от шкафов автоматического управления охлаждением трансформатора (ШАОТ).

На данном этапе проверяется правильность сборки схемы шин коробчатого сечения марки ШКД и работоспособность всех охладителей от существующих ШАОТ. Проверка считается успешной при работоспособности всех вентиляторов и маслонасосов.

2. Измерение энергопотребления при имитации различной загрузки.

Включение ступеней охлаждения имитируется ручным включением ступеней охлаждения в ШАОТ. Энергопотребление измеряется токовыми клещами в щите собственных нужд и по показаниям вольтметра. Результаты измерений заносятся в протокол испытаний. В качестве примера приведены данные ПС 750 кВ «Опытная» (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Энергопотребление ШАОТ в различных режимах

Загрузка, %	Менее 40%			40-80%			Более 80%		
Вольтметр 1 сек, В	405								
Токовые клещи, ф.А	129,3	126,8	128,4	156,3	153,8	150,8	170,5	166,8	167,1

Окончание таблицы 6.1

Загрузка, %	Менее 40%			40-80%			Более 80%		
Токовые клещи, ф.В	133,6	129,8	138,1	158,5	154,0	163,2	172,8	161,1	177,7
Токовые клещи, ф.С	137,9	134,7	134,7	159,9	173,0	135,4	171,0	185,4	145,3

3. Проверка температурной блокировки пуска маслонасосов и вентиляторов. Данная блокировка не позволяет запускать маслонасосы и вентиляторы при температуре масла в трансформаторе ниже установленной.
4. Проверка работы ШКД и подхвата двигателей преобразователем частоты.

Данный этап подтверждает корректность работы ШКД при переходе с существующим ШАОТ на АСУ ОТ. Если происходит полная перекоммутации питания маслонасосов и вентиляторов на АСУ ОТ, то данная проверка считается успешно пройденной.

5. Проверка работы охладителей от АСУ ОТ.

В ходе данной проверки подтверждается работоспособность всех электродвигателей вентиляторов и маслонасосов рабочих охладителей на пониженной частоте.

6. Проверка ручного переключения охладителей на ШАОТ.

Данный этап проверят работоспособность системы охлаждения трансформаторов при перекоммутации двигателей с АСУ ОТ на ШАОТ при нажатии кнопки «Стоп».

7. Проверка регулирования системы охлаждения при работе от АСУ ОТ.

Загрузка трансформаторов имитируется подачей тока в цепь амперметров. При этом с ростом тока должна меняться уставка температуры масла и расти частота вращения маслонасосов.

8. Проверка работы АВР.

Осуществляется за счёт отключения основного питания аоттрансформатора при работающей АСУ ОТ. Проверка успешна при сигнализации отсутствия основного питания и при переходе на резервное с подхватом всех двигателей вентиляторов и маслонасосов рабочих охладителей.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

9. Имитация аварийного перехода на существующий ШАОТ при превышении температуры.

В АСУ ОТ реализована дополнительная защита от превышения температуры (по уставке). При её превышении происходит переключения на ШАОТ. Имитация срабатывания защиты производится за счёт снижения уставки и нагрева датчика.

10. Имитация включения резервного охладителя по отказу одного элемента.

При отказе одного элемента происходит запуск резервного охладителя и сигнализация аварии.

11. Имитация аварийного перехода на существующий ШАОТ по отказу двух элементов.

При отказе двух элементов (насосов или вентиляторов) системы охлаждения происходит переход на существующий ШАОТ. Отказ двух элементов вызывается соответствующими вводными автоматическими выключателями частотных преобразователей.

12. Проверка технологической защиты от потери охлаждения (ЗПО).

ЗПО должна срабатывать при отсутствии напряжения питания на основном и резервном вводах как существующего ШАОТ, так и АСУ ОТ. Индикация срабатывания ЗПО осуществляется на главном щите управления.

13. Отключение питания пускателей в ШКД при работе от АСУ ОТ и от ШАОТ.

При отключении питания пускателей в ШКД должен произойти переход на ШАОТ и сигнализация аварии.

Исходя из данного перечня приёмочных испытаний, можно сделать вывод, что в данной автоматизированной системе установлено множество защит, которые увеличивают надёжность охлаждения трансформатора.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

## 6.5 Результаты применения системы АСУ ОТ

После установки и наладки данного оборудования было проведено множество измерений потребляемой энергии. Эти данные были получены для дальнейшего сравнения и подсчёта эффективности применяемого оборудования.

Для примера приведён почасовой график сравнительного энергопотребления за сутки 31 мая 2018г., представленный на рисунке 6.2.



Рисунок 6.2 – Суточное энергопотребление электроэнергии АСУ ОТ автотрансформатором 31 мая 2018 года.

Изменение допустимой температуры верхних слоев масла (ВСМ) и фактической температуры масла представлено на рисунке 6.3.

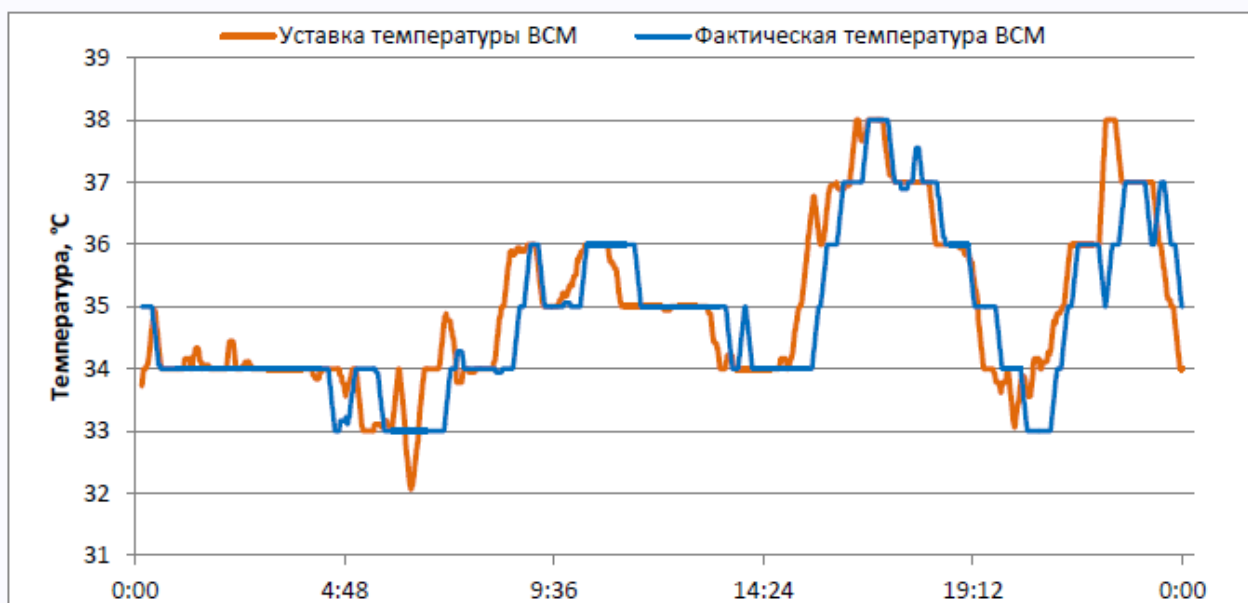


Рисунок 6.3 – Динамика изменения температуры верхних слоёв масла при работе АСУ ОТ 31 мая 2018 года.

Из данного графика видно быстрое изменение фактической температуры верхних слоев масла в соответствии с изменением уставки ВСМ трансформатора, что подтверждает высокую эффективность регулирования температуры масла.

В условиях повышенных требований к верхней границе температуры наиболее нагретой точки трансформатора, а также повышенной температуры окружающего воздуха АСУ ОТ показала высокую эффективность и полностью подтвердила работоспособность заложенных алгоритмов работы.

При использовании расчетной максимальной температуры наиболее нагретой точки ( $65^{\circ}\text{C}$ ), ожидается снижение электропотребления на охлаждение трансформатора до уровня – 400-550 тыс. кВт·ч/год.

Таким образом, мы видим значительную эффективность применения автоматизированной системы управления охлаждения трансформатора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вариант развития сети 110 кВ в связи с вводом новой подстанции. Анализ существующей сети с расчетом небаланса активной и реактивной мощностей и проверки состояния действующего оборудования, выявил необходимость реконструкции данной сети.

Были предложены варианты развития сети с выбором напряжения передачи электроэнергии, новых трансформаторов и заменой старых, выбором конфигурации сети и сечением новых ВЛ с учётом экономической плотности тока, а также приведены укрупнённые технико-экономические показатели. Правильность выбранного варианта развития сети подтверждена расчётами режимов сети.

Для вновь вводимой подстанции разработана главная электрическая схема подстанции. Технические решения обеспечивают выполнение ряда требований по надёжности, экономичности, обеспечения нормальных условий работы оборудования, удобства обслуживания, безопасности, пожарной безопасности, возможности расширения.

Проведенный анализ расходов электроэнергии на собственные нужды подстанции показал потенциал для их снижения. Так, внедрение автоматики и частотного регулирования в системы охлаждения силовых трансформаторов дает ощутимый положительный экономический эффект.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок: 6-е и 7-е изд. – М.: Изд-во ДЕАН, 2013. – 704 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
3. Гайсаров, Р.В. Проектирование электрических станций и подстанций: методические указания к курсовому проекту / Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов, Л.А. Лежнева, И.Т. Лисовская. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 46 с.
4. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – ОАО «ФСК ЕЭС», 2007 – <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 10.06.2019 г.).
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для среднего профессионального образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М.: Издательский центр “Академия”, 2004. – 448с.
6. 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.
7. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Б.А. Астахов, И.А. Баумштейн, К.И. Баумштейн и др.; под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Баженова, – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 786 с.: ил.
8. СТО ЮУрГУ 21–2008 Стандарт организации. Система управления качеством образовательных процессов. Курсовая и выпускная квалификационная работа. Требования к содержанию и оформлению / сост.:

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, А.Е. Шевелев, Е.В. Шевелева. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 55 с.

9. ООО Камский кабель. – <http://kamkabel.ru/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
10. ГК Мосэлекто. – <http://moselectro.ru/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
11. ООО Русэлектро Регион. – <http://ruselectro.su/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
12. ООО ЭТИ Промкомплект. – <http://electra-hvac.ru/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
13. ООО «Таврида Электрик». – <https://www.tavrida.com/ter/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
14. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». – <http://www.cztt.ru/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
15. ООО Инженерный центр «Энергосервис». – <https://enip2.ru/>. (дата обращения: 10.06.2019 г.)
16. Кривецкий, И.В. Результаты работы технологии ШАОТ с ЧРП (АСУ ОТ) на ПС 750 кВ «Опытная»: отчёт / И.В. Кривецкий, А.В. Иовлев. – М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2018 г.

					<i>13.03.02.2019.229 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		64