

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

«Развитие сети 110 кВ. Проектирование подстанции 110/10 кВ «Демидов»»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-182 ПЗ ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ / В.В. Тарасенко /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-571

\_\_\_\_\_ / Е.В. Костылев /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Нормоконтролёр, к.т.н., доцент

\_\_\_\_\_ / В.В. Тарасенко /

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(Национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт. Заочный факультет  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Костылев Евгений Викторович

Группа ПЗ-571

**1. Тема выпускной квалификационной работы** «Развитие сети 110 кВ. Проектирование подстанции 110/10 кВ «Демидов»» утверждена приказом по университету от « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г. № \_\_\_\_\_

**2. Срок сдачи студентом законченной работы** « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**3. Исходные данные к работе**

- схема электрической сети;
- данные о расположении новых объектов;
- данные о нагрузке электроприемников;
- данные о генераторах электростанции;
- количество отходящих присоединений на стороне 10 кВ подстанции:

10.

#### 4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- Баланс активных и реактивных мощностей;
- Анализ схемы электрической сети;
- Выбор варианта развития электрической сети;
- Выбор конфигурации схемы сети;
- Выбор сечений ЛЭП;
- Выбор оптимального варианта;
- Расчет основных установившихся режимов работы сети;
- Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаек трансформаторов;
- Технико-экономические показатели сети;
- Разработка главной схемы подстанции «Демидов».

#### 5. Перечень графического материала

1. Схема нормальных электрических соединений сети 110 кВ – 1 л. формата А1.
  2. Карты режимов сети – 1 л. формата А1.
  3. Схема главных электрических соединений подстанции «Демидов» – 1 л. формата А1.
  4. План и разрез ОРУ подстанции «Демидов» – 1 л. формата А1.
- Презентация, выполненная в программе Microsoft PowerPoint.

Всего 4 листа

#### 6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

#### 7. Дата выдачи задания

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Руководитель работы

\_\_\_\_\_

(подпись)

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Определение баланса активных и реактивных мощностей; анализ сети 35 кВ; анализ работы трансформаторов		
Выбор номинального напряжения для проектируемой сети; выбор схемы ЭС2; выбор трансформаторов; выбор ЛЭП; выбор конфигурации сети; выбор оптимального варианта		
Расчет основных установившихся режимов работы сети		
Выбор отпаек трансформаторов; расчет технико-экономических показателей сети		
Разработка подстанции «Демидов»		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

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

Руководитель работы \_\_\_\_\_ / В.В. Тарасенко/

Студент \_\_\_\_\_ / Е.В. Костылев /

## АННОТАЦИЯ

Костылев Е.В. – Развитие сети 110 кВ. Проектирование подстанции 110/10 кВ «Демидов». – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, ПЗ-571, 2020 г., стр. 97, илл. 25, табл. 39. Список литературы – 12 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) произведено развитие электрической сети, содержащей в своем составе подстанции и электростанцию. Также произведено проектирование подстанции 110/10 кВ «Демидов».

При выполнении ВКР были решены следующие задачи: составлен баланс мощностей, проанализирована сеть 35 кВ подстанции 4, проанализированы трансформаторы подстанции 4 и электростанции 1; выбран вариант развития электрической сети; выбрана конфигурации схемы сети; определены сечения линий электропередачи; выбран оптимальный вариант развития сети; рассчитаны основные установившиеся режимы работы сети; обеспечено требуемое напряжение в сети; рассчитаны технико-экономические показатели сети.

Для проектирования подстанции «Демидов» решены следующие задачи: разработана главная схема, рассчитаны токи в нормальном и продолжительном режиме, рассчитаны токи короткого замыкания, выбраны коммутационные аппараты, токоведущие части, изоляторы, средства контроля и измерений, выбрана схема питания собственных нужд, выбрана аккумуляторная батарея.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Костылев</i>				<b>Развитие сети 110 кВ. Проектирование подстанции 110/10 кВ «Демидов»</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Тарасенко</i>						5	97
<i>Н. контр.</i>	<i>Тарасенко</i>					<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утв.</i>	<i>Кирпичникова</i>							

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ.....	11
1.1. Баланс активных мощностей.....	11
1.2 Баланс реактивных мощностей.....	13
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	18
2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы.....	18
2.2 Анализ работы трансформаторов.....	24
3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	31
3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети.....	31
3.2 Разработка электростанции ЭС-2.....	32
3.3 Выбор трансформаторов.....	34
4 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ.....	36
5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛЭП.....	41
6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА.....	44
6.1 Приведенные затраты для варианта № 1.....	44
6.2 Приведенные затраты для варианта № 2.....	46
6.3 Сравнение приведенных затрат.....	47
7 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	48
7.1 Режим максимальных нагрузок.....	48
7.2 Режим минимальных нагрузок.....	50
7.3 Послеаварийные режимы работы.....	55
8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	60
9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....	65
10 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ «ДЕМИДОВ»....	68
10.1 Выбор схемы распределительного устройства.....	68
10.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах.....	69
10.3 Расчет токов короткого замыкания.....	71
10.4 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов.....	77

10.5 Выбор трансформаторов тока.....	77
10.6 Выбор трансформаторов напряжения.....	84
10.7 Выбор схемы питания собственных нужд.....	87
10.8 Выбор аккумуляторной батареи.....	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	95
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	97

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

## ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходные данные заданного варианта приведены в таблице 1-4.

Таблица 1 – Данные о расположении новых объектов

Длина новых линий, км					
II'	II''	6'	6''	7'	7''
50	60	25	40	30	35

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 $P_2/tg\phi$	п/ст3 ш.110 кв $P_3/tg\phi$	п/ст4 ш.10 кв $P_4/tg\phi$	п/ст41 ш.35 кв $P_{41}/tg\phi$	п/ст42 ш.35 кв $P_{42}/tg\phi$	п/ст5 ш.110 кв $P_5/tg\phi$	п/ст6 ш.10 кв $P_6/tg\phi$	п/ст7 ш.10 кв $P_7/tg\phi$	ЭС-1 ш.10,5 кв $P_{эс1}/tg\phi$	ЭС-2 ш.ВН $P_{эс2}/tg\phi$
29/0,56	38/0,45	35/0,51	4/0,56	5/0,51	22/0,56	38/0,62	35/0,56	40/0,48	60/0,56

Сведения об источниках мощности: мощность генераторов электростанции I составляет 110 МВт; для вновь проектируемой электростанции II мощность в МВт и количество установленных генераторов задаются в табл. 3.

Таблица 3 – Мощность и количество генераторов ЭС-2

$n \times P_{ном Г}, \text{ МВт}$
$2 \times 60 + 110$

Точка примыкания проектируемого сети к электрической сети системы (подстанция 1) является балансирующим и базисным узлом (БУ), для нее в



таблицы 4 задаются значения напряжения  $U_{\text{Бу}}$  в режиме максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийном.

Таблица 4 – Режимы подстанции I

$U_{\text{п/ст I}}$		
$U_{\text{макс}}$ , кВ	$U_{\text{мин}}$ , кВ	$U_{\text{пав}}$ , кВ
118	115	113

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

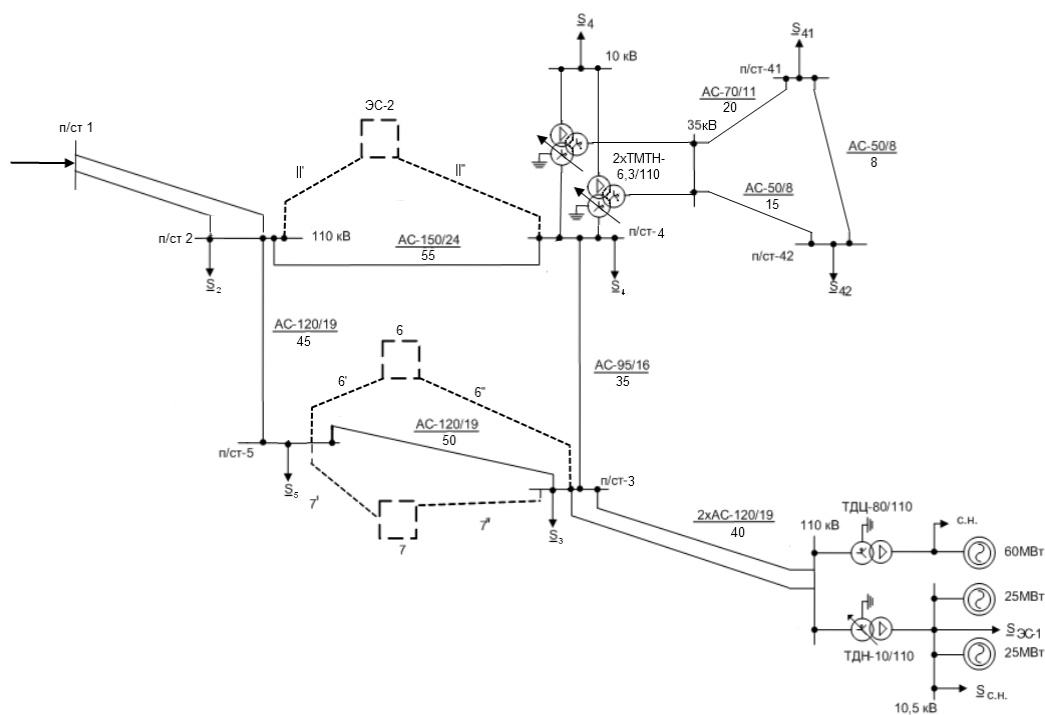


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

## ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) должна начинаться с составления баланса активной и реактивной мощности. В ходе расчета делается вывод о необходимости установки в сеть компенсирующих устройств.

Далее необходимо проанализировать сеть: определить токовую загрузку воздушных линий, отклонения напряжений в сети 35 кВ, проверить загрузку трансформаторов. Далее следует разработать схему выдачи мощности на электростанции 2, выбрать генераторы и блочные трансформаторы, также следует выбрать трансформаторы для подстанции 6 и 7.

Следующим этапом служит составление 6 вариантов развития сети. На основании сравнения приведенных затрат выбирается оптимальный вариант развития сети. Для него рассчитывается максимальный, минимальный и послеаварийные режимы, определяются параметры сети, при необходимости проводится реконструкция. Также определяются отпайки РПН трансформаторов, а также технико-экономические показатели сети.

Последним пунктом необходимо спроектировать подстанцию «Демидов». Для этого нужно выбрать главную схему открытого распределительного устройства, закрытого распределительного устройства. Рассчитать токи в нормальном и утяжеленном режиме, а также токи короткого замыкания для выбора и проверки коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерений.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	Лист
						10
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 1. БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

В силу одновременности процессов производства и потребления электроэнергии в электроэнергетических сетях для каждого момента времени должно иметь место соответствие между расходной частью баланса мощности, к которой относится мощность нагрузок с учетом потерь в сетях и собственных нужд электростанций, и его приходной частью, к которой относится располагаемая мощность электростанций (с учетом обменных перетоков между энергосистемами).

При проектировании ЭС баланс мощности составляется для определения суммарного необходимого ввода мощности на электростанциях и обмена потоками мощности с другими ЭС.

Балансу активных мощностей сопутствует – параметр частоты, т.е. если нагрузки неизменны, то потребляемая ими мощность влияет на частоту сети.

Балансу реактивных мощностей соответствует – параметр напряжения, т.е. баланс реактивной мощности в проектируемой системе в целом определяет уровень напряжения. Баланс мощности составляется для перспективных (заданных) нагрузок с учетом новых промышленных объектов (п/ст 6 и 7) и электростанций ЭС – 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 так:

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

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

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  $\sum \Delta P_{\text{т}}$ :

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

Определим мощность нагрузки потребителей:

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

$$\sum P_{\text{н}} = 29 + 38 + 35 + 4 + 5 + 22 + 38 + 35 + 40 + 60 = 306 \text{ МВт.}$$

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

$$\sum P_{\text{л}} = 0,025 \sum P_{\text{н}}; \quad (3)$$

$$\sum P_{\text{л}} = 0,025 \cdot 306 = 7,65 \text{ МВт.}$$

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

$$\sum P_{\text{т}} = 0,015(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{\text{ЭС1}}); \quad (4)$$

$$\sum P_{\text{т}} = 0,015(35 + 4 + 5 + 38 + 35 + 40) = 2,355 \text{ МВт.}$$

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

$$\sum P_{\text{с.н.}} = 0,06(P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}}) \quad (5)$$

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

Тогда:

$$\sum P_{\text{п}} = 306 + 7,65 + 2,355 + 20,4 = 336,4 \text{ МВт.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

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

В результате, значение обменной мощности:

$$\Sigma P_{\Gamma} = P_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \quad (6)$$

$$P_c = 340 - 336,4 = 3,595 \text{ МВт.}$$

Отсюда можно сделать вывод, что мощность будет выдаваться из балансирующего узла, т.е. будем продавать электроэнергию соседней системе.

## 1.2 Баланс реактивных мощностей

Под балансом реактивной мощности понимают равенство генерируемой и потребляемой мощностей при допустимых отклонениях напряжения у приемников электроэнергии.

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 \pm Q_{\text{КУ}} \pm Q_c = \Sigma Q_{\Pi} \quad (7)$$

где  $\Sigma Q_{\Gamma}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;  $\Sigma Q_3$  – мощность, генерируемая линиями (зарядная);  $Q_{\text{КУ}}$  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  $\Sigma Q_{\Pi}$ , собственных нужд электрических станций  $\Sigma Q_{\text{СН}}$ , потерь мощности в линиях  $\Sigma \Delta Q_{\text{Л}}$ , и трансформаторах  $\Sigma \Delta Q_{\text{Т}}$ :

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{\text{Н}} + \Sigma Q_{\text{СН}} + \Sigma Q_{\text{Л}} + \Sigma Q_{\text{Т}}. \quad (8)$$

Для дальнейшего расчета сведем в таблицу 5 реактивные составляющие нагрузок.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 5 – Реактивные составляющие нагрузок

Величина	п/ст2 ш. 110 кВ	п/ст3 ш. 110 кВ	п/ст4 ш. 10 кВ	п/ст41 ш. 35 кВ	п/ст42 ш. 35 кВ	п/ст5 ш. 110 кВ	п/ст6 ш. 10 кВ
P, МВт	29	38	35	4	5	22	38
tgφ	0,56	0,45	0,51	0,56	0,51	0,56	0,62
Q=P· tgφ, МВАр	16,24	17,1	17,85	2,24	2,55	12,32	23,56

Продолжение таблицы 5

Величина	п/ст7 ш. 10 кВ P <sub>7</sub> / tgφ	ЭС-1 ш. 10,5 кВ P <sub>ЭС-1</sub> / tgφ	ЭС-2 шины ВН P <sub>ЭС-2</sub> / tgφ
P, МВт	35	40	60
tgφ	0,56	0,48	0,56
Q, МВАр	19,6	19,2	33,6

Реактивная мощность нагрузки составит:

$$\Sigma Q_{\text{н}} = P_2 \text{tg} \phi_2 + P_3 \text{tg} \phi_3 + P_4 \text{tg} \phi_4 + P_{41} \text{tg} \phi_{41} + P_{42} \text{tg} \phi_{42} + P_5 \text{tg} \phi_5 + P_6 \text{tg} \phi_6 + P_7 \text{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС2}} \quad (9)$$

$$\Sigma Q_{\text{н}} = 16,24 + 17,1 + 17,85 + 2,24 + 2,55 + 12,32 + 23,56 + 19,6 + 19,2 + 33,6 = 164,3 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = \text{tg} \phi_{\text{сн}} \Sigma P_{\text{сн}} \quad (10)$$

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = 0,62 \cdot 20,4 = 12,65 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{Л} = 0,05 \Sigma Q_{Н} \quad (11)$$

$$\Sigma Q_{Л} = 0,05 \cdot 164,3 = 8,213 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{Т} = 0,09(P_4 \text{tg} \phi_4 + P_{41} \text{tg} \phi_{41} + P_{42} \text{tg} \phi_{42} + P_6 \text{tg} \phi_6 + P_7 \text{tg} \phi_7 + P_{ЭС1} \text{tg} \phi_{ЭС1}) \quad (12)$$

$$\Sigma Q_{Т} = 0,09(17,85 + 2,24 + 2,55 + 12,32 + 23,56 + 19,2) = 5,95 \text{ МВАр.}$$

Тогда суммарная потребляемая мощность составит:

$$\Sigma Q_{П} = 164,3 + 12,65 + 8,213 + 5,95 = 191,1 \text{ МВАр.}$$

Мощность генераторов равна:

$$\Sigma Q_{Г} = \sum_{i=1}^n P_i \text{tg} \phi_i \quad (13)$$

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

Реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями составляет  $\Sigma Q_3 = 18 \text{ МВАр.}$

Сопоставляя суммарную реактивную потребляемую мощность с поступающей от источников, можно определить по условию баланса необходимую мощность дополнительных компенсирующих устройств для сетевого района, а затем разнести ее по узлам потребления.

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы (п/ст I). Вели-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

чина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы:

$$Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c \quad (14)$$

При этом равен  $\operatorname{tg} \varphi_c = 0 \dots 0,35$ :

$$Q_c = 3,495 \cdot 0,35 = 1,258 \text{ МВАр.}$$

Тогда мощность дополнительных компенсирующих устройств будет равна:

$$Q_{\text{кy}} = \sum Q_{\text{п}} - \sum Q_{\text{Г}} - \sum Q_3 \pm Q_c \quad (15)$$

$$Q_{\text{кy}} = 255 + 18 - 191,1 - 1,258 = 80,6 \text{ МВАр.}$$

Таким образом, в рассматриваемой сети наблюдается избыток реактивной мощности. Для обеспечения баланса необходимо определить мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме потребления реактивной мощности, исходя из равенства:

$$Q_{\text{кy}} = 80,6 \text{ МВАр.}$$

В качестве компенсирующих устройств примем статические тиристорные компенсаторы нового поколения (СТАТКОМ).

Схема СТАТКОМа представлена на рисунке 2 [4].

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16



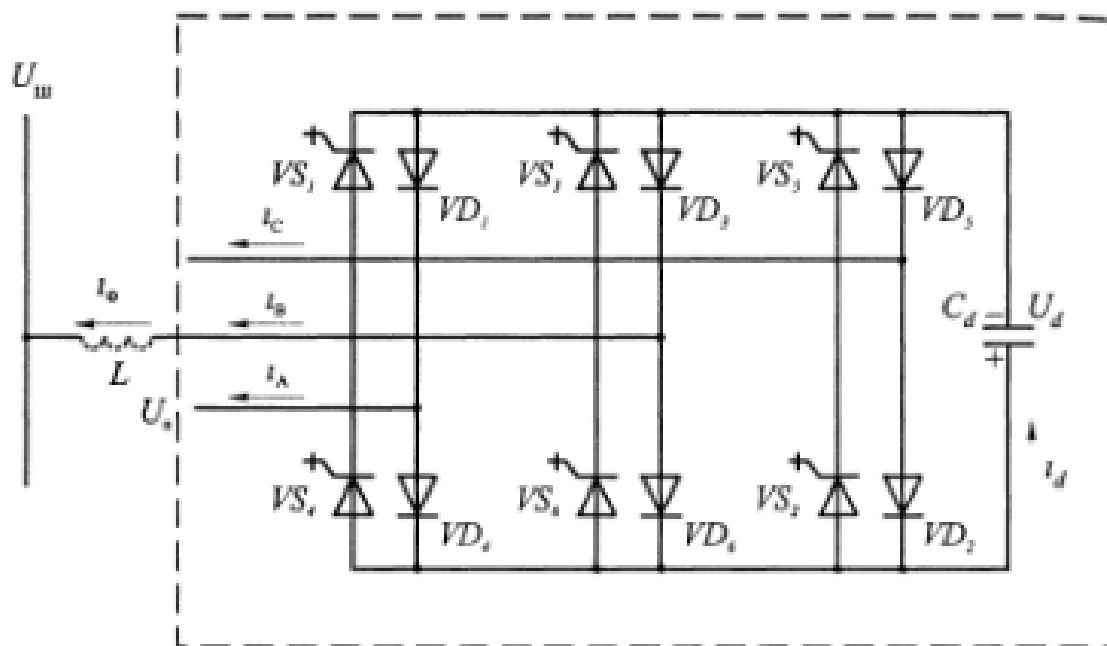


Рисунок 2 – Схема СТАТКОМа

Принцип работы СТАТКОМа состоит в следующем: при снижении напряжения  $U_{ш}$  на шине, СТАТКОМ генерирует в ЛЭП реактивную мощность. При повышении напряжения  $U_{ш}$  Статком потребляет реактивную мощность из сети. Тем самым происходит регулирование и стабилизация напряжения в узлах сети.

## 2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии.

### 2.1 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

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

Реконструкция в указанной сети необходима, если:

- 1) наибольший ток:  $I_{нб.і} \geq I_{доп}$ ;
- 2) наибольшая потеря напряжения:  $\Delta U_{нб.і} \geq \Delta U_{доп}$ .

Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по ГОСТ – 13109 – 87 отклонениям на электроприемниках.

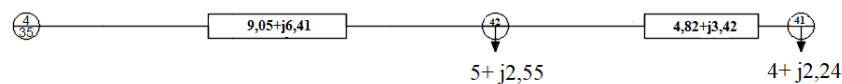
При проверке сети по допустимому току необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные режимы работы сети.

Найдем параметры схемы замещения для линий сети 35 кВ и сведем в таблицу 6.

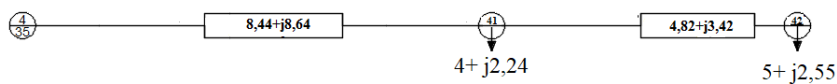
Таблица 6 – Параметры сети 35 кВ

Участок	Марка провода	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$L$ , км/ $I_{доп}$ , А	$r$ , Ом/км	$x$ , Ом/км
п/ст 4 – п/ст 4/1	АС-70/11	0,422	0,432	20/265	8,44	8,64
п/ст 4/1 – п/ст 4/2	АС-50/8	0,603	0,427	8/210	4,82	3,42
п/ст 4/2 – п/ст 4	АС-50/8	0,603	0,427	15/210	9,05	6,41

а)



б)



в)

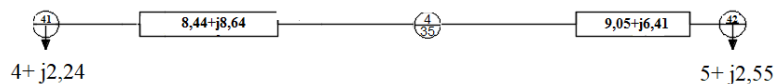


Рисунок 3 – Распределение потоков мощности: а) при отключении линии между п/с 4 и п/с41; б) при отключении линии между п/с 4 и п/с42; в) при отключении линии между п/с 41 и п/с42

1) Отключение линии между подстанциями №4 и №41. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-42 и 42-41 в данном режиме (рисунок 2а).

Потери мощности определяются по формуле (16):

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{41}^2 + Q_{41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}); \quad (16)$$

Мощность в начале передачи определяется по формуле (17):

$$S_H = S_K + \Delta S_{41-42} \quad (17)$$

Тогда согласно формулам (16)-(17):

$$\Delta S_{41-42} = \frac{4^2 + 2,24^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,08 + j0,06 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41H} = 4 + j2,24 + 0,08 + j0,06 = 4,08 + j2,3 \text{ МВА};$$

Ток линий электропередачи (ЛЭП) определяется по формуле (18):

$$I = \frac{|S|}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} \quad (18)$$

$$I_{42-41} = \frac{|4,08 + j2,3|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 77,3 \text{ А.}$$

Мощность в конце передачи определяется по формуле (19):

$$S_{42-4К} = S_{42-41Н} + S_{42} \quad (19)$$

$$S_{42-4К} = 4,08 + j2,3 + 5 + j2,55 = 9,08 + j4,85 \text{ МВА};$$

Найдем мощность и ток, протекающие в линии между подстанциями 4 и 42:

$$\Delta S_{4-42} = \frac{9,08^2 + 4,85^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,78 + j0,55 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42Н} = 9,08 + j4,85 + 0,78 + j0,55 = 9,86 + j5,4 \text{ МВА.}$$

$$I_{4-42} = \frac{|9,86 + j5,4|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 185,5 \text{ А.}$$

2) Отключение линии между подстанциями №4 и №42. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-41 и 41-42 в данном режиме (рисунок 2б).

Найдем мощность и ток, протекающие в линии между подстанциями 42 и 41.

$$\Delta S_{41-42} = \frac{5^2 + 2,55^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,12 + j0,09 \text{ МВА};$$

$$S_{41-42Н} = 5 + j2,55 + 0,12 + j0,09 = 5,12 + j2,64 \text{ МВА};$$

$$I_{41-42} = \frac{|5,12 + j2,64|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 95,1 \text{ А.}$$

Найдем мощность и ток, протекающие в линии между подстанциями 4 и 41.

$$S_{4-41К} = 5,12 + j2,64 + 4 + j2,24 = 9,12 + j4,88 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{41-4} = \frac{9,12^2 + 4,88^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,74 + j0,76 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41Н} = 9,12 + j4,88 + 0,74 + j0,76 = 9,86 + j5,63 \text{ МВА.}$$

$$I_{4-41} = \frac{|10,97 + j5,45|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 187,3 \text{ А.}$$

3) Отключение линии между подстанциями №41 и №42. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-41 и 41-42 в данном режиме (рисунок 2в).

Найдем мощность и ток, протекающие в линии между подстанциями 4 и 41.

$$\Delta S_{4-41} = \frac{4^2 + 2,24^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,14 + j0,15 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41H} = 4 + j2,24 + 0,14 + j0,15 = 4,14 + j2,39 \text{ МВА};$$

$$I_{41-42} = \frac{|4,14 + j2,39|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 78,9 \text{ А.}$$

Найдем мощность и ток, протекающие в линии между подстанциями 4 и 42.

$$\Delta S_{4-42} = \frac{5^2 + 2,55^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,23 + j0,16 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41H} = 5 + j2,55 + 0,23 + j0,16 = 5,23 + j2,72 \text{ МВА};$$

$$I_{4-41} = \frac{|5,23 + j2,72|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 97,2 \text{ А.}$$

Согласно [2], допустимый длительный ток для АС-50/8 составляет 210 А, для провода АС-70/11 – 265 А. Таким образом, все линии проходят по условию нагрева, реконструкция не требуется.

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

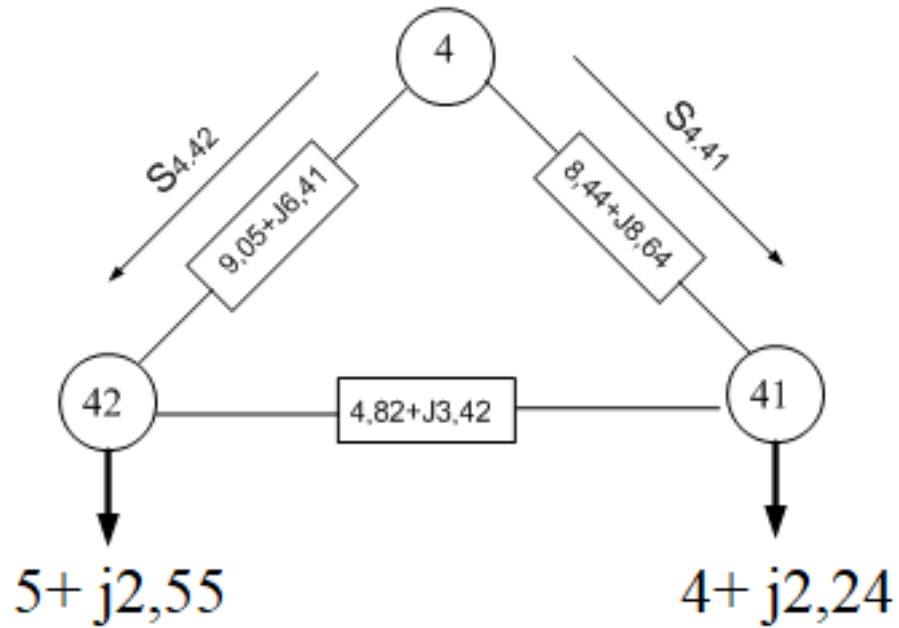


Рисунок 4 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 41 в нормальном режиме:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} \quad (20)$$

$$S_{4-41} = \frac{(4 + j2,24)(4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41) + (5 + j2,55)(9,05 - j6,41)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$

$$= 4,077 + j2,604 \text{ МВА.}$$

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

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}; \quad (21)$$

$$S_{4-42} = \frac{(5 + j2,55)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (4 + j2,24)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$

$$= 4,923 + j2,186 \text{ МВА}$$

Выполним проверку:

$$S_{4-41} + S_{4-42} - S_{41} - S_{42} = 0, \quad (22)$$

$$4,077 + j2,604 + 4,923 + j2,186 - (4 + j2,24) - (5 + j2,55) = 0$$

Узел 42 является точкой потокораздела активной мощности.

Определим мощность, протекающую по линии между п/с 41 и п/с 42:

$$S_{41-42} = S_{4-41} - S_{41} \quad (23)$$

$$S_{41-42} = 4,077 + j2,604 - 4 - j2,24 = 0,077 - j0,364 \text{ МВА}$$

Наибольшую потерю напряжения в сети определим как сумму потерь напряжения на участках между источниками питания и точкой потокораздела:

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4''-42} + \Delta U_{42-41} = \Delta U_{4'-41}. \quad (24)$$

При этом для любого участка:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{\text{ном}}}, \quad (25)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $r_i$ ,  $x_i$  – потоки активной и реактивной мощности на участке сети и его сопротивления соответственно.

Найдем падение напряжение на участке между п/с 4 и п/с 42:

$$U_{\text{нб}} = \Delta U_{4'-42} = \frac{4,923 \cdot 9,05 + 2,186 \cdot 6,41}{35} = 1,672 \text{ кВ.}$$

Определим падение напряжения между п/с 4 и п/с 41, а также между п/с 42 и п/с 41:

$$\Delta U_{4''-41} = \frac{4,077 \cdot 8,44 + 2,604 \cdot 8,64}{35} = 1,626 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{42-41} = \frac{0,077 \cdot 4,824 + 0,365 \cdot 3,42}{35} = 0,046 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = 1,626 + 0,046 = 1,672 \text{ кВ.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

Отклонение напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{\text{нб}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{1,672}{35} \cdot 100\% = 4,8\%.$$

Допустимые потери напряжения по нормированным отклонениям напряжения на приемниках  $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ .

Поскольку допустимое падение напряжения составляет 4,8%, то сеть проходит проверку.

Таким образом, сеть 35 кВ прошла проверку, реконструкция не требуется.

Определим приведенную к п/с 4 мощность.

$$\Delta S_{4-42} = \frac{4,923^2 + 2,186^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,214 + j0,152 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42\text{H}} = 4,923 + j2,186 + 0,214 + j0,152 = 5,137 + j2,338 \text{ МВА}.$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{0,077^2 + 0,364^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 545,328 + j386,2 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41\text{H}} = 0,078 + j0,364 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-41\text{K}} = 4,078 + j2,604 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{4,078^2 + 2,604^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,161 + j0,165 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41\text{H}} = 4,078 + j2,604 + 0,161 + j0,165 = 4,239 + j2,77 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41\text{H}} + S_{4-42\text{H}} \quad (26)$$

$$S_{4/35} = 4,239 + j2,77 + 5,137 + j2,338 = 9,376 + j5,107 \text{ МВА}.$$

## 2.2 Анализ работы трансформаторов

На электрических станциях и подстанциях устанавливаются трехфазные трансформаторы и автотрансформаторы, в ряде случаев по технической необходимости устанавливают трехфазные группы из однофазных трансформаторов. При проектировании и эксплуатации электрических станций и п/ст принципиально важное значение имеет выбор мощности силовых трансформаторов

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24



с учетом их нагрузочной способности и повышение эффективности их использования. Согласно ГОСТ 14209 – 69 аварийную перегрузку трансформаторов ( $k_{ав}$ ) примем равной 140% на время максимума, продолжительностью до 6 часов, но не более 5 суток.

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

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк})S_T} \leq k_{ав} \quad (27)$$

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  $\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез}$ .

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

#### 1) Рассмотрим подстанцию №4

Суммарная мощность, протекающая через обмотку высшего напряжения трансформаторов этой подстанции в максимальном режиме:

$$S_{max4} = S_4 + S_{4/35} = 35 + j17,85 + 9,376 + j5,107 = 44,38 + j22,96 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{44,38^2 + 22,96^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 7,9.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

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:

$$S_T \geq \frac{S_{\max \text{ ПС}}}{n_T \cdot k_3} \quad (28)$$

$$S_T \geq \frac{\sqrt{44,38^2 + 22,96^2}}{2 \cdot 0,7} = 35,7 \text{ МВА.}$$

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-40000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 7.

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

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	U <sub>ном</sub> , кВ			u <sub>к</sub> , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17	6

Продолжение таблицы 7

Тип	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %	R <sub>Т</sub> , Ом			X <sub>Т</sub> , Ом			Q <sub>х</sub> , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8			35,5	0	22,3	240

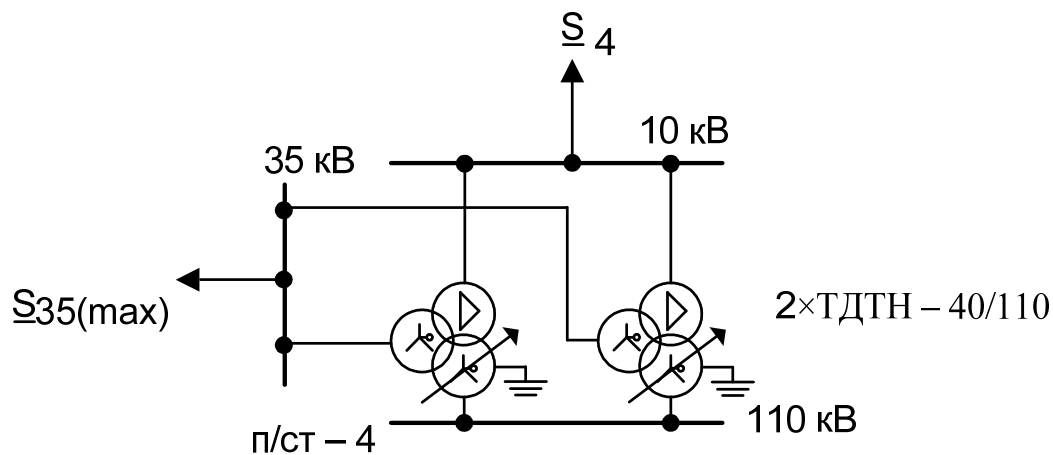


Рисунок 5 – Электрическая схема п/ст – 4

Найдем приведенную к шинам 110 кВ подстанции №4 мощность с учетом потерь в трансформаторе.

Потери в трансформаторе определяются как:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_T + jx_T); \quad (29)$$

$$\Delta S_{\text{СН}} = \frac{9,376^2 + 5,107^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 3,448 \text{ кВА};$$

$$S_{\text{СН}} = 9,38 + j5,107 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{НН}} = \frac{35^2 + 17,85^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,047 + j1,301 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{НН}} = 35,05 + j19,15 \text{ МВА};$$

Мощность обмотки ВН составит:

$$S_{\text{ВН}} = S_{\text{СН}} + S_{\text{НН}} \quad (30)$$

$$S_{\text{ВН}} = 44,43 + j24,26 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} = \frac{44,43^2 + 24,26^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = 0,16 + j3,919 \text{ МВА};$$

$$S_4 = \Delta S_{\text{ВН}} + S_{\text{ВН}} = 44,59 + j28,18 \text{ МВА}.$$

## 2) Рассмотрим трансформаторы ЭС-1

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

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

а) режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\text{мин})} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\text{мин})} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (31)$$

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

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

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

$$S_1 = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 40 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 40 \cdot 0,48 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 26,74 \text{ МВт.}$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\text{макс})} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\text{макс})} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (32)$$

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

$$S_2 = \sqrt{(50 - 40 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 40 \cdot 0,48 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 15,7 \text{ МВт.}$$

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

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\text{макс})} - P_{H(\text{макс})} - P_{\text{СН}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\text{макс})} - Q_{H(\text{макс})} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (33)$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

где  $P_{Г(макс)}$ ,  $Q_{Г(макс)}$  - составляющие мощности наиболее мощного отключившегося генератора.

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 40 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 40 \cdot 0,48 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 17,63 \text{ МВт.}$$

Наибольшая мощность в режиме минимальных нагрузок.

Загрузка трансформатора:

$$k_{ав} = \frac{S_3}{S_T} = \frac{26,74}{10} = 2,674.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 2,674 раза, а трансформатор соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при  $S_T \geq S_r$ .

Исходя из приведенного выше расчета, к установке принимаем ТДН-40000/100, параметры которого приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры ТДН-40000/110 [1]

Тип	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ном}$ , 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.

$$S_T = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_r = \frac{P_r}{\cos \varphi_r} \tag{34}$$

$$S_r = \frac{60}{0,8} = 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$S_T > S_r \Rightarrow$  трансформатор не требует реконструкции.

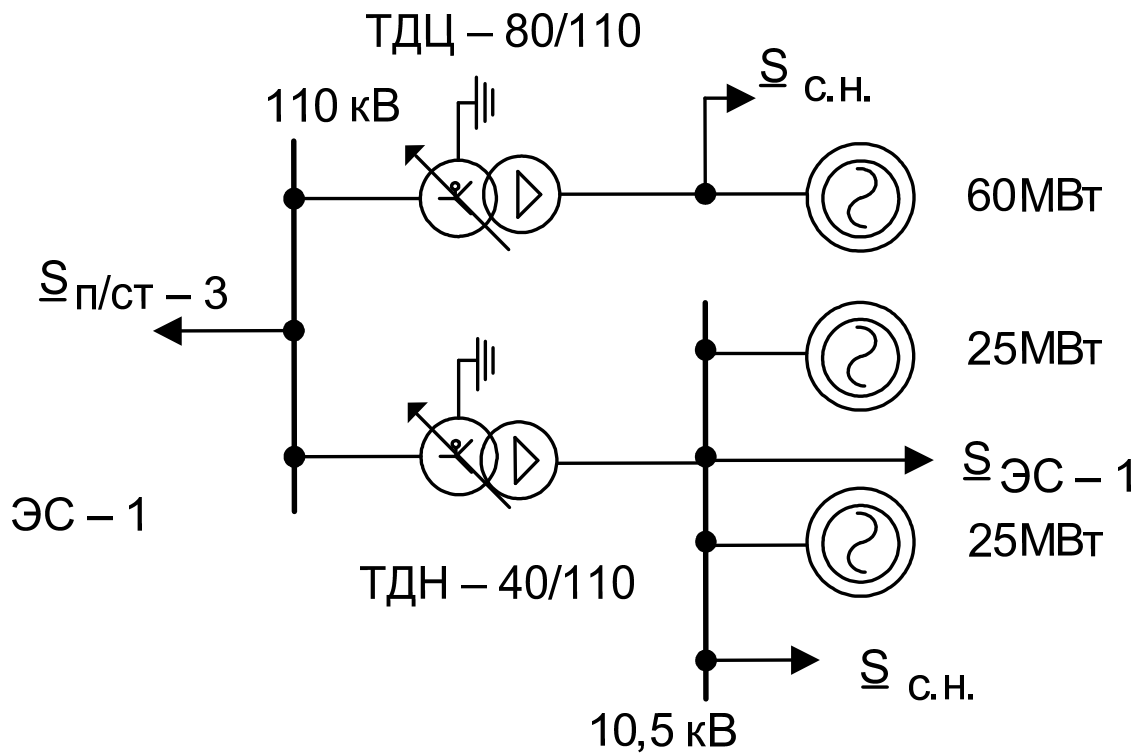


Рисунок 6 – Структурная электрическая схема ЭС – 1

Вывод: Анализ работы трансформаторов показал, что следует заменить: на п/ст4 исходные 2×ТМТН – 6,3/110 на 2×ТДТН – 40/110, трехфазные трехобмоточные; на ЭС – 1 исходный ТДН – 10/110 на ТДН – 40/110 трехфазный двухобмоточный. Все установленные трансформаторы работают без перегруза.

### 3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

#### 3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

Номинальные напряжения зависят от мощности, передаваемой по линии и ее длины. Предварительный выбор напряжения можно провести, ориентируясь на экономически целесообразные области применения различных напряжений [1] или по формуле Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (35)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$P$  – передаваемая мощность на одну цепь, 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:

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}} = (110 + 60 \cdot 2) - 0,06 \cdot (110 + 60 \cdot 2) - 60 = 156,2 \text{ МВт.}$$

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{156,2/2}}} = 154,3 \text{ кВ}$$

а к подстанции №4:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{156,2/2}}} = 155,9 \text{ кВ.}$$

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 требуется использовать трансформаторы связи, было принято решение, о строительстве РУ ВН ЭС-2 на номинальное напряжение 110 кВ.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

### 3.2 Разработка 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 7. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

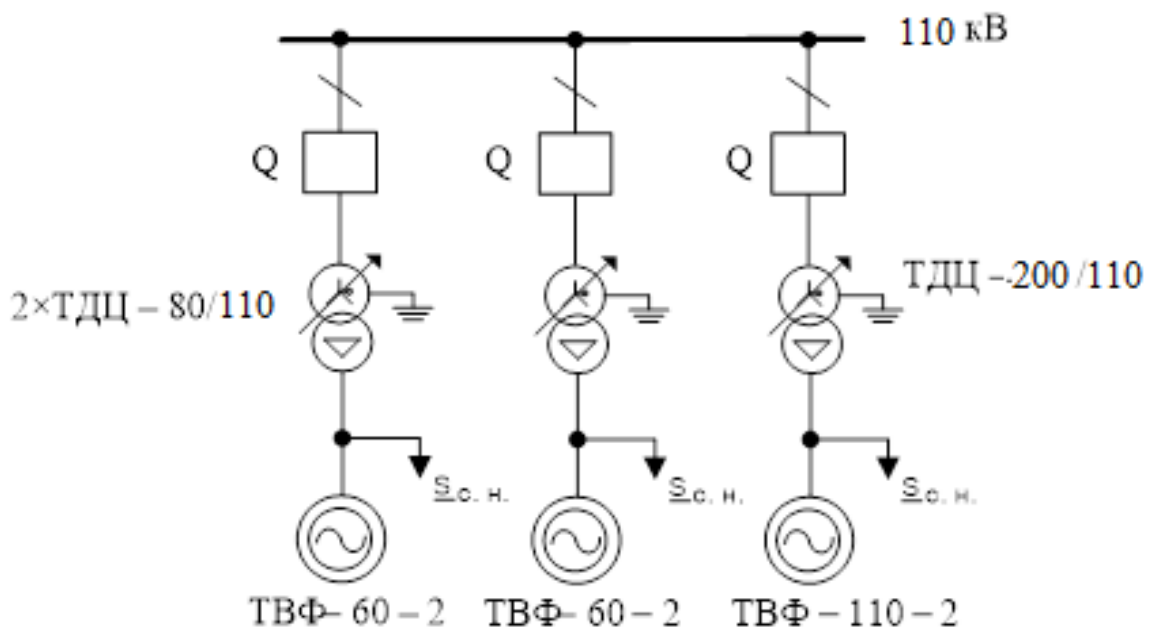


Рисунок 7 – Структурная электрическая схема ЭС-2



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 на ЭС – 2.

1) Для генераторов мощностью 60 МВт

$$S_T = \sqrt{(P_T - P_{CH})^2 + (Q_T - Q_{CH})^2} \quad (36)$$

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

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-80000/110. Параметры данного трансформатора приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры трансформатора ТДЦ-80000/110 [2]

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.

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

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-200000/110. Параметры данного трансформатора приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры трансформатора ТДЦ-200000/110 [2]

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

Результаты проведенного расчета сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета

Объект	Блоки	Мощность в максималь- ном режиме, МВ·А	Мощность в минимальном режиме, МВ·А	Число тр – ров	Тип установ – го трансформатора
ЭС2	110	129,25	129,25	1	ТДЦ-200000/110
	60	70,5	70,5	1	ТДЦ-80000/110
	60	70,5	70,5	1	ТДЦ-80000/110

Вывод: Таким образом, на ЭС-2 установили трехфазные двухобмоточные трансформаторы: 2×ТДЦ – 80000/110 на работу с двумя генераторами мощностью по 60 МВт каждый; и ТДЦ – 200000/110 на работу с генератором мощностью 110 МВт. Трансформаторы работают без перегруза.

### 3.3 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:

$$S_{T6} \geq \frac{44,71}{2 \cdot 0,7} = 31,94 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{31,94}{(2-1)40} = 0,8 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 12 приведены параметры трансформатора ТРДН-40000/110.

Таблица 12 – Параметры ТРДН-40000/110

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-40000/110	40	121	10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

$$S_{Т7} \geq \frac{40,11}{2 \cdot 0,7} = 28,65 \text{ МВА.}$$

Принимаем решение об установке двух трансформаторов ТРДН-32000/110.

$$k_{ав} = \frac{40,11}{(2-1)32} = 1,25 \leq 1,4$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 13 приведены параметры трансформатора.

Таблица 13 – Параметры ТРДН-32000/110

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-32000/110	32	121	10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

#### 4 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:

$$S_{\text{НН1}} = (\sum P_{\Gamma} - P_{\text{Н(макс)}} - P_{\text{СН}}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(макс)}} - Q_{\text{СН}}); \quad (37)$$

$$S_{\text{НН1}} = (50 - 40 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 40 \cdot 0,48 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = 5 + j14,88 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{5^2 + 14,88^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = 0,077 + j0,975 \text{ МВА};$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{НН2}} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{\text{ЭС1}} = S_{\text{НН1}} + S_{\text{НН2}} - \Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T2}} \quad (38)$$

$$S_{\text{ЭС1}} = 61 + j48,71 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

$$\begin{aligned} S_{\text{НН3}} &= (110 - 0,06 \cdot 110) + j(110 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 110) = \\ &= 103,4 + j77,979 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{T3}} &= \frac{103,4^2 + 77,979^2}{115^2} \cdot (0,2 + j7,7) + 0,17 + j1 = \\ &= 0,424 + j10,765 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

$$S_{эс-2} = 2(56,4 + j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338 + j7,725) - (0,424 + j10,765) - (60 + j33,6) = 155,1 + j103,2 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

## 2) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТРДН-40000/110:

$$\Delta S_{T6} = \frac{38^2 + 23,56^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,18 + j2,616 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = 0,18 + j2,616 + 38 + j23,56 = 38,18 + j26,18 \text{ МВА.}$$

## 3) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТРДН-32000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{35^2 + 19,6^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,168 + j2,298 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = 0,168 + j2,298 + 35 + j19,6 = 35,17 + j21,9 \text{ МВА.}$$

Наметим 6 вариантов развития электрической сети. На рисунке 8 представлена карта режима первого варианта развития сети.

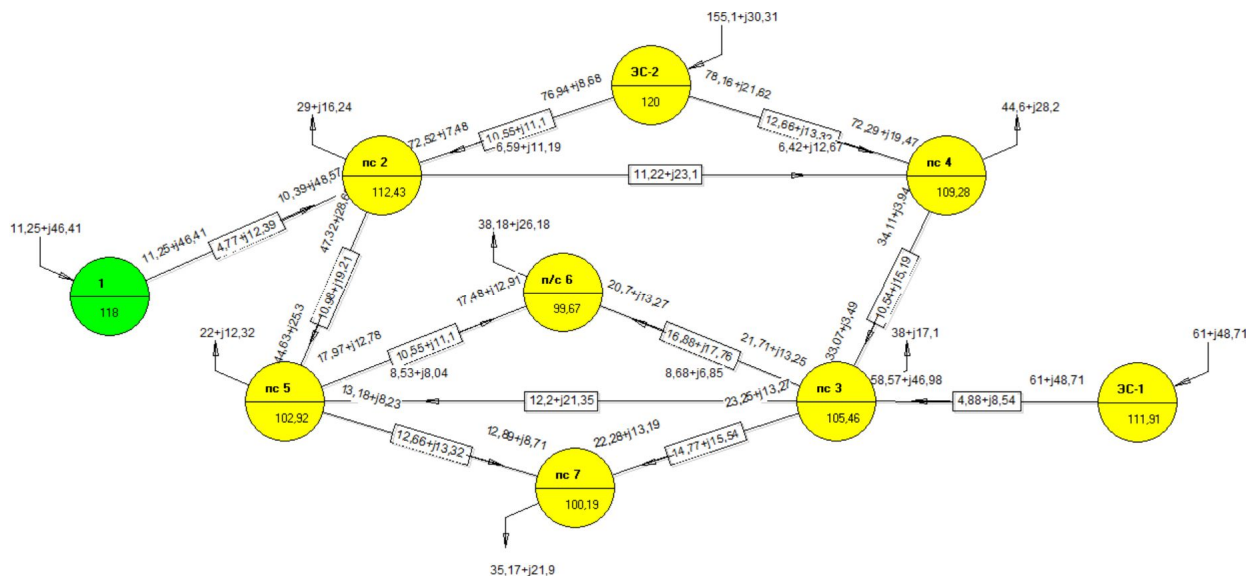


Рисунок 8 – Первый вариант развития сети ( $\Delta P=20,4$ )

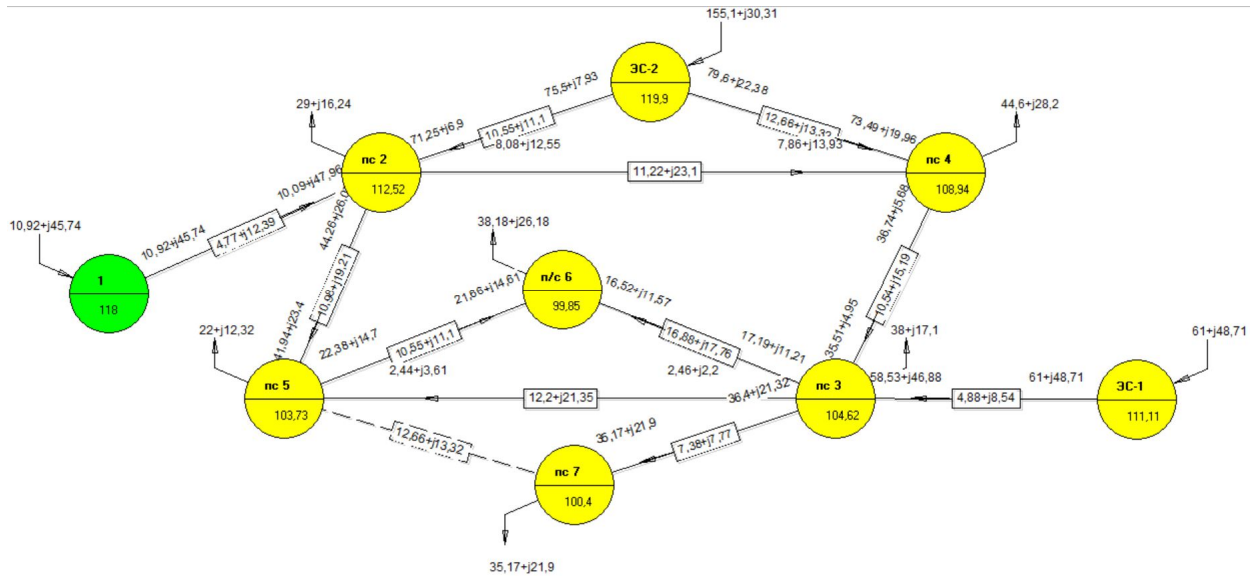


Рисунок 9 – Второй вариант развития сети ( $\Delta P=20,072$ )

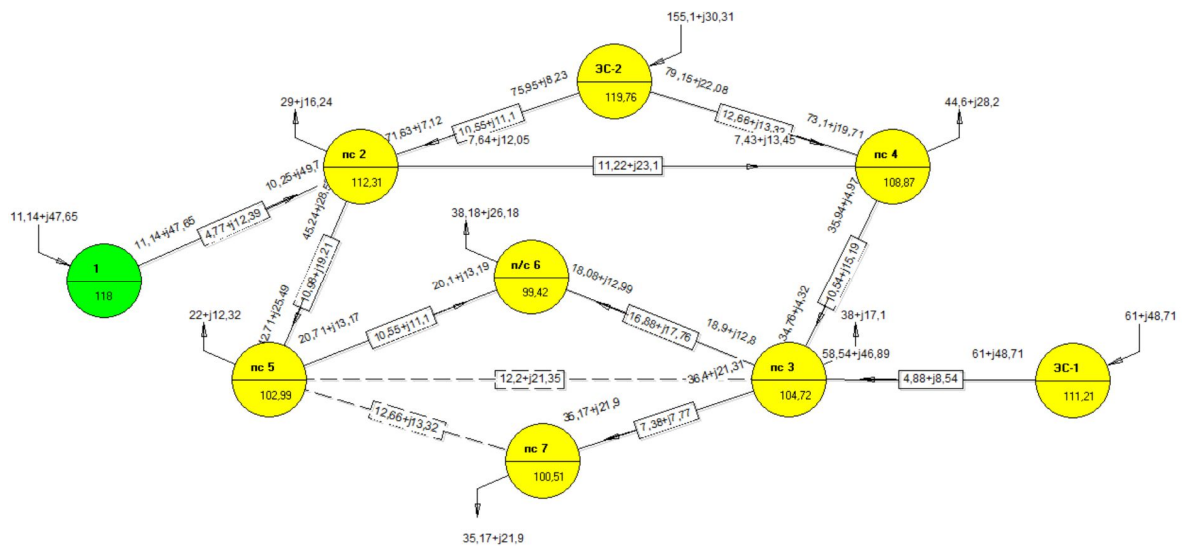


Рисунок 10 – Третий вариант развития сети ( $\Delta P=20,293$ )

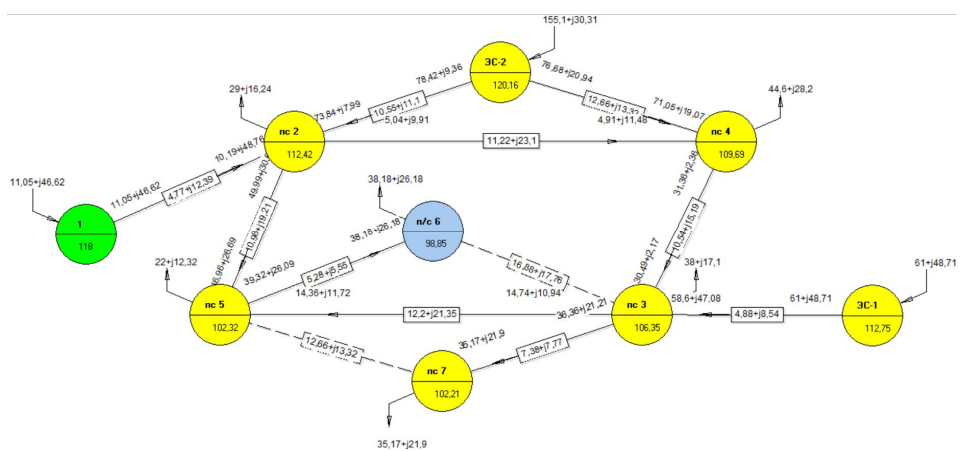


Рисунок 11 – Четвертый вариант развития сети ( $\Delta P=20,203$ )

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР

Лист

39

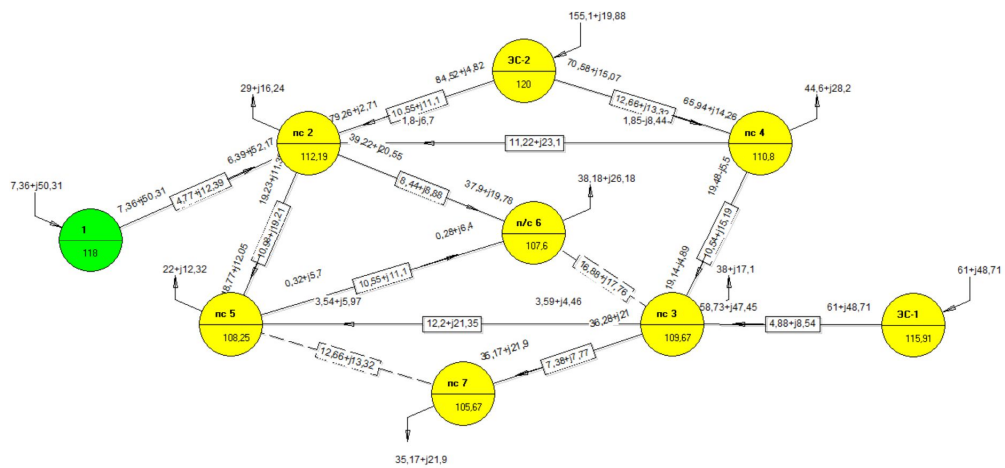


Рисунок 12 – Пятый вариант развития сети ( $\Delta P=16,511$ )

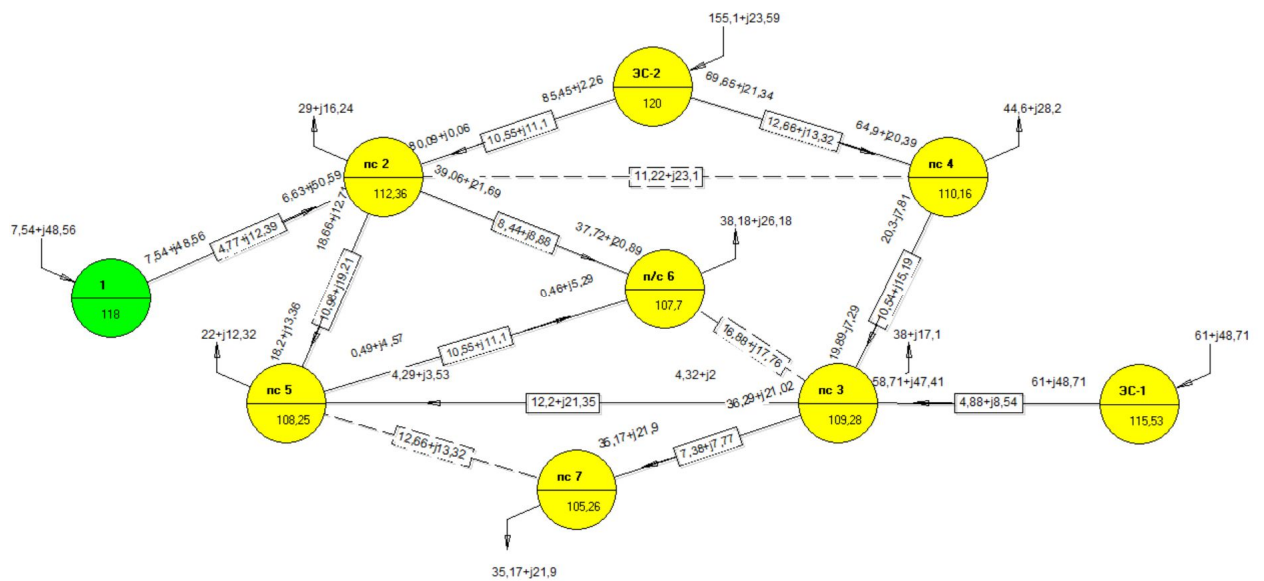


Рисунок 13 – Шестой вариант развития сети ( $\Delta P=16,685$ )

Принимаем к дальнейшему анализу второй и пятый варианты развития сети вследствие наименьшего значения потерь активной мощности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР

Лист

40



## 5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛЭП

Выбор экономических сечений проводов является одной из важнейших задач проектирования и сооружения электрических сетей т.к. связан со значительными капиталовложениями.

При выборе экономических сечений для линий напряжением до 500 кВ нужно пользоваться нормированными обобщенными показателями. К ним относятся:

- экономическая плотность тока для основных районов страны;
- экономические токовые интервалы для каждой марки провода.

Рабочий ток нормального режима работы для воздушных линий определяется по следующей формуле:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3} N_{\text{ВЛ}} U_{\text{НОМ.ВЛ}}} \quad (39)$$

Определим ток нормального режима для ЛЭП между ПС3-ПС7 для пятого варианта развития сети:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{36,26 + j21}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 111,77 \text{ А.}$$

По ПУЭ [3 п.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов составляет 1 А/мм<sup>2</sup>, следовательно:

$$F = \frac{111,77}{1} = 111,77 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, принимаем марку проводов ЛЭП 2хАС-120/19 с длительно-допустимым током 390 А.

Провода следует проверить по:

- короне (для сетей с напряжением более 35кВ);
- механической прочности (для сетей с напряжением менее 35кВ);
- допустимым по нагреву току в нормальном и послеаварийном режиме;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

- условию протекания токов КЗ (для кабельных линий).

Проверка по нагреву произведена ниже.

$$I_{РАБ.АВ.ВЛ} = \frac{S_{ВЛ}}{\sqrt{3}(N_{ВЛ} - 1)U_{НОМ.ВЛ}} \quad (40)$$

$$I_{РАБ.АВ.ВЛ} = \frac{36,26 + j21}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 223,54 \text{ А.}$$

Ток, протекающий по проводам в аварийном режиме, не превышает длительно-допустимого значения тока, следовательно, марка питающих проводов выбрана верно.

По условиям короны и радиопомех минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм<sup>2</sup>. Следовательно, выбранная марка проводов проходит проверки по допустимому току и по условиям короны [2].

Аналогично выберем марки проводов для новых ЛЭП, результаты сведем в таблицу 14.

Таблица 14 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	S <sub>лин</sub> , МВА	I <sub>лин</sub> , А/ I <sub>макс</sub> , А	Марка провода/ I <sub>доп</sub> , А
Вариант 2				
ЭС-2 – ПС2	2	75,5+j7,93	183,3/366,6	2хАС-240/32 610 А
ЭС-2 – ПС4	2	79,6+j22,38	200,57/401,14	2хАС-240/32 610 А
ПС3 – ПС7	2	36,4+j21,32	117,78/235,6	2хАС-120/19 390 А
ПС6 – ПС3	1	17,19+j11,21	114,94/114,94	АС-120/19 390 А
ПС6 – ПС5	1	22,38+j14,7	150,06/150,06	АС-150/24 450 А

Продолжение таблицы 14

Вариант 5				
ЭС-2 – ПС2	2	84,52+j4,82	204/408	2хАС-240/32 610 А
ЭС-2 – ПС4	2	70,58+j15,07	174,79/349,58	2хАС-240/32 610 А
ПС3 – ПС7	2	36,28+j21	111,77/223,54	2хАС-120/19 390 А
ПС6 – ПС2	1	39,22+j20,55	228,64/228,64	АС-240/32 610 А
ПС6 – ПС5	1	0,32+j5,7	32,4/32,4	АС-70/11 265 А

Вывод: Выбранные марки проводов проходят проверки по допустимому току и по условиям короны.

## 6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

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

$$Z = E_n K + I + \Delta W_{\Gamma}, \quad (41)$$

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

$E_n$  – коэффициент эффективности капитальных вложений. В условиях нынешней экономической ситуации срок окупаемости проектов 5 лет, поэтому принимаем  $E_n = 0,2 \text{ (год)}^{-1}$ ;

$I$  – ежегодные издержки эксплуатации;

$\Delta W_{\Gamma}$  – ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии в элементах сети.

Рассмотрим более подробно процесс нахождения затрат для каждого из вариантов.

### 6.1 Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-240/32, 50 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-240/32, 60 км;
- 3) ПС3 – ПС7, 2хАС-120/19, 35 км;
- 4) ПС6 – ПС3, АС-120/19, 40 км.
- 5) ПС6 – ПС5, АС-150/24, 25 км.

В сети будет установлено 16 новых элегазовых ячеек выключателей на напряжение 110 кВ.

Индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2020 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет 3,99. Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4.4

$$K=(1440 \cdot 50 \cdot 1,1+1440 \cdot 60 \cdot 1,1+1150 \cdot 35 \cdot 1,1+850 \cdot 40 \cdot 1,1+850 \cdot 25 \cdot 1,1) \cdot 3,99+16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99=$$

$$=1\ 114\ 000+491\ 600=1\ 606\ 000 \text{ тыс.руб.}$$

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

Тогда:

$$И=0,008 \cdot 1\ 114\ 000+0,059 \cdot 491\ 600=37\ 920 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (42)$$

где  $\Delta P_{\text{нб}}$  – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей  $\Delta P_{\text{нб}}=15,71$  МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

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

$\tau$  – средневзвешенное время потерь для потребителей:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (43)$$

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = 15,71 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 149\ 300 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = 0,2 \cdot (1606000) + 37920 + 149300 = 508400 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

## 6.2 Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-240/32, 50 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-240/32, 60 км;
- 3) ПС3 – ПС7, 2хАС-120/19, 35 км;
- 4) ПС6 – ПС2, АС-240/32, 20 км.
- 5) ПС6 – ПС5, АС-70/11, 25 км.

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

Таким образом, суммарные капитальные затраты для второго варианта составляют:

$$\begin{aligned} K &= (1440 \cdot 50 \cdot 1,1 + 1440 \cdot 60 \cdot 1,1 + 1150 \cdot 35 \cdot 1,1 + \\ & 890 \cdot 20 \cdot 1,1 + 850 \cdot 25 \cdot 1,1) \cdot 3,99 + 16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99 = \\ & = 1\,043\,000 + 491\,600 = 1\,606\,000 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

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

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 1\,043\,000 + 0,059 \cdot 491\,600 = 37\,350 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_r = 7,152 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 67\,950 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = 0,2 \cdot (1\,606\,000) + 37\,350 + 67\,950 = 426\,500 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

### 6.3 Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

$$\left| \frac{Z_2 - Z_1}{(Z_2 + Z_1) / 2} \right| \cdot 100\% \quad (44)$$

$$\left| \frac{426500 - 508400}{(426500 + 508400) / 2} \right| \cdot 100\% = 17,5\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет более 5%, то к последующему расчету принимаем вариант №2 (пятый вариант развития сети).

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

## 7 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами: активной и реактивной мощностями, частотой, напряжением у потребителя и в узловых точках сети, величиной токов по участкам сети, потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью энергосистемы с соседними. Для ряда систем можно выделить влияние одного определяющего фактора. В рассматриваемой энергосистеме определяющим фактором будем считать нагрузки сети.

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

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

Для выявления максимальных потоков мощности рассмотрим также все возможные послеаварийные режимы, возникающий при отключении ЛЭП, для определения наиболее тяжелого режима.

### 7.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 14.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



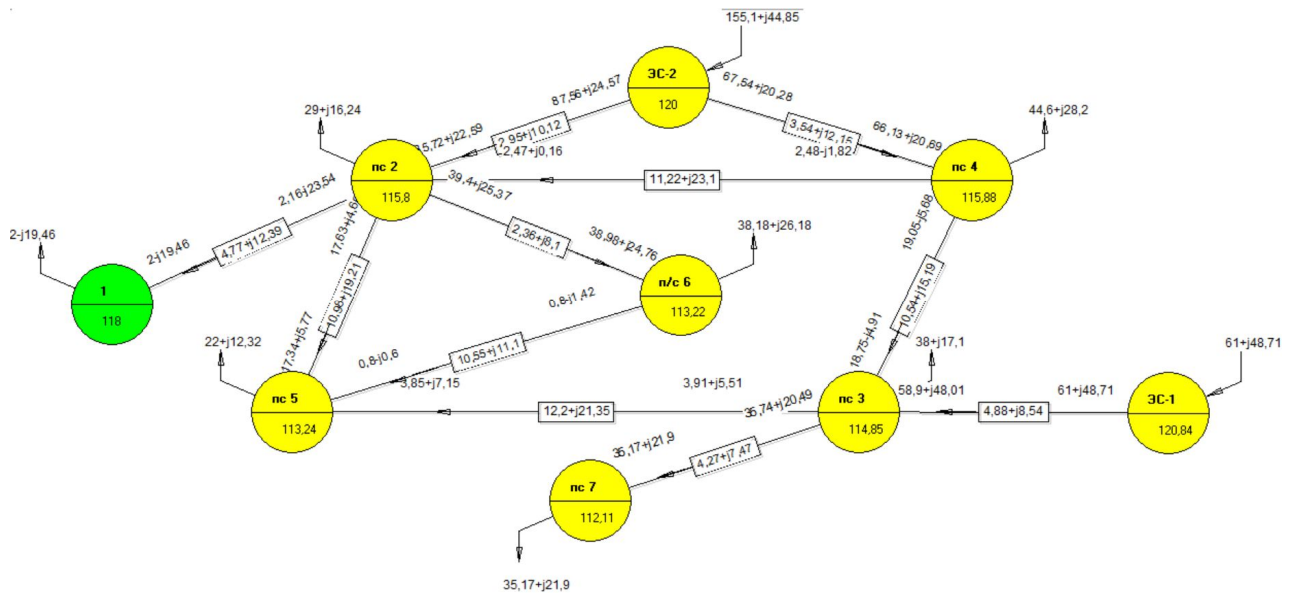


Рисунок 14 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

В таблице 15 приведена токовая нагрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	$j_p, \text{A}/\text{мм}^2$	$j_{\text{жк}}, \text{A}/\text{мм}^2$
ПС2-ПС1	53,45	510	0,289	1
ПС4-ПС2	13	450	0,087	1
ПС2-ПС5	92,1	390	0,767	1
ПС4-ПС3	98,22	330	1,034	1
ПС3-ПС5	37,63	390	0,314	1
ЭС1-ПС3	188,81	390	1,573	1
ЭС2-ПС2	219,98	610	0,917	1
ЭС2-ПС4	171,21	610	0,713	1
ПС6-ПС5	6,58	265	0,094	1
ПС3-ПС7	105,12	390	0,876	1
ПС2-ПС6	234,59	610	0,977	1

В таблице 16 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 16 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_y, \text{кВ}$	$\Delta U, \%$
Электростанция – 1	110	120,84	9,855
Электростанция – 2	110	120	9,1
Подстанция – 2	110	115,8	5,3
Подстанция – 3	110	114,85	4,4
Подстанция – 4	110	115,88	5,3
Подстанция – 5	110	113,24	2,9
Подстанция – 6	110	113,22	2,9
Подстанция – 7	110	112,11	1,9

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, расчетная плотность тока некоторых ЛЭП превышает значение экономической плотности тока, однако данный режим работы допустим, так как превышение не составляет удвоенного значения  $j_{эк}$ .

## 7.2 Режим минимальных нагрузок

Найдем приведенные к шинам высшего напряжения мощности источников и нагрузок. В данном режиме мощность нагрузок снижается на 30%, следовательно:

$$P_H = P_{Hmax} \cdot 0,7 \quad (45)$$

$$Q_2 = P_{2max} \cdot \text{tg}\varphi_2 \cdot 0,7 \quad (46)$$

### 1) Подстанция №2

$$P_2 = 20,3 \text{ МВт}; Q_2 = 11,37 \text{ МВАр.}$$

### 2) Подстанция №3

$$P_3 = 26,6 \text{ МВт}; Q_3 = 11,97 \text{ МВАр.}$$

#### 4) Подстанция №4

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 41 в нормальном режиме:

$$S_{4-41} = \frac{(4 \cdot 0,7 + j2,24 \cdot 0,7)(4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41) + (5 \cdot 0,7 + j2,55 \cdot 0,7)(9,05 - j6,41)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$
$$= 2,854 + j1,823 \text{ МВА}$$

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

$$S_{4-42} = \frac{(5 \cdot 0,7 + j2,55 \cdot 0,7)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (4 \cdot 0,7 + j2,24 \cdot 0,7)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$
$$= 3,446 + j1,53 \text{ МВА}$$

Выполним проверку:

$$2,854 + j1,823 + 3,446 + j1,53 - (2,8 + j1,568) - (3,5 + j1,785) = 0$$

Узел 42 является точкой потокораздела активной мощности.

Определим мощность, протекающую по линии между п/с 41 и п/с 42.

$$S_{41-42} = 2,854 + j1,823 - 2,8 - j1,568 = 0,054 - j0,255 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{3,446^2 + 1,53^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,105 + j0,074 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42H} = 3,446 + j1,53 + 0,105 + j0,074 = 3,551 + j1,605 \text{ МВА}.$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{0,054^2 + 0,255^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 267,211 + j189,219 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41H} = 0,054 + j0,255 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-41K} = 2,854 + j1,823 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{2,854^2 + 1,823^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,079 + j0,08 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41H} = 2,854 + j1,823 + 0,079 + j0,08 = 2,933 + j1,904 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = 2,933 + j1,904 + 3,551 + j1,605 = 6,484 + j3,508 \text{ МВА}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

Найдем приведенную к шинам 110 кВ подстанции №4 мощность с учетом потерь в трансформаторе.

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

$$\Delta S_{CH} = \frac{6,484^2 + 3,508^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 1,644 \text{ кВА};$$

$$S_{CH} = 6,486 + j3,508 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{24,5^2 + 12,5^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,023 + j0,638 \text{ МВА};$$

$$S_{HH} = 24,52 + j13,13 \text{ МВА};$$

$$S_{BH} = 31 + j16,64 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{BH} &= \frac{31^2 + 16,64^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = \\ &= 0,124 + j2,142 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_4 = 31,13 + j18,78 \text{ МВА}.$$

#### 4) Подстанция №5

$$P_5 = 15,4 \text{ МВт}; Q_5 = 8,62 \text{ МВАр}.$$

#### 5) Подстанция №6

$$P_{6HH} = 26,6 \text{ МВт}; Q_{6HH} = 16,49 \text{ МВАр}.$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{Г6} &= \frac{26,6^2 + 16,49^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = \\ &= 0,154 + j1,942 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

$$S_6 = 0,154 + j1,942 + 26,6 + j16,49 = 26,75 + j18,43 \text{ МВА}.$$

#### 6) Подстанция №7

$$P_{7HH} = 24,5 \text{ МВт}; Q_{7HH} = 13,72 \text{ МВАр}.$$

$$\Delta S_{Г7} = \frac{24,5^2 + 13,72^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,144 + j1,665 \text{ МВА}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$S_7 = 24,64 + j15,38 \text{ МВА.}$$

### 7) Электростанция 1

$$S_{\text{НН1}} = (50 - 0,7 \cdot 40 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 40 \cdot 0,48 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = 17 + j20,63 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{\text{T1}} = \frac{17^2 + 20,63^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = \\ = 0,130 + j2,335 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{НН2}} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = \\ = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{\text{ЭС1}} = 72,45 + j53,59 \text{ МВА.}$$

### 8) Электростанция 2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

$$S_{\text{НН3}} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{CH}}) = (110 - 0,06 \cdot 110) + j(110 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 110) = \\ = 103,4 + j77,979 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

$$\Delta S_{\text{T3}} = \frac{P_{\text{НН3}}^2 + Q_{\text{НН3}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{103,4^2 + 77,979^2}{115^2} \cdot (0,2 + j7,7) + 0,17 + j1 = \\ = 0,424 + j10,765 \text{ МВА.}$$

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

$$S_{\text{ЭС-2}} = 2(56,4 + j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338 + j7,725) - (0,424 + j10,765) - \\ - 0,7(60 + j33,6) = 173,1 + j113,3 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

На рисунке 15 показаны карта режима сети в режиме минимальных нагрузок. В минимальном режиме отклонения напряжения во всех узлах выходят за допустимые значения.

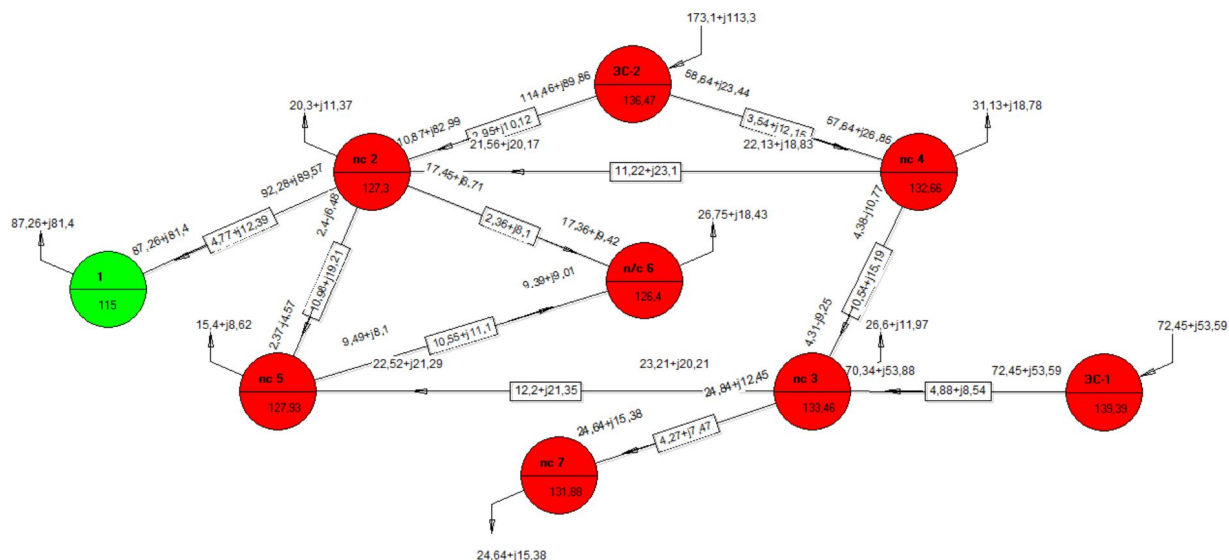


Рисунок 15 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

Произведем на ЭС-2 регулирование значения реактивной мощности с помощью СТАТКОМ для восстановления напряжения в узлах сети. Получившийся режим приведен на рисунке 16.

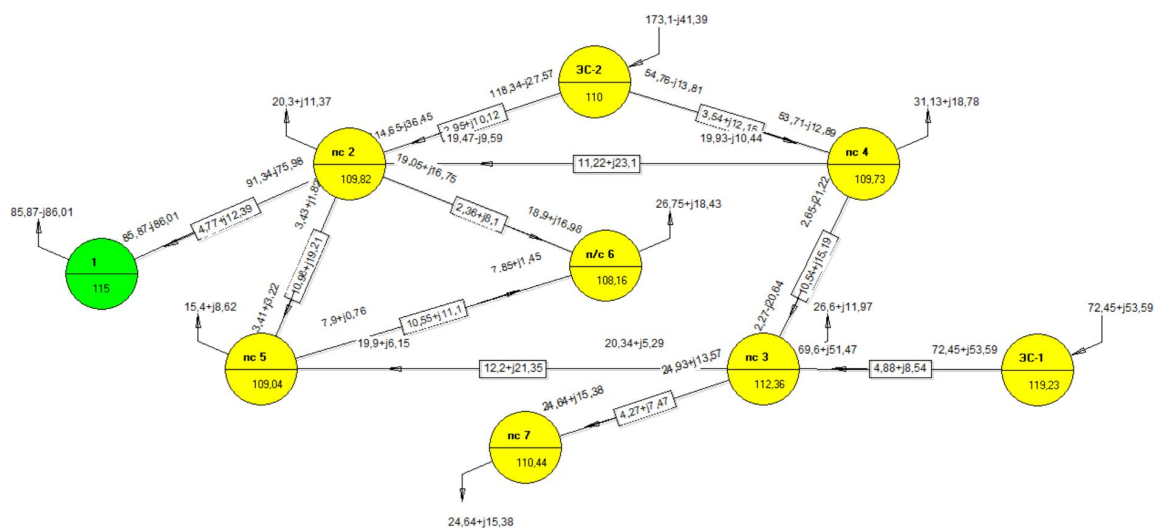


Рисунок 16 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок при регулировании СТК

Таблица 17 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	$U_{ном}, \text{кВ}$	$U_y, \text{кВ}$	$\Delta U, \%$
Электростанция - 1	110	119,23	8,4
Электростанция - 2	110	110	0
Подстанция – 2	110	109,82	-0,2
Подстанция – 3	110	112,36	2,1
Подстанция – 4	110	109,73	-0,2
Подстанция – 5	110	109,04	-0,9
Подстанция – 6	110	108,16	-1,7
Подстанция – 7	110	110,44	0,4

Напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому данный режим работы сети допустим.

### 7.3 Послеаварийные режимы работы

В данном пункте рассмотрим послеаварийные режимы, возникающие при отключении линий.

Таблица 18 – Послеаварийные режимы

	ПС2-ПС1	ПС4-ПС2	ПС2-ПС5	ПС4-ПС3	ПС3-ПС5	ЭС1-ПС3
Норм.режим	66,7	14,4	98,2	103,2	36,1	197,8
ПС2-ПС1	159,6	16,2	103,1	107,1	34,8	204,8
ПС4-ПС2	72,3	-	98	107,1	33,9	198,5
ПС2-ПС5	75,3	14,6	-	129,6	62,9	200,7
ПС4-ПС3	77	63	150,2	-	98,2	202,3
ПС3-ПС5	70,8	23,7	114,3	95	-	195,2
ЭС1-ПС3	81,2	17,3	103,4	107	23,7	379,8
ЭС2-ПС2	83,7	73,8	84,4	131,8	57,5	197,7
ЭС2-ПС4	84,7	56,7	115,1	79,7	24,8	201,4
ПС6-ПС5	68,9	13,8	101,5	104,7	36,6	198
ПС3-ПС7	74,2	15,8	100,6	104,2	29,9	199
ПС2-ПС6	101,6	43,7	321,7	178,5	119,8	208,6
Идоп, А	510	450	390	330	390	390
$k_3$	0,313	0,164	0,825	0,541	0,307	0,974

Продолжение таблицы 18

	ЭС2-ПС2	ЭС2-ПС4	ПС6-ПС5	ПС3-ПС7	ПС2-ПС6
Норм.режим	229,8	180	5,9	111,3	249,1
ПС2-ПС1	237,4	186,9	5,9	116,2	260,6
ПС4-ПС2	233,9	177,6	3,98	111,8	250,1
ПС2-ПС5	223	189,3	77	113,4	323,5
ПС4-ПС3	255,8	156,5	57,7	114,5	290,8
ПС3-ПС5	236,2	173	20,5	109,5	268,2
ЭС1-ПС3	229,4	183,7	8,3	113	256,6
ЭС2-ПС2	359	224,5	9,87	111,21	239,3
ЭС2-ПС4	272,1	277	19,9	113,8	266
ПС6-ПС5	229,6	180,6	-	111,5	248,2
ПС3-ПС7	229,8	181,7	6,2	233	252,8
ПС2-ПС6	213,6	206,8	296	118,9	-
Идоп, А	610	610	265	390	610
$k_3$	0,589	0,454	1,117	0,597	0,53

Исходя из таблицы делаем вывод, что наиболее тяжелый послеаварийный режим происходит при отключении ЛЭП ПС2-ПС6. Карта режима приведена на рисунке 17.

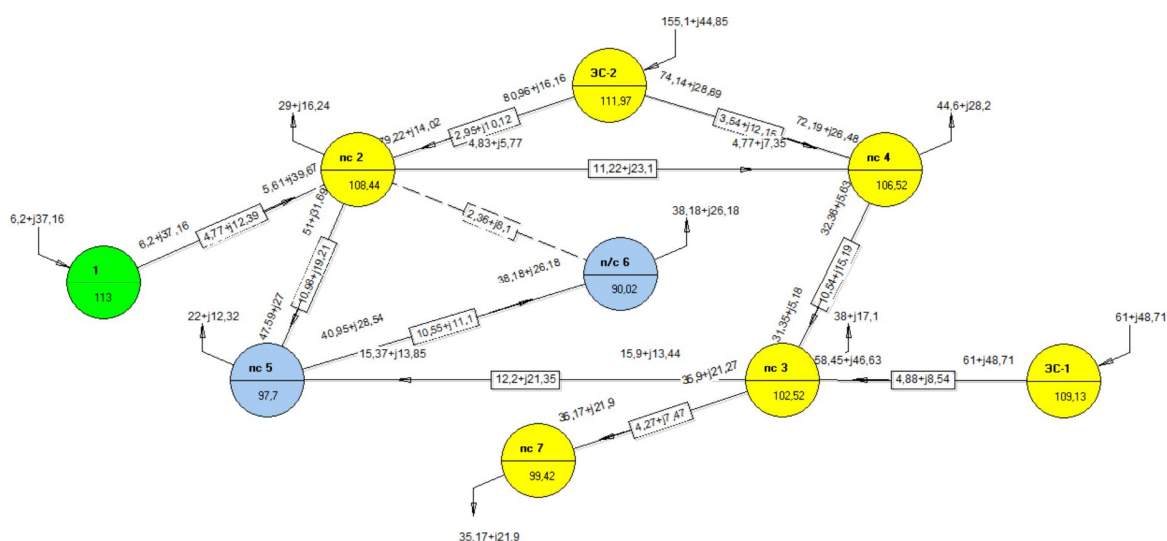


Рисунок 17 – Карта режима сети в послеаварийном режиме

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
ПС2-ПС1	101,6	510
ПС4-ПС2	43,7	450



Продолжение таблицы 19

ПС2-ПС5	321,7	390
ПС4-ПС3	178,5	330
ПС3-ПС5	119,8	390
ЭС1-ПС3	208,6	390
ЭС2-ПС2	213,6	610
ЭС2-ПС4	206,8	610
ПС6-ПС5	295,9	265
ПС3-ПС7	118,9	390
ПС2-ПС6	-	-

Таблица 20 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}$ , кВ	$U_y$ , кВ	$\Delta U$ , %
Электростанция – 1	110	109,13	-0,8
Электростанция – 2	110	111,97	1,8
Подстанция – 2	110	108,44	-1,4
Подстанция – 3	110	102,52	-6,8
Подстанция – 4	110	106,52	-3,2
Подстанция – 5	110	97,7	-11,2
Подстанция – 6	110	90,02	-18,2
Подстанция – 7	110	99,42	-9,6

Вывод: Токовая нагрузка ЛЭП между ПС6-ПС5 превышает допустимое значение. Напряжения в узлах сети ПС5 и ПС6 снижаются до недопустимых значений. Принимаем решение о замене проводов ПС6-ПС5 на АС-240/32 и ПС2-ПС5 на АС-185/29. Для восстановления напряжения используем СТАТКОМ. Полученный режим приведен на рисунке 18.

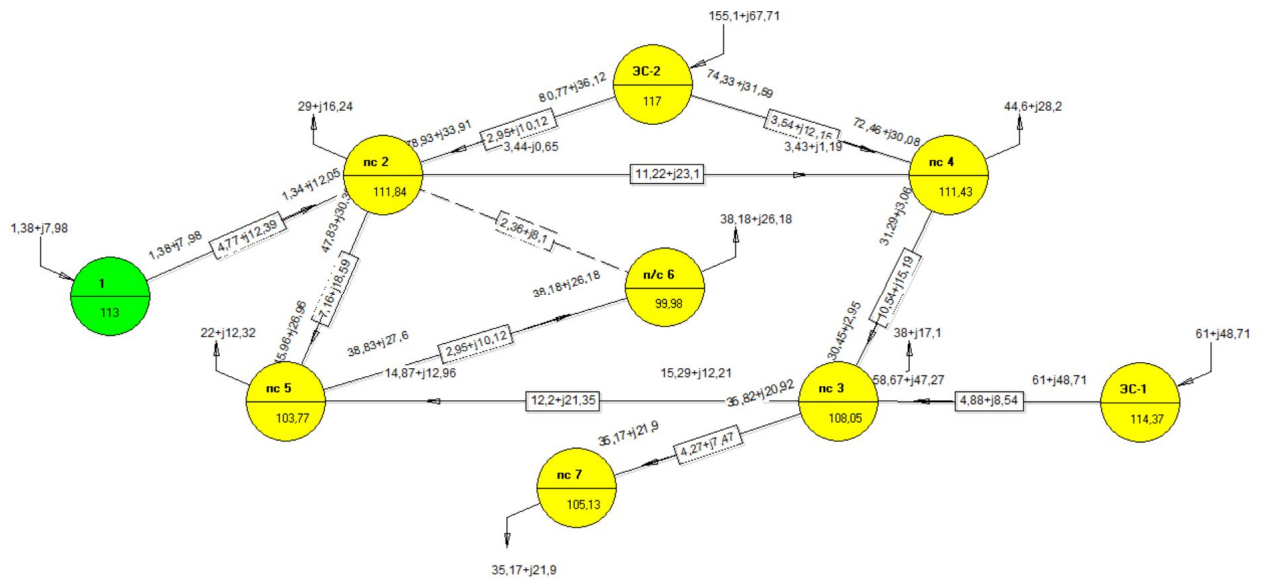


Рисунок 18 - Карта режима сети в послеаварийном режиме после модернизации

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП в ПА режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$
ПС2-ПС1	26	510
ПС4-ПС2	17,8	450
ПС2-ПС5	294,6	510
ПС4-ПС3	163,2	330
ПС3-ПС5	107,2	390
ЭС1-ПС3	199,2	390
ЭС2-ПС2	220,1	610
ЭС2-ПС4	201,4	610
ПС6-ПС5	266,2	610
ПС3-ПС7	112,3	390
ПС2-ПС6	-	-

Таблица 22 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_y$ , кВ	$\Delta U$ , %
Электростанция – 1	110	114,37	4
Электростанция – 2	110	117	6,4
Подстанция – 2	110	111,84	1,7
Подстанция – 3	110	108,05	-1,8
Подстанция – 4	110	111,43	1,3
Подстанция – 5	110	103,77	-5,7
Подстанция – 6	110	99,98	-9,1
Подстанция – 7	110	105,13	-4,4

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

## 8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК 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 сети и потоков реактивной мощности) имеют меньшее значение и являются вспомогательными.

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции № 6 установлены два трансформатора ТРДН – 40000/110, 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):

$$\Delta U_{\text{T}} = \frac{P_{\text{пр}} r_{\text{T}} + Q_{\text{пр}} x_{\text{T}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (47)$$

$$\Delta U_{T.\max} = \frac{38,21 \cdot 1,46 + 26,98 \cdot 38,4}{2 \cdot 113,22} = 4,822 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.\min} = \frac{26,75 \cdot 1,46 + 18,89 \cdot 38,4}{2 \cdot 112,11} = 3,409 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.\text{ав}} = \frac{38,21 \cdot 1,46 + 26,98 \cdot 38,4}{2 \cdot 115,88} = 4,711 \text{ кВ}.$$

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

$$U'_{\text{НН}} = U_{\text{ВН}} - \Delta U_T \quad (48)$$

$$U'_{\text{НН.}\max} = 113,22 - 4,822 = 108,4 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{НН.}\min} = 112,11 - 3,409 = 108,7 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{НН.}\text{ав}} = 115,88 - 4,711 = 111,2 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{НН}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел.Н}}}, \quad (49)$$

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

$$U_{\text{отв.}\max} = \frac{108,4 \cdot 11}{10,5} = 113,6 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв.}\min} = \frac{108,7 \cdot 11}{10,5} = 113,9 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв.}\text{ав}} = \frac{111,2 \cdot 11}{10,5} = 116,5 \text{ кВ}.$$

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.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

$$\max: U_{\text{отв,ст.В}} = 115 - 1 \cdot 2,047 = 113 \text{ кВ};$$

$$\min: U_{\text{отв,ст.В}} = 115 - 1 \cdot 2,047 = 113 \text{ кВ};$$

$$\text{ав: } U_{\text{отв,ст.В}} = 115 + 1 \cdot 2,047 = 117 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{\text{НН}} = \frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отвстВ}}} \quad (50)$$

$$U_{\text{НН.маx}} = \frac{108,4 \cdot 11}{113} = 10,56 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН.миn}} = \frac{108,7 \cdot 11}{113} = 10,59 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН.ав}} = \frac{111,2 \cdot 11}{117} = 10,45 \text{ кВ}.$$

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

$$V = \left| \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}}, \quad (51)$$

$$V_{\text{маx}} = \left| \frac{10,56 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,5\% \leq 5;$$

$$V_{\text{миn}} = \left| \frac{10,59 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,8\% \leq 5;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,59 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,5\% \leq 5;$$

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

Выбор отпаяк на трансформаторах подстанции №7 проведем аналогично подстанции №6, результаты сведем в таблицу 23.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

Таблица 23 – Выбор отпаяк на подстанции №7

№ ПС	Тип трансформатора	Пределы регулирования	Реж	U <sub>ВН</sub> , кВ	ΔU <sub>Т</sub> , кВ	U' <sub>НН</sub> , кВ	U <sub>отв.В</sub> , кВ	Отп.	U <sub>отв.сн.В</sub> , кВ	U <sub>НН</sub> , кВ	V, %
7	2×ТРДН – 32000/110 U <sub>ВН.ХХ</sub> , кВ 115	РПН ±9×1,78%	max	112,11	4,87	107,2	112,3	-1	113	10,44	0,5
			min	110,44	3,46	107	112,1	-1	113	10,42	0,8
			ав	105,13	5,193	99,94	104,7	-5	104,8	10,49	0,07

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

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

$$\Delta U_{ВН} = \frac{P_B \cdot r_B + Q_B \cdot x_B}{U_{ВН}}, \quad (52)$$

$$\Delta U_{СН} = \frac{P_C \cdot r_C + Q_C \cdot x_C}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}}, \quad (53)$$

$$\Delta U_{НН} = \frac{P_H \cdot r_H + Q_H \cdot x_H}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}}, \quad (54)$$

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<sub>ВН</sub> – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети.

2) определяются для всех режимов приведенные напряжения на шинах среднего напряжения – U'<sub>СН</sub> и напряжения на шинах низшего напряжения – U'<sub>НН</sub>.

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

4) выбирают отпайки.

5) рассчитывают действительное напряжение на шинах СН:

$$U_{\text{СН}} = \frac{U'_{\text{СН}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв,ст.В}}}, \quad (55)$$

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

Результаты выбора отпаек на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 22. 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 24 – Выбор отпаек на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 40000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{\text{ВН,ХХ}}$ , кВ	115		
Режим	max	min	п/ав
$U_{\text{ВН}}$ , кВ	115,88	109,73	111,43
$\Delta U_{\text{ВН}}$ , кВ	3,529	2,373	3,782
$\Delta U_{\text{СН}}$ , кВ	0,023	0,017	0,024
$\Delta U_{\text{НН}}$ , кВ	1,391	1,019	1,451
$U'_{\text{СН}}$ , кВ	107,2	113,4	102,4
$U'_{\text{НН}}$ , кВ	105,6	112,4	100,7
$U_{\text{отв.В.}}$ , кВ	110,6	117,7	105,5
Отпайка	-2	+1	-5
$U_{\text{отв,ст.В.}}$ , кВ	104,8	105,6	105,8
$U_{\text{НН}}$ , кВ	10,48	10,56	10,58
$V_{\text{НН}}$ , %	0,231	0,589	0,747
$U_{\text{СН}}$ , кВ	34,92	35,21	35,26
$V_{\text{СН}}$ , %	0,231	0,589	0,747



## 9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

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

$$k = k_{лЭП} + k_{ЭС} + k_{ПС} \quad (56)$$

Произведем приближение к ценам 2020 года.

Таблица 25 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [1]

№ линии	Сечение мм <sup>2</sup>	Длина, км	Полная стоимость с учетом коэф. приведе- ния тыс. руб.
ЭС2-ПС2	2хАС-240/32	50	
ЭС2-ПС4	2хАС-240/32	60	
ПС3-ПС7	2хАС-120/19	35	
ПС6-ПС2	АС-240/32	20	
ПС6-ПС5	АС-240/32	30	
ПС5-ПС2	АС-185/29	45	
Итого			1 392 000

Таблица 26 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [1]

№ п/ст	Оборудование	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс. руб.
-	18 элегазовых выключате- лей	553014
ПС4	2хТДТН-40000/110	75490
ЭС-2	2х ТДЦ-80000/110 ТДЦ-200000/110	233 814
ЭС-1	ТДТН-40000/100	34 314
ПС6	2х ТРДН-40000/110	75 491
ПС7	2х ТРДН-32000/110	75 491
Итого		1 062 000

Таблица 27 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [1]

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

Определим капитальные вложения:

$$k=1\,392\,000+1\,062\,000+112\,455=2\,566\,000 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_n} \quad (57)$$

$$k_y = \frac{2566000}{306} = 8386 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}$$

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

$$И = И_{л} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{p_{л}}{100} k_{л} + \frac{p_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W}, \quad (58)$$

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

$$И_{\Delta W} = 7,493 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 100200 \text{ тыс.руб.}$$

$$И = \frac{0,8}{100} 1\,392\,000 + \frac{5,9}{100} (1\,062\,000 + 112455) + 100200 = 180\,600 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} T_{\text{нбi}} \quad (59)$$

$$W_{\Gamma} = 306 \cdot 6000 = 1\,440\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{\Gamma}} \quad (61)$$

$$C = \frac{180\,600}{1\,440\,000} = 0,125 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

## 10 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ «ДЕМИДОВ»

В качестве подстанции «Демидов» примем подстанцию №7. Силовые трансформаторы и марки питающих ЛЭП выбраны ранее.

### 10.1 Выбор схемы распределительного устройства

Согласно [4] для тупиковой двухтрансформаторной подстанции предпочтительно использовать схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

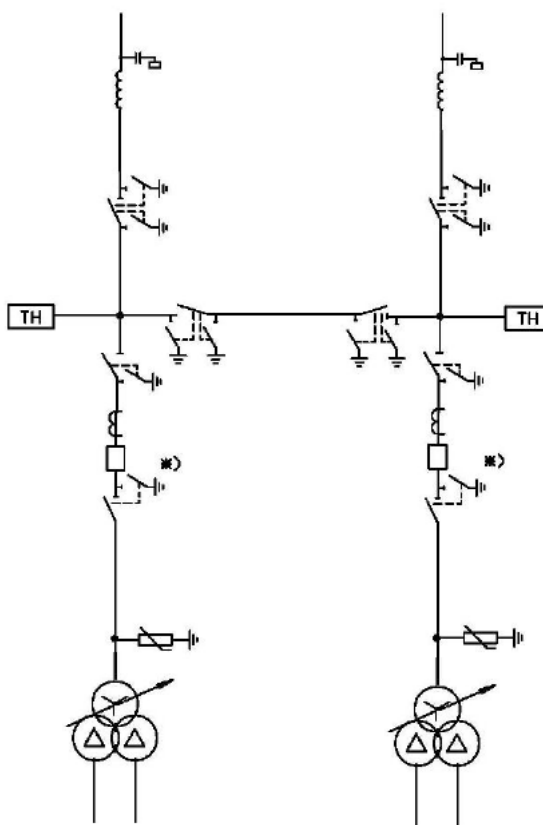


Рисунок 19 – Схема РУ ВН

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин. Так как количество присоединений – 6, целесообразно объединить обмотки НН трансформатора для удешевления и упрощения конструкции схемы 10 кВ.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

В данной схеме в нормальном режиме работы секционный выключатель отключен.

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

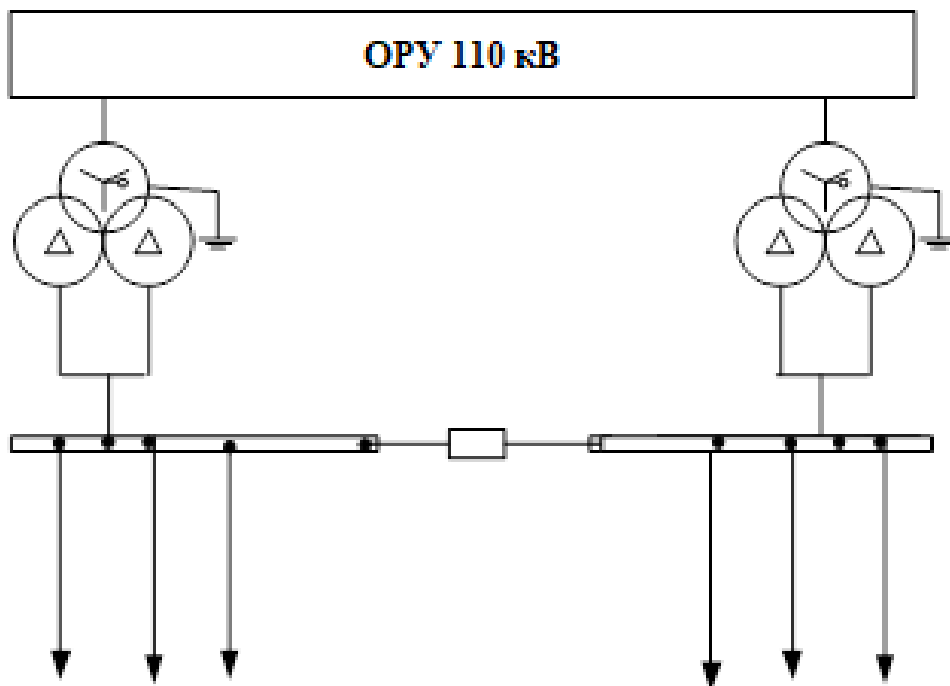


Рисунок 20 – Схема РУ НН

## 10.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит лэп}} = \frac{(35,17 + j21,9) \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 109 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7 S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \quad (62)$$

$$I_{TP} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 118 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{Пит. ЛЭП МАКС}} = \frac{(35,17 + j21,9) \cdot 10^6}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 217 \text{ А.}$$

$$I_{TP} = \frac{1,4 S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \quad (63)$$

$$I_{TP} = \frac{1,4 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 235 \text{ А.}$$

Расчетные токи на стороне нижнего напряжения:

Нормальный режим:

$$I_{TP.НН} = \frac{0,7 S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} \quad (64)$$

$$I_{TP.НН} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1232 \text{ А.}$$

$$I_{\text{Отх.ЛЭП}} = \frac{S_{ПС}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} \quad (65)$$

$$I_{\text{Отх.ЛЭП}} = \frac{(35 + j19,6) \cdot 10^3}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 368 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{TP.НН} = \frac{1,4 S_{\text{ТРАНС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} \quad (66)$$

$$I_{TP.НН} = \frac{1,4 \cdot 32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2463 \text{ А.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$I_{\text{ОТХ.ЛЭП.МАКС}} = 2I_{\text{ОТХ.ЛЭП}} \quad (67)$$

$$I_{\text{ОТХ.ЛЭП.МАКС}} = 2 \cdot 368 = 735 \text{ А.}$$

### 10.3 Расчет токов короткого замыкания

Результаты расчетов токов коротких замыканий (КЗ) используются при выборе и проверке электрических аппаратов по электродинамической и термической стойкости, а выключателей – еще и по отключающей способности.

Несмотря на то, что доля трехфазных КЗ составляет менее 10%, они очень часто являются самыми тяжелыми режимами из всех видов КЗ и, поэтому, во многом определяющими для оценки допустимых условий работы элементов электрической системы.

Расчет токов КЗ проведем с помощью программы «ТоКо». В качестве исходных данных для расчета в программу были занесены: расчетная схема электрической сети; длины и сечения проводов, соединяющих участки схемы; параметры установленных на рассматриваемой подстанции трансформаторов; места, возникновения коротких замыканий. Балансирующий узел был задан с помощью эквивалентной системы с мощностью трехфазного короткого замыкания 1000 МВА.

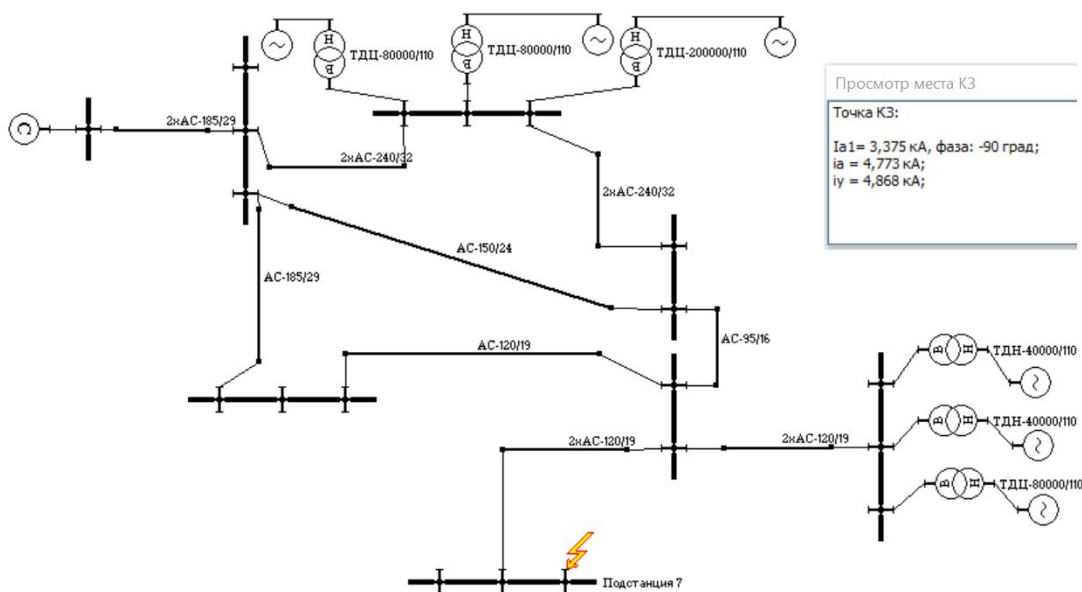


Рисунок 21 – Результаты расчета ТКЗ подстанции «Демидов» на стороне ВН

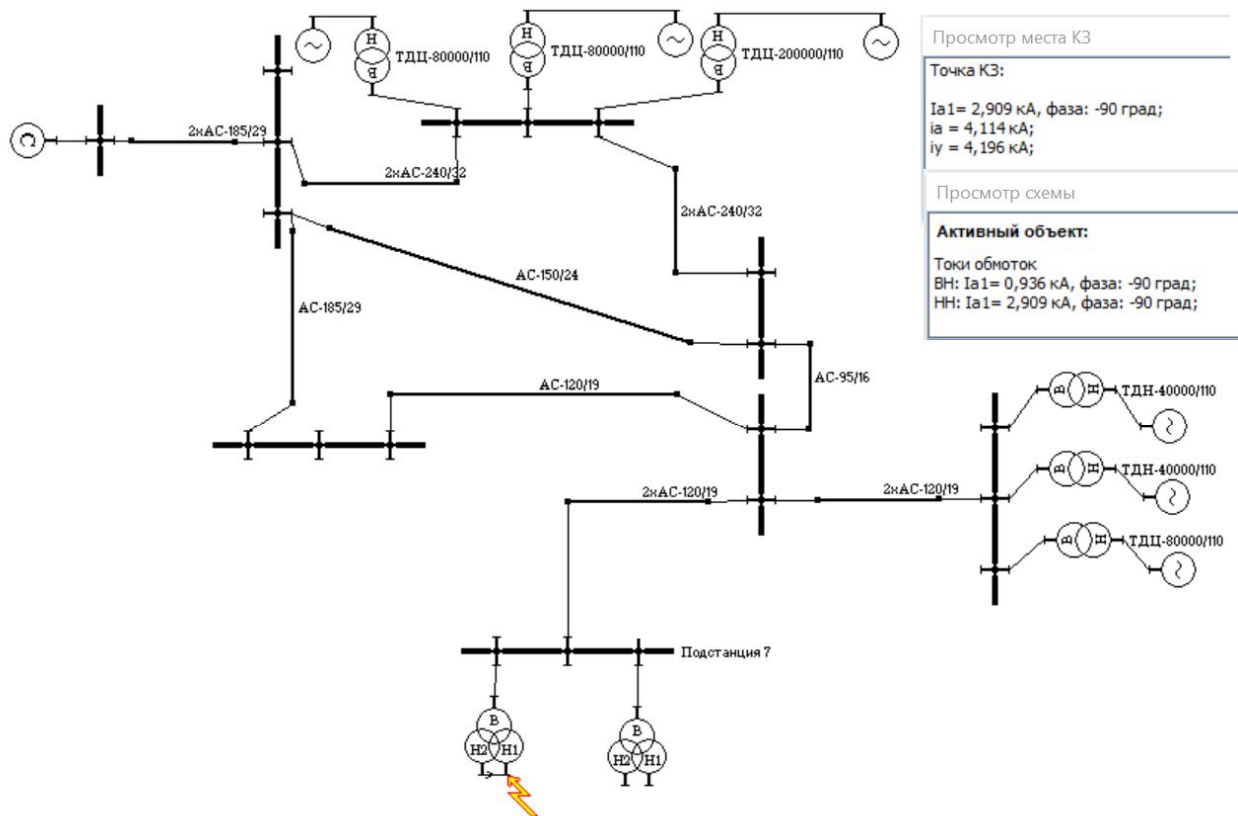


Рисунок 22 – Результаты расчета ТКЗ подстанции «Демидов» на стороне НН

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

Выключатели выберем по следующим характеристикам:

- по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (68)$$

- по длительному току

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} ; \quad (69)$$

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110-У1 производства ООО «УЭТМ» [5].



Выключатели проверяются по:

- отключению периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0} \leq I_{отк.ном} \quad (70)$$

где  $I_{отк.ном}$  – номинальный ток отключения, кА.

- отключению аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} \quad (71)$$

где  $i_{ат}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ;

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{кз.1}^{(3)} \cdot e^{\left(\frac{-\tau}{T_a}\right)} \quad (72)$$

Определим наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{рз.мин} + t_{о.в.мин} \quad (73)$$

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

$t_{с.в.}$  – собственное время отключение выключателя,  $t_{с.в.}=0,035$  с;

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Для времени отключения 0,045 с определим значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:  $i_{ат} = 503$  А.

$$i_{а.номВН} = \frac{\sqrt{2} \beta_n I_{отк.ном}}{100} \quad (74)$$

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

- электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин}$$

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

– термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \quad (75)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету,

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (76)$$

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

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

$t_{\text{в}}$  – полное время отключения выключателя, с;

$I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$  – время протекания тока термической стойкости.

Таким образом,

$$B_{\text{к.ВН}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 3,375^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 12,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

Результаты проверки сведем в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка выключателей ВЭБ-УЭТМ-110-У1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.ВН}}$
$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 235 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$
$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 3,375 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{а.ном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,503 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 4,868 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$
$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 12,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Разъединители выберем по тем же характеристикам.

Для стороны ВН ОРУ выбираем разъединители РГП – 110/1250 УХЛ1 [6].

Проверим устанавливаемые разъединители на электродинамическую и термическую стойкости. Результаты проверки сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Проверка разъединителей РГП – 110/1250 УХЛ1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном}=1250$ А	$I_{max}=235$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин.}=80$ кА	$i_y=4,868$ кА	$i_{дин.} \geq i_y$
$B_{к.ном}=31,5^2 \cdot 3=2976,75$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k=12,2$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{к.ном} \geq B_k$

На стороне низкого напряжения обычно устанавливаются комплектные распределительные устройства (КРУ). Выключатели, устанавливаемые в ячейках КРУ, выбираются аналогично выключателям на РУ ВН.

Примем к установке КРУ К-105 с вакуумными выключателями на отходящих линиях VD-4 1240-508 и VD-4 1212-50 [7]. Данные выключатели отличаются лишь номинальным током. К-105 представляет собой набор отдельных отсеков с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратами диагностики, измерения, защиты и автоматики, управления и сигнализации, а также с дугоуловителями предназначенными для защиты ячеек КРУ от разрушений открытой электрической дугой. Корпуса отсеков не вызывают потерь на вихревые токи и устойчивы к коррозии. Разделение устройства на модульные отсеки с изоляционными перегородками обеспечивает локализацию возможной аварии. В ячейках серии К-105 применяются любые устройства РЗА с использованием электромеханической аппаратуры и на базе микропроцессорных устройств.

Расчетное время отключения (время от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов):

$$\tau = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{ac} = 1,715 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ выключателя:

$$B_k = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{квн} = 2,909^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 9,097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $t_{отк} = t_{рз} + t_{пв} = 0,1 + 0,07 = 0,15 \text{ с.}$

Таблица 30 – Выбор выключателей на стороне НН

Параметры	VD-4 1240-508	VD-4 1212-50	Расчетные значения	Условия выбора
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.РУВН}$
Номинальный ток, кА	1250	4000	735	$I_{т.мах} \leq I_{ном}$
			2463	$I_{мах.отх.л.} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения, кА	50	50	2,909	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	50	50	2,909	$I_{п.0} \leq I_{дин}$
	125	125	4,196	$i_y \leq i_{дин}$
По тепловому импульсу тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7500	7500	9,097	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Ячейки комплектуются вторичными разъединителями, которые рассчитаны на параметры соответствующих ячеек. Поэтому дополнительный расчет не требуется. Секционные выключатели на стороне НН выбираются типа VD-4 1240-508.

#### 10.4 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 [3] 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  $I_{\max}=235$  А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп.}}=265$  А [2].

Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме  $I_{\max}=235$  А. Исходя из этого, принимаем решение об выполнении сборных шин проводами АС-70/11 с допустимым длительным током  $I_{\text{доп.}}=265$  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).

#### 10.5 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки;
- по номинальному току:

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный первичный ток ТТ.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке:

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось:  $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ .

Электродинамическая стойкость встроенных и шинных ТТ определяется электродинамической стойкостью выключателя, трансформатора и устойчивостью самих шин РУ, поэтому такие ТТ по этому условию не проверяются.

Используем встроенные трансформаторы тока типа ТВ-110. Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение параметров ТТ [8]

Виды проверки	Условия выбора и проверки	Расчет. данные	Каталожные данные
			Трансформатор ТВ-110
По напряжению установки, кВ	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{СЕТИНОМ}}$	110	110
По длительному току, А	$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{НОМ}}$	217	300
Проверка на электродинамическую стойкость, кА	$i_{\text{УДАРН}} \leq i_{\text{ДИНАМИЧ}}$	4,686	125
Проверка на термическую стойкость, кА <sup>2</sup> с	$B_K \leq I_{\text{ТЕР}}^2 t_{\text{ТЕР}}$	12,2	1200

Класс точности рассматриваемых ТТ, при соблюдении требований по нагрузке вторичных цепей, 0,5S.

В таблице 32 приведена мощность измерительных приборов, подключенных к каждой фазе.

Таблица 32 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Кл.точн. прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	СА3020	1,0	2	2	2
Счетчик электроэнергии	Евроальфа	0,5	2,5	2,5	2,5
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	ИМФ-3Р	1,0	1,5	1,5	1,5
Итого:			6	6	6

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи  $Z_2$  не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (77)$$

где  $Z_{2ном}$  – номинальная нагрузка трансформаторов тока в выбранном классе точности;

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ ;
- вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , контрольного кабеля  $r_k$  и переходного сопротивления контактов  $r_{пер}$  (принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов):

$$r_2 = r_{приб} + r_k + r_{пер} \quad (78)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2} \quad (79)$$

$$r_{приб} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2ном}$  – вторичный номинальный ток прибора.

В качестве соединительных проводов в соответствии с ПУЭ применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) 2,5 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление контрольного кабеля:

$$r_k = \rho \cdot L_{k \text{ расч}} / S_k, \quad (80)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля  $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ ;

$L_{k \text{ расч}}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения ТТ;

$S_k$  – сечение контрольного кабеля, 2,5 мм<sup>2</sup>;

Так как ТТ соединены по схеме полной звезды, то

$$L_{k \text{ расч}} = L_k = 75 \text{ м},$$

где  $L_k$  – длина контрольного кабеля от ТТ 110 кВ до места установки приборов в ОПУ;

$$r_k = 0,0175 \cdot 75 / 2,5 = 0,525 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,525 + 0,24 + 0,1 = 0,865 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2 \text{ ном}} = 100 / 5^2 = 4.$$

$$r_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}: \quad 0,865 < 4.$$

Следовательно, данный трансформатор будет работать в заданном классе точности.

### Трансформаторы тока в цепях отходящих линий 10 кВ

В ячейки выбранного КРУ-105 встроим трансформаторы тока типа ТЛ-10-750/5-0,5-У3 с исполнением вторичных обмоток 0,5/10Р [9]. Номинальная нагрузка в классе точности 0,5  $r_{\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ . Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными в таблице 33.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



Таблица 33 – Выбор трансформатора тока ячейки КРУ

Расчетные данные	ТЛ-10-750/5-0,5-У3
$I_{\text{раб. утяж}} = 735 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 750 \text{ А}$
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$i_{\text{уд}} = 4,196 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}$
$W_{\text{к}} = 9,097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На цепь линии 10 кВ к потребителям устанавливаются: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Нарисуем схему включения измерительных приборов. Для проверки определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

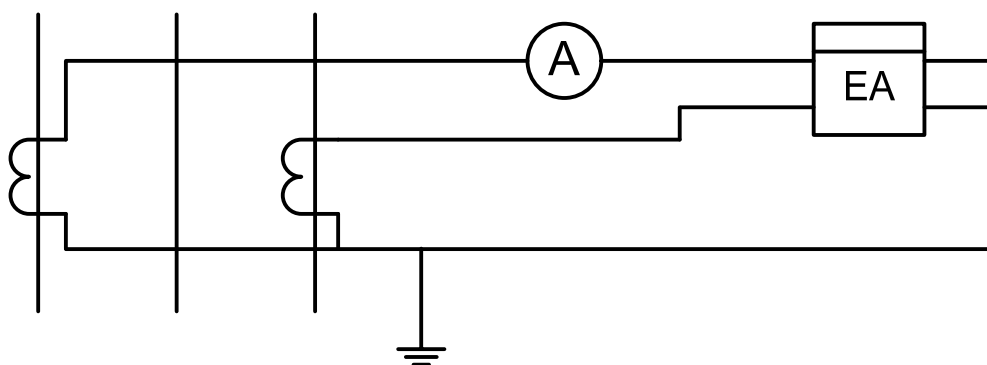


Рисунок 23 – Схема включения измерительных приборов

Таблица 34 – Используемые приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA2	2	-	2
Итого		2,5	-	2

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе А. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.}$$

Так как в цепь включены два прибора, то сопротивление контактов:

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,1 = 0,25 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление  $\rho = 0,0283$ . Ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ  $l = 6$  м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е.  $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1$  м. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83$  м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,25} = 0,99 \text{ мм}^2.$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

### Трансформаторы тока в цепи понижающего трансформатора на стороне НН 10кВ

Данные трансформаторы также установим в ячейки выбранного КРУ. Выберем трансформаторы тока типа ТЛ-10-3000/5-0,5-У3. Номинальная нагрузка в классе точности 0,5:  $r_{\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ . Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор трансформатора тока в ячейке КРУ

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчетные данные	ТЛ-10-3000/5-0,5-У3
$I_{\text{раб. утяж}} = 2463 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$i_{\text{уд}} = 4,196 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 105 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 9,097 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

- На цепь сборных шин на каждой секции устанавливаются вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключателем для измерения трех фазных напряжений.

- На цепь секционного выключателя устанавливается только амперметр.

Нарисуем схему включения измерительных приборов. Для проверки определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

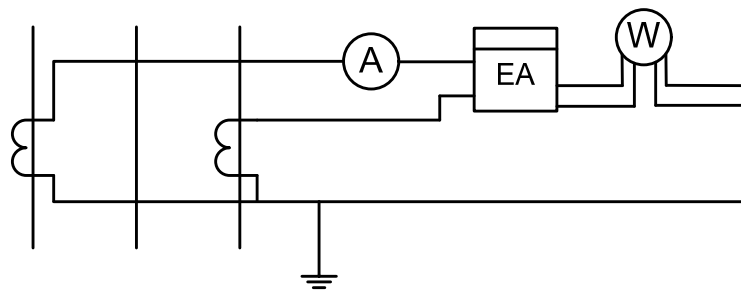


Рисунок 24 – Схема включения измерительных приборов

Таблица 36 – Используемые приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ЕА2	2	-	2
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Итого		3	-	2,5

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе А. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Так как в цепь включены три прибора, то сопротивление контактов:

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,12 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление  $\rho = 0,0283$ . Ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ  $l = 6$  м. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е.  $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1$  м. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому  $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83$  м. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,23} = 1,08 \text{ мм}^2.$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм<sup>2</sup>.

В цепи секционного выключателя 10 кВ установим трансформатор тока ТЛ-10-3000/5-0,5-У3. Для него проверку на допустимую нагрузку можно не делать, так как к нему подключен лишь амперметр.

## 10.6 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к ТН, ВА.

Примем к установке элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110 [10] производства «ЗЭТО». Данный трансформатор имеет две вторичные обмотки: основную – для подключения цепей измерения с классом точности 0,5 и дополнительную – для подключения цепей защиты с классом точности 3Р, мощностью 200 ВА.

### **Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ**

В выбранном КРУ серии К-105, установим трансформатор напряжения НАМИ-10-УХЛ2.

Подсчет вторичной нагрузки приведен в таблице 37.

Таблица 37 - Подсчет вторичной нагрузки

Прибор	Место установки	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр регистрирующий	сборные шины	Н-344	10	1	1	0	1	10	0
Вольтметр	10кВ	Э-335	2	1	1	0	2	4	0

Продолжение таблицы 37

Ваттметр		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	Ввод трансформатора	EA2	2	2	0	1	1	4	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	Линии 10кВ к потребителям	EA2	2	2	0	1	3	12	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ТСН	EA2	2	2	0	1	1	4	0
Итого								37	0

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (81)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{37^2 + 0^2} = 37 \text{ В} \cdot \text{А}$$

Номинальная мощность вторичных обмоток в классе точности 0,2 составляет 150 ВА. Таким образом, выбранный ТН проходит проверку по вторичной нагрузке.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-12УЗ и втычной разъединитель.

## 10.7 Выбор схемы питания собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители - оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд (ТСН).

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ.

Таблица 38 – Количество ячеек КРУ

Назначение	Количество
Вводы 1-2 секции	2
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1-2 секции	2
Отходящие присоединения	10
Итого	18

Определим суммарную активную нагрузку.

Таблица 39 – Суммарная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	2,5	2	5
Подогрев выключателей	1,8	2	3,6
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	60	1	60
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	75	1	75
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			222,6

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} \quad (82)$$

где  $k_{\text{С}} = 0,8$  – коэффициент спроса;

$P_{\Sigma}$  – суммарная активная нагрузка, кВт;

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{222,6}{0,9} = 197,9 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТСН фирмы-изготовителя ОАО «Электрозавод» г. Москва ТМГ-250/10-У1 [11].

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае 10 кВ).

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения собственных нужд; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.



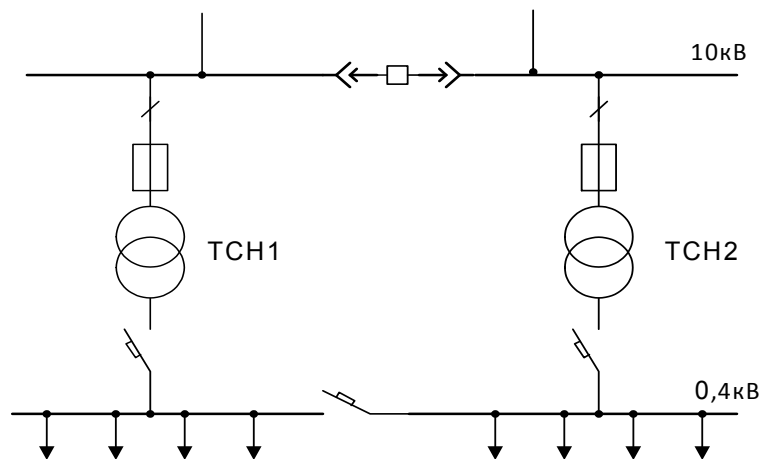


Рисунок 25 – Схема питания собственных нужд подстанции

### 10.8 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной схемы электрических соединений и основного напряжения собственных нужд станции, а также в качестве аварийного источника для питания электродвигателей резервных особо ответственных механизмов собственных нужд, преобразователей устройств связи и аварийного освещения на электростанциях предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

Емкость аккумуляторной батареи определяется длительностью питания нагрузки электродвигателей, нагрузки аварийного освещения и преобразовательных агрегатов. Номер батареи, выбранный по условию питания длительной нагрузки, должен проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. При этом должны учитываться пусковые характеристики одновременно включаемых электродвигателей постоянного тока и суммарные токи приводов выключателей.

На подстанциях 110 кВ и выше, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядноподзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110...220 кВ устанавливается одна АБ и два зарядноподзарядных агрегата.

Расчет аккумуляторной батареи:

- Число основных элементов  $n_o$ , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_o = \frac{U_{III}^{max}}{U_{ПЗ}} \quad (83)$$

где  $U_{III}$  – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В);

$U_{ПЗ}$  – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В);

$$n_o = \frac{230}{2,23} = 103 \quad \text{элемента.}$$

- В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе  $U_9^{max} = 2,35$  В к шинам присоединяется минимальное число элементов  $n_{min}$ :

$$n_{min} = \frac{U_{III}}{U_9} \quad (84)$$

$$n_{min} = \frac{230}{2,35} = 98 \text{ элементов.}$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе  $U_9^{min} = 1,75$  В, а на шинах батареи не ниже номинального ( $U_{III}^{min} = 220$  В) к шинам подключается общее число элементов  $n$ :

$$n = \frac{220}{1,75} = 125 \text{ элементов,}$$

- К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

$$n_{зп} = n - n_{min} \text{ ЭЛЕМЕНТОВ}$$

$n_{3П} = 27$  элементов

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме  $I_{ав}$ . Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей  $I_n$  и временной нагрузки  $I_{вр}$  потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для аккумуляторов типа Varta типовой номер определяют по допустимому току разряда  $I_{разр}$  при полчасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} \quad (85)$$

где  $I_{ав} = I_n + I_{вр}$  – нагрузка установившегося полчасового (часового) аварийного разряда, А;

значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110...500 кВ – 15...25 А;

временную нагрузку для подстанций 110...500 кВ можно принять равной 65...75А.

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot 80 = 84 \text{ А}$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc (таблица 5, [3]) выбираем тип аккумуляторной батареи:

$$\text{Vb 2305: } I_{разр} = 222,5 \text{ А.}$$

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb - стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 - Напряжение, В;

3 - Тип положительных электродов 3 = 50 Ач;

05 - Число положительных электродов.

- Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.макс} \quad (86)$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

где  $I_{\text{разр}(30'')}$  – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{\text{т.маx}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$  – максимальный толчковый ток;

$I_{\text{пр}}$  – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей.

По таблице технической характеристики элегазового выключателя ВГБУ-110 ток потребления электромагнита включения и отключения -  $I_{\text{пр}} = 2,3 \text{ А}$ .

$$I_{\text{т.маx}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}} \quad (87)$$

$$I_{\text{т.маx}} = 80 + 2 \cdot 2,3 = 84,6 \text{ А}.$$

Для батареи типа Vb 2305 :  $I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ А}$ .

Т.е. условие  $I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{\text{т.маx}}$  выполняется, значит батарея данного типа подходит для установки на подстанции.

- Выполняют проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{\text{p}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.маx}}}{k} \quad (88)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5.

Т.е.  $84,6 / 5 = 16,92 \text{ А}$ .

По рис. 3 [3], на котором представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А·ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину  $k$ , определяем  $U_p$ .

Для батареи типа Vb 2305 с емкостью пластины = 50 А·ч,  $U_p$  составляет 1,8 В.

По известной величине  $U_p$ , определяют остаточное напряжение на шинах:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

$$U_{ocm} = U_p \cdot n, \text{ В}, \quad (89)$$

$$U_{ocm} = 1,8 \cdot 125 = 225 \text{ В}.$$

Зная общее число последовательных элементов  $n$ , определяют отклонение напряжения, %, на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} \quad (90)$$

$$\frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%$$

- Определение мощности подзарядного устройства:

1. Ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_n \quad (91)$$

- для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

$$I_{пз} = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,125 \text{ А};$$

2. Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot 103 = 229,69 \text{ В};$$

3. Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз} \quad (92)$$

$$P_{пз} = 229,69 \cdot 15,125 = 3474 \text{ Вт} = 3,47 \text{ кВт}.$$

4. Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_з = 5 \cdot k + I_n \quad (93)$$

для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

$$I_3 = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ A};$$

5. Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n \quad (94)$$

$$U_{\text{пз}} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В};$$

6. Мощность подзарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3 \quad (95)$$

$$P_3 = 40 \cdot 343,75 = 13750 \text{ Вт} = 13,75 \text{ кВт.}$$

Выбираем подзарядное устройство ВА3П-380/260-40/80 на ток 40-80 А.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						94
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы спроектирована электрическая сеть 110 кВ, обеспечивающая электрической энергией потребителей.

Первым этапом был анализ существующей сети. Анализ показал, что все линии электропередачи проходят по условию нагрева, реконструкция не требовалась. Однако трансформаторы на электростанции 1 и подстанции 4 были заменены на более мощные.

Далее была спроектирована электростанция 2: определено номинальное напряжение ЭС, выбрана схема выдачи мощности, определены типы генераторов и выбраны блочные трансформаторы.

Развитие сети сопровождалось рассмотрением 6 вариантов конфигурации схем развития. В результате для каждой схемы определены потери активной мощности, на основании этих данных к последующему расчету были выбраны 2 схемы развития. На основе программного расчета был произведен выбор сечений проводов ВЛЭП по экономической плотности тока. Полученные сечения были подвергнуты проверке по нагреву и короне. В результате технико-экономического сравнения вариантов схем выяснили, что приведенные затраты вариантов различаются на 17,5%, что позволяет считать второй вариант более экономичным.

Для сети были проведены расчеты максимального, минимального и послеаварийных режимов работы. В результате проведенных расчетов можно убедиться в том, что все потребители обеспечиваются непрерывным снабжением электроэнергией с напряжением, равным желаемому. При этом изменение режима работы практически не оказывает влияния на качество снабжения потребителей электроэнергией. Были рассчитаны технико-экономические показатели спроектированной сети.

Выбор основного оборудования для подключаемой подстанции «Демидов» состоял из следующих этапов: определена схема главных электрических со-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

единений подстанции; рассчитаны токи в нормальных, утяжеленных режимах, а также при трехфазном коротком замыкании; выбрано коммутационное и измерительное оборудование.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>96</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. L. Stendus, J. Åhröm, M. Hyttinen, Dr Stefan Johansson. Interconnection of Greek islands with dispersed generation via HVDC Light technology.  
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.550.3644&rep=rep1&type=pdf>
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
5. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-УЭТМ-110. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/>.
6. Разъединитель типа РГП-110. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/rpduetm110rpdouetm110/>.
7. Комплектное распределительное устройство К-105. – <http://etmm.ru/index.php?D=2&view=1&id=68&category=42>
8. Трансформатор тока ТВ-110. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-110kV-i-vyshe/TV-110.html>
9. Трансформатор тока ТЛ-10. – [http://www.cztt.ru/userFiles/Rukovodstva/RE\\_TL-10.pdf](http://www.cztt.ru/userFiles/Rukovodstva/RE_TL-10.pdf).
10. Трансформатор напряжения ЗНОГ-110. – [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/transformator-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uh11-transformator-napryajeniya-elegazovyy](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformator-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uh11-transformator-napryajeniya-elegazovyy).
11. Трансформатор напряжения НАМИ-10-УХЛ2. – [https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10\\_re\\_pc.pdf](https://www.tdtransformator.ru/files/388/nami-10_re_pc.pdf).
12. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению, – Челябинск: ЮУрГУ, 2008.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.182 ПЗ ВКР</i>	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		