

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.

«Подключение подстанции 110/10 кВ к развивающейся электрической се-
ти»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-602 ПЗ ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

_____ / В.В. Тарасенко/

« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-571

_____ /М.А. Ниценко/

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, к.т.н., доцент

_____ / В.В. Тарасенко /

« ___ » _____ 2020 г.

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

Ниценко Михаил Анатольевич

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы «Подключение подстанции 110/10 кВ к развивающейся электрической сети»

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.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

1. Анализ существующей схемы электрической сети
2. Выбор варианта развития электрической сети района
3. Расчет основных установившихся режимов работы сети
4. Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов
5. Техничко-экономические показатели сети
6. Проектирование подстанции №7

5. Перечень графического материала

1. Схема нормальных электрических соединений сети 110 кВ – 1 л. формата А1.
2. Карты режимов сети – 1 л.
3. Схема главных электрических соединений подстанции – 1 л. формата А1.
4. План и разрез ОРУ -1 л.

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 отпаяк трансформаторов; расчет технико-экономических показателей сети		
Разработка подстанции 110/10 кВ		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / В.В. Тарасенко/

Студент _____ / М. А. Ниценко/

АННОТАЦИЯ

Ниценко М.А. – Подключение подстанции 110/10 кВ к развивающейся электрической сети. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, ПЗ-571, 2020 г., стр. 92, илл. 24, табл. 40. Список литературы – 13 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе (ВКР) требуется подключить новых потребителей (подстанция 6 и 7) и электростанцию (ЭС2) к существующей электрической сети 110 кВ.

Задачами ВКР являются: расчет баланса мощностей; анализ работы трансформаторов в сети; анализ токовой загрузки ЛЭП; выбор трансформаторов на новых объектах; выбор генераторов электростанции 2; составление 6 вариантов схем развития сети; выбор марки линий электропередач (ЛЭП); расчет приведенных затрат и выбор оптимального варианта развития на основании сравнения полученных данных; расчет основных режимов работы сети, определение параметров режима; выбор отпаек РПН на трансформаторах; расчет технико-экономических показателей сети; проектирование одной из нововведенных подстанций.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Ниценко</i>				<i>Подключение подстанции 110/10 кВ к развивающейся электрической сети</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Тарасенко</i>					5	92	
<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 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	11
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей	11
1.1.1 Баланс активных мощностей	11
1.1.2 Баланс реактивных мощностей	13
1.2 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы	16
1.3 Анализ работы трансформаторов.....	21
2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	27
2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети	27
2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	28
2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов	29
2.4 Выбор трансформаторов	30
2.5 Выбор конфигурации схемы сети	32
2.6 Выбор оптимального варианта	41
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	45
3.1 Режим максимальных нагрузок	45
3.2 Режим минимальных нагрузок	47
3.3 Послеаварийные режимы работы.....	52
4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	56
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....	62
6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ №7	65
6.1 Выбор схемы распределительного устройства	65
6.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах	66
6.3 Расчет токов короткого замыкания	67
6.4 Ограничение токов короткого замыкания.....	69
6.5 Выбор коммутационного оборудования.....	69
6.6 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов	74

6.7 Выбор средств измерения	74
6.8 Выбор трансформаторов тока.....	75
6.9 Выбор трансформаторов напряжения.....	82
6.10 Выбор схемы питания собственных нужд	83
6.11 Выбор аккумуляторной батареи.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	92

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблицы 1 – Данные о расположении новых объектов

Длина новых линий, км					
П'	П''	6'	6''	7'	7''
55	60	25	35	35	30

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. 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 $P_{эс2}/tg\phi$
35/0,54	45/0,45	16/0,56	4/0,54	6/0,42	27/0,45	40/0,51	29/0,45	51/0,62	72/0,56

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

Таблица 3 – Данные о генераторах ЭС-2

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

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

Таблица 4 – Режимы подстанции I

U _{п/стI}		
U _{макс} , кВ	U _{мин} , кВ	U _{пав} , кВ
117	113	111

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

Схема электрической сети приведена на рисунке 1.

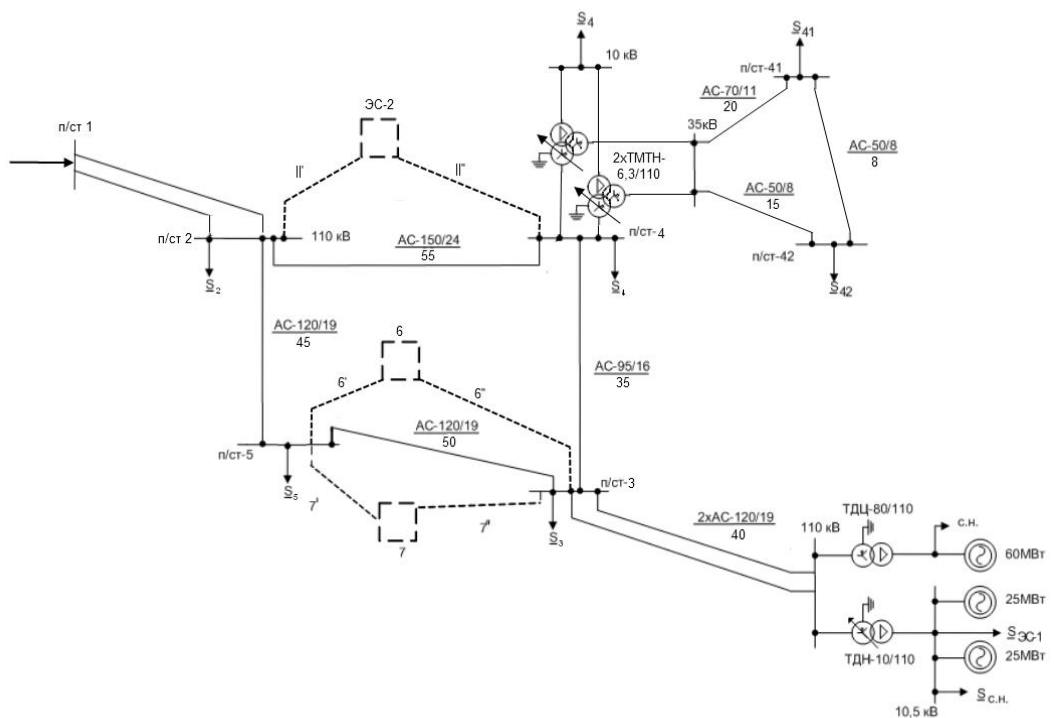


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

ВВЕДЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе требуется подключить новые объекты к развивающейся электрической сети. В первую очередь необходимо проанализировать существующую сеть: проверить баланс мощностей, определить необходимость установки компенсирующих устройств в сети. Установленные в сети трансформаторы необходимо проверить на соответствие загрузки в аварийном режиме, также проверку по токовой нагрузке следует провести для ЛЭП. При необходимости провести реконструкцию.

Развитие сети следует начать с составления 6 вариантов конфигураций развития. В каждом варианте определить потери в сети и на основании этих данных сделать выбор в пользу 2 вариантов. Рассчитать приведенные затраты для каждого варианта, сопоставить их и сделать выбор в пользу оптимального варианта. С помощью программного комплекса NetWorks составить карту максимального, минимального и послеаварийного режима, определить параметры сети в каждом режиме. Рассчитать отпайки РПН трансформаторов для обеспечения требуемого качества электроэнергии. Определить технико-экономические показатели сети.

Следующим этапом требуется спроектировать подстанцию 110/10 кВ. Для этого необходимо выбрать схемы распределительных устройств, рассчитать токи нормального, утяжеленного режима, токи короткого замыкания для выбора и проверки силового оборудования и измерительных средств.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>10</i>

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Баланс активных и реактивных мощностей

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

1.1.1 Баланс активных мощностей

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

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П} \quad (1)$$

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

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

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

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{Н}$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{СН}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{Л}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{Т}$:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т} \quad (2)$$

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

$$\Sigma P_H = 35 + 45 + 16 + 4 + 6 + 27 + 40 + 29 + 51 + 72 = 325 \text{ МВт.}$$

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

$$\Sigma P_L = 0,03 \Sigma P_H \quad (4)$$

$$\Sigma P_L = 0,03 \cdot 325 = 9,75 \text{ МВт.}$$

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

$$\Sigma P_T = 0,015(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{ЭС1}); \quad (5)$$

$$\Sigma P_T = 0,015(16 + 4 + 6 + 40 + 29 + 51) = 2,19 \text{ МВт.}$$

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

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

$$\Sigma P_{с.н.} = 0,08(60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 110) = 27,2 \text{ МВт.}$$

Тогда:

$$\Sigma P_{П} = 325 + 9,75 + 2,19 + 27,2 = 364,1 \text{ МВт.}$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

$$\Sigma P_{Г} = P_{ЭС1} + P_{ЭС2} \quad (7)$$

$$\Sigma P_{Г} = 60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 110 = 340 \text{ МВт.}$$

В результате, значение обменной мощности:

$$P_c = \Sigma P_{Г} - \Sigma P_{П} \quad (8)$$

$$P_c = 340 - 364,1 = -24,1 \text{ МВт.}$$

Таким образом, рассматриваемый энергорайон является дефицитным.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\Sigma} \pm Q_{\text{КУ}} \pm Q_{\text{С}} = \sum Q_{\Pi} \quad (9)$$

где $\sum Q_{\Gamma}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; $\sum Q_{\Sigma}$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная); $Q_{\text{КУ}}$ реактивная мощность компенсирующих устройств; $Q_{\text{С}}$ – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg} \varphi_{\text{С}}$.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_{\Pi}$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{\text{СН}}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$, и трансформаторах $\sum \Delta Q_{\text{Т}}$:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{Н}} + \sum Q_{\text{СН}} + \sum Q_{\text{Л}} + \sum Q_{\text{Т}}. \quad (10)$$

Реактивная мощность нагрузки составит:

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{Н}} = & P_2 \text{tg} \phi_2 + P_3 \text{tg} \phi_3 + P_4 \text{tg} \phi_4 + P_{41} \text{tg} \phi_{41} + P_{42} \text{tg} \phi_{42} + P_5 \text{tg} \phi_5 + P_6 \text{tg} \phi_6 + \\ & + P_7 \text{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС2}} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{Н}} = & 35 \cdot 0,54 + 45 \cdot 0,45 + 16 \cdot 0,56 + 4 \cdot 0,54 + 6 \cdot 0,42 + 27 \cdot 0,45 + 40 \cdot 0,51 + \\ & + 29 \cdot 0,45 + 51 \cdot 0,62 + 72 \cdot 0,56 = 170,3 \text{ МВАр}. \end{aligned}$$

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

$$\sum Q_{\text{СН}} = \text{tg} \phi_{\text{СН}} \sum P_{\text{СН}} \quad (12)$$

$$\sum Q_{\text{СН}} = 0,75 \cdot 27,2 = 20,4 \text{ МВАр}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4...6 % при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности и составляют 10,22 МВАр.

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

$$\Sigma Q_T = 0,09(P_4 \operatorname{tg} \phi_4 + P_{41} \operatorname{tg} \phi_{41} + P_{42} \operatorname{tg} \phi_{42} + P_6 \operatorname{tg} \phi_6 + P_7 \operatorname{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \operatorname{tg} \phi_{\text{ЭС1}}) \quad (13)$$

$$\Sigma Q_T = 0,09(16 \cdot 0,56 + 4 \cdot 0,54 + 6 \cdot 0,42 + 40 \cdot 0,51 + 29 \cdot 0,45 + 51 \cdot 0,62) = 7,084 \text{ МВАр.}$$

Тогда суммарная потребляемая мощность составит:

$$\Sigma Q_{\Pi} = 170,3 + 20,4 + 10,22 + 7,084 = 208 \text{ МВАр.}$$

Мощность генераторов равна:

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \phi_i \quad (14)$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 + 3 \cdot 60 \cdot 0,75 + 110 \cdot 0,75 = 255 \text{ МВАр.}$$

Реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями составляет 15,75 МВАр.

Тогда:

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{\Pi} = 255 + 15,75 - 208 = 62,72 \text{ МВАр.}$$

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-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

чина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы:

$$Q_c = P_c \operatorname{tg} \varphi_c \quad (15)$$

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

$$Q_c = -24,1 \cdot 0,35 = -8,435 \text{ МВАр.}$$

Тогда мощность дополнительных компенсирующих устройств будет равна:

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{п}} - \sum Q_{\text{Г}} - \sum Q_3 \pm Q_c \quad (16)$$

$$Q_{\text{ку}} = 208 - 255 - 15,75 - 8,435 = -71,2 \text{ МВАр.}$$

Таким образом, в сетевом районе наблюдается избыток реактивной мощности. Для обеспечения баланса мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме потребления реактивной мощности, составляет 91,1 МВАр. Принимаем в качестве компенсирующего устройства статические тиристорные компенсаторы (СТК). СТК представляют собой конструкцию, состоящую из батареи конденсаторов, реактора, выпрямительного блока и системы управления. Схема состоит из нерегулируемой емкости БК и регулируемой тиристорно-реакторной группы. Мощность, поступающая в сеть, изменяется в зависимости от соотношения мощностей БК и реактора.

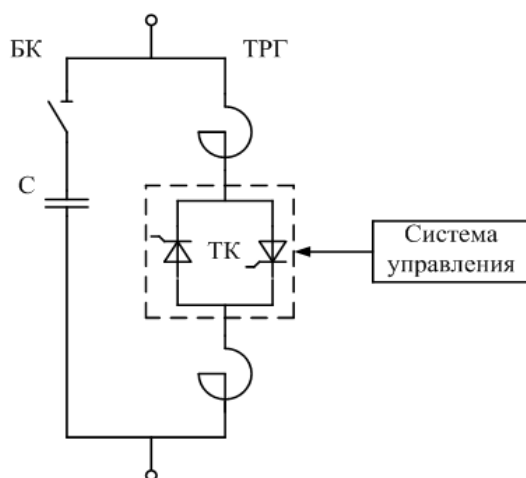


Рисунок 2 - Схема СТК для сети высокого напряжения

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

1.2 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы

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

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

Таблица 5 – Параметры сети 35 кВ [1]

№ линии	Исходные данные				Параметры сети	
	Марка провода	Длина, км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	R_L , Ом/км	X_L , Ом/км
п/ст4– п/ст 41	АС-70/11	20	0,422	0,432	8,44	8,64
п/ст 41– п/ст 42	АС-50/8	8	0,603	0,427	4,82	3,42
п/ст 42– п/ст 4	АС-50/8	15	0,603	0,427	9,05	6,41

Реконструкция в указанной сети необходима, если наибольшие токи линий ($I_{нб}$) превысят допустимые для заданных сечений ($I_{доп}$) или наибольшая потеря напряжения ($\Delta U_{нб}$) превысит допустимую величину ($\Delta U_{доп}$). Допустимые потери напряжения до конечных пунктов сети определяют по нормированным ГОСТ-13109-97 отклонениям напряжения на электроприемниках [2].

Рассмотрим отключение линии между подстанцией 4 и подстанцией 41. Рассмотрим распределение потоков мощности в линиях 4-42 и 42-41 в данном режиме.

Потери мощности определяются по формуле (17):

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{41}^2 + Q_{41}^2}{U_{ном}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}); \quad (17)$$

Мощность в начале передачи определяется по формуле (18):

$$S_H = S_K + \Delta S_{41-42} \quad (18)$$

Тогда согласно формуле (5):

$$\Delta S_{41-42} = \frac{4^2 + 2,16^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 0,081 + j0,058 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41Н} = 4 + j2,16 + 0,081 + j0,058 = 4,081 + j2,218 \text{ МВА}.$$

Ток линий электропередачи (ЛЭП) определяется по формуле (19):

$$I = \frac{|S|}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} \quad (19)$$

$$I_{42-41} = \frac{|4,081 + j2,218|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 76,6 \text{ А}.$$

Мощность в конце передачи определяется по формуле (20):

$$S_{42-4К} = S_{42-41Н} + S_{42} \quad (21)$$

$$S_{42-4К} = 4,081 + j2,218 + 6 + j2,52 = 10,081 + j4,738 \text{ МВА}.$$

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

$$\Delta S_{4-42} = \frac{10,081^2 + 4,738^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,916 + j0,649 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42Н} = 10,081 + j4,738 + 0,916 + j0,649 = 11 + j5,386 \text{ МВА}.$$

$$I_{4-42} = \frac{|11 + j5,386|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 202 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитаем токи в ветвях при отключении других линий и сведем полученные данные в таблицу 6.

Таблица 6 – Значения токов в послеаварийных режимах

№ ЛЭП	п/ст 4– п/ст 41	п/ст 41– п/ст 42	п/ст 42– п/ст 4
\underline{S}	$P_1 + jQ_1, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$P_2 + jQ_2, \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$P_3 + jQ_3, \text{ МВ} \cdot \text{А}$
№ откл. лин.			

Продолжение таблицы 6

п/ст4– п/ст 41	—————	4,142+j1,458	11,04+ j5,689
п/ст 41– п/ст 42	4,081+j2,218	—————	6,167 + j2,638
п/ст 42– п/ст 4	11+j5,386	6,313+j2,741	—————
$I_{\text{нб.пав}}, \text{ A}$	202	113,5	204,8
$n_c \cdot F_c$	АС-70/11	АС-50/8	АС-50/8
$I_{\text{доп}}, \text{ A}$	265	210	210

Согласно [1], 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.

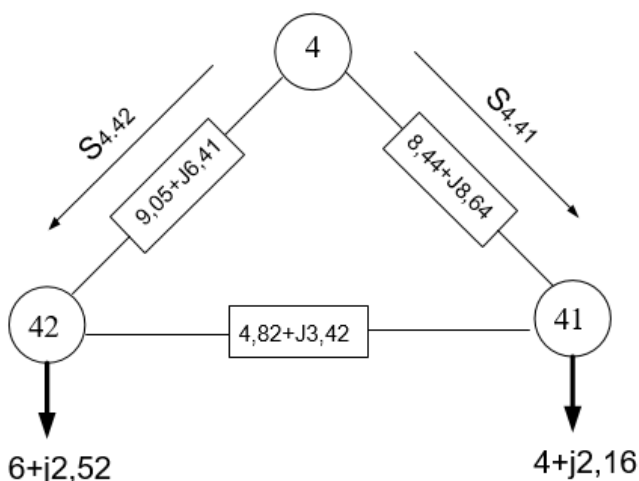


Рисунок 3 – Расчетная схема сети 35 кВ

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

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} \quad (22)$$

$$S_{4-41} = \frac{(4 + j2,16)(4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41) + (6 + j2,52)(9,05 - j6,41)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$

$$= 4,463 + j2,574 \text{ МВА}$$

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

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}}; \quad (23)$$

$$S_{4-42} = \frac{(6 + j2,52)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (4 + j2,16)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$

$$= 5,537 + j2,106 \text{ МВА}$$

Выполним проверку:

$$S_{4-41} + S_{4-42} - S_{41} - S_{42} = 0, \quad (24)$$

$$4,463 + j2,574 + 5,537 + j2,106 - (4 + j2,16) - (6 + j2,52) = 0.$$

Узел 42 является точкой потокораздела активной мощности.

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

$$S_{41-42} = S_{4-41} - S_{41} \quad (24)$$

$$S_{41-42} = 4,463 + j2,574 - 4 - j2,16 = 0,463 - j0,415 \text{ МВА.}$$

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

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4'-42} + \Delta U_{42-41} = \Delta U_{4'-41}. \quad (25)$$

При этом для любого участка:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_{\text{ном}}}, \quad (26)$$

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:

$$U_{\text{нб}} = \Delta U_{4'-42} = \frac{5,537 \cdot 9,05 + 2,106 \cdot 6,41}{35} = 1,816 \text{ кВ.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

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

$$\Delta U_{4''-41} = \frac{4,463 \cdot 8,44 + 2,574 \cdot 8,64}{35} = 1,712 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{42-41} = \frac{0,463 \cdot 4,824 + 0,415 \cdot 3,42}{35} = 0,104 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{нб} = 1,712 + 0,104 = 1,816 \text{ кВ.}$$

Отклонение напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{нб}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{1,816}{35} \cdot 100\% = 4,9\%.$$

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

Поскольку допустимое падение напряжения составляет 4,9 %, то сеть проходит проверку.

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

Определим приведенную к п/с 4 мощность. Для этого рассмотрим две расчетные схемы, на которых изображена схема сети 35 кВ, разделенная по точке потокораздела.

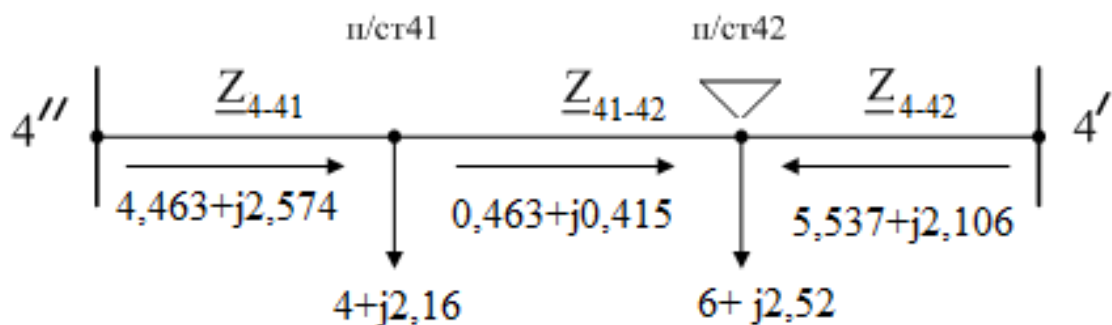


Рисунок 4 – Развернутая кольцевая сеть 35 кВ

Определим приведенную к п/с 4 мощность:

$$\Delta S_{4-42} = \frac{5,537^2 + 2,106^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,26 + j0,184 \text{ МВА;}$$

$$S_{4-42н} = 5,537 + j2,106 + 0,26 + j0,184 = 5,796 + j2,289 \text{ МВА.}$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{0,463^2 + 0,415^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 1522 + j1078 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41H} = 4,649 + j4,156 \text{ МВА.}$$

$$S_{4-41K} = 4,465 + j2,576 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{4,465^2 + 2,576^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,183 + j0,187 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41H} = 4,465 + j2,576 + 0,183 + j0,187 = 4,648 + j2,763 \text{ МВА.}$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41H} + S_{4-42H} \quad (27)$$

$$S_{4/35} = 5,796 + j2,289 + 4,648 + j2,763 = 10,44 + j5,052 \text{ МВА.}$$

1.3 Анализ работы трансформаторов

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

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях.

Для понижающих подстанций (п/ст 4) это условие выполняется, если

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк})S_T} \leq k_{ав} \quad (28)$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

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

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

$$S_{\text{max}4} = S_4 + S_{4/35} \quad (28)$$

$$S_{\text{max}4} = 16 + j8,96 + 10,44 + j5,052 = 26,44 + j14 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{\text{ав}} = \frac{\sqrt{26,44^2 + 14^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 4,75.$$

Поскольку полученный коэффициент аварийной загрузки больше 1,4, следовательно, необходима замена трансформаторов. Найдем мощность трансформаторов, которые необходимо установить:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{max}}}{n_T \cdot k_3} \quad (29)$$

$$S_T \geq \frac{\sqrt{26,44^2 + 14^2}}{2 \cdot 0,7} = 21,38 \text{ МВА.}$$

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-25000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 7.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

Таблица 7 – Параметры ТДТН-25000/110 [1]

Тип	S _{НОМ} , МВА	U _{НОМ} , кВ			u _к , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-25000/110	40	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5

Продолжение таблицы 7

Тип	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом			X _Т , Ом			Q _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	1,5			56,9	0	35,7	175

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

Потери в трансформаторе определяются как:

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T); \quad (30)$$

$$\Delta S_{СН} = \frac{10,44^2 + 5,052^2}{115^2} \cdot (0,75 + j0) = 0,008 \text{ МВА};$$

$$S_{СН} = 10,44 + j5,052 + 0,008 = 10,45 + j5,052 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{НН} = \frac{16^2 + 8,96^2}{115^2} \cdot (0,75 + j17,85) = 0,019 + j0,454 \text{ МВА};$$

$$S_{НН} = 16 + j8,96 + 0,019 + j0,454 = 16,019 + j9,414 \text{ МВА};$$

Мощность обмотки ВН составит:

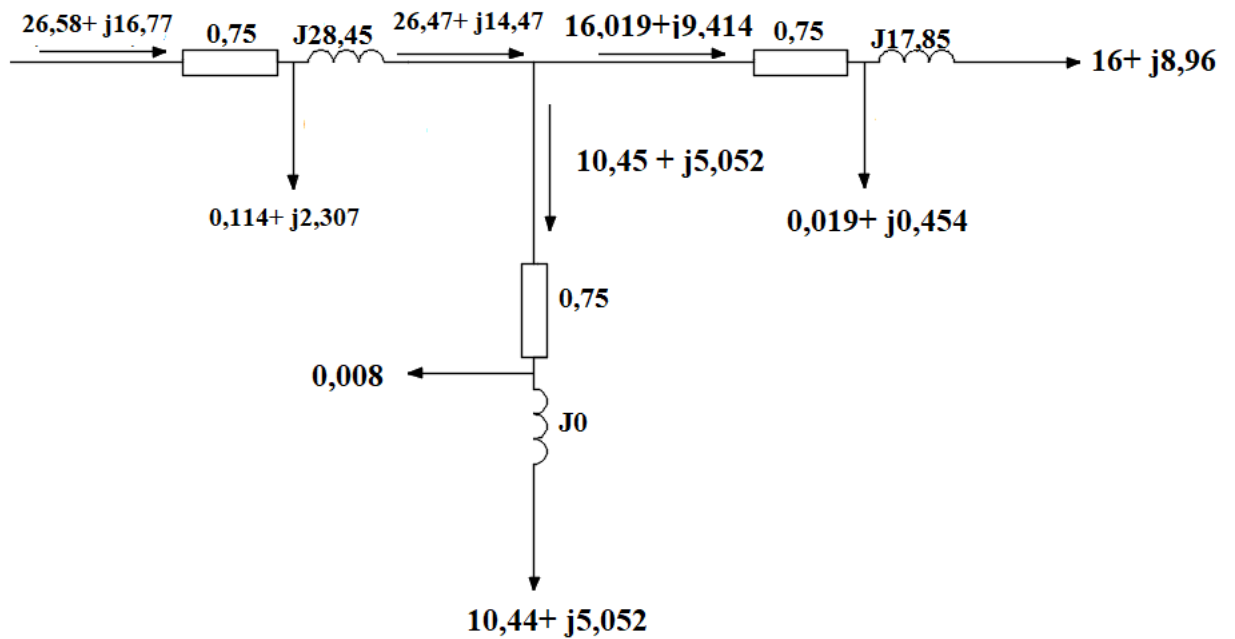
$$S_{ВН} = S_{СН} + S_{НН} \quad (31)$$

$$S_{ВН} = 10,45 + j5,052 + 16,019 + j9,414 = 26,47 + j14,47 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{ВН} = \frac{26,47^2 + 14,47^2}{115^2} \cdot (0,75 + j28,45) + 0,062 + j0,35 =$$

$$= 0,114 + j2,307 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 26,47 + j14,47 + 0,114 + j2,307 = 26,58 + j16,77 \text{ МВА.}$$



Далее рассмотрим трансформаторы ЭС-1.

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

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

а) режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_G - P_{H(\text{мин})} - P_{\text{сн}})^2 + (\sum Q_G - Q_{H(\text{мин})} - Q_{\text{сн}})^2}, \quad (32)$$

где $\sum P_G$, $\sum Q_G$ – 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.

$$S_1 = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 51 - 0,04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 51 \cdot 0,62 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50)^2} = 15,14 \text{ МВт}$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}, \quad (33)$$

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

$$S_2 = \sqrt{(50 - 51 - 0,04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 51 \cdot 0,62 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50)^2} = 6,483 \text{ МВт.}$$

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

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\Gamma(\max)} - P_{H(\max)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\Gamma(\max)} - Q_{H(\max)} - Q_{CH})^2}, \quad (34)$$

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

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 51 - 0,04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 51 \cdot 0,62 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50)^2} = 32 \text{ МВт.}$$

Наибольшая мощность наблюдается в максимальном режиме.

Загрузка трансформатора:

$$k_{ав} = \frac{32}{10} = 3,2.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 3,2 раз, а трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_T \geq S_{\Gamma}$.

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

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

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
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.

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

$$S_r = \frac{P_r}{\cos \varphi_r} \quad (35)$$

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Выбор оптимального варианта развития электрической сети является наиболее важной и наиболее специфической задачей, требующей помимо знания предмета, элементов творчества и инженерной интуиции. Схема сети и её номинальное напряжение находятся в тесной технико-экономической взаимосвязи. В ряде случаев изменение основной схемы сети влечет за собой необходимость изменения номинального напряжения сети в целом или её отдельных частей. Имеет место и обратная зависимость, поэтому выбор схемы и номинального напряжения сети (или её частей) должны производиться одновременно.

2.1 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:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (36)$$

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:

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}} = (110 + 60 \cdot 2) - 0,06 \cdot (110 + 60 \cdot 2) - 72 = 144,2 \text{ МВт.}$$

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{144,2/2}}} = 151,2 \text{ кВ}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

и к подстанции №4:

$$U_{\text{ЭК}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{144,2/2}}} = 152,5 \text{ кВ}$$

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.

2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2

Основными факторами, определяющими электрическую схему выдачи мощности электростанции, являются число и мощность генераторов, мощность энергосистемы, схемы сетей, нагрузки, номинальные напряжения потребителей и сети и т.д. Схема электростанции должна обеспечить перспективу расширения и промежуточные этапы развития станции и сети, бесперебойное электроснабжение всех потребителей, приспособленность к проведению ремонта, оперативную гибкость, экономическую целесообразность.

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

сборной шине с помощью выключателей и разъединителей, так, как это показано на рисунке 5. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

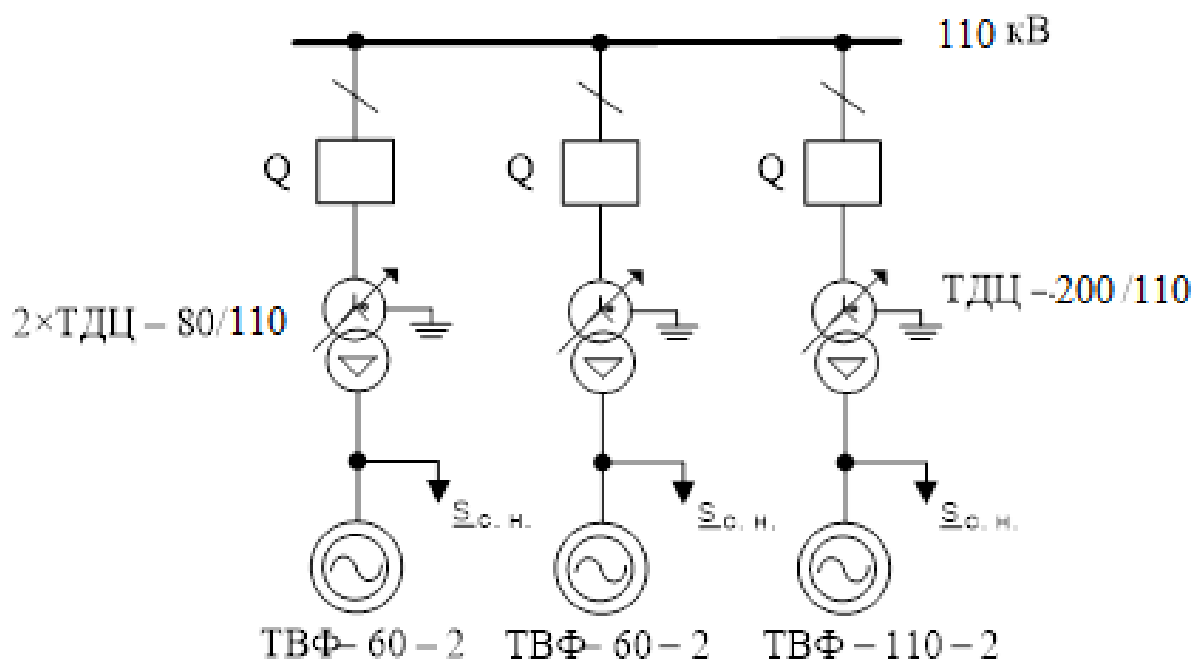


Рисунок 5 – Структурная электрическая схема ЭС-2

2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов

На электростанции установлены мощные генераторы $2 \times \text{ТВФ} - 60 - 2$, и один $\text{ТВФ} - 110 - 2$. Генераторы с номинальным напряжением 10,5 кВ, поэтому потребителей собственных нужд питаем от сети генераторного напряжения.

Выберем число и мощность трансформаторов на ЭС - 2.

$$S_T = \sqrt{(P_T - P_{CH})^2 + (Q_T - Q_{CH})^2} \quad (37)$$

1) Для генераторов мощностью 60 МВт

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

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

Таблица 9 – Параметры трансформатора ТДЦ-80000/110 [1]

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

2) Для генератора мощностью 110 МВт.

$$S_T = \sqrt{(110 - 0,06 \cdot 110)^2 + (110 \cdot 0,75 - 0,06 \cdot 110 \cdot 0,75)^2} = 12925 \text{ МВА}$$

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

Таблица 10 – Параметры трансформатора ТДЦ-200000/110 [1]

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к ,	ΔP _к ,	ΔP _х ,	I _х ,	R _т ,	X _т ,	ΔQ _х ,
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТДЦ- 200000/110	200	121	13,8	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000

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

2.4 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:

$$S_{T6} \geq \frac{\sqrt{40^2 + 20,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 32,07 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{40^2 + 20,4^2}}{(2-1)40} = 1,12 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 11 приведены параметры трансформатора ТРДН-40000/110.

Таблица 11 – Параметры ТРДН-40000/110

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН-40000/110	40	121	10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

$$S_{Т7} \geq \frac{\sqrt{29^2 + 13,05^2}}{2 \cdot 0,7} = 22,71 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{29^2 + 13,05^2}}{(2-1)25} = 1,272 \leq 1,4$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 12 приведены параметры трансформатора.

Таблица 12 – Параметры ТРДН-25000/110

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом	X _Т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН-25000/110	25	115	11	10,5	89	19	0,7	4,38	86,7	112

2.5 Выбор конфигурации схемы сети

Выбор схемы электрической сети заключается в определении:

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

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

Расчет режимов будем производить в программе NetWORKS.

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

- 1) Электростанция ЭС-1.

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-40000/110:

$$S_{НН1} = (\sum P_{Г} - P_{Н(макс)} - P_{СН}) + j(\sum Q_{Г} - Q_{Н(макс)} - Q_{СН}); \quad (38)$$

$$S_{НН1} = (50 - 51 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 51 \cdot 0,62 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = -3 + j4,51 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\begin{aligned} \Delta S_{Т1} &= \frac{3^2 + 4,51^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = \\ &= 0,053 + j0,345 \text{ МВА;} \end{aligned}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} \quad (39)$$

$$S_{ЭС1} = -3 + j4,51 + 56,4 + j42,534 - (0,053 + j0,345 + 0,338 + j7,725) = \\ = 53 + j38,97 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

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

$$S_{эс-2} = 2(56,4 + j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338 + j7,725) - (0,424 + j10,765) - (72 + j40,32) = 143,1 + j96,51 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

3) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T6} = \frac{40^2 + 20,4^2}{115^2} \cdot (1,46 / 2 + j38,4 / 2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,188 + j2,843 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = 0,188 + j2,843 + 40 + j20,4 = 40,19 + j23,24 \text{ МВА.}$$

4) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТРДН-25000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{29^2 + 13,05^2}{115^2} \cdot (4,38 / 2 + j86,7 / 2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,177 + j2,981 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = 0,177 + j2,981 + 29 + j13,05 = 29,18 + j16 \text{ МВА.}$$

Рассмотрим 6 вариантов развития электрической сети. Для начала введем в узлы рассчитанные выше мощности без применения СТК с целью определения местоположения устройств.

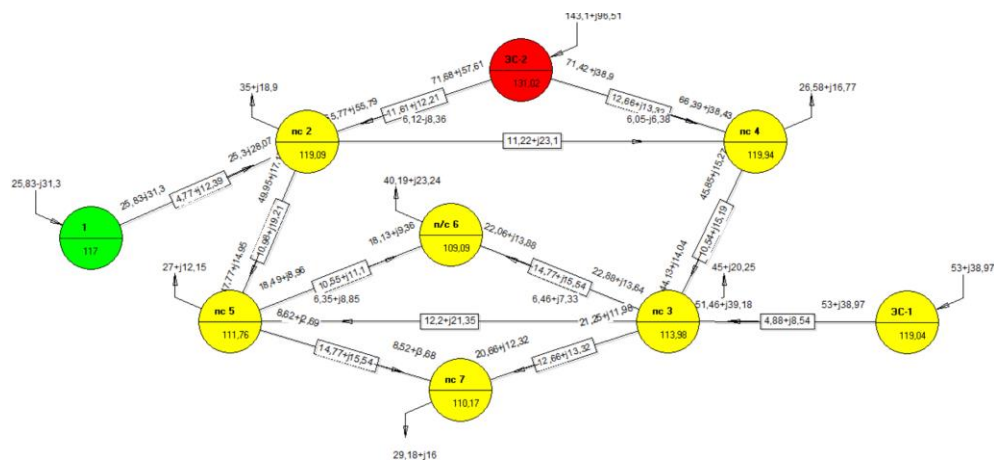


Рисунок 6 – Первый вариант развития сети без внедрения СТК

Как видно из рисунка 6, напряжение на ЭС-2 превышает допустимое значение. Следовательно, СТК следует установить в этом узле. Определим суммарную реактивную мощность узла:

$$Q_{\Sigma_{\text{ЭС-2}}} = 96,51 - 71,2 = 25,31 \text{ МВАр.}$$

Режим сети с внедрением СТК приведен на рисунке .

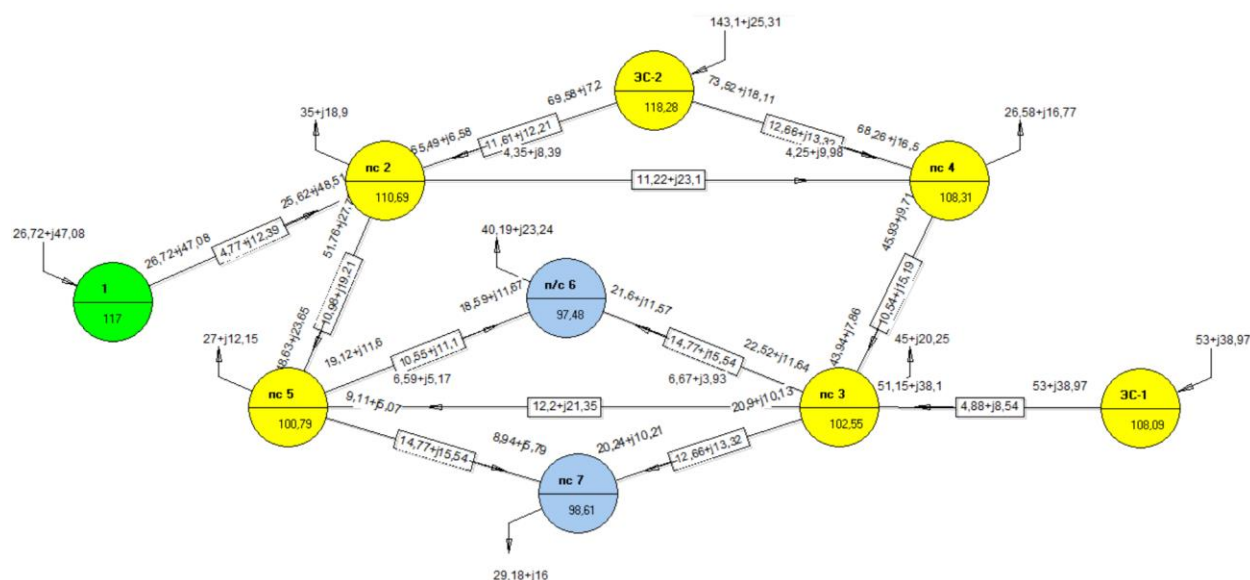


Рисунок 7 – Первый вариант развития сети с внедрением СТК

Как видно из рисунка 7, рассчитанной ранее мощности СТК недостаточно для поддержания нормального режима работы сети, напряжение в узлах 6 и 7 снижается до недопустимых значений. Принимаем решение об изменении реактивной мощности СТК. С помощью ПК NetWorks зафиксируем в узле «ЭС2» требуемое напряжение – 120 кВ. При этом ПК рассчитает требуемое значение реактивной мощности для поддержания нормального режима рабо-

ТЫ СЕТИ.

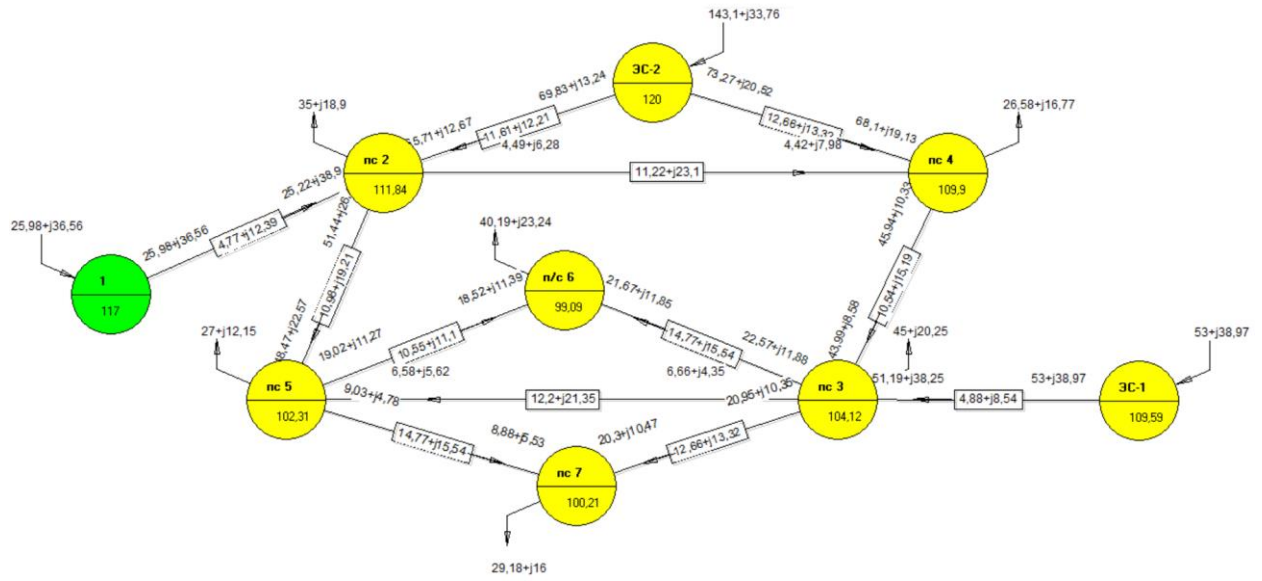


Рисунок 8 – Первый вариант развития сети ($\Delta P=19,125$ МВт)

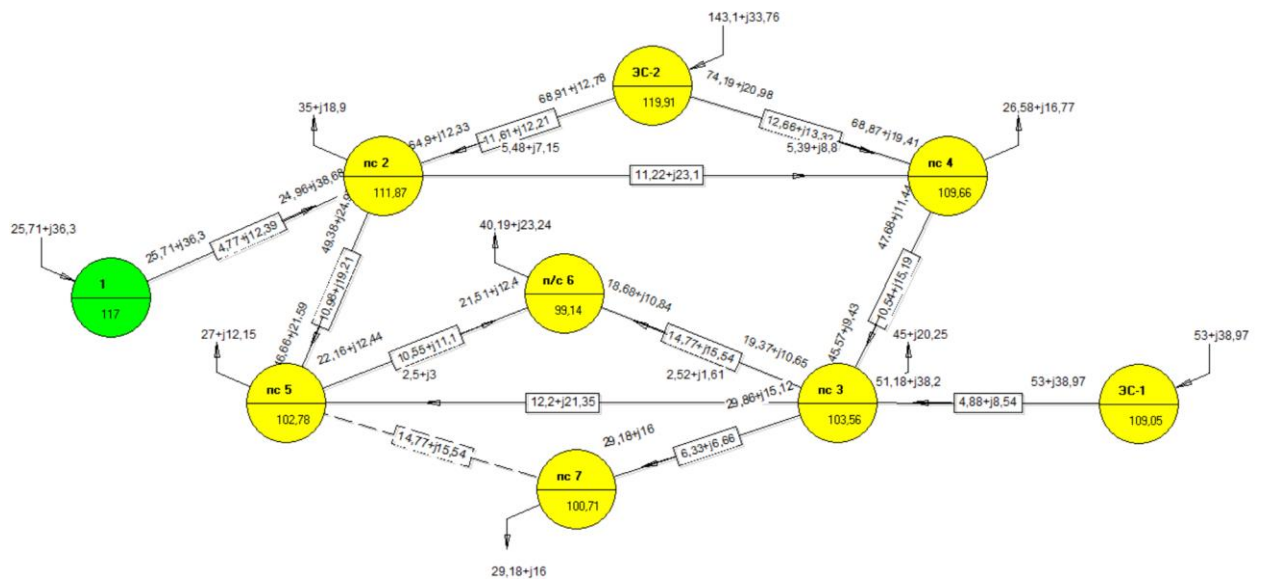


Рисунок 9 – Второй вариант развития сети ($\Delta P=18,859$ МВт)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР

Лист

36

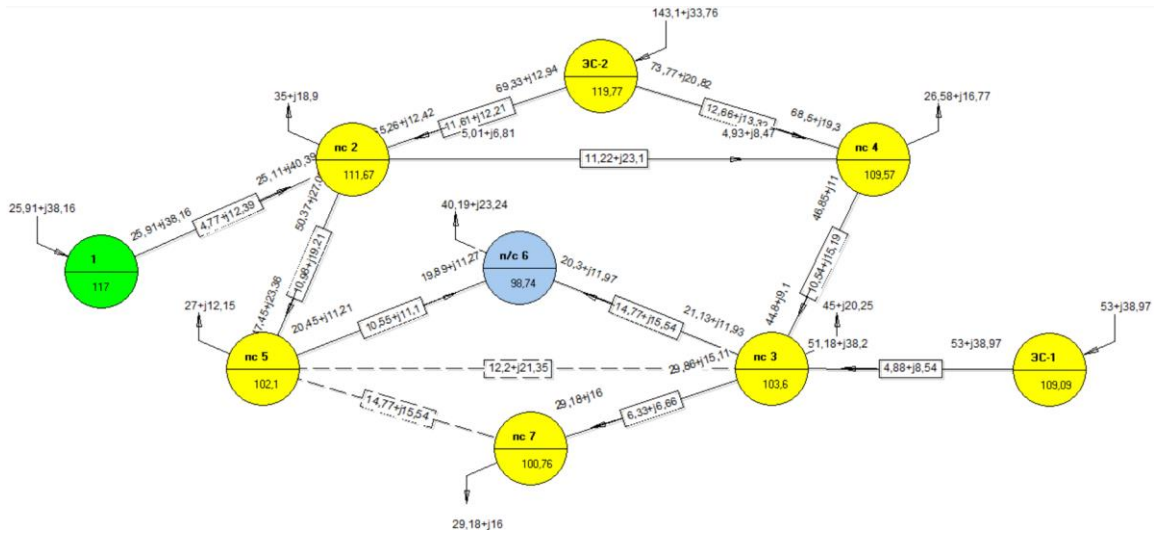


Рисунок 10 – Третий вариант развития сети ($\Delta P=19,063$ МВт)

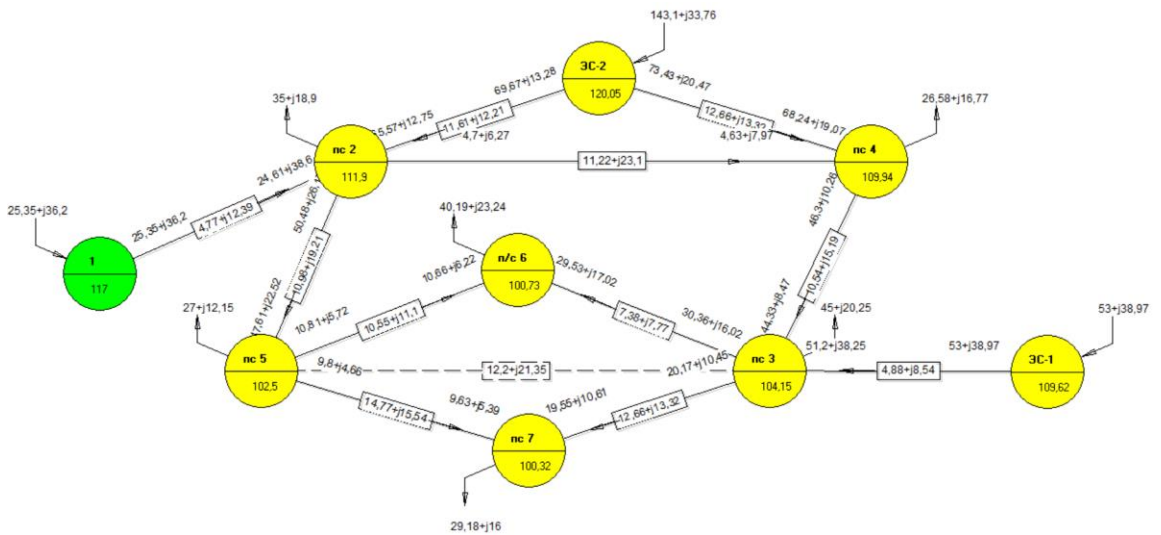


Рисунок 11 – Четвертый вариант развития сети ($\Delta P=18,501$ МВт)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР

Лист

37

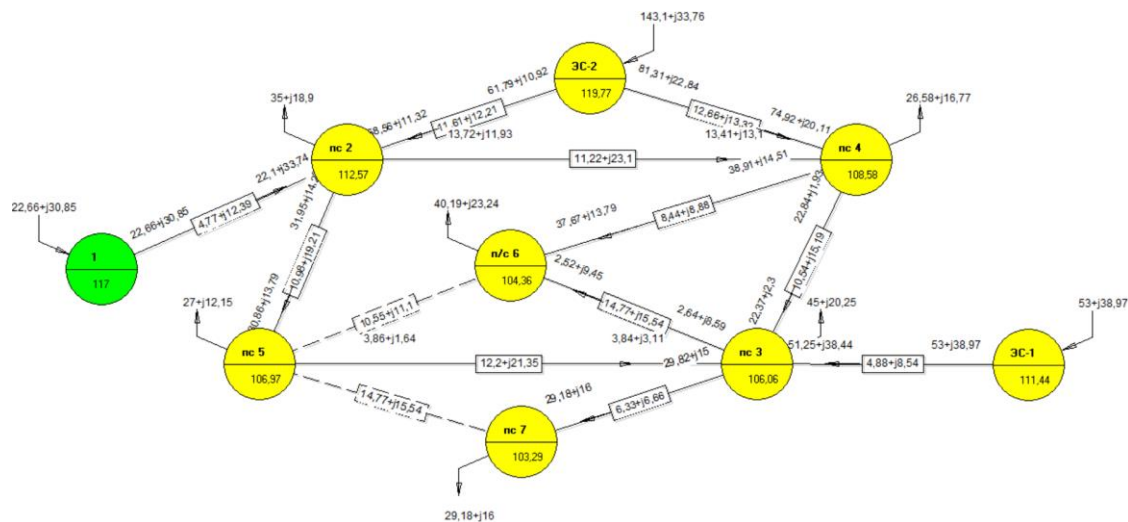


Рисунок 12 – Пятый вариант развития сети ($\Delta P=15,815$ МВт)

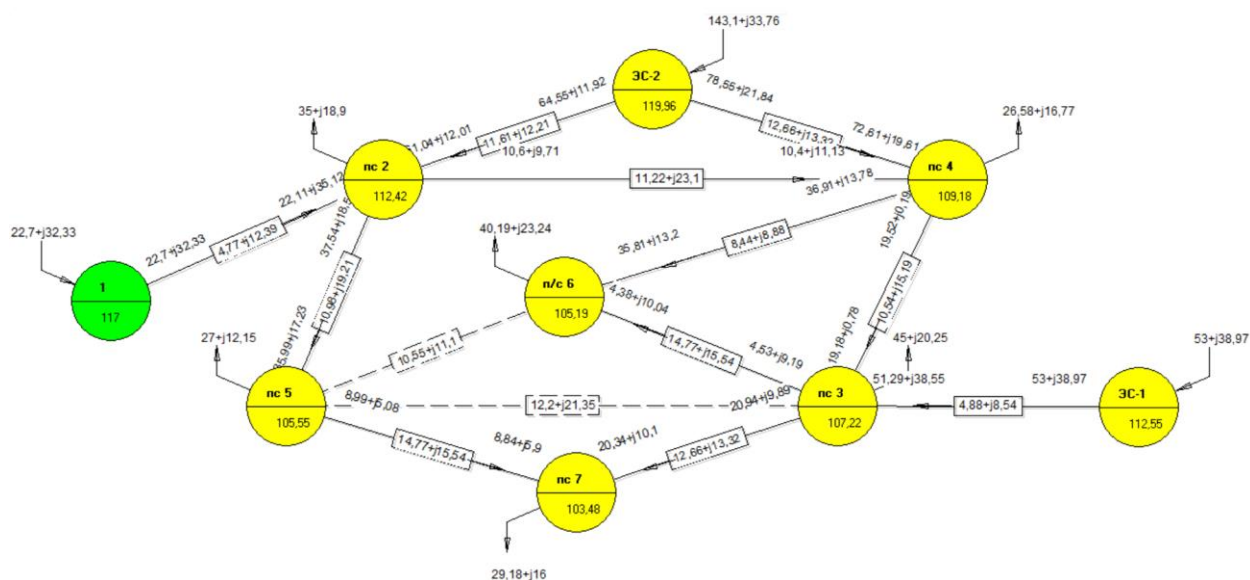


Рисунок 13 – Шестой вариант развития сети ($\Delta P=15,854$ МВт)

К дальнейшему расчету принимаем варианты №5 и №6 вследствие минимума потерь активной мощности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

2.6 Выбор сечений ЛЭП

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

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

Определим ток нормального режима для ЛЭП между ЭС2-ПС2 для пятого варианта развития сети:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{61,79 + j10,92}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 152,2 \text{ А.}$$

По ПУЭ экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов составляет 1 А/мм^2 , следовательно:

$$F = \frac{I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}}}{J_{\text{ЭК}}} \quad (41)$$

$$F = \frac{152,2}{1} = 152,2 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, принимаем марку проводов ЛЭП 2хАС-150/24 с длительно-допустимым током 450 А. Проведем проверку проводов по нагреву:

$$I_{\text{РАБ.АВ.ВЛ}} = \frac{S_{\text{ВЛ}}}{\sqrt{3}(N_{\text{ВЛ}} - 1)U_{\text{НОМ.ВЛ}}} \quad (42)$$

$$I_{\text{РАБ.АВ.ВЛ}} = \frac{61,79 + j10,92}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 304,4 \text{ А.}$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

По условиям короны и радиопомех минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм². Следовательно, выбранная марка проводов проходит проверки по допустимому току и по условиям короны.

Аналогично выберем марки проводов для новых ЛЭП, результаты сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	S _{лин} , МВА	I _{лин} , А	I _{max} , А	Марка провода	I _{доп} , А
Вариант 5						
ЭС-2 – ПС2	2	61,79+j10,92	152,2	304,4	2хАС-150/24	450
ЭС-2 – ПС4	2	81,31+j22,84	205,1	410,2	2хАС-240/32	610
ПС3 – ПС7	2	29,82+j15	91,9	183,8	2хАС-95/16	330
ПС6 – ПС3	1	2,64+j8,59	51,5	51,5	АС-70/11	265
ПС6 – ПС4	1	38,91+j14,51	221	221	АС-240/32	610
Вариант 6						
ЭС-2 – ПС2	2	64,55+j11,92	158,92	317,84	2хАС-150/24	450
ЭС-2 – ПС4	2	78,55+j21,84	197,67	395,34	2хАС-240/32	610
ПС3 – ПС7	1	20,94+j9,89	125,7	125,7	АС-120/19	390
ПС5 – ПС7	1	8,99+j5,08	57,87	57,85	АС-70/11	265
ПС6 – ПС3	1	4,52+j9,19	57,66	57,66	АС-70/11	265
ПС6 – ПС4	1	36,91+j13,78	208,93	208,93	АС-240/32	610

Вывод: Все ЛЭП проходят по условиям нагрева и короны.

2.6 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:

$$Z = E_n K + I + \Delta W_{\Gamma}, \quad (43)$$

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;

ΔW_{Γ} – ежегодные затраты на возмещение потерь электроэнергии в элементах сети.

Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-150/24, 55 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-240/32, 60 км;
- 3) ПС3 – ПС7, 2хАС-95/16, 30 км;
- 4) ПС6 – ПС3, АС-70/11, 35 км.
- 5) ПС6 – ПС4, АС-240/32, 20 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-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

$$K=(1150 \cdot 55 \cdot 1,1+1440 \cdot 60 \cdot 1,1+1150 \cdot 30 \cdot 1,1+850 \cdot 35 \cdot 1,1+890 \cdot 20 \cdot 1,1) \cdot 3,99+ \\ +16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99= \\ =1\ 017\ 000+491\ 600=1\ 509\ 000 \text{ тыс.руб.}$$

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

Тогда:

$$И=0,008 \cdot 1\ 017\ 000+0,059 \cdot 491\ 600=37\ 140 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_{\text{э}} \cdot \tau, \quad (44)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}}=8,114$ МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

$z_{\text{э}}$ – удельные затраты на возмещение потерь в электрических сетях, согласно [4], для Челябинской области $z_{\text{э}}=1,929$ руб/кВт·ч;

τ – средневзвешенное время потерь для потребителей:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (45)$$

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = 8,114 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 77\ 090 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = 0,2 \cdot (1509000) + 37140 + 77090 = 416000 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-150/24, 55 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-240/32, 60 км;
- 3) ПС3 – ПС7, АС-120/19, 30 км;
- 4) ПС5 – ПС7, АС-70/11, 35 км;
- 5) ПС3 – ПС6, АС-70/11, 35 км;
- 6) ПС6 – ПС4, АС-240/32, 20 км.

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

Таким образом, суммарные капитальные затраты для второго варианта составляют:

$$\begin{aligned} K &= (1150 \cdot 55 \cdot 1,1 + 1440 \cdot 60 \cdot 1,1 + 850 \cdot 30 \cdot 1,1 + 850 \cdot 35 \cdot 1,1 + 850 \cdot 35 \cdot 1,1 + \\ &+ 890 \cdot 20 \cdot 1,1) \cdot 3,99 + 18 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99 = \\ &= 1\,108\,000 + 553\,000 = 1\,661\,000 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

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

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 1\,108\,000 + 0,059 \cdot 553\,000 = 41\,490 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_T = 8,419 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 79\,980 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = 0,2 \cdot (1\,661\,000) + 41\,490 + 79\,980 = 453\,700 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

$$\left| \frac{z_2 - z_1}{(z_2 + z_1) / 2} \right| \cdot 100\% \quad (46)$$

$$\left| \frac{453700 - 416000}{(453700 + 416000) / 2} \right| \cdot 100\% = 8,7\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет более 5%, то к последующему расчету принимаем вариант №1 (пятый вариант развития сети).

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

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

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

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

3.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 14.

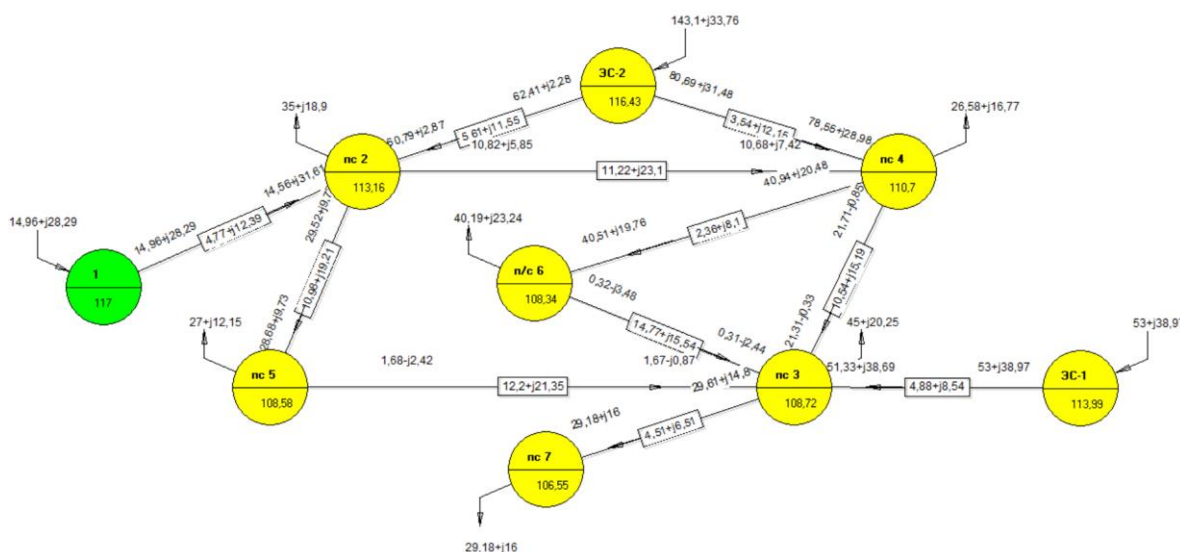


Рисунок 14 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

В таблице 14 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$j_p, \text{А/мм}^2$	$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$
ПС1-ПС2	83,9	510	0,454	1
ПС2-ПС4	65,2	450	0,435	1
ПС2-ПС5	159,9	390	1,332	1
ПС4-ПС3	113,3	330	1,192	1
ПС5-ПС3	12,5	390	0,104	1
ЭС1-ПС3	168,7	390	1,406	1
ЭС2-ПС2	155,1	450	1,034	1
ЭС2-ПС4	216,7	610	0,903	1
ПС6-ПС3	15,8	265	0,226	1
ПС3-ПС7	89	330	0,937	1
ПС4-ПС6	239,5	610	0,998	1

В таблице 15 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 15 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_y, \text{кВ}$	$\Delta U, \%$
Электростанция – 1	110	113,99	3,6
Электростанция – 2	110	116,43	5,8
Подстанция – 2	110	113,16	2,9
Подстанция – 3	110	108,72	-1,2
Подстанция – 4	110	110,7	0,6
Подстанция – 5	110	108,58	-1,3
Подстанция – 6	110	108,34	-1,5
Подстанция – 7	110	106,55	-3,1

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, расчетная плотность тока в некоторых ЛЭП превышает экономическую плотность тока, следовательно, ЛЭП работают неэкономично, однако данный режим работы сети допустим.

3.2 Режим минимальных нагрузок

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

$$P_H = P_{Hmax} \cdot 0,7 \quad (47)$$

$$Q_2 = P_{2max} \operatorname{tg} \varphi_2 \cdot 0,7 \quad (48)$$

1) Подстанция №2

$$P_2 = 35 \cdot 0,7 = 24,5 \text{ МВт}; \quad Q_2 = 35 \cdot 0,54 \cdot 0,7 = 13,23 \text{ МВАр.}$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = 45 \cdot 0,7 = 31,5 \text{ МВт}; \quad Q_3 = 45 \cdot 0,45 \cdot 0,7 = 14,17 \text{ МВАр.}$$

3) Подстанция №4

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

$$S_{4-41} = \frac{(4 \cdot 0,7 + j2,16 \cdot 0,7)(4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41) + (6 \cdot 0,7 + j2,52 \cdot 0,7)(9,05 - j6,41)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$

$$= 2,796 + j0,973 \text{ МВА}$$

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

$$S_{4-42} = \frac{(6 \cdot 0,7 + j2,52 \cdot 0,7)(4,82 - j3,42 + 8,44 - j8,64) + (4 \cdot 0,7 + j2,16 \cdot 0,7)(8,44 - j8,64)}{8,44 - j8,64 + 4,82 - j3,42 + 9,05 - j6,41} =$$

$$= 5,537 + j2,106 \text{ МВА}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

Выполним проверку:

$$2,796 + j0,973 + 4,204 + j2,303 - (2,8 + j1,512) - (4,2 + j1,764) = 0$$

Узел 41 является точкой потокораздела активной мощности.

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

$$S_{41-42} = 4,204 + j2,303 - 4,2 - j1,764 = 0,004 + j0,539 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{2,796^2 + 0,973^2}{35^2} (8,44 + j8,64) = 0,06 + j0,062 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41Н} = 2,796 + j0,973 + 0,06 + j0,062 = 2,856 + j1,035 \text{ МВА}.$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{0,004^2 + 0,539^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 1142 + j808,7 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41Н} = 0,54 + j0,54 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-42К} = 4,205 + j2,303 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{4,205^2 + 2,303^2}{35^2} (9,05 + j6,41) = 0,07 + j0,12 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42Н} = 4,205 + j2,303 + 0,07 + j0,12 = 4,275 + j2,424 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = 2,856 + j1,035 + 4,275 + j2,424 = 7,13 + j3,459 \text{ МВА}.$$

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

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

$$\Delta S_{СН} = \frac{7,13^2 + 3,459^2}{115^2} \cdot (0,75 + j0) = 0,003562 \text{ МВА};$$

$$S_{СН} = 0,003562 + 7,13 + j3,459 = 7,134 + j3,459 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{НН} = \frac{11,2^2 + 6,272^2}{115^2} \cdot (0,75 + j17,85) = 0,009 + j0,22 \text{ МВА};$$

$$S_{НН} = 0,009 + j0,22 + 11,2 + j6,272 = 11,21 + j6,494 \text{ МВА};$$

$$S_{ВН} = 18,34 + j9,953 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{ВН} = \frac{18,34^2 + 9,953^2}{115^2} \cdot (0,75 + j28,45) + 0,062 + j0,35 =$$

$$= 0,09 + j1,287 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 0,09 + j1,287 + 18,34 + j9,953 = 18,43 + j11,24 \text{ МВА}.$$

4) Подстанция №5

$$P_5 = 27 \cdot 0,7 = 18,9 \text{ МВт}; Q_5 = 27 \cdot 0,45 \cdot 0,7 = 8,505 \text{ МВАр}.$$

5) Подстанция №6

$$P_{6НН} = 40 \cdot 0,7 = 28 \text{ МВт}; Q_{6НН} = 40 \cdot 0,54 \cdot 0,7 = 14,28 \text{ МВАр}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

$$\Delta S_{T6} = \frac{28^2 + 14,28^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 =$$

$$= 0,155 + j1,954 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = 28,155 + j16,23 \text{ МВА.}$$

5) Подстанция №7

$$P_{7\text{нн}} = 29 \cdot 0,7 = 20,3 \text{ МВт; } Q_{7\text{нн}} = 29 \cdot 0,45 \cdot 0,7 = 9,135 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{T7} = \frac{20,3^2 + 9,135^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 =$$

$$= 0,12 + j1,848 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = 20,42 + j10,98 \text{ МВА.}$$

7) Электростанция ЭС-1

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-40000/110:

$$S_{\text{нн1}} = (50 - 0,7 \cdot 51 - 0,04 \cdot 50) +$$

$$+ j(50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 51 \cdot 0,62 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50) = 12,3 + j14 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{12,3^2 + 14^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,036 + j0,26 =$$

$$= 0,134 + j2,388 \text{ МВА;}$$

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:

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

$$= 0,338 + j7,725 \text{ МВА;}$$

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{\text{ЭС1}} = 68,23 + j46,42 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

8) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{нн1}} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) =$$

$$= 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

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

$$S_{\text{эс-2}} = 4(56,4 + j42,534) - 4(0,338 + j7,725) - 0,7(72 + j40,32) = 164,7 + j108,6 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{\text{эс1}} = 68,23 + j46,42 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

9) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{\text{нн1}} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) = \\ = 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

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

$$S_{\text{эс-2}} = 4(56,4 + j42,534) - 4(0,338 + j7,725) - 0,7(72 + j40,32) = 164,7 + j108,6 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						50
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На рисунке 15 показаны карта режима сети в режиме минимальных нагрузок.
ЗОК.

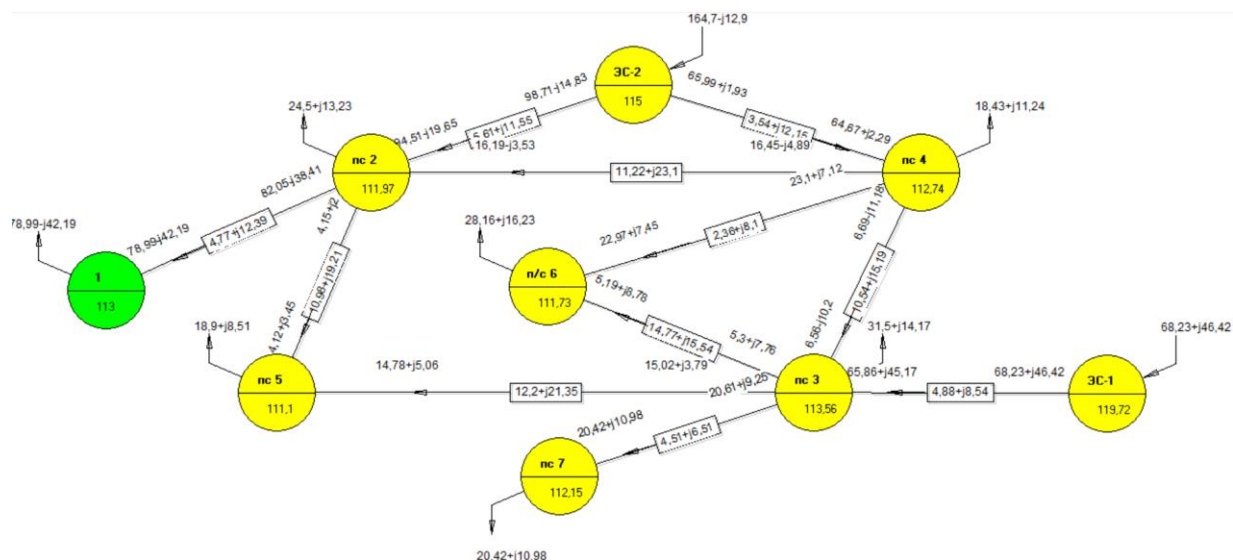


Рисунок 15 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок при регулировании СТК

Таблица 16 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	U _{ном} , кВ	U _y , кВ	ΔU, %
Электростанция - 1	110	119,72	8,8
Электростанция - 2	110	115	4,5
Подстанция – 2	110	111,97	1,8
Подстанция – 3	110	113,56	3,2
Подстанция – 4	110	112,74	2,5
Подстанция – 5	110	111,1	1
Подстанция – 6	110	111,73	1,6
Подстанция – 7	110	112,15	2

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

3.3 Послеаварийные режимы работы

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

Таблица 17 – Послеаварийные режимы

	ПС1-ПС2	ПС2-ПС4	ПС2-ПС5	ПС4-ПС3	ПС5-ПС3	ЭС1-ПС3
Норм.режим	58,9	63,4	165,7	118,6	17,5	175,14
ПС1-ПС2	140	68,2	173,8	123,5	16,8	181,4
ПС2-ПС4	66,8	-	190,1	108,5	31,1	178,1
ПС2-ПС5	97,8	178,6	-	248,7	193,6	191,1
ПС4-ПС3	67,3	48,2	209,5	-	50,6	179,3
ПС5-ПС3	62,1	66,1	164,2	124,4	-	175,2
ЭС1-ПС3	72,1	70,3	172,9	123,7	14,7	337,3
ЭС2-ПС2	69	17,1	143,7	131,7	20,8	174,4
ЭС2-ПС4	85	148,4	207,9	102,4	45	181,1
ПС6-ПС3	61,5	64,9	166,5	120,1	19,15	175,3
ПС3-ПС7	64,2	66,1	168,5	120,4	15,7	176
ПС4-ПС6	107,6	58,3	262,1	353,5	90,7	190,2
Идоп, А	510	450	390	330	390	390
k_3	0,275	0,397	0,672	1,071	0,496	0,865

Продолжение таблицы 17

	ЭС2-ПС2	ЭС2-ПС4	ПС6-ПС3	ПС3-ПС7	ПС4-ПС6
Норм.режим	163,7	229,8	12,8	93,1	251,8
ПС1-ПС2	168,3	238,5	12,6	97,2	262,5
ПС2-ПС4	142,7	257,3	16,3	95	249,1
ПС2-ПС5	120,1	294,4	78,2	103,6	350,7
ПС4-ПС3	173,1	222,1	85,2	95,8	329,6
ПС5-ПС3	162,1	231,4	17,7	93,2	253,3
ЭС1-ПС3	162,8	234,5	8,4	94,5	259,2
ЭС2-ПС2	248,2	263,6	16,4	92,7	258,1
ЭС2-ПС4	212,9	363,2	20,3	97	249
ПС6-ПС3	163,9	230,8	-	93,4	258,4
ПС3-ПС7	163,4	231,7	10,7	193,2	254,8
ПС4-ПС6	171,5	230,5	320,2	103	-
Идоп, А	450	610	265	330	610
k_3	0,552	0,595	1,208	0,585	0,575

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР

Лист

52

Вывод: наиболее тяжелым является послеаварийный режим при отключении ЛЭП между ПС6-ПС3. Карта режима приведена на рисунке 16.

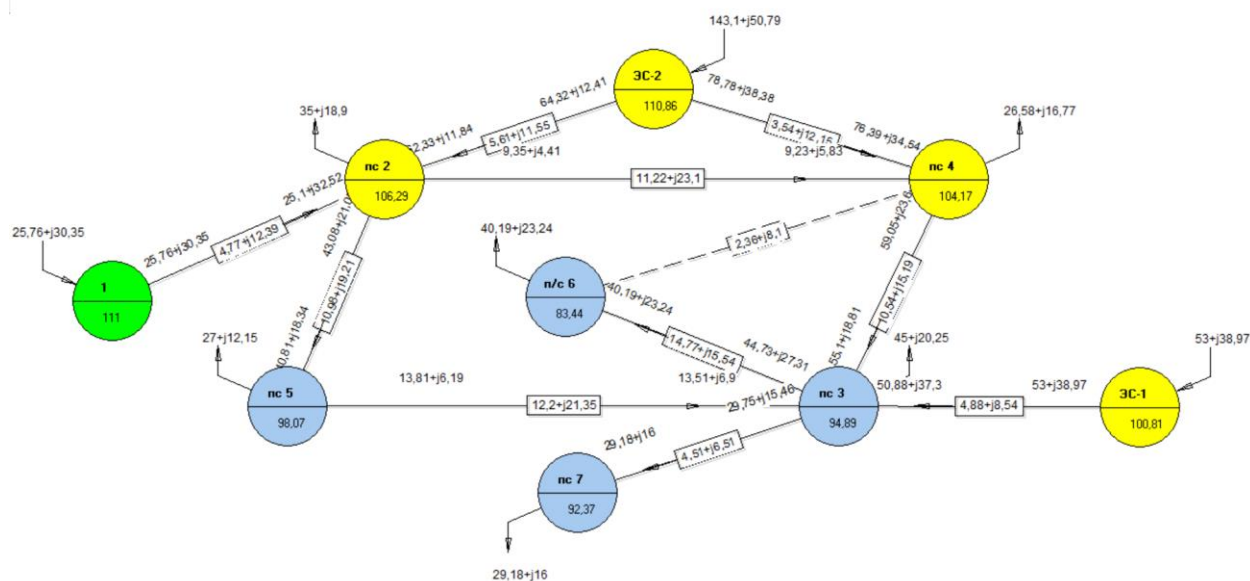


Рисунок 16 – Карта режима в наиболее тяжелом послеаварийном режиме

Таблица 18 – Токсовая нагрузка ЛЭП в ПА режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$
ПС1-ПС2	107,6	510
ПС2-ПС4	58,3	450
ПС2-ПС5	262,1	390
ПС4-ПС3	353,5	330
ПС5-ПС3	90,7	390
ЭС1-ПС3	190,2	390
ЭС2-ПС2	171,5	450
ЭС2-ПС4	230,5	610
ПС6-ПС3	320,2	265
ПС3-ПС7	103	330
ПС4-ПС6	-	-

В таблице 19 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 19 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U_y , кВ	ΔU , %
Электростанция – 1	110	100,81	-8,4
Электростанция – 2	110	110,86	-8,3
Подстанция – 2	110	106,29	-3,4
Подстанция – 3	110	94,89	-13,7
Подстанция – 4	110	104,17	-5,3
Подстанция – 5	110	98,07	-10,8
Подстанция – 6	110	83,44	-24
Подстанция – 7	110	92,37	-16

Вывод: как видно из таблиц, сеть требует реконструкции. Принимаем решение о замене ЛЭП между ПС4-ПС3 на АС-240/32, ПС6-ПС3 на АС-240/32. Режим сети после реконструкции приведен на рисунке 17.

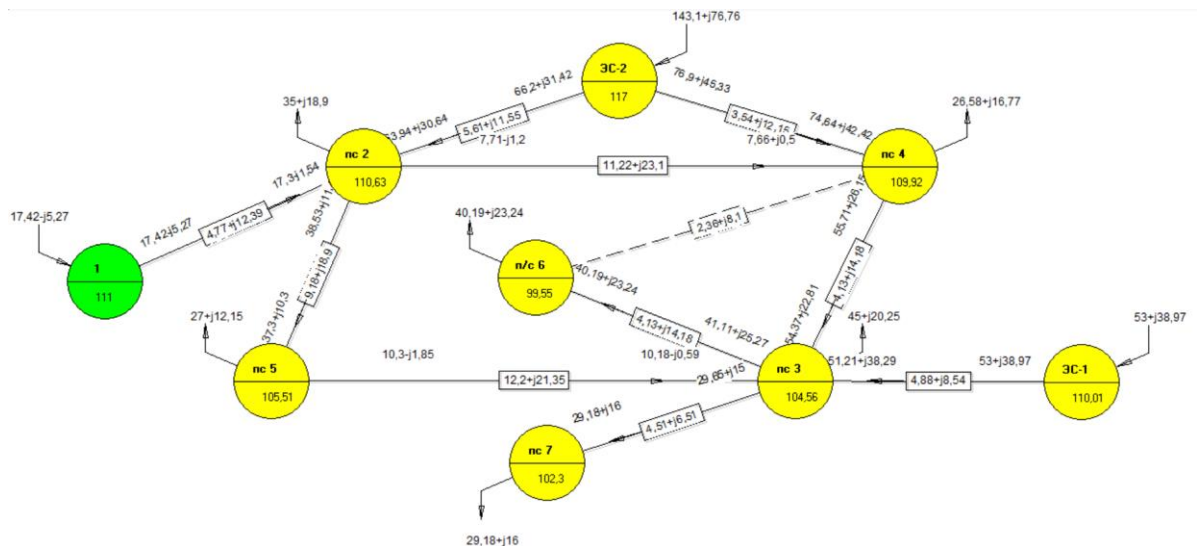


Рисунок 17 – Карта режима в ПА режиме после реконструкции

Таблица 20 – Токовая нагрузка ЛЭП в ПА режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$
ПС1-ПС2	46,1	510
ПС2-ПС4	40,3	450
ПС2-ПС5	210,8	450
ПС4-ПС3	324,5	610
ПС5-ПС3	56,7	390
ЭС1-ПС3	174,6	390
ЭС2-ПС2	183	450
ЭС2-ПС4	223	610
ПС6-ПС3	267,9	610
ПС3-ПС7	92,8	330

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

Таблица 21 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	U_y, kV	$\Delta U, \%$
Электростанция – 1	110	110,01	9
Электростанция – 2	110	117	6,4
Подстанция – 2	110	110,63	0,57
Подстанция – 3	110	104,56	-4,9
Подстанция – 4	110	109,92	-0,07
Подстанция – 5	110	105,51	-4,1
Подстанция – 6	110	99,55	-9,5
Подстанция – 7	110	102,3	-7

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

4 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):

$$\Delta U_T = \frac{P_{\text{пр}} r_T + Q_{\text{пр}} x_T}{U_{\text{вн}}}, \quad (49)$$

где $P_{\text{пр}} + Q_{\text{пр}}$ – приведенная мощность подстанции в рассматриваемом режиме; $U_{\text{ВН}}$ – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети; $r_{\text{T}}, x_{\text{T}}$ – эквивалентное сопротивление трансформаторов, приведенное к $U_{\text{ВН}}$.

$$\Delta U_{\text{T.max}} = \frac{40,21 \cdot 1,46 + 23,85 \cdot 38,4}{2 \cdot 108,34} = 4,497 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{T.min}} = \frac{28,15 \cdot 1,46 + 16,69 \cdot 38,4}{2 \cdot 111,73} = 3,052 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{T.ав}} = \frac{40,21 \cdot 1,46 + 23,85 \cdot 38,4}{2 \cdot 99,55} = 4,894 \text{ кВ};$$

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

$$U'_{\text{НН}} = U_{\text{ВН}} - \Delta U_{\text{T}} \quad (50)$$

$$U'_{\text{НН.max}} = 108,34 - 4,497 = 103,8 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{НН.min}} = 111,73 - 3,052 = 108,7 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{НН.ав}} = 99,55 - 4,894 = 94,66 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{\text{отв.В}} = \frac{U'_{\text{НН}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{жел.Н}}}, \quad (51)$$

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

$$U_{\text{отв.max}} = \frac{103,8 \cdot 11}{10,5} = 108,8 \text{ кВ};$$

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

$$U_{\text{отв.ав}} = \frac{94,66 \cdot 11}{10,5} = 99,16 \text{ кВ.}$$

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.

$$U_{\text{НН}} = \frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отвстВ}}} \quad (52)$$

$$\text{max: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 3 \cdot 2,047 = 108,9 \text{ кВ;}$$

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

$$\text{ав: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 7 \cdot 2,047 = 110,7 \text{ кВ.}$$

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

$$U_{\text{НН. max}} = \frac{U'_{\text{НН. max}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв. ст. В. max}}} = \frac{103,8 \cdot 11}{108,9} = 10,49 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{НН. min}} = \frac{U'_{\text{НН. min}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв. ст. В. min}}} = \frac{108,7 \cdot 11}{113} = 10,59 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{НН. ав}} = \frac{U'_{\text{НН. ав}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв. ст. В. ав}}} = \frac{94,66 \cdot 11}{110,7} = 10,34 \text{ кВ.}$$

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

$$V = \left| \frac{U_{\text{НН}} - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}}, \quad (53)$$

$$V_{\text{max}} = \left| \frac{10,49 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,07\% \leq 5;$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

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

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,34 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 1,5\% \leq 5;$$

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

Выбор отпаек на трансформаторах подстанции №7 проведем аналогично подстанции №6, результаты сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор отпаек на подстанции №7

№ ПС	Тип трансформатора	Пределы регулирования	Реж	U _{ВН} , кВ	ΔU _Т , кВ	U' _{НН} , кВ	U _{отв.В} , кВ	Отп.	U _{отв.сп.В} , кВ	U _{НН} , кВ	V, %
7	2×ТРДН – 25000/110 U _{ВН.ХХ} , кВ 115	РПН ±9×1,78%	max	106,55	7,35	99,2	103,9	-5	103,9	10,42	0,8
			min	112,15	4,888	107,3	112,4	-2	110,9	10,64	1,32
			ав	102,3	7,655	94,65	99,15	-7	100,7	10,34	1,5

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

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

$$\Delta U_{\text{ВН}} = \frac{P_{\text{В}} \cdot r_{\text{В}} + Q_{\text{В}} \cdot x_{\text{В}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (54)$$

$$\Delta U_{\text{СН}} = \frac{P_{\text{С}} \cdot r_{\text{С}} + Q_{\text{С}} \cdot x_{\text{С}}}{U_{\text{ВН}} - \Delta U_{\text{ВН}}}, \quad (55)$$

$$\Delta U_{\text{НН}} = \frac{P_{\text{Н}} \cdot r_{\text{Н}} + Q_{\text{Н}} \cdot x_{\text{Н}}}{U_{\text{ВН}} - \Delta U_{\text{ВН}}}, \quad (56)$$

где P_В, P_С, P_Н, Q_В, Q_С, Q_Н – соответственно активные и реактивные мощности, протекающие по обмоткам высшего, среднего и низшего

напряжений в рассматриваемом режиме работы сети; $U_{ВН}$ – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети.

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

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

4) выбирают отпайки.

5) рассчитывают действительное напряжение на шинах СН:

$$U_{СН} = \frac{U'_{СН} \cdot U_{ХХ}}{U_{отв,ст.В}}, \quad (57)$$

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

Результаты выбора отпайки на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 23. 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 23 – Выбор отпайки на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 25000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{ВН.ХХ}$, кВ	115		
Режим	max	min	п/ав

Продолжение таблицы 23

$U_{ВН}$, кВ	110,7	112,74	109,92
$\Delta U_{ВН}$, кВ	2,126	1,414	2,215
$\Delta U_{СН}$, кВ	0,026	0,018	0,026
$\Delta U_{НН}$, кВ	0,708	0,483	0,714
$U'_{СН}$, кВ	108,6	111,3	107,7
$U'_{НН}$, кВ	107,9	110,8	107
$U_{отв.В.}$, кВ	113	116,1	112,1
Отпайка	-1	+1	-1
$U_{отв.ст.В.}$, кВ	113	117	113
$U_{НН}$, кВ	10,5	10,42	10,42
$V_{НН}$, %	0,043	0,791	0,747
$U_{СН}$, кВ	35,02	34,72	34,73
$V_{СН}$, %	0,043	0,791	0,767

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

Для выбранного варианта сети должны быть определены технико-экономические показатели. В отличие от предыдущих технико-экономических расчетов подсчитываются полные затраты по всем элементам сети, а не только по тем, которые участвовали в сравнении вариантов.

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

$$k = k_{лЭП} + k_{ЭС} + k_{пс} \quad (58)$$

Произведем приближение к ценам 2020 года. Для удобства сведем все в таблицы: стоимость ЛЭП таблицу 24; стоимость трансформаторов в таблицу 25; стоимость генераторов в таблицу 26.

Таблица 24 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [1]

№ линии	Сечение мм ²	Длина, км	Полная стоимость с учетом коэф. приведе- ния тыс. руб.
ЭС2-ПС2	2хАС-150/24	55	
ЭС2-ПС4	2хАС-240/32	60	
ПС3-ПС7	2хАС-95/16	30	
ПС6-ПС3	АС-240/32	35	
ПС6-ПС4	АС-240/32	20	
ПС5-ПС2	2хАС-150/24	45	
ПС4-ПС3	АС-240/32	35	
Итого			1 387 000

Таблица 25 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [1]

№ п/ст	Оборудование	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс.руб.
-	22	675 000
ПС4	2хТДТН-25000/110	75490
ЭС-2	2х ТДЦ-80000/110 ТДЦ-200000/110	233 814
ЭС-1	ТДН-40000/100	34 314
ПС6	2х ТДН-40000/110	75 491
ПС7	2х ТРДН-25000/110	62 320
Итого		1 156 000

Таблица 26 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [1]

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

Определим капитальные вложения:

$$k=1\ 387\ 000+1\ 156\ 000+112\ 455=2\ 655\ 000 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_n} \quad (59)$$

$$k_y = \frac{2655000}{325} = 8169 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}$$

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

$$И = И_{л} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{P_{л}}{100} k_{л} + \frac{P_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W}, \quad (59)$$

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:

$$И_{\Delta W} = 7,698 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 73130 \text{ тыс.руб};$$

$$И = \frac{0,8}{100} 1\,387\,000 + \frac{5,9}{100} (1\,156\,000 + 112455) + 100200 = 85930 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{ни} T_{нбi} \quad (60)$$

$$W_{\Gamma} = 325 \cdot 6000 = 1\,950\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

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

$$C = \frac{73\,130}{1\,950\,000} = 0,038 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ №7

6.1 Выбор схемы распределительного устройства

Согласно [3] для тупиковой двухтрансформаторной подстанции предпочтительно использовать схему «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

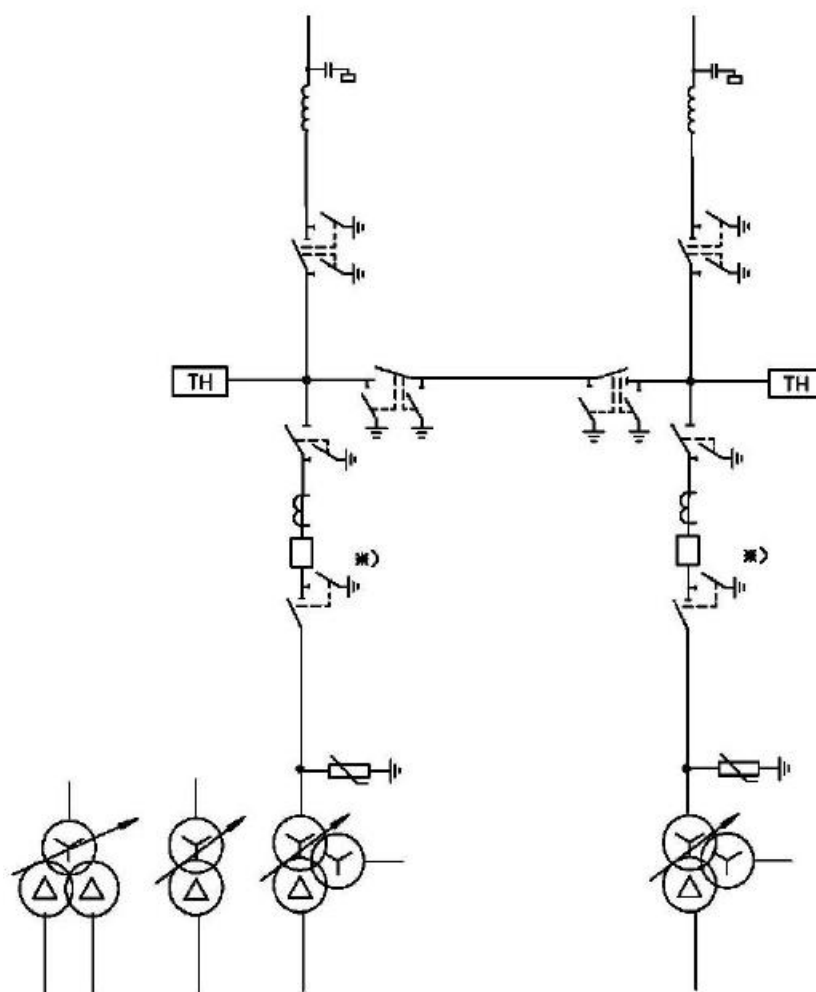


Рисунок 18 – Схема РУ ВН

Ранее для подстанции №7 были выбраны силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой. Исходя из этого принимаем для РУ 10 кВ схему «Две секционированные выключателями системы шин».

					ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

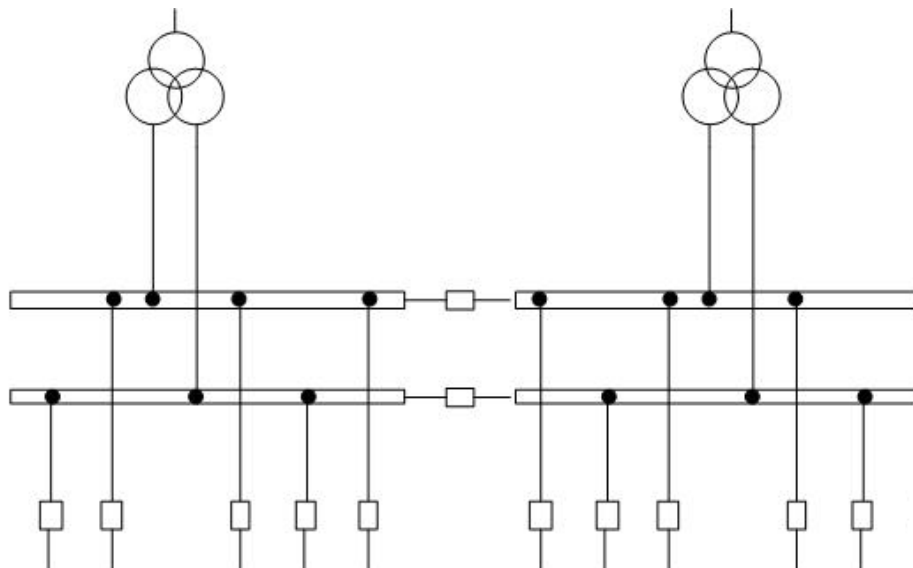


Рисунок 19 – Схема РУ НН

6.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Нормальный режим:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{29,65 + j15}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 87 \text{ А.}$$

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

$$I_{TP} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 91,9 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{РАБ.АВ.ВЛ}} = \frac{29,65 + j15}{\sqrt{3} \cdot (2-1) \cdot 110} = 174 \text{ А.}$$

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

$$I_{TP} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 183,7 \text{ А.}$$

Расчетные токи на стороне нижнего напряжения:

Нормальный режим

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

$$I_{TP.HH} = \frac{0,7 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 962,3 \text{ А.}$$

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

$$I_{ОТХ.ЛЭП} = \frac{32 \cdot 10^3}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 176 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

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

$$I_{TP.HH} = \frac{1,4 \cdot 25 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1924,5 \text{ А.}$$

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

$$I_{ОТХ.ЛЭП.МАКС} = 2 \cdot 176 = 352 \text{ А.}$$

6.3 Расчет токов короткого замыкания

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» при напряжении 110 кВ электрическая сеть выполняется с эффективно заземленной нейтралью. Нейтраль силового трансформатора заземляют, чтобы не создавать запас изоляции, так как это не эффективно. Тогда при замыкании фазы на землю ток короткого замыкания резко возрастает, релейная защита реагирует на этот ток и отключает установку. При таком повреждении в сети напряжение «здоровых» фаз тоже увеличивается, но до величины $1,4U_{\phi}$ (или $0,8U_{лин}$) и длится только на время короткого замыкания. В сетях 110 кВ иногда токи од-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		67

нофазного короткого замыкания превышают токи трехфазного, а аппаратуру и токоведущие части в основном выбирают по трехфазному короткому замыканию, поэтому часть нейтралей разземляют, тем самым, увеличивая сопротивление и уменьшая токи однофазного короткого замыкания.

ЗОН – заземлитель однополюсный наружной установки;

ОПН – ограничитель перенапряжений, защищает нейтраль от перенапряжений при разомкнутом ЗОН.

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость.

При расчете токов короткого замыкания используем программный комплекс «ТоКо».

Расчетная схема и результаты расчета приведены на рисунке 20, 21.

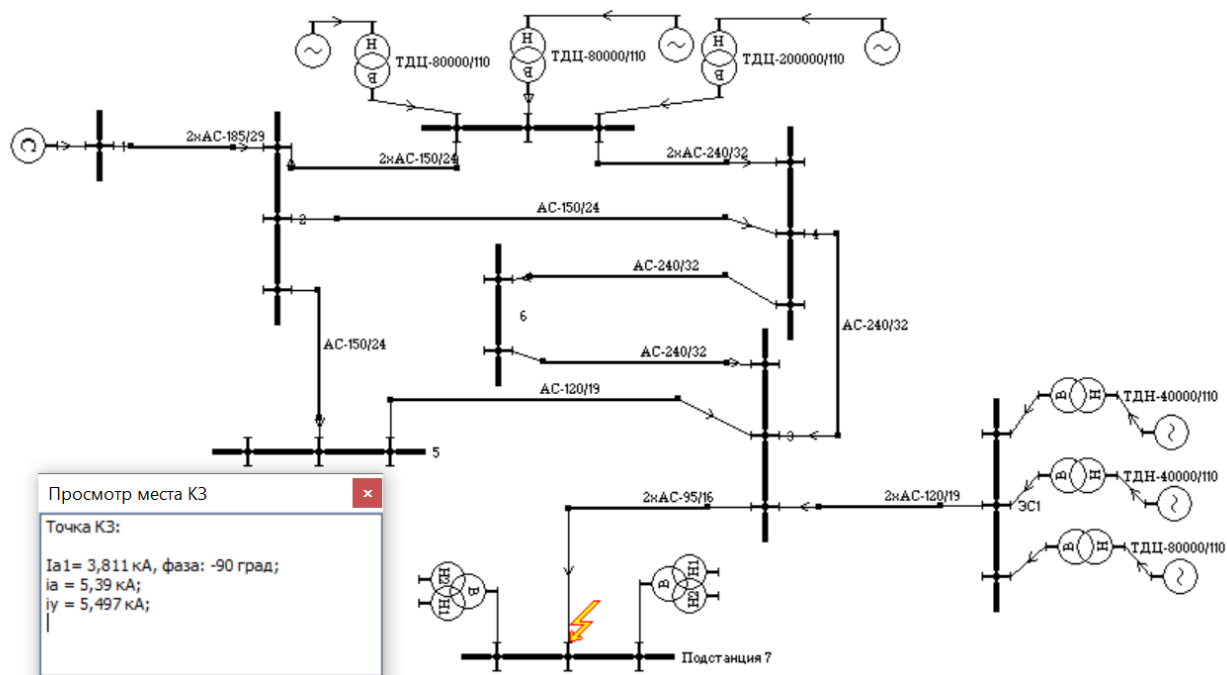


Рисунок 20 – Расчетная схема и результаты расчета ТКЗ на стороне ВН подстанции

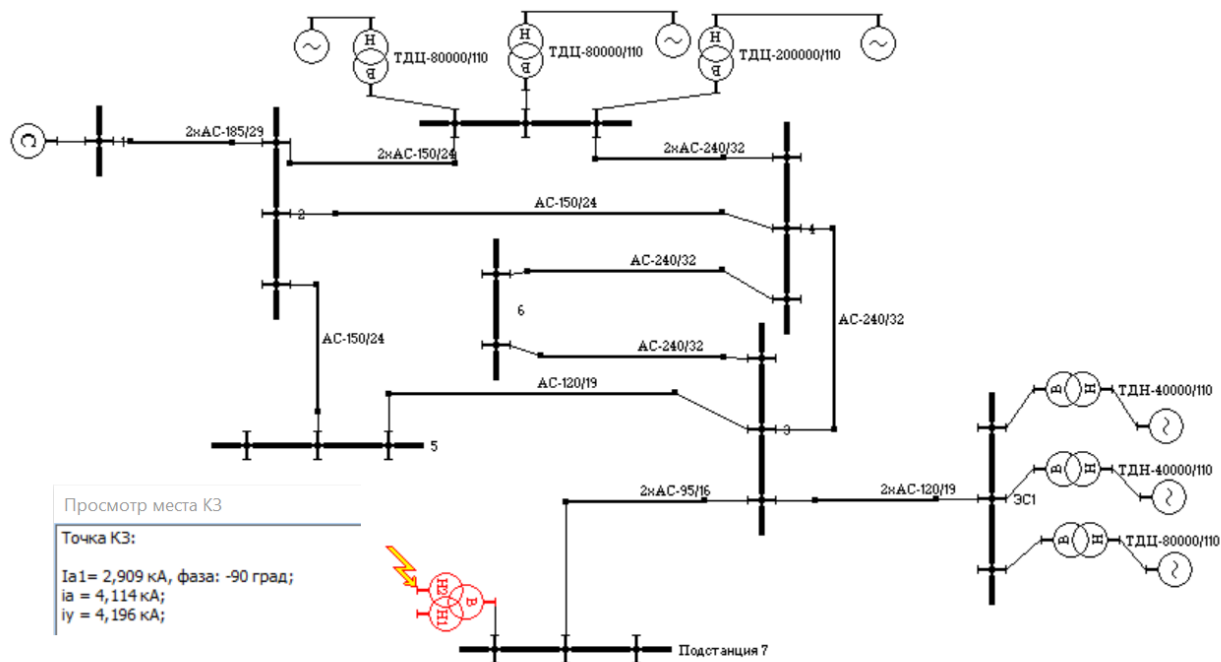


Рисунок 21 – Расчетная схема и результаты расчета ТКЗ на стороне НН подстанции

6.4 Ограничение токов короткого замыкания

Анализируя полученные токи короткого замыкания видим, что применять средства для ограничения токов нет смысла. Отключающая способность выключателей с запасом превышает ударные токи КЗ.

6.5 Выбор коммутационного оборудования

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

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

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110-У1 [4].

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,

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

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

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

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

$t_{с.в.}$ – собственное время отключение выключателя. Согласно [4] $t_{с.в.}=0,035$ с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Для шин, связанных с системой воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ,

$T_a=0,02$ с;

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

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %. Согласно [4] $\beta_n=40\%$.

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						70
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$i_{a,номВН} = \frac{\sqrt{2} \beta_H I_{отк,ном}}{100} \quad (74)$$

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

- электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин},$$

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

- термической стойкости:

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

где B_k – тепловой импульс по расчету,

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

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

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

t_b – полное время отключения выключателя, $t_b = 0,055 \text{ с.}$

$I_{тер}$ – ток термической стойкости, $I_{тер} = 40 \text{ кА};$

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

Таким образом,

$$B_{к,ВН} = 3,811^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 12,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

Результаты проверки сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Проверка выключателей ВЭБ-110-У1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{мах} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{мах}$
$I_{отк,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п0} = 3,811 \text{ кА}$	$I_{отк,ном} \geq I_{п0}$
$i_{a,ном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 0,503 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{ат}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 5,497 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_y$
$B_{к,ном} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,ном} \geq B_k$

Разъединители выберем по тем же характеристикам.

Для стороны ВН ОРУ выбираем разъединители РГП СЭЩ – 110/1250-УХЛ1 [5].

Проверим устанавливаемые разъединители на электродинамическую и термическую стойкости. Результаты проверки сведем в таблицу 28.

Таблица 28 – Проверка разъединителей РГП СЭЩ –110/1250 УХЛ 1

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном}=110$ кВ	$U_{уст}=110$ кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном}=1250$ А	$I_{max}=183,7$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин.}=80$ кА	$i_y=5,497$ кА	$i_{дин.} \geq i_y$
$B_{к.ном}=31,5^2 \cdot 3=2976,75$ кА ² ·с	$B_k=12,2$ кА ² ·с	$B_{к.ном} \geq B_k$

- Выбор типа комплектного распределительного устройства

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 [6]. 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:

$$i_{ar} = 1,715 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ выключателя:

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

Расчетный тепловой импульс:

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

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	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.РУВН}}$
Номинальный ток, кА	1250	4000	352	$I_{\text{т.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
			1924,5	$I_{\text{мах.отх.л.}} \leq I_{\text{ном}}$
Номинальный ток отключе- ния, кА	50	50	2,909	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$
Проверка на электродинами- ческую стойкость, кА	50	50	2,909	$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{дин}}$
	125	125	4,196	$i_y \leq i_{\text{дин}}$
По тепловому импульсу тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	7500	7500	9,097	$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

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

6.6 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 [7] 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 $I_{\max}=183,7$ А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{\text{доп.}}=265$ А [1].

Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме $I_{\max}=183,7$ 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). Данные изоляторы, по сравнению с традиционными, имеют массу меньше в 8-12 раз, более высокие разрядные характеристики и стойкость к загрязнению, устойчивость к ударам и резким сменам температуры, не подвергаются старению длительное время (25-30 лет).

6.7 Выбор средств измерения

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (КИП). В зависимости от особенностей режима работы количество КИП может быть различным. В таблице 6 приведен рекомендуемый перечень изме-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

рительных приборов, которые необходимо установить на рассматриваемой подстанции.

Таблица 31 – Перечень КИП

Цепь	Место установки	Перечень приборов
Понижительный двухобмоточный трансформатор	ВН	-
	НН	Амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 10 кВ	На каждой секции	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений
Секционный выключатель	-	Амперметр
ЛЭП	-	Амперметр, ваттметр, варметр, ФИП.
ТСН	ВН	—
	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

6.8 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки:
- по номинальному току:
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости
- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке:

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

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 [8].

Таблица 32 – Сравнение параметров ТТ

Расчетные данные	ТВ-110-200/5
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max.ЛЭП} = 174 \text{ А}$ $I_{max.ТР} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$

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

В таблице 33 приведена мощность измерительных приборов, подключенных к каждой фазе.

Таблица 33 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Кл.точн. прибора	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	1,0	2	2	2
Счетчик электроэнергии	0,5	2,5	2,5	2,5
Индикатор микропроцессорный фиксирующий	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.

– индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$;

– вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, контрольного кабеля r_k и переходного сопротивления контактов $r_{\text{пер}}$ (принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_k + r_{\text{пер}} \quad (77)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_2^2} \quad (78)$$

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

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

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

В качестве соединительных проводов в соответствии с ПУЭ применяем многожильные контрольные кабели с сечением (по условию прочности) 2,5 мм².

Сопротивление контрольного кабеля:

$$r_k = \rho \cdot L_{\text{к расч}} / S_k, \quad (79)$$

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

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

S_k – сечение контрольного кабеля, 2,5 мм²;

Так как ТТ соединены по схеме полной звезды, то

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

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:

$$Z_{2\text{ном}} = 100 / 5^2 = 4.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

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

Следовательно, данный трансформатор будет работать в заданном классе точности.

- Выбор трансформатора тока на стороне НН подстанции

К установке принимаем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-10 [9]. Выполним проверку трансформаторов тока по рабочим и аварийным токам. Результаты приведены в таблице 10.

Таблица 34 – Параметры трансформатора тока ввода

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1924,5 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 4,196 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 9,097 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверим трансформатор тока ввода по вторичной нагрузке для цепей измерения, используя схему подключения (рис.22) и каталожные данные приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

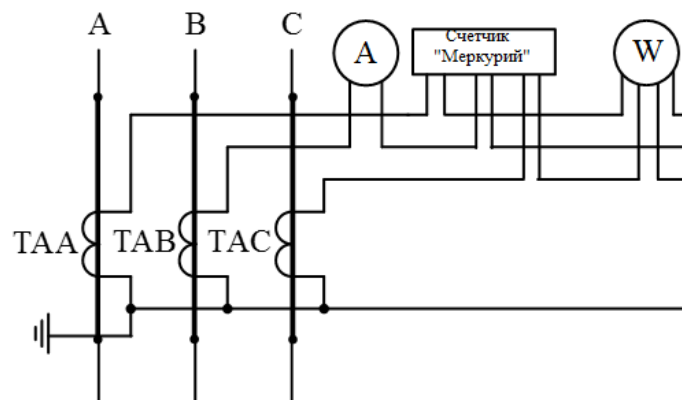


Рисунок 22 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ ввода

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТТ ввода

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	DigiTOP AM-3	-	0,5	-
Счётчик активной/реактивной энергии	Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	ЦЛ8516	0,5	-	0,5
Итого:		0,6	0,6	0,6

Все фазы ТТ являются одинаково загруженными. Определим общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Примем сопротивление контактов $r_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом.}$

Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций и агрегатами с мощностью по 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$). В качестве соединительных проводов в соответствии с ПУЭ применяем многожильные контрольные кабели АКВВГ с сечением (по условию прочности) $2,5 \text{ мм}^2$.

Сопротивление соединительного провода:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho L_{\text{расч}}}{S_{\text{к}}} = \frac{0,0283 \cdot 3}{2,5} = 0,034 \text{ Ом,}$$

где ρ – удельное сопротивление материала жил кабеля, для алюминиевого кабеля $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$L_{\text{расч}}$ – расчетная длина контрольного кабеля;

$S_{\text{к}}$ – сечение контрольного кабеля, мм^2 .

Вторичная нагрузка составляет:

$$r_2 = 0,024 + 0,1 + 0,034 = 0,158 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Отсюда следует, что:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

$$0,156 < 1,2,$$

следовательно, нагрузка на выбранный ТТ не превышает заданное значение.

В цепи отходящей линии 10 кВ установим трансформатор тока типа ТЛК-10 для включения измерительных приборов и релейной защиты линии.

Сравним расчетные и каталожные данные, результат занесем в таблицу 36.

Таблица 36 – Параметры трансформатора тока отходящего присоединения

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 352 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_y = 4,196 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 9,097 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{гер}}^2 t_{\text{гер}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Перечень необходимых измерительных приборов в цепи отходящей линии 10кВ выбираем по ПУЭ, схема включения приборов показана на рис.23.

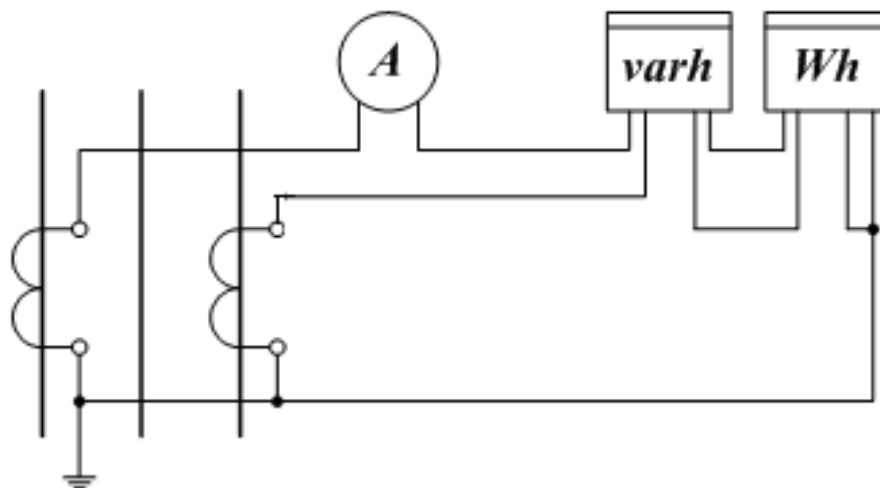


Рисунок 23 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ отходящего присоединения

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определим нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока.

Таблица 37 – Вторичная нагрузка

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		A	B	C
Амперметр	DigiTOP AM-3	0,5	-	-
Счётчик активной/реактивной энергии	Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN	0,1	-	0,1
Итого:		0,6	-	0,1

Из таблицы 37 видно, что наиболее загружены трансформаторы фаз А.

Определим общее сопротивление приборов, где $I_2 = 5$ А:

$$r_{\text{приб}} = 5,5 / 5^2 = 0,22 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов где $z_{2\text{ном}} = 0,4$ Ом для класса точности 0,5; $r_{\text{конт}} = 0,05$ Ом, так как приборов 3:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Для подстанции с НН 10 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочно длина которого в ячейке на линии 10 кВ - 4 м, трансформатор тока соединен в неполную звезду, поэтому $I_{расч} = \sqrt{3} \cdot I$, тогда сечение определяем:

$$q = 0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4 / 0,13 = 1,508 \text{ мм}^2.$$

По условиям механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ сечением 4 мм².

6.9 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

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

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.

Выбираем сечение алюминиевых соединительных проводов 2,5 мм².

- Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции шин. Выбранные ранее шкафы КРУ комплектуются трансформаторами напряжения типа ЗНОЛ-10 [11]. Перечень приборов, подключаемых к ТН, приведен в таблице 38.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Таблица 38 – Нагрузка ЗНОЛ-10

Прибор	S, ВА	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	4	1	4
Ваттметр	2,5	6	15
Варметр	2,5	5	12,5
Счётчик активной/реактивной энергии	7,5	2	15
Итого			46,5

Номинальная мощность вторичных обмоток в классе точности 0,2 составляет 30 ВА. Таким образом, три трансформатора напряжения составят мощность, равную 90 ВА. Следовательно, выбранный ТН проходит проверку по вторичной нагрузке.

6.10 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 39 – 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 40 – Суммарная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	2,5	2	5
Подогрев выключателей	1,8	7	12,6
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	16	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			235,6

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{С}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} \quad (80)$$

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

P_{Σ} – суммарная активная нагрузка, кВт;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{235,6}{0,9} = 209,4 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТСН фирмы-изготовителя АО «Электрозавод» г. Москва ТМГ-250/10-У1 [12].

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.

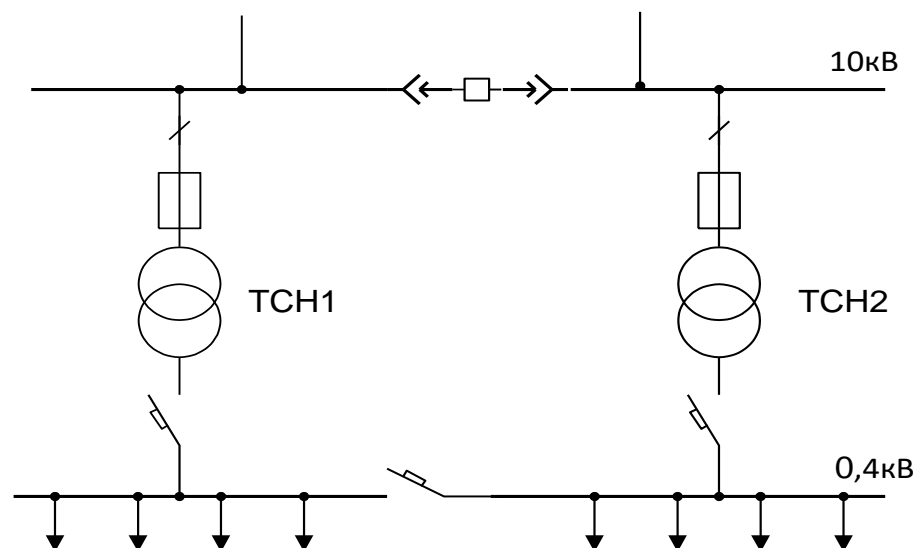


Рисунок 24 – Схема питания собственных нужд подстанции

6.11 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:

$$n_o = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} \quad (81)$$

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

$U_{\text{пз}}$ – 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 $U_3^{\text{max}} = 2,35$ В к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{min} :

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_3} \quad (82)$$

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

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_3^{\min} = 1,75 \text{ В}$, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{ш}^{\min} = 220 \text{ В}$) к шинам подключается общее число элементов n :

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

- К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

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

$$n_{зп} = 27 \text{ ЭЛЕМЕНТОВ}$$

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 получасовом режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав} \quad (83)$$

где $I_{ав} = I_n + I_{вр}$ – нагрузка установившегося получасового (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.

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

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

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

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:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах} \quad (84)$$

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

$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{пр}$ – 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 - $I_{пр} = 2,3\ А$.

$$I_{т.мах} = I_{ав} + I_{пр} \quad (85)$$

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

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

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} \quad (86)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5.

Т.е. $84,6 / 5 = 16,92$ 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:

$$U_{ост} = U_p \cdot n, \text{ В}, \quad (87)$$

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

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

$$\frac{U_{ном} - U_{ш}}{U_{ном}} \quad (88)$$

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

- Определение мощности подзарядного устройства:

1. Ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_n \quad (89)$$

- 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:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз} \quad (90)$$

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

4. Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_з = 5 \cdot k + I_n \quad (91)$$

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

$$I_з = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А};$$

5. Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_з = 2,75 \cdot n \quad (92)$$

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

6. Мощность подзарядного устройства:

$$P_з = U_з \cdot I_з \quad (93)$$

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>90</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был произведен анализ существующей электрической сети. В ходе анализа было выявлено, что токовая загрузка ЛЭП сети 35 кВ проходит проверку по допустимому току, однако коэффициент загрузки трансформаторов, установленных на подстанции 4 и электростанции 1, превышал допустимое значение. Было принято решение о замене трансформаторов на более мощные. Также для новых объектов были выбраны трансформаторы и генераторы электростанции 2.

В ходе развития сети было намечено 6 различных конфигураций развития сети, для дальнейшего рассмотрения были выбраны варианты развития с минимальным значением потерь активной мощности. Для каждого варианта определены марки ЛЭП, посчитаны приведенные затраты. На основании сравнения затрат был выбран оптимальный вариант развития. Далее были посчитаны максимальный, минимальный и послеаварийный режимы, определены параметры режима. Также для трансформаторов подстанции №6, №7 и №4 определены отпайки трансформаторов для обеспечения требуемого качества электроэнергии. Посчитаны технико-экономические показатели сети.

Далее было произведено проектирование подстанции №7: выбраны схемы распределительных устройств, посчитаны токи нормального, утяжеленного режима, а также токи КЗ; выбраны отечественные современные выключатели и разъединители, трансформаторы тока и напряжения, трансформаторы собственных нужд и аккумуляторные батареи.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
2. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
4. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – https://www.studmed.ru/view/rukovodstvo-po-ekspluatacii-veb-110-novyuy-2009_aad9370bdfc.html
5. Разъединитель типа РГП-СЭЩ-110. – <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/>.
6. Комплектное распределительное устройство К-105. – <https://chebelektra.com/kru/k104>.
7. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
8. Трансформатор тока ТВ-110. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-110kV-i-vyshe/TV-110.html>
9. Трансформатор тока ТОЛ-10. – <https://el-komplex.ru/>.
10. Трансформатор напряжения ЗНОГ-110. – https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformator-y-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uhl1-transformator-napryajeniya-elegazovuuy.
11. Трансформатор напряжения ЗНОЛ-10. – <https://voltten.com/znol-10-transformator-napryazheniya-izmeritelnyj-suxoj-zazemlyaemyj/>
12. http://www.elektrozavod.ru/production/2_6v
13. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению, – Челябинск: ЮУрГУ, 2008.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.602 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92