

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

«Развитие энергосистемы с разработкой вопросов регулирования напряже-
ния»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-174 ПЗ ВКР

Руководитель, профессор, к.т.н.

_____ / Б.Г. Булатов/

« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-571

_____ / В.У. Нигматуллин/

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, профессор, к.т.н.

_____ / Б.Г. Булатов/

« ___ » _____ 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

Нигматуллин Валерьян Уралович
Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы

«Развитие энергосистемы с разработкой вопросов регулирования напряжения»
утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ___ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

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

10.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- Анализ существующей схемы электрической сети района;
- Выбор варианта развития электрической сети района;
- Расчет основных установившихся режимов работы сети;
- Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов;
- Технико-экономические показатели сети;
- Разработка главной схемы подстанции №7;
- Регулирование напряжения в системе.

5. Перечень графического материала

- 1) Схема нормальных электрических соединений сети 110 кВ – 1 л. формата А1.
- 2) Карты режимов энергорайона – 1 л. формата А1.
- 3) Схема главных электрических соединений подстанции – 1 л. формата А1.
- 4) Регулирование напряжения в системе – 1 л. формата А1.
Презентация, выполненная в программе Microsoft PowerPoint.

Всего 4 листа

6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

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

7. Дата выдачи задания

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Баланс активных мощностей; баланс реактивных мощностей	1 неделя	
Выбор варианта развития схемы электрической сети; выбор количества и мощности трансформаторов;	2 неделя	
Расчет основных режимов сети	3 неделя	
Выбор отпаяк трансформаторов; расчет технико-экономических показателей сети	4-5 неделя	
Выбор основного оборудования подстанции №7; техническое обслуживание и ремонт трансформаторных подстанций	6-7 неделя	
Оформление пояснительной записки	8 неделя	
Оформление графической части	9 неделя	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / Б.Г. Булатов /

Студент _____ / В.У. Нигматуллин /

АННОТАЦИЯ

Нигматуллин В.У. – Развитие энергосистемы с разработкой вопросов регулирования напряжения.
– Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, ПЗ-571, 2020 г., стр. 95, илл. 24, табл. 34. Список литературы – 16 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе произведено развитие существующей электрической сети 110 кВ посредством внедрения в нее подстанции 110/10 кВ.

В ходе решения были определены: баланс мощностей, факт необходимости установки компенсирующих устройств; силовые трансформаторы новых подстанций и электростанции, также определен тип генераторов электростанции; рассмотрены 6 вариантов развития электрической сети, на основании технико-экономического сравнения выбран один вариант развития, для которого рассмотрены максимальный, минимальный и послеаварийный режим; разработана подстанция 110/10 кВ: выбрана схема распределительного устройства ВН и НН, рассчитаны токи в нормальных, утяжеленных режимах, а также токи короткого замыкания, выбрана коммутационная аппаратура и измерительная техника, выбраны трансформаторы собственных нужд и аккумуляторные батареи; рассмотрен вопрос регулирования напряжения в системе.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Нигматуллин</i>			<i>Развитие энергосистемы с разработкой вопросов регулирования напряжения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Булатов</i>					5	95
<i>Н. контр.</i>		<i>Булатов</i>				<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>				<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	11
1.1 Баланс активных и реактивных мощностей	11
1.1.1 Баланс активных мощностей	11
1.1.2 Баланс реактивных мощностей	12
1.2 Анализ сети 35 кВ рассматриваемой энергосистемы	15
1.3 Анализ работы трансформаторов.....	18
2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	23
2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети	23
2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	23
2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов	25
2.4 Выбор трансформаторов	25
2.5 Выбор конфигурации схемы сети	27
2.6 Выбор сечений ЛЭП	33
2.7 Выбор оптимального варианта	34
2.7.1 Приведенные затраты для варианта № 1	35
2.7.2 Приведенные затраты для варианта № 2	36
2.7.3 Сравнение приведенных затрат	37
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	38
3.1 Режим максимальных нагрузок	38
3.2 Режим минимальных нагрузок	40
3.3 Послеаварийные режимы работы.....	45
4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	48
5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....	53
6 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «7» 110/10 КВ.....	56
6.1 Выбор схем распределительного устройства ВН и НН	56

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

6.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах	57
6.3 Расчет токов короткого замыкания	58
6.4 Ограничение токов короткого замыкания	60
6.5 Выбор коммутационного оборудования.....	60
6.6 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС	64
6.7 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов	66
6.8 Выбор средств измерения	67
6.9 Выбор трансформаторов тока.....	68
6.10 Выбор трансформаторов напряжения.....	75
6.11 Выбор схемы питания собственных нужд	76
6.12 Выбор аккумуляторной батареи	78
6.13 Защита от перенапряжений.....	83
7 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	94

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Данные о расположении новых объектов

Длина новых линий, км					
П'	П''	6'	6''	7'	7''
60	55	25	30	40	25

Ниже 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.

Данные о нагрузке электроприемников

п/ст2	п/ст3	п/ст4	п/ст41	п/ст42	п/ст5	п/ст6	п/ст7	ЭС-1	ЭС-2
ш.110	ш.110	ш.10	ш.35	ш.35	ш.110	ш.10	ш.10	ш.10,5	ш.ВН
кв	кв	кв	кв	кв	кв	кв	кв	кв	$P_{эс2}/tg\phi$
$P_2/tg\phi$	$P_3/tg\phi$	$P_4/tg\phi$	$P_{41}/tg\phi$	$P_{42}/tg\phi$	$P_5/tg\phi$	$P_6/tg\phi$	$P_7/tg\phi$	$P_{эс1}/tg\phi$	
31/0,42	35/0,42	18/0,51	5/0,48	5/0,42	34/0,56	50/0,45	16/0,51	38/0,51	50/0,62

Мощность генераторов электростанции I составляет 110 МВт.

Данные о генераторах ЭС-2

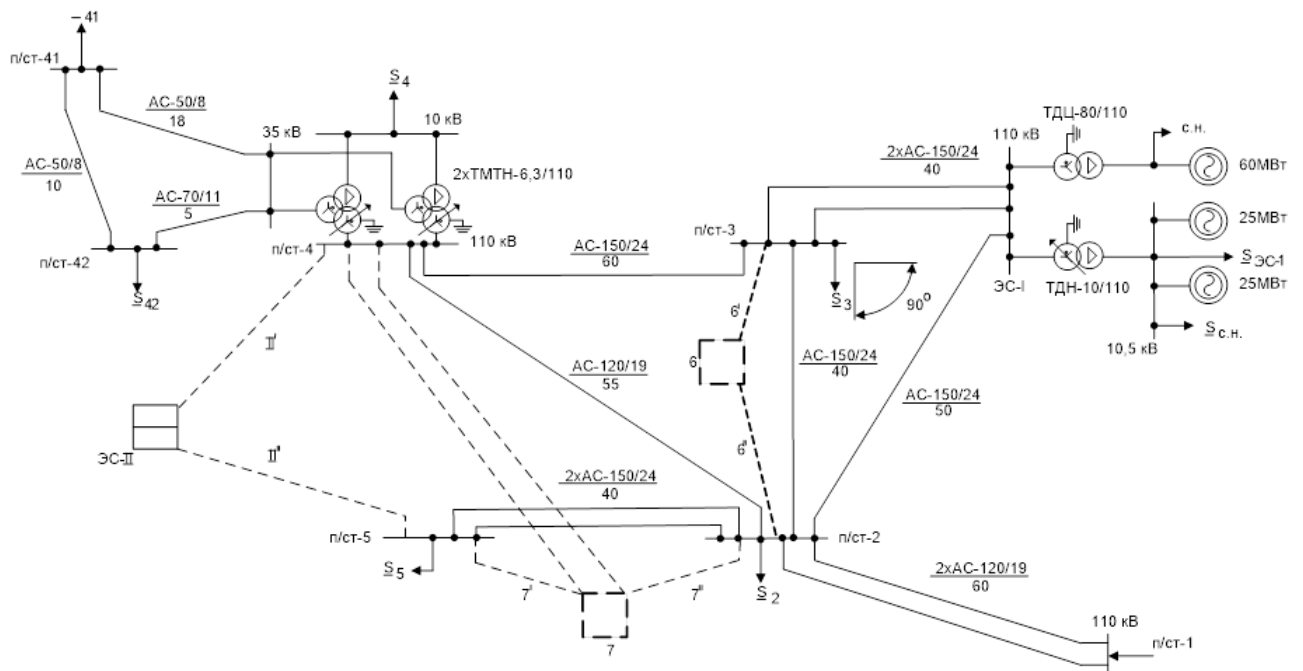
$n \times P_{номГ}, \text{ МВт}$
2x110

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

Режимы подстанции I

$U_{п/стI}$		
U_{\max} , кВ	U_{\min} , кВ	$U_{\text{пав}}$, кВ
117	113	111

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



Электрическая схема существующей сети

ВВЕДЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе требуется разработать эскизный проект развития энергосистемы в связи с ростом нагрузок на существующих подстанциях, вводом новых промышленных объектов и электростанции.

В процессе проектирования решаются такие задачи, как: анализ существующей сети; баланс активных и реактивных мощностей с учетом перспективного развития; выбор рациональных вариантов схем сети с обоснованием номинального напряжения, числа и мощности трансформаторов на подстанциях, электрической схемы электростанции, сечения проводов; выбор оптимального варианта по технико-экономическим показателям; выбор расчетных режимов работы сети, расчет параметров режима и обоснование мероприятий по их оптимизации; обеспечение необходимого качества электроэнергии в сети и выбор средств для регулирования напряжения; определение технико-экономических показателей принятой схемы электрической сети; выбор основного оборудования для одной из нововведенных подстанций.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>10</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

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 (подстанция 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

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П},$$

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 $\sum \Delta P_{Т}$:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}.$$

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

$$\sum P_{Н} = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{ЭС1} + P_{ЭС2} = 282 \text{ МВт.}$$

$$\sum P_{Л} = 0,03 \sum P_{Н} = 8,46 \text{ МВт.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

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

$$\Sigma P_T = 0,015(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{ЭС1}) = 2 \text{ МВт.}$$

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

$$\Sigma P_{с.н.} = 0,08(P_{ЭС1} + P_{ЭС2}) = 0,08(60 + 25 + 25 + 2 \cdot 110) = 26,4 \text{ МВт.}$$

$$\Sigma P_{II} = \Sigma P_{Н} + \Sigma P_{Л} + \Sigma P_T + \Sigma P_{с.н.} = 282 + 8,46 + 2 + 26,4 = 318,8 \text{ МВт.}$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

$$\Sigma P_{Г} = (P_{ЭС1} + P_{ЭС2}) = (60 + 25 + 25 + 2 \cdot 110) = 330 \text{ МВт.}$$

В результате, значение обменной мощности:

$$P_c = \Sigma P_{Г} - \Sigma P_{II} = 330 - 318,8 = 11,16 \text{ МВт.}$$

Таким образом, рассматриваемый энергорайон генерирует в сеть активную мощность и является профицитным.

1.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\Sigma Q_{Г} + \Sigma Q_{з} \pm Q_{ку} \pm Q_c = \Sigma Q_{II},$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

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

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Sigma Q_{\text{Л}} + \Sigma Q_{\text{T}}.$$

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{\text{H}} = & P_2 \operatorname{tg} \phi_2 + P_3 \operatorname{tg} \phi_3 + P_4 \operatorname{tg} \phi_4 + P_{41} \operatorname{tg} \phi_{41} + P_{42} \operatorname{tg} \phi_{42} + P_5 \operatorname{tg} \phi_5 + P_6 \operatorname{tg} \phi_6 + \\ & + P_7 \operatorname{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \operatorname{tg} \phi_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \operatorname{tg} \phi_{\text{ЭС2}} = 146,4 \text{ МВАр}. \end{aligned}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{CH}} = \operatorname{tg} \phi_{\text{CH}} \Sigma P_{\text{CH}} = 0,75 \cdot 26,4 = 19,8 \text{ МВАр}.$$

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4...6 % при 110 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности [1]:

$$\Sigma Q_{\text{Л}} = 0,06 \Sigma Q_{\text{H}} = 0,06 \cdot 146,4 = 8,786 \text{ МВАр}.$$

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

$$\Sigma Q_{\text{T}} = 0,09(P_4 \operatorname{tg} \phi_4 + P_{41} \operatorname{tg} \phi_{41} + P_{42} \operatorname{tg} \phi_{42} + P_6 \operatorname{tg} \phi_6 + P_7 \operatorname{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \operatorname{tg} \phi_{\text{ЭС1}}) = 6,062 \text{ МВАр}.$$

$$\Sigma Q_{\Pi} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Sigma Q_{\text{Л}} + \Sigma Q_{\text{T}} = 146,4 + 19,8 + 8,786 + 6,062 = 181,1 \text{ МВАр}.$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \phi_i = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 + 1 \cdot 60 \cdot 0,75 + 2 \cdot 110 \cdot 0,75 = 247,5 \text{ МВАр}.$$

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

$$\Sigma Q_3 = Q_0 \cdot L_{\Sigma} = 14,55 \text{ МВАр}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

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). Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности, который равен $\operatorname{tg} \varphi_c = 0 \dots 0,35$.

$$Q_c = 11,16 \cdot 0,35 = 3,906 \text{ МВАр.}$$

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 - \Sigma Q_{\Pi} - \Sigma Q_c = 247,5 + 14,55 - 181,1 - 3,906 = 77,044 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{\text{ку}} = 77,044 \text{ МВАр.}$$

В качестве компенсирующих устройств примем статические тиристорные компенсаторы (СТК).

Принимаем к установке СТК производства АО «Нидек АСИ ВЭИ» с пределами регулирования [2]:

НОМИНАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

- Номинальное напряжение: от 6 до 500 кВ
- Номинальная мощность: от 10 до 200 Мвар
- Водяное принудительное охлаждение тиристоров, воздушная изоляция
- Передача импульсов управления и контроля тиристоров в виде световых импульсов по волоконно-оптическим каналам
- Избыточные тиристоры в каждой фазе
- Резервирование ключевых компонентов
- Модульная конструкция для легкого обслуживания

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

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 1.

Таблица 1 – Параметры сети 35 кВ [3]

№ 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-50/8	18	0,603	0,427	10,854	7,686
п/ст 41– п/ст 42	АС-50/8	10	0,603	0,427	6,03	4,27
п/ст 42– п/ст 4	АС-70/11	5	0,422	0,432	2,11	2,16

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.

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

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{41}^2 + Q_{41}^2}{U_{ном}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{5^2 + 2,8^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,129 + j0,092 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41H} = S_{41} + \Delta S_{41-42} = 5 + j2,8 + 0,129 + j0,092 = 5,129 + j2,892 \text{ МВА};$$

$$I_{42-41} = \frac{|S_{42-41H}|}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{|5,129 + j2,892|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 97 \text{ А.}$$

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

$$S_{42-4K} = S_{42-41H} + S_{42} = 5,129 + j2,892 + 5 + j2,7 = 10,129 + j5,592 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{42-4K}^2 + Q_{42-4K}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}) = \frac{10,129^2 + 5,592^2}{35^2} (2,11 + j2,16) = 0,988 + j0,7 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42} = 10,129 + j5,592 + 0,988 + j0,7 = 11,12 + j6,292 \text{ МВА}.$$

$$I_{4-42} = \frac{|S_{4-42H}|}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{|11,12 + j6,929|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 189,7 \text{ А}.$$

Аналогично рассчитаем токи в ветвях при отключении других линий и сведем полученные данные в таблицу 2.

Таблица 2 – Значения токов в послеаварийных режимах

№ ЛЭП	п/ст4– 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.			
п/ст4– п/ст 41	————	5,226+j3,032	11,05 + j6,534
п/ст 41– п/ст 42	5,129+j2,892	————	5,127 + j9
п/ст 42– п/ст 4	11,12+j6,292	5,238+ j2,896	————
$I_{\text{нб.пав}}, \text{ А}$	189,7	99,7	211,7
$n_c \cdot F_c$	АС-50/8	АС-50/8	АС-70/11
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	210	210	265

Допустимый длительный ток для АС-50/8 составляет 210 А [3], для провода АС-70/11 – 265 А [3]. Таким образом, все линии проходят по условию нагрева и не требуется их реконструкция.

Далее проверим сеть на соблюдение величины падения напряжения.

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 2,774 + j1,306 \text{ МВА.}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 7,226 + j4,194 \text{ МВА.}$$

Узел 41 является точкой потокораздела.

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

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} = 7,226 + j4,194 - 5 - j2,7 = 2,226 + j1,494 \text{ МВА}$$

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

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

При этом для любого участка:

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

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

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

$$\Delta U_{4''-42} = \frac{P_{4-42}r_{4-42} + Q_{4-42}x_{4-42}}{U_{\text{ном}}} = 0,694 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{42-41} = \frac{P_{42-41}r_{42-41} + Q_{42-41}x_{42-41}}{U_{\text{ном}}} = 0,453 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{4''-42} + \Delta U_{42-41} = 0,694 + 0,453 = 1,147 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{\text{нб}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{1,147}{35} \cdot 100\% = 3,3\%.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Допустимые потери напряжения по нормированным отклонениям напряжения на приемниках $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$. Поскольку допустимое падение напряжения не превышает 5%, то сеть проходит проверку.

Рассчитаем поток мощности между 4' и 41:

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) = \frac{2,774^2 + 1,306^2}{35^2} (10,854 + j7,686) = 0,083 + j0,059 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41\text{H}} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41} = 2,774 + j1,306 + 0,083 + j0,059 = 2,858 + j1,365 \text{ МВА}.$$

Рассчитаем поток мощности между 4" и 41:

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{2,226^2 + 1,494^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 28300 + j20040 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41\text{H}} = S_{42-41\text{K}} + \Delta S_{42-41} = 2,254 + j1,514 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-42\text{K}} = S_{42-41\text{H}} + S_{42} = 7,254 + j4,214 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42\text{K}}^2 + Q_{4-42\text{K}}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-42\text{K}} + jx_{4-42\text{K}}) = \frac{7,254^2 + 4,214^2}{35^2} (2,11 + j2,16) = 0,121 + j0,124 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42\text{H}} = S_{4-42\text{K}} + \Delta S_{4-42} = 7,375 + j4,338 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41\text{H}} + S_{4-42\text{H}} = 2,858 + j1,365 + 7,375 + j4,338 = 10,23 + j5,703 \text{ МВА}.$$

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:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

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

Здесь n_T , S_T – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции; $n_{отк}$ – количество отключенных трансформаторов.

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

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

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

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

$$S_{max4} = S_4 + S_{4/35} = 18 + j11,16 + 10,23 + j5,703 = 28,23 + j16,86 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{S_{max4}}{(n_T - n_{отк}) \cdot S_T} = \frac{\sqrt{28,23^2 + 16,86^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 5,22.$$

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

$$S_T \geq \frac{S_{max4}}{n_T \cdot k_3} = \frac{\sqrt{28,23^2 + 16,86^2}}{2 \cdot 0,7} = 23,49 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-25000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры ТДТН-25000/110 [3]

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 3

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:

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТCH} + jx_{ТCH}) = \frac{10,23^2 + 5,703^2}{115^2} \cdot (0,75 + j0) = 0,008 \text{ МВА};$$

$$S_{CH} = S_{35} + \Delta S_{CH} = 10,23 + j5,703 + 0,008 = 10,24 + j5,703 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТHH} + jx_{ТHH}) = \frac{18^2 + 11,16^2}{115^2} \cdot (0,75 + j17,85) = 0,025 + j0,605 \text{ МВА};$$

$$S_{HH} = S_{HH} + \Delta S_{HH} = 18 + j11,16 + 0,025 + j0,605 = 18,025 + j11,77 \text{ МВА};$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} = 10,24 + j5,703 + 18,025 + j11,77 = 28,27 + j17,47 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТBH} + jx_{ТBH}) + \Delta S_{XX} = \frac{28,27^2 + 17,47^2}{115^2} \cdot (0,75 + j28,45) + 0,062 + j0,35 = 0,125 + j2,725 \text{ МВА};$$

					ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$S_4 = S_{ВН} + \Delta S_{ВН} = 28,27 + j17,47 + 0,125 + j2,725 = 28,39 + j20,19 \text{ МВА.}$$

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:

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

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

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

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

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{Г} - P_{Н(мин)} - P_{СН})^2 + (\sum Q_{Г} - Q_{Н(мин)} - Q_{СН})^2} = \\ = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 38 - 0,04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 38 \cdot 0,54 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50)^2} = 27 \text{ МВт.}$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{Г} - P_{Н(макс)} - P_{СН})^2 + (\sum Q_{Г} - Q_{Н(макс)} - Q_{СН})^2},$$

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

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{Г} - P_{Н(макс)} - P_{СН})^2 + (\sum Q_{Г} - Q_{Н(макс)} - Q_{СН})^2} = \\ = \sqrt{(50 - 38 - 0,04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 38 \cdot 0,54 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50)^2} = 15,26 \text{ МВт.}$$

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

$$S_3 = \sqrt{(\sum P_{Г} - P_{Г(макс)} - P_{Н(макс)} - P_{СН})^2 + (\sum Q_{Г} - Q_{Г(макс)} - Q_{Н(макс)} - Q_{СН})^2},$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

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

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

$$= \sqrt{(50 - 25 - 38 - 0,04 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 38 \cdot 0,54 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50)^2} = 15,9 \text{ МВт.}$$

Наибольшая мощность наблюдается в минимальном режиме.

Загрузка трансформатора:

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_3}{S_{\Gamma}} = \frac{27}{10} = 2,7.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 2,7 раза, а трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_{\Gamma} \geq S_{\Gamma}$. Исходя из приведенного выше расчета, к установке принимаем ТДН-40000/100, параметры которого приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры ТДН-40000/110 [3]

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$u_{\text{к}}$,	$\Delta P_{\text{к}}$,	$\Delta P_{\text{х}}$,	$I_{\text{х}}$,	R_{Γ} ,	X_{Γ} ,	$\Delta Q_{\text{х}}$,
		ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом	кВАр
ТДН-40000/110	40	115	11	10,5	172	36	0,65	1,46	38,4	260

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

$$S_{\Gamma} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{60}{0,8} = 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$S_{\Gamma} > S_{\Gamma} \Rightarrow$ трансформатор не требует реконструкции.

2 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

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 или по формуле Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

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:

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}} = (110 \cdot 2) - 0,06 \cdot (110 \cdot 2) - 50 = 156,8 \text{ МВт.}$$

Таким образом, при подключении ЭС-2 к существующей сети:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{156,8/2}}} = 157,7 \text{ кВ}$$

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

Структурная электрическая схема электростанции зависит от состава оборудования: от числа генераторов, трансформаторов, а также от распределения

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

генераторов и нагрузки между РУ разного номинального напряжения и наличия связи между ними.

Отсутствие мощных потребителей на стороне низкого напряжения электростанции позволяет отказаться от строительства главного распределительного устройства (ГРУ). Электрическая схема КЭС на генераторном напряжении строиться по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от сети генераторного напряжения. Параллельная работа блоков осуществляется через РУ повышенного напряжения. Все генераторы соединяются с повышающими трансформаторами, которые в свою очередь подсоединены к общей сборной шине с помощью выключателей и разъединителей, так, как это показано на рисунке 1. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

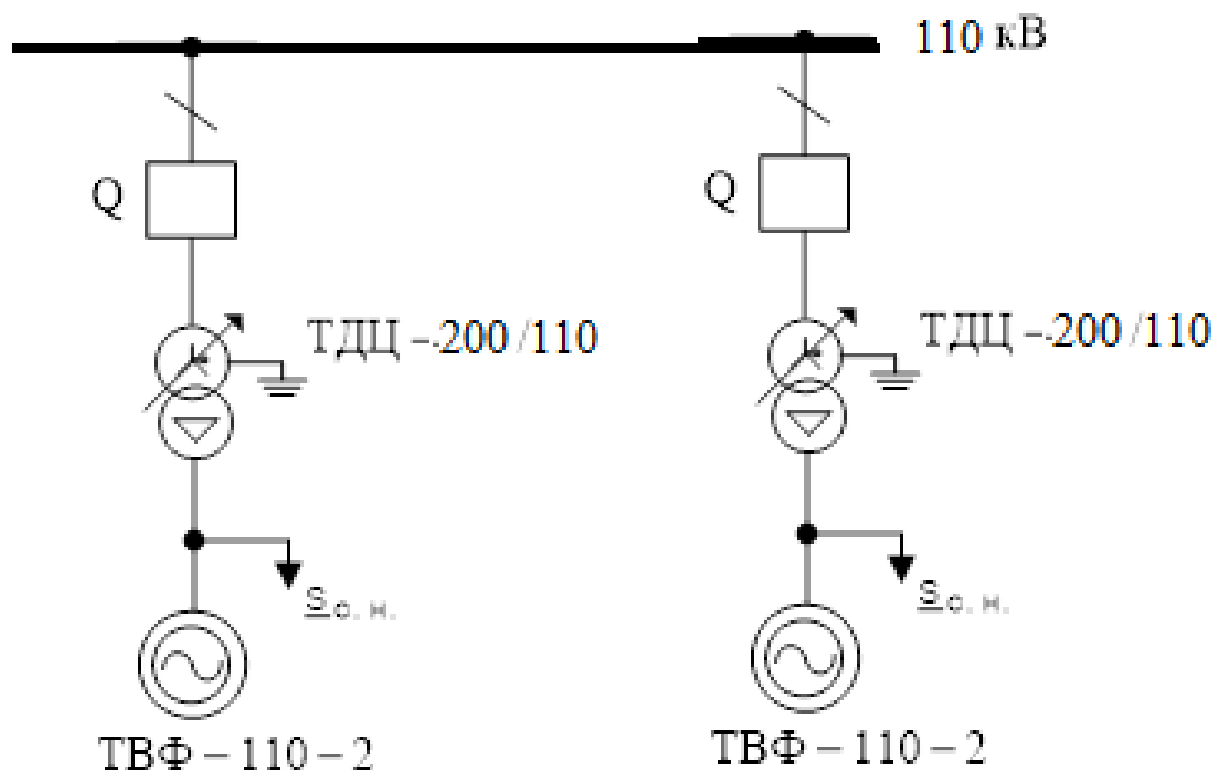


Рисунок 1 – Структурная электрическая схема ЭС-2

2.3 Выбор количества и мощности трансформаторов

На электростанции установлены мощные генераторы 2× ТВФ – 110 – 2. Генераторы с номинальным напряжением 10,5 кВ, поэтому потребителей собственных нужд питаем от сети генераторного напряжения.

Выберем мощность трансформаторов на ЭС – 2.

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

К установке принимаем трансформатор ТДЦ-200000/110. Параметры данного трансформатора приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Параметры трансформатора ТДЦ-200000/110 [3]

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							
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 – 110 – 2, а также трансформаторы 2хТДЦ-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:

$$S_{T6} \geq \frac{S_6}{n_T k_3} = \frac{54,83}{2 \cdot 0,7} = 39,2 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{S_6}{(n_T - 1) \cdot S_{T6}} = \frac{54,83}{(2 - 1)40} = 1,371 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 6 приведены параметры трансформатора ТРДН-40000/110.

Таблица 6 – Параметры ТРДН-40000/110 [3]

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.

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3} = \frac{17,75}{2 \cdot 0,7} = 12,68 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{T7}} = \frac{17,75}{(2 - 1) \cdot 16} = 0,8 \leq 1,4$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 7 приведены параметры трансформатора ТДН-16000/110.

Таблица 7 – Параметры ТДН-16000/110 [3]

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							
ТДН- 16000/110	16	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:

$$S_{НН1} = (\Sigma P_{Г} - P_{H(\max)} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{Г} - Q_{H(\max)} - Q_{CH}) = (50 - 38 - 0,04 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 38 \cdot 0,54 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50) = 7 + j13,55 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{Т1} = \frac{P_{НН1}^2 + Q_{НН1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{XX} = \frac{7^2 + 13,55^2}{115^2} \cdot (4,38 + j86,7) + 0,019 + j0,112 = 0,01 + j1,638 \text{ МВА;}$$

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР					

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{\text{ЭС1}} = S_{\text{HH1}} + S_{\text{HH2}} - \Delta S_{\text{T1}} - \Delta S_{\text{T2}} = 63 + j46,73 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

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

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

$$S_{\text{ЭС-2}} = 2S_{\text{HH3}} - 2\Delta S_{\text{T1}} - S_{\text{H}} = 2(103,4 + j77,979) - 2(0,424 + j10,765) - (50 + j25,5) = 156 + j108,9 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

3) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{\text{T6}} = \frac{P_{\text{HH6}}^2 + Q_{\text{HH6}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{50^2 + 22,5^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,238 + j4,149 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = \Delta S_{\text{T6}} + S_{\text{H6}} = 0,238 + j4,149 + 50 + j22,5 = 50,24 + j26,65 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

4) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТДН-25000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{XX} = \frac{16^2 + 7,68^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,08 + j1,063 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7} = 0,08 + j1,063 + 16 + j7,68 = 16,08 + j8,743 \text{ МВА.}$$

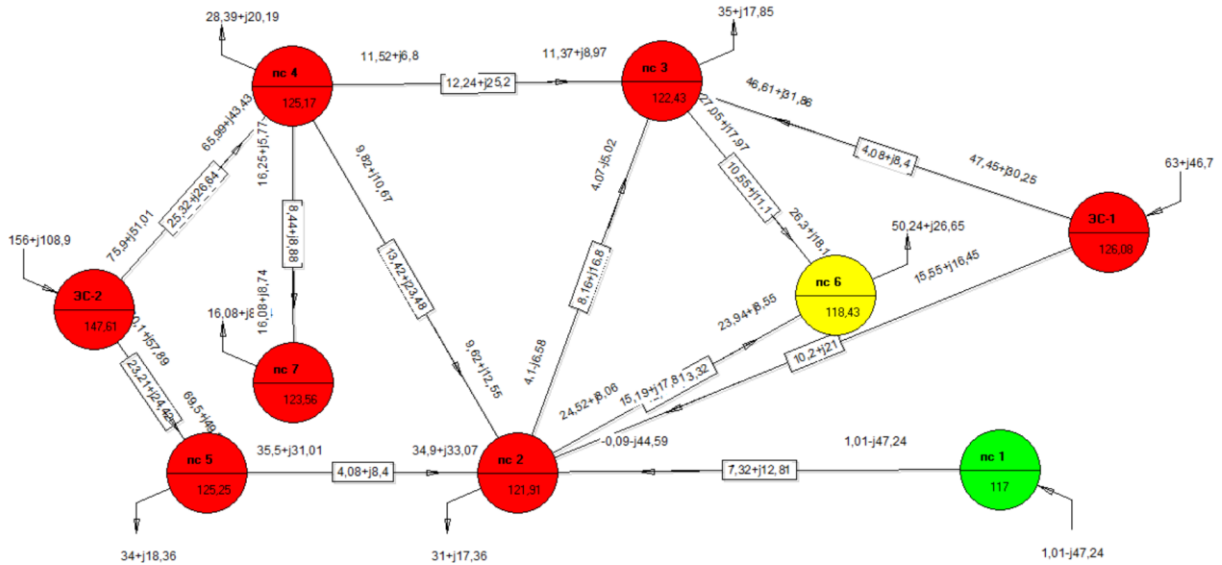


Рисунок 2 – Первый вариант развития сети

Расчет режима показал, что большинство узлов сети имеет напряжение, превышающее допустимое значение. Принимаем решение об изменении значения реактивной мощности на ЭС-2. При этом суммарная реактивная мощность узла составит:

$$108,9 - 77,044 = 31,856 \text{ МВАр.}$$

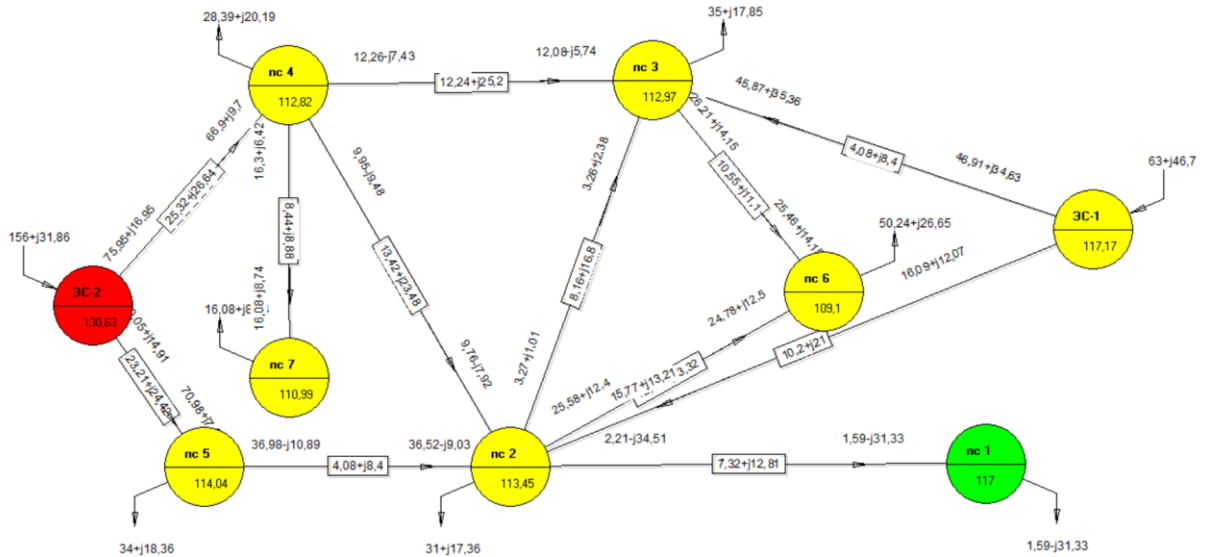


Рисунок 3 – Первый вариант развития сети при внедрении СТК

Как видно из рисунка 3, напряжения в узлах сети восстановились, однако напряжение на ЭС-2 все равно превышает допустимое значение. Зададим в ПК NetWorks напряжение в узле ЭС-2 равное 119 кВ.

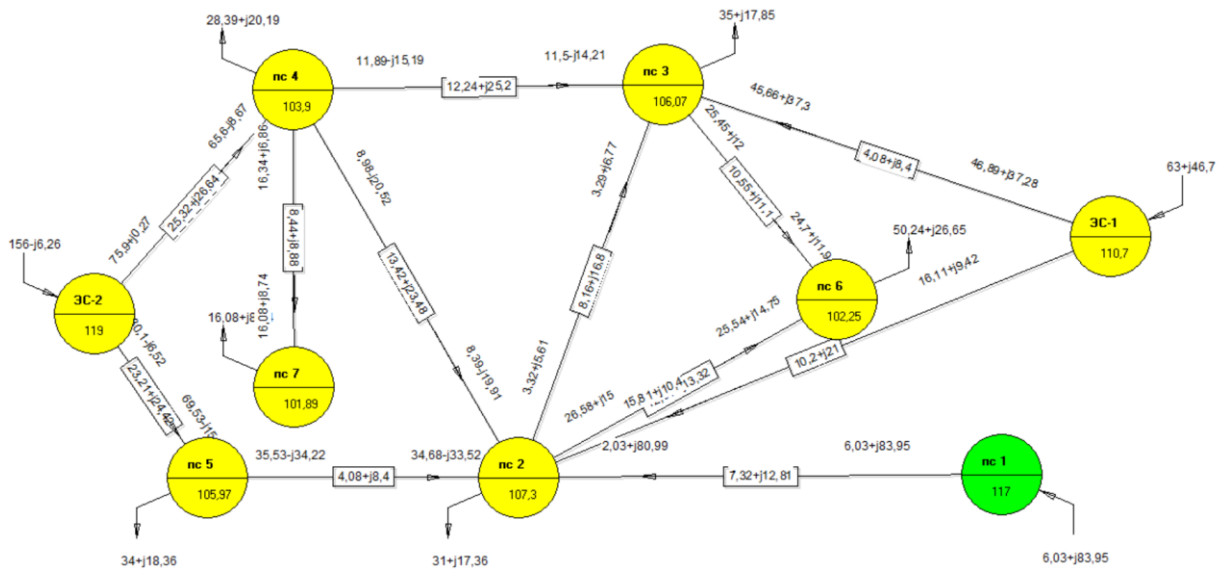


Рисунок 4 – Карта режима при заданном напряжении в узле ЭС-2,
 $\Delta P=30,317$ МВт

Таким образом, для восстановления напряжения необходимая мощность в узле ЭС-2 должна составлять -6, 26 МВАр.

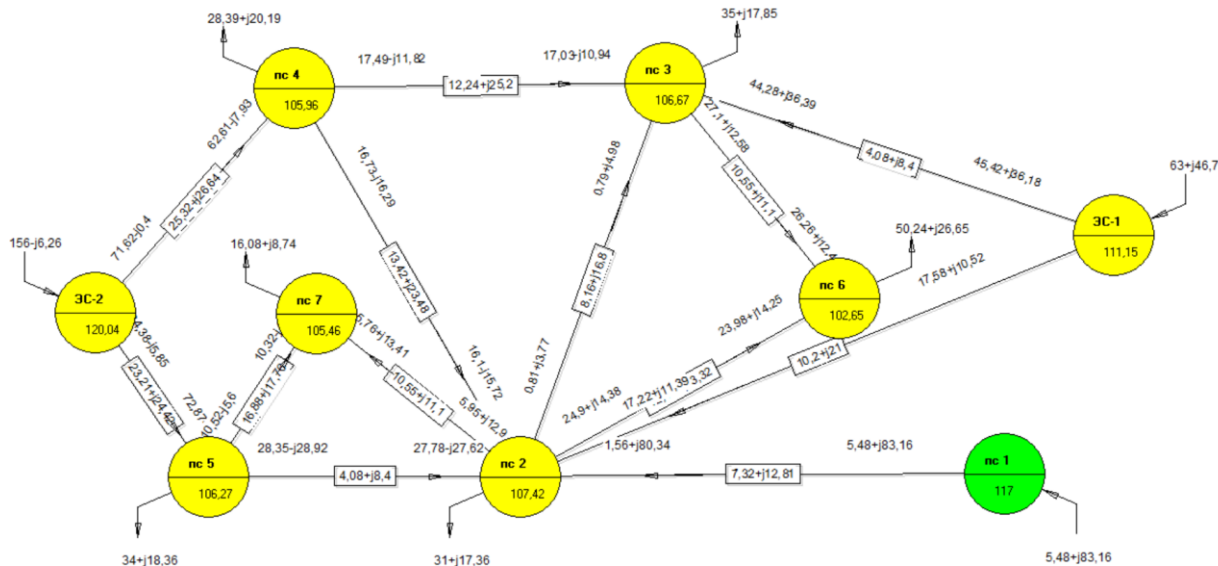


Рисунок 5 – Второй вариант развития сети, $\Delta P=29,772$ МВт

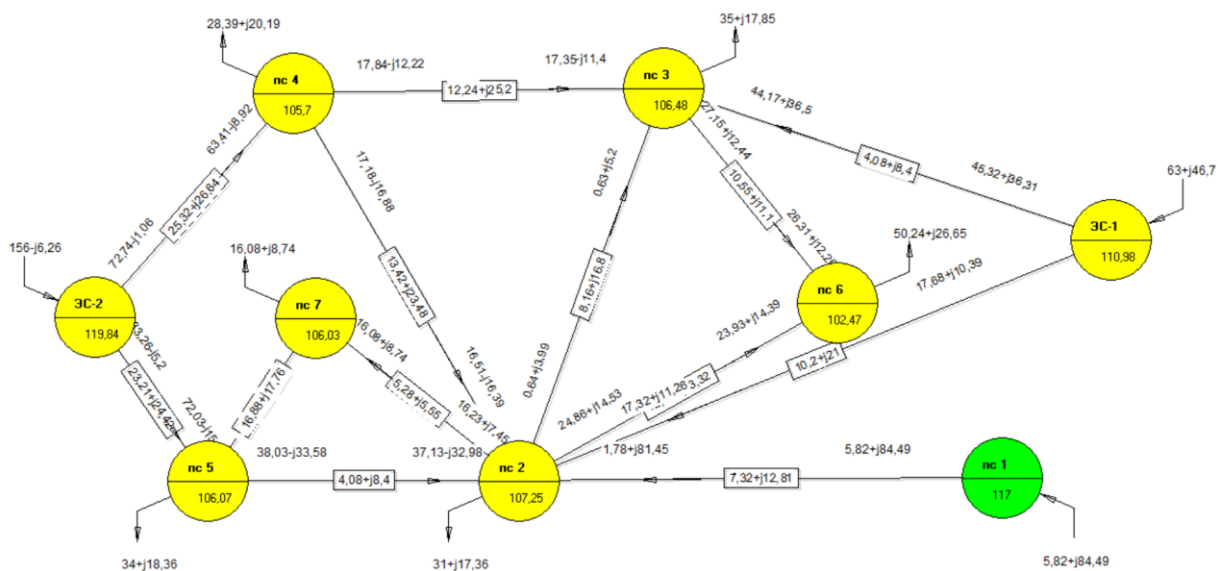


Рисунок 6 – Третий вариант развития сети, $\Delta P=30,112$ МВт

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР

Лист

31

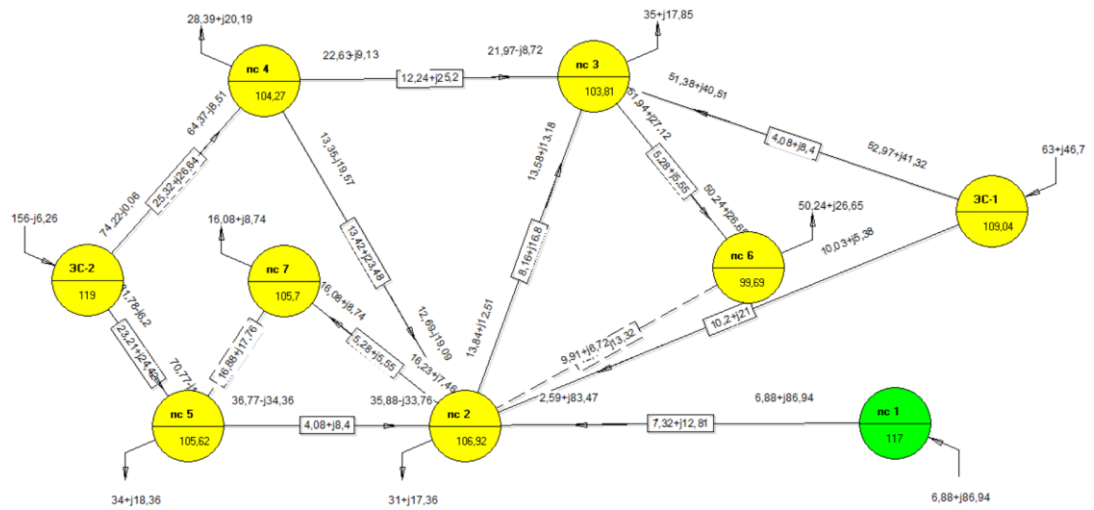


Рисунок 7 – Четвертый вариант развития сети, $\Delta P=31,166$ МВт

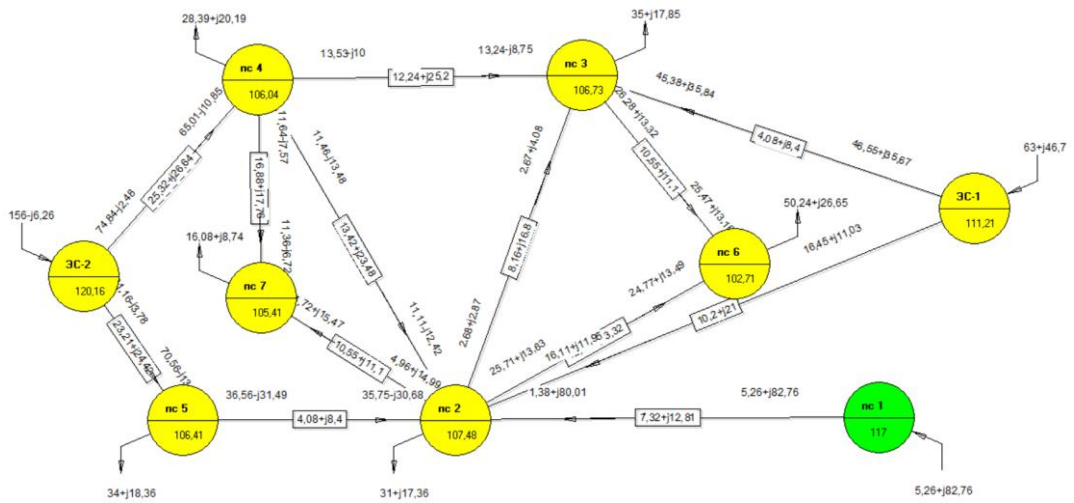


Рисунок 8 – Пятый вариант развития сети, $\Delta P=29,553$ МВт

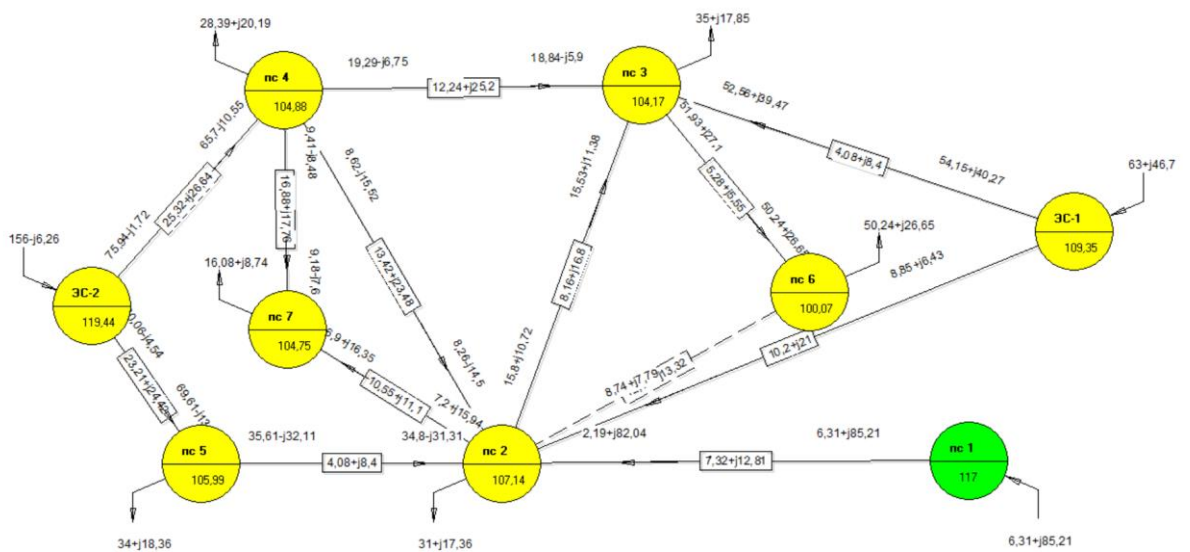


Рисунок 9 – Шестой вариант развития сети, $\Delta P=30,597$ МВт

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР

Лист

32

К дальнейшему рассмотрению принимаем вариант №2 и №5 вследствие минимальных значений потерь активной мощности.

2.6 Выбор сечений ЛЭП

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

Сведем полученные данные в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	$S_{\text{лин}}, \text{МВА}$	$I_{\text{лин}}, \text{А}$	Марка провода	$F_{\text{макс}110\text{кВ}}, \text{мм}^2$
Вариант 2					
ЭС-2 – ПС5	1	71,62-j0,4	406,5	АС-400/51	240
ЭС-2 – ПС4	1	74,38-j5,85	344,48	АС-300/39	
ПС5 – ПС7	1	10,52-j5,6	63,36	АС-70/11	
ПС2 – ПС7	1	5,76+j13,41	5,95	АС-70/11	
ПС6 – ПС3	1	27,1+j12,58	162,5	АС-185/29	
ПС6 – ПС2	1	24,9+j14,38	155,74	АС-150/24	

Как видно из таблицы, 2 вариант развития сети нуждается в реконструкции: необходимо ЛЭП «ЭС-2 – ПС5» и «ЭС-2 – ПС4» сделать двухцепными, а ЛЭП «ПС2 – ПС7» не строить, но при этом ЛЭП «ПС5 – ПС7» сделать двухцепную.

Таблица 9 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	$S_{\text{лин}}, \text{МВА}$	$I_{\text{лин}}, \text{А}/I_{\text{пав}}, \text{А}$	Марка провода	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Вариант 2					
ЭС-2 – ПС5	2	68,54-j1,64	216,25/432,5	2хАС-240/32	610
ЭС-2 – ПС4	2	87,46-j4,62	169,4/338,8	2хАС-185/29	510
ПС5 – ПС7	2	16,31+j6,62	48/96	2хАС-70/11	265
ПС6 – ПС3	1	27,45+j13,19	161,2/161,2	АС-185/29	510
ПС6 – ПС2	1	24,44+j13,57	147,7/147,7	АС-150/24	450

Вывод: Все выбранные линии проходят проверку по максимально-допустимому току, а также проверку по короне, так как сечения ЛЭП являются не менее 70 мм².

Аналогично для варианта №5 принимаем решение о создании двухцепных ЛЭП «ЭС-2 – ПС5» и «ЭС-2 – ПС4».

Таблица 10 – Выбор сечений новых ЛЭП

Вариант 5					
ЭС-2 – ПС4	2	75,05-j2,59	184,56/369,12	2хАС-185/29	510
ЭС-2 – ПС5	2	80,95-j3,66	199,13/398,26	2хАС-240/32	610
ПС4 – ПС7	1	13,39-j5,92	75,79/75,79	АС-95/16	330
ПС2 – ПС7	1	3,98+j13,75	72,92/72,92	АС-95/16	330
ПС6 – ПС3	1	26,78+j13,84	159,57/159,57	АС-185/29	510
ПС6 – ПС2	1	25,11+j12,92	149,12/149,12	АС-150/24	450

Вывод: Все выбранные линии проходят проверку по максимально-допустимому току, а также проверку по короне, так как сечения ЛЭП являются не менее 70 мм².

2.7 Выбор оптимального варианта

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

$$Z = E_H K + I + \Delta W_{\Gamma},$$

где K – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

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

I – ежегодные издержки эксплуатации;

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

2.7.1 Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС5, 2хАС-240/32, 55 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-185/29, 60 км;
- 3) ПС5 – ПС7, 2хАС-70/11, 40 км;
- 4) ПС6 – ПС3, АС-185/29, 25 км.
- 5) ПС6 – ПС2, АС-150/24, 30 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:

$$\begin{aligned} K &= (1440 \cdot 55 \cdot 1,1 + 1440 \cdot 60 \cdot 1,1 + 1150 \cdot 40 \cdot 1,1 + 890 \cdot 25 \cdot 1,1 + 850 \cdot 30 \cdot 1,1) \cdot 3,99 + \\ &+ 16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99 = \\ &= 1\,138\,000 + 491\,600 = 1\,630\,000 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

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

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 1\,138\,000 + 0,059 \cdot 491\,600 = 38\,110 \text{ тыс.руб.}$$

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

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

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}} = 10,424$ МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

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

τ – средневзвешенное время потерь для потребителей:

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{нб} \cdot z_3 \cdot \tau = 10,424 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 99\,030 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$Z = E_{н}K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (1630000) + 38110 + 99030 = 463100 \text{ тыс.руб.}$$

2.7.2 Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС4, 2хАС-185/29, 60 км;
- 2) ЭС2 – ПС5, 2хАС-240/32, 55 км;
- 3) ПС4 – ПС7, АС-95/16, 40 км;
- 4) ПС2 – ПС7, АС-95/16, 25 км;
- 5) ПС3 – ПС6, АС-185/29, 25 км;
- 6) ПС6 – ПС2, АС-150/24, 30 км.

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

Таким образом, суммарные капитальные затраты для второго варианта составляют:

$$\begin{aligned} K &= (1440 \cdot 60 \cdot 1,1 + 1440 \cdot 55 \cdot 1,1 + 850 \cdot 40 \cdot 1,1 + 850 \cdot 25 \cdot 1,1 + 890 \cdot 25 \cdot 1,1 + \\ &+ 850 \cdot 30 \cdot 1,1) \cdot 3,99 + 16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99 = \\ &= 1\,179\,000 + 491\,600 = 1\,671\,000 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

$$И = 0,008 \cdot 1\,179\,000 + 0,059 \cdot 491\,600 = 38\,440 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 10,297 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 97\ 820 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$Z = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (1671000) + 38440 + 97820 = 470\ 500 \text{ тыс.руб.}$$

2.7.3 Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

$$\left| \frac{z_2 - z_1}{(z_2 + z_1) / 2} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{470500 - 463100}{(470500 + 463100) / 2} \right| \cdot 100\% = 1,6\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет менее 5%, то варианты являются равнозначными. К последующему расчету принимаем вариант №1 из-за меньшего значения приведенных затрат.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

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 10.

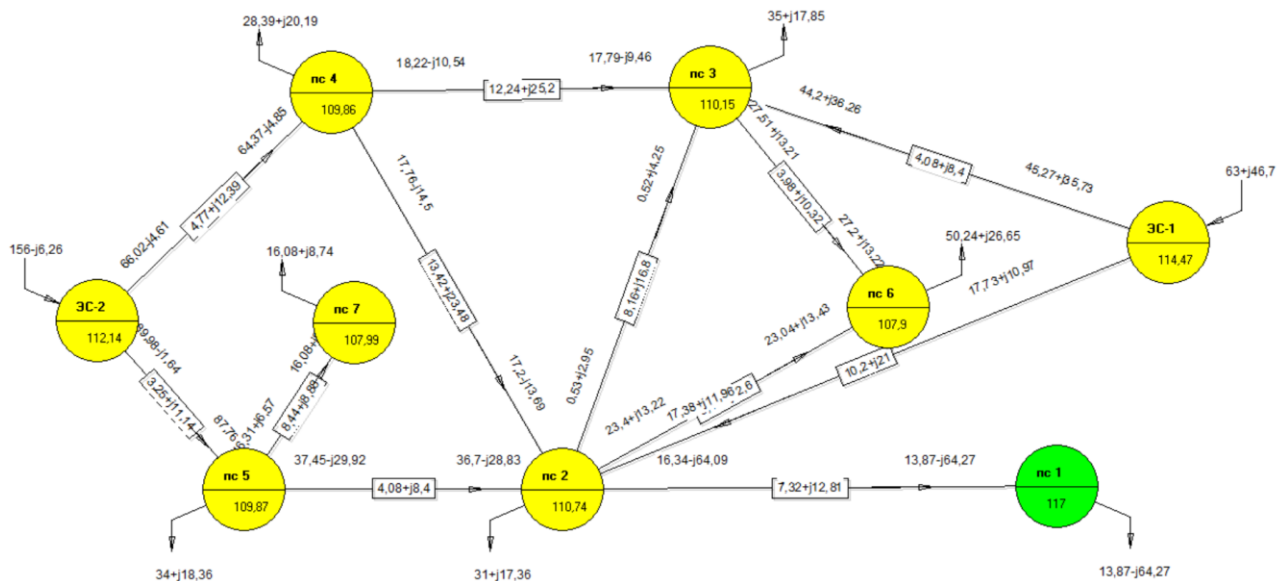


Рисунок 10 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

В таблице 11 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 11 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	$j_p, \text{A}/\text{мм}^2$	$j_{\text{эк}}, \text{A}/\text{мм}^2$
ЭС2-ПС4	170,1	510	0,919	1
ЭС2-ПС5	231,5	610	0,964	1
ПС5-ПС2	123,8	450	0,826	1
ПС2-ПС3	19,1	450	0,127	1
ПС2-ПС1	167,5	390	1,396	1
ПС3-ПС6	160,9	510	0,87	1
ПС2-ПС6	141,4	450	0,943	1
ПС4-ПС3	108,1	450	0,721	1
ЭС1-ПС3	147,7	450	0,985	1
ПС4-ПС2	117,6	390	0,98	1
ЭС1-ПС2	107,6	450	0,717	1
ПС5-ПС7	47,5	265	0,678	1

В таблице 12 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 12 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	U_{γ}, kV	$\Delta U, \%$
Электростанция – 1	110	114,47	4,1
Электростанция – 2	110	112,14	1,9
Подстанция – 2	110	110,74	0,7
Подстанция – 3	110	110,15	0,1
Подстанция – 4	110	109,86	-0,1
Подстанция – 5	110	109,87	-0,1
Подстанция – 6	110	107,9	-1,9
Подстанция – 7	110	107,99	-1,8

Токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы. Расчетная плотность в ветви ПС2-ПС1 превышает экономическую плотность тока, следовательно, ЛЭП работает неэкономично, но замена проводов не требуется, поэтому данный режим работы сети допустим.

3.2 Режим минимальных нагрузок

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

1) Подстанция №2

$$P_2 = P_{2\max} \cdot 0,7 = 31 \cdot 0,7 = 21,7 \text{ МВт}; \quad Q_2 = P_{2\max} \operatorname{tg} \varphi_2 \cdot 0,7 = 31 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 12,15 \text{ МВАр.}$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = P_{3\max} \cdot 0,7 = 35 \cdot 0,7 = 24,5 \text{ МВт}; \quad Q_3 = P_{3\max} \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot 0,7 = 35 \cdot 0,51 \cdot 0,7 = 12,5 \text{ МВАр.}$$

3) Подстанция №4

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 1,942 + j0,914 \text{ МВА.}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} = 5,058 + j2,936 \text{ МВА.}$$

Узел 41 является точкой потокораздела.

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

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} = 5,058 + j2,936 - 3,5 - j1,89 = 1,558 + j1,046 \text{ МВА}$$

Рассчитаем поток мощности между 4' и 41:

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) = \frac{1,942^2 + 0,914^2}{35^2} (10,854 + j7,686) = 0,041 + j0,029 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41\text{H}} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41} = 1,942 + j0,914 + 0,041 + j0,029 = 1,983 + j0,943 \text{ МВА.}$$

Рассчитаем поток мощности между 4" и 41:

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) = \frac{1,558^2 + 1,046^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,014 + j0,01 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41\text{H}} = S_{42-41\text{K}} + \Delta S_{42-41} = 1,572 + j1,056 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>40</i>

$$S_{4-42K} = S_{42-41H} + S_{42} = 5,072 + j2,946 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42K}^2 + Q_{4-42K}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{4-42K} + jx_{4-42K}) = \frac{5,072^2 + 2,946^2}{35^2} (2,11 + j2,16) = 0,06 + j0,06 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42} = 5,131 + j3,007 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41H} + S_{4-42H} = 1,983 + j0,943 + 5,131 + j3,007 = 7,114 + j3,949 \text{ МВА}.$$

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

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{TCH} + jx_{TCH}) = \frac{7,114^2 + 3,949^2}{115^2} \cdot (0,75 + j0) = 0,004 \text{ МВА};$$

$$S_{CH} = S_{35} + \Delta S_{CH} = 7,114 + j3,949 + 0,004 = 7,118 + j3,949 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{THH} + jx_{THH}) = \frac{12,6^2 + 7,812^2}{115^2} \cdot (0,75 + j17,85) = 0,012 + j0,297 \text{ МВА};$$

$$S_{HH} = S_{HH} + \Delta S_{HH} = 12,6 + j7,812 + 0,012 + j0,297 = 12,612 + j8,109 \text{ МВА};$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} = 7,118 + j3,949 + 12,612 + j8,109 = 19,73 + j12,06 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{TBH} + jx_{TBH}) + \Delta S_{XX} = \frac{19,73^2 + 12,06^2}{115^2} \cdot (0,75 + j28,45) + 0,062 + j0,35 = 0,092 + j1,5 \text{ МВА};$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH} = 19,73 + j12,06 + 0,092 + j1,5 = 19,82 + j13,56 \text{ МВА}.$$

4) Подстанция №5

$$P_5 = P_{5\max} \cdot 0,7 = 34 \cdot 0,7 = 23,8 \text{ МВт}; \quad Q_5 = P_{5\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_5 \cdot 0,7 = 34 \cdot 0,54 \cdot 0,7 = 12,85 \text{ МВАр}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

5) Подстанция №6

$$P_{6\text{HH}}=P_{6\text{max}} \cdot 0,7=50 \cdot 0,7=35 \text{ МВт}; Q_{6\text{HH}}=P_{6\text{max}} \text{tg}\varphi_6 \cdot 0,7=50 \cdot 0,45 \cdot 0,7=15,75 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{T6} = \frac{P_{\text{HH6}}^2 + Q_{\text{HH6}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{35^2 + 15,75^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 =$$

$$= 0,168 + j2,298 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6} = 35,17 + j18,05 \text{ МВА.}$$

6) Подстанция №7

$$P_{7\text{HH}}=P_{7\text{max}} \cdot 0,7=16 \cdot 0,7=11,2 \text{ МВт}; Q_{7\text{HH}}=P_{7\text{max}} \text{tg}\varphi_7 \cdot 0,7=16 \cdot 0,48 \cdot 0,7=5,376 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{\text{HH7}}^2 + Q_{\text{HH7}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{11,2^2 + 5,376^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 =$$

$$= 0,059 + j0,635 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = S_{7\text{HH}} + \Delta S_T = 11,26 + j6,011 \text{ МВА.}$$

7) Электростанция ЭС-1

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-40000/110:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - 0,7 P_{\text{H(макс)}} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - 0,7 Q_{\text{H(макс)}} - Q_{\text{CH}}) = (50 - 38 \cdot 0,7 - 0,04 \cdot 50) +$$

$$+ j(50 \cdot 0,75 - 38 \cdot 0,54 \cdot 0,7 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50) = 18,4 + j19,71 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{18,4^2 + 19,71^2}{115^2} \cdot (4,38 + j86,7) + 0,019 + j0,112 =$$

$$= 0,26 + j4,879 \text{ МВА};$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

$$= 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} = 74,2 + j49,64 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

8) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

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

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

$$S_{ЭС-2} = 2S_{HH3} - 2\Delta S_{T1} - S_H = 2(103,4 + j77,979) - 2(0,424 + j10,765) - (35 + j17,85) = 170 + j88,45 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

На рисунке 11 показаны карта режима сети в режиме минимальных нагрузок.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

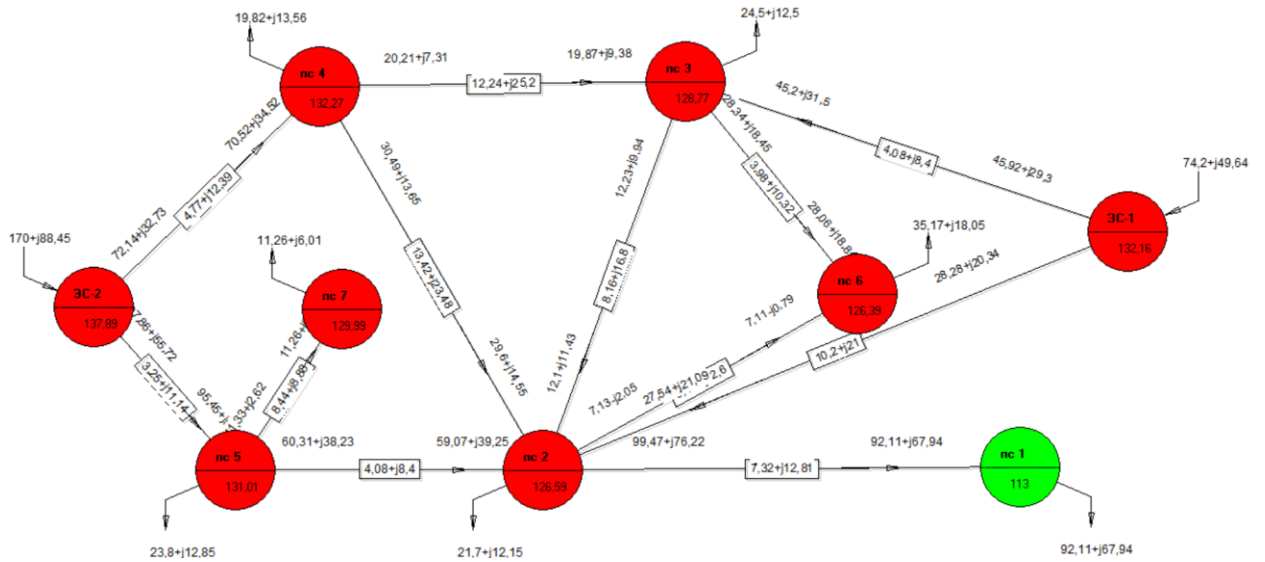


Рисунок 11 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

Как видно из рисунка 11, в минимальном режиме напряжения во всех узлах сети превышают допустимое значение. Для восстановления напряжения следует изменить значение реактивной мощности в узле ЭС-2.

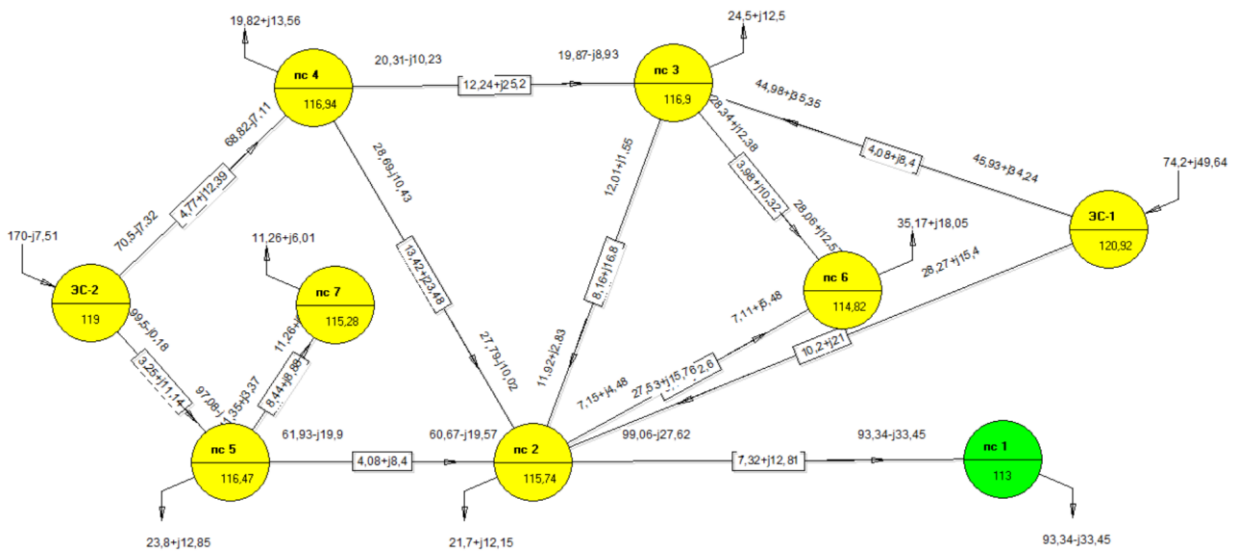


Рисунок 12 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок после регулирования реактивной мощности

Таблица 13 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U_y , кВ	ΔU , %
Электростанция - 1	110	120,92	9,9
Электростанция - 2	110	119	8,2
Подстанция – 2	110	115,74	5,2
Подстанция – 3	110	116,9	6,3

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР

Лист

44

Продолжение таблицы 13

Подстанция – 4	110	116,94	6,31
Подстанция – 5	110	116,47	5,9
Подстанция – 6	110	114,82	4,4
Подстанция – 7	110	115,28	4,8

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 14 – Послеаварийные режимы

	ЭС2-ПС4	ЭС2-ПС5	ПС5-ПС2	ПС2-ПС3	ПС2-ПС1	ПС3-ПС6
Норм.режим	182,4	248,4	136,5	24,6	196,5	171,6
ЭС2-ПС4	289,6	290,3	177	32	217,8	163,3
ЭС2-ПС5	232,6	406,9	110,8	35	225,97	183,1
ПС5-ПС2	203,6	233,7	233,8	31,8	207,4	174,9
ПС2-ПС3	182,9	249,2	138	-	201	166,1
ПС2-ПС1	148,5	231,7	104,6	48,6	204,7	112,5
ПС3-ПС6	176,5	255,5	139,6	75	207,6	-
ПС2-ПС6	190,5	246,3	138,3	108,4	211,9	348,2
ПС4-ПС3	159,7	275,5	165,3	46,6	209,5	153,9
ЭС1-ПС3	185,5	248,7	138	53,2	207,4	151,7
ПС4-ПС2	158,1	281,1	175,4	49,2	211,2	179,9
ЭС1-ПС2	179,2	252,5	138,2	40	204,5	207,3
ПС5-ПС7	183	249,3	138,6	25,2	201,5	171,9
Идоп, А	510	610	450	450	390	510
к ₃	0,568	0,667	0,52	0,241	0,579	0,683

Продолжение таблицы 14

	ПС2-ПС6	ПС4-ПС3	ЭС1-ПС3	ПС4-ПС2	ЭС1-ПС2	ПС5-ПС7
Норм.режим	154,5	117	158,3	128,8	112,9	51,4
ЭС2-ПС4	166,9	92,4	163,7	101,3	106,6	52
ЭС2-ПС5	150,4	159,6	158,5	184,5	120,1	52,8
ПС5-ПС2	154,4	137,7	159,1	156,9	114,6	52,3
ПС2-ПС3	163,3	114,9	162,6	131,3	107,6	51,6
ПС2-ПС1	143,8	93,7	117,8	136,5	103,7	58,2
ПС3-ПС6	341,3	102	133,2	139,4	161,1	51,7
ПС2-ПС6	-	137,7	187,5	127,4	64,9	52,1
ПС4-ПС3	177,2	-	164,8	197,1	103,2	51,9
ЭС1-ПС3	179,2	122,3	256,1	129,2	166,2	51,8
ПС4-ПС2	154,3	182,3	159,9	-	117,1	52,1
ЭС1-ПС2	117,8	107,5	209	134,4	-	51,6
ПС5-ПС7	155,2	117,7	158,7	129,8	113	107
Идоп, А	450	450	450	390	450	265
k_3	0,758	0,405	0,569	0,505	0,369	0,404

Вывод: наиболее тяжелым является послеаварийный режим при отключении ЛЭП между ПС6-ПС3. Карта режима приведена на рисунке 13.

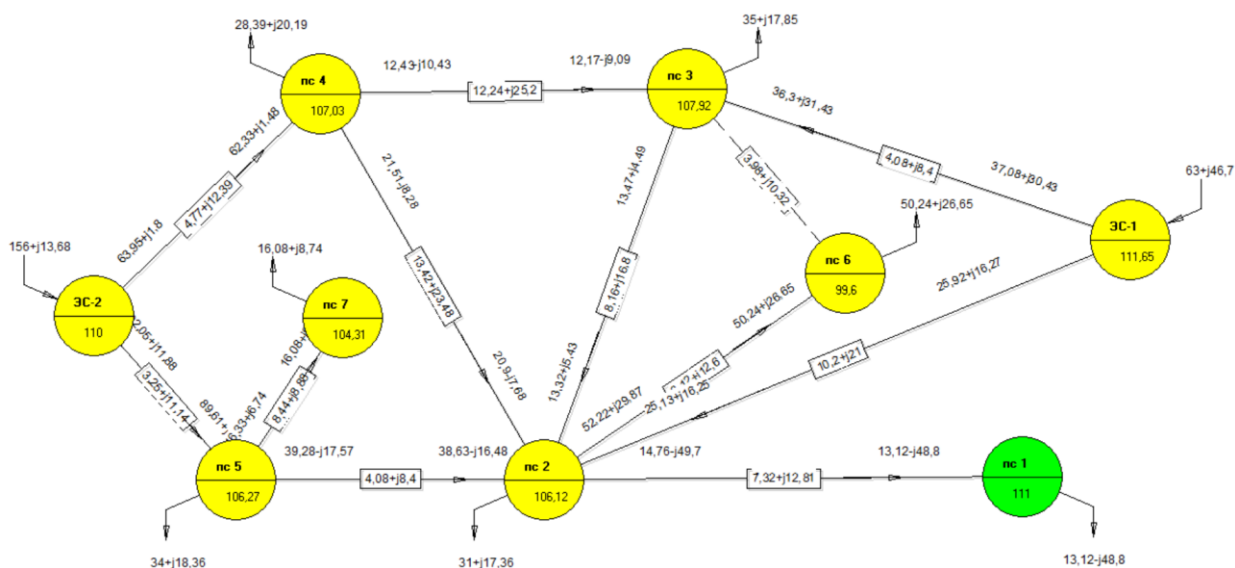


Рисунок 13 – Карта режима в наиболее тяжелом послеаварийном режиме

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП в ПА режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$
ЭС2-ПС4	168,1	510
ЭС2-ПС5	244,1	610
ПС5-ПС2	115,6	450
ПС2-ПС3	77,1	450
ПС2-ПС1	136,4	390
ПС3-ПС6	-	-
ПС2-ПС6	328,6	450
ПС4-ПС3	84,4	450
ЭС1-ПС3	126,3	450
ПС4-ПС2	122,8	390
ЭС1-ПС2	160,6	450
ПС5-ПС7	49,3	265

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

Таблица 16 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}, \text{kV}$	U_y, kV	$\Delta U, \%$
Электростанция – 1	110	111,65	1,5
Электростанция – 2	110	110	0
Подстанция – 2	110	106,12	-3,5
Подстанция – 3	110	107,92	-1,9
Подстанция – 4	110	107,03	-2,7
Подстанция – 5	110	106,27	-3,4
Подстанция – 6	110	99,6	-9,5
Подстанция – 7	110	104,31	-5,2

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 ущербу у потребителей.

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

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

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции № 6 установлены два трансформатора ТДН – 40000/110, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{\text{вн.хх.}} = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{\text{т.мах}} = \frac{P_{\text{пр.мах}} \cdot r_{\text{т}} + Q_{\text{пр.мах}} \cdot x_{\text{т}}}{U_{\text{вн.мах}}} = \frac{50,24 \cdot 1,46 + 26,65 \cdot 38,4}{2 \cdot 107,9} = 5,213 \text{ кВ};$$

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР				

$$\Delta U_{T.min} = \frac{P_{пр.min} \cdot r_T + Q_{пр.min} \cdot x_T}{U_{ВН.min}} = \frac{35,17 \cdot 1,46 + 18,05 \cdot 38,4}{2 \cdot 114,82} = 3,429 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.ав} = \frac{P_{пр.ав} \cdot r_T + Q_{пр.ав} \cdot x_T}{U_{ВН.ав}} = \frac{50,24 \cdot 1,46 + 26,65 \cdot 38,4}{2 \cdot 99,6} = 5,647 \text{ кВ};$$

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

$$U'_{НН.max} = U_{ВН.max} - \Delta U_{T.max} = 107,9 - 5,213 = 102,7 \text{ кВ};$$

$$U'_{НН.min} = U_{ВН.min} - \Delta U_{T.min} = 114,82 - 3,429 = 111,4 \text{ кВ};$$

$$U'_{НН.ав} = U_{ВН.ав} - \Delta U_{T.ав} = 99,6 - 5,647 = 93,95 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{xx}}{U_{жел.Н}},$$

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

$$U_{отв.max} = \frac{U'_{НН.max} \cdot U_{xx}}{U_{жел.Н}} = \frac{102,7 \cdot 11}{10,5} = 107,6 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.min} = \frac{U'_{НН.min} \cdot U_{xx}}{U_{жел.Н}} = \frac{111,4 \cdot 11}{10,5} = 116,7 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.ав} = \frac{U'_{НН.ав} \cdot U_{xx}}{U_{жел.Н}} = \frac{93,95 \cdot 11}{10,5} = 98,43 \text{ кВ}.$$

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

$$\text{max: } U_{отв,ст.В} = 115 - 4 \cdot 2,047 = 106,8 \text{ кВ};$$

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

$$\text{ав: } U_{отв,ст.В} = 115 - 8 \cdot 2,047 = 98,62 \text{ кВ}.$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

$$U_{\text{нн.маx}} = \frac{U'_{\text{нн.маx}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.маx}}} = \frac{102,7 \cdot 11}{107,6} = 10,58 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн.миn}} = \frac{U'_{\text{нн.миn}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.миn}}} = \frac{111,4 \cdot 11}{117} = 10,47 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн.ав}} = \frac{U'_{\text{нн.ав}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.ав}}} = \frac{93,95 \cdot 11}{98,62} = 10,47 \text{ кВ}.$$

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

$$V = \left| \frac{U_{\text{нн}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}},$$

$$V_{\text{маx}} = \left| \frac{10,58 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,7\% \leq 5;$$

$$V_{\text{миn}} = \left| \frac{10,47 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,3\% \leq 5;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,47 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,2\% \leq 5;$$

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

Выбор отпаяк на трансформаторах подстанции №7 проведем аналогично подстанции №6, результаты сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Выбор отпаяк 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.ст.В} , кВ	U _{нн} , кВ	V, %
7	2×ТДН – 16000/110 U _{ВН.ХХ} , кВ 115	РПН ±9×1,78%	max	107,99	3,914	104,1	109	-3	108,9	10,52	0,2
			min	115,28	2,566	112,7	118,1	+2	119,1	10,41	0,9
			ав	104,31	4,052	100,3	105	-5	104,8	10,53	0,26

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР

Лист

50

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

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

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

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

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

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

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

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

4) выбирают отпайки.

5) рассчитывают действительное напряжение на шинах СН:

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

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

Результаты выбора отпайки на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 18. 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 18 – Выбор отпаяк на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 25000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{ВН.хх}$, кВ	115		
Режим	max	min	п/ав
$U_{ВН}$, кВ	109,86	116,94	107,03
$\Delta U_{ВН}$, кВ	2,508	1,645	2,597
$\Delta U_{СН}$, кВ	0,027	0,017	0,027
$\Delta U_{НН}$, кВ	0,889	0,579	0,914
$U'_{СН}$, кВ	107,4	115,3	104,4
$U'_{НН}$, кВ	106,5	114,7	103,5
$U_{отв.В.}$, кВ	111,5	120,2	108,4
Отпайка	-2	+3	-3
$U_{отв.ст.В.}$, кВ	110,9	121,1	108,9
$U_{НН}$, кВ	10,55	10,42	10,46
$V_{НН}$, %	0,6	0,8	0,4
$U_{СН}$, кВ	35,2	34,72	34,87
$V_{СН}$, %	0,564	0,795	0,377

5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

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

$$k = k_{лЭП} + k_{ЭС} + k_{пс},$$

Произведем приближение к ценам 2020 года. Для удобства сведем все в таблицы: стоимость ЛЭП таблицу 19; стоимость трансформаторов в таблицу 20; стоимость генераторов в таблицу 21.

Таблица 19 – Стоимость капитальных затрат на строительство ЛЭП [1]

№ линии	Сечение мм ²	Длина, км	Полная стоимость с учетом коэф. приведе- ния тыс. руб.
ЭС2-ПС5	2хАС-240/32	55	
ЭС2-ПС4	2хАС-185/29	60	
ПС5-ПС7	2хАС-70/11	40	
ПС6-ПС3	АС-185/29	25	
ПС6-ПС2	АС-150/24	30	
Итого			1 138 000

Таблица 20 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование [3]

№ п/ст	Оборудование	Полная стоимость с учетом ко- эф. приведения тыс. руб.
ЭС2, ПС5, ПС4, ПС7, ПС6, ПС2	16	491 600
ПС4	2хТДТН-25000/110	75 490
ЭС-2	2хТДЦ-200000/110	279 100
ЭС-1	ТДН-40000/100	34 314
ПС6	2х ТДН-40000/110	68 630
ПС7	2х ТДН-16000/110	51 790
Итого		1 001 000

Таблица 21 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [3]

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

№	Генератор	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс.руб.
ЭС – 2	2×ТВФ–110–2	102456
Итого:		102456

Определим капитальные вложения:

$$k = 1\,138\,000 + 1\,001\,000 + 102\,456 = 2\,241\,000 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_{\Pi}} = \frac{2241000}{282} = 7947 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}.$$

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

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

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

$$И_{\Delta W} = 3_{\text{э}} \Delta W = 3_{\text{э}} \Delta P \tau = 11,758 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 111700 \text{ тыс.руб.}$$

$$И = \frac{0,8}{100} 1\,138\,000 + \frac{5,9}{100} (1\,001\,000 + 102456) + 111700 = 185900 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} T_{\text{нб}i} = 282 \cdot 6000 = 1\,692\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{\Gamma}} = \frac{185\,900}{1\,692\,000} = 0,11 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

Выше указанные технико – экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_{\text{н}}k + И = 0,2 \cdot 2\,241\,000 + 185\,900 = 634\,100 \text{ тыс.руб.}$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$C_{\text{рас}} = \frac{З}{W_{\Gamma}} = \frac{634\,100}{1\,692\,000} = 0,375 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

6 РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ «7» 110/10 КВ

Выберем для последующей разработки одну из нововведенных подстанций – подстанцию «7». Примем во внимание тот факт, что марка питающих линий и тип трансформаторов выбраны ранее.

6.1 Выбор схем распределительного устройства ВН и НН

Согласно рекомендациям по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [4] для тупиковой двухтрансформаторной подстанции предпочтительно использовать схему «два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий». Принимаем для РУ ВН 110 кВ схему 4Н-110 «Два блока с выключателями и неавтоматической переемычкой со стороны линий».

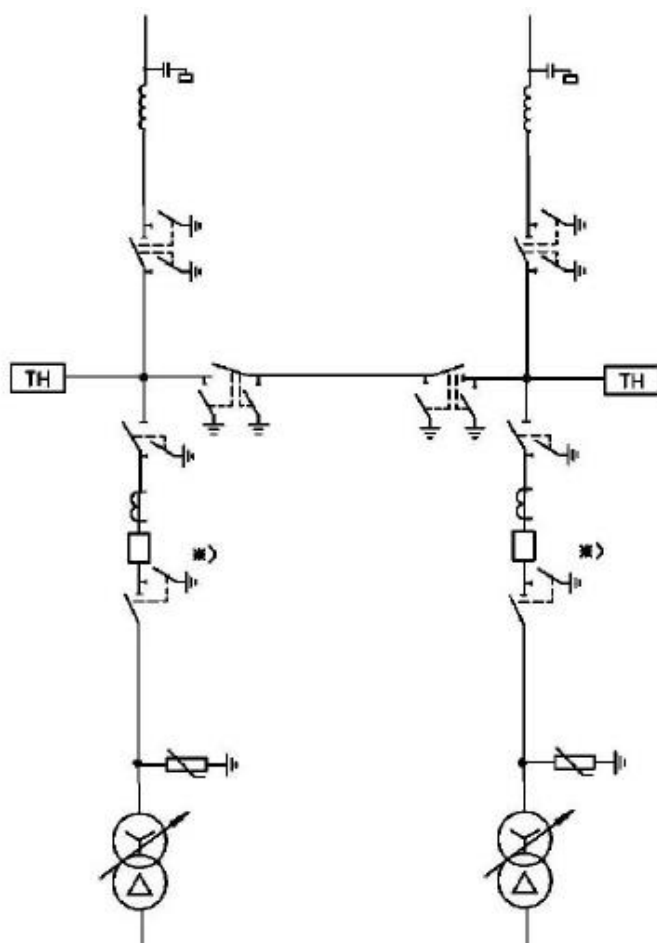


Рисунок 14 – Схема РУ ВН подстанции

					ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин (рисунок 15).

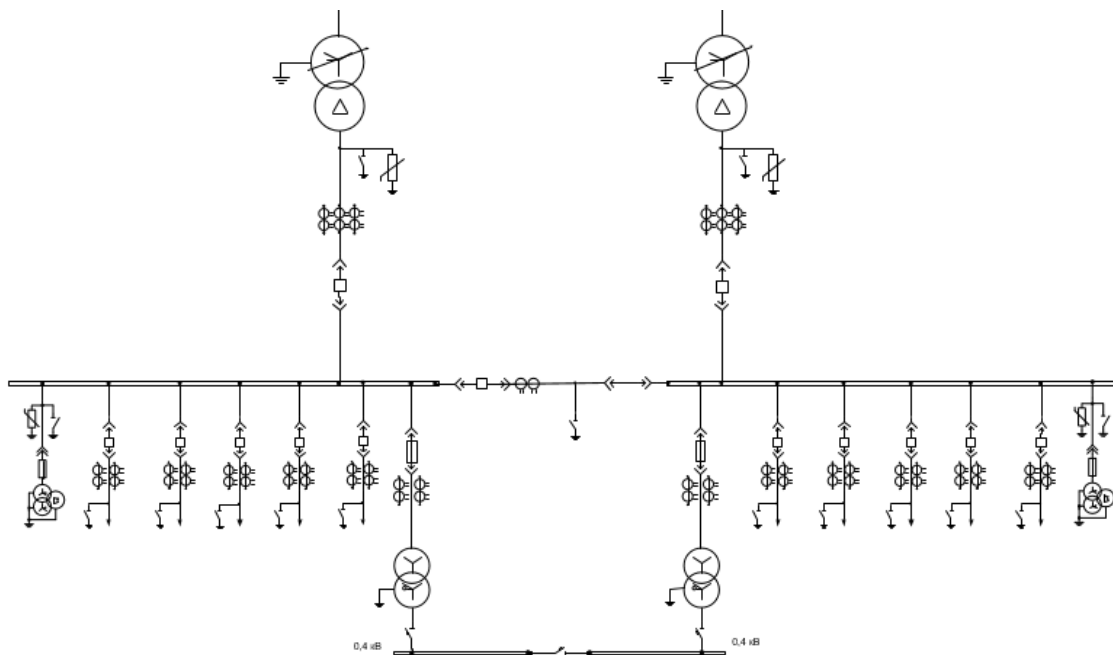


Рисунок 15 – Схема РУ НН

6.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Нормальный режим:

$$I_{\text{пит.лэп}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{(16,08 + 8,74) \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 48 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7 S_{\text{ТРАНС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 58,8 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{\text{пит.лэп.макс}} = \frac{S_{\text{ПС}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{(16,08 + 8,74) \cdot 10^6}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 96 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ТР}} = \frac{0,7 S_{\text{ТРАНС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 117,6 \text{ А.}$$

Расчетные токи на стороне нижнего напряжения:

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР					

Нормальный режим:

$$I_{TP.HH} = \frac{0,7S_{TPAH3}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = \frac{0,7 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 615,8 \text{ А.}$$

$$I_{ОТХ.ЛЭП} = \frac{S_{ЛС}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{17,7 \cdot 10^3}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 99 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

$$I_{TP.HH} = \frac{1,4S_{TPAH3}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.НН}} = \frac{1,4 \cdot 16 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,7 \text{ А.}$$

$$I_{ОТХ.ЛЭП.МАКС} = 2I_{ОТХ.ЛЭП} = 198 \text{ А.}$$

6.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема приведена на рисунке 16.

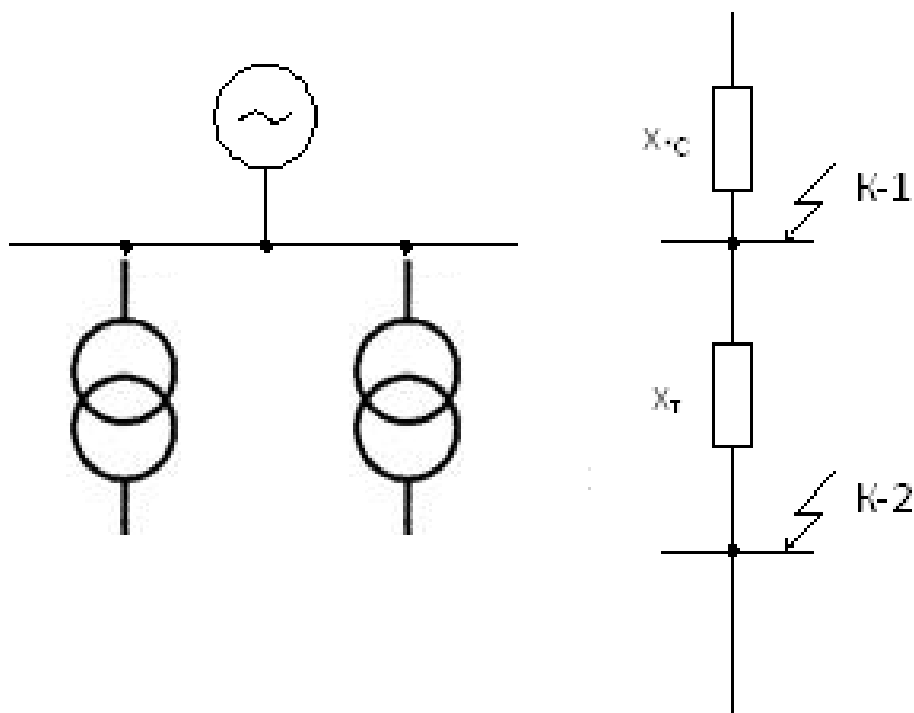


Рисунок 16 – Расчетная схема

Расчетная схема замещения при КЗ в точке К1 приведена на рисунке 17.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР

Лист

58

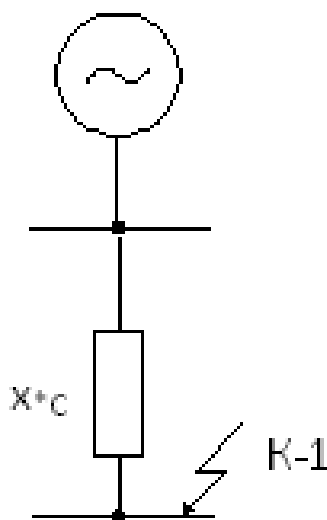


Рисунок 17 – Расчетная схема замещения

ЭДС эквивалентной системы $E_1=1$, ее сопротивление $x_1=x_c=0,02$.

Определим базисный ток:

$$I_{6110} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = I_{п,\tau} = \frac{I_{6110}}{x_{*c}} = \frac{0,502}{0,02} = 23,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 23,9 \cdot 1,608 = 54,4 \text{ кА,}$$

где $k_y=1,608$ – ударный коэффициент взят из [7], «Система, связанная с шинойми, где рассматривается КЗ, воздушными ЛЭП напряжение 110 кВ».

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К2).

Базисный ток:

$$I_{6_{10,5}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,54 \text{ кА.}$$

Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656 .$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0 КЗ2} = I_{п,\tau} = \frac{I_{610,5}}{x_{*C} + x_{*BH} + x_{*HH}} = \frac{5,54}{0,02 + 0,656} = 8,2 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 8,2 \cdot 1,82 = 21,1 \text{ кА.}$$

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

Нормативные требования

Согласно ПЕТН [п.2.3.3.2]:

- «В сетях 110 кВ и выше в качестве коммутационной аппаратуры следует применить элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные, преимущественно с пружинными приводами: - по мере развития технологий допустимо применять вакуумные выключатели, а также выключатели-разъединители (комбинированные модульные аппараты) в сетях 110-220 кВ и выше»;

- «Разъединители 110 кВ и выше пантографного, полупантографного, и горизонтально-поворотного типа, оснащенные электродвигательными приводами, в том числе для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки».

Согласно НТП ПС [п.4.12]:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>60</i>

- «В ОРУ 110-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур».

Согласно НТП ПС [п.4.23]:

- «В целях улучшения обслуживания и повышения автоматизированности ПС разъединители 110 кВ и выше должны предусматриваться с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах».

При выборе руководствуются следующими пунктами:

- СТО 56947007-29,130,10,095-2011 Выключатели переменного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС»;

- СТО [6.1] Номинальное напряжение выключателя должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;

- СТО [6.2] номинальный ток выключателя в соответствии с ГОСТ Р52565 выбирается из ряда: 2,5; 3,2; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160; 200; 250...

- номинальный ток выключателя должен быть больше рабочего максимального тока в месте установки.

- СТО[7.1.1] Номинальный ток отключения должен быть больше наибольшего возможного значения периодической составляющей тока короткого замыкания в месте установки выключателя;

- СТО [7.1.12] Аперiodическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов не должна превышать значение, нормированное для выключателя;

- СТО [7.6.1] Выключатель должен выдерживать электродинамической и термической воздействию ТКЗ.

Выключатели выберем по следующим характеристикам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ-УЭТМ-110 [5].

Выключатели проверяются по:

- отключению периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\Pi 0} \leq I_{\text{отк.ном}}$$

где $I_{\text{отк.ном}}$ – номинальный ток отключения, кА. отключению аperiodической составляющей тока КЗ:

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

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

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\Pi 0} e^{-\frac{\tau}{T_a}}$$

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

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в.}}$$

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

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

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Согласно [6] для шин, связанных с системой воздушными ЛЭП напряжением 110 кВ, $T_a=0,02$ с;

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

$$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \beta_{\text{н}} I_{\text{отк.ном}}}{100}$$

$\beta_{\text{н}}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %. Согласно [8] $\beta_{\text{н}}=40\%$.

$$i_{\text{атВН}} = \sqrt{2} I_{\Pi 0} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 23,9 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,02}} = 3,6 \text{ кА};$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

- электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{\text{дин}},$$

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

- термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

где B_k – тепловой импульс по расчету,

$$B_k = I_{\text{П0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

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

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

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

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

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

Таким образом,

$$B_{\text{к.вн}} = I_{\text{П0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 23,9^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

Результаты проверки сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка выключателей ВЭБ-УЭТМ-110 [5]

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение
$I_{\text{в.раб.макс}}$, А	117,6	$I_{\text{ном}}$	2500 А
$I_{\text{к.п.}}^{(3)}$, кА	23,9	$I_{\text{откл.ном}}$	40 кА
i_y , кА	54,4	$I_{\text{дин}}$	102 кА
$i_{\text{а.т}}$, кА	3,6	$i_{\text{а.дин}} = \frac{40\%}{100} \cdot I_{\text{о.ном}}$	22,6 кА
B_k , кА ² ·с	614	$B_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	4800 кА ² ·с

Разъединители выберем по тем же характеристикам.

Для стороны ВН ОРУ выбираем разъединители РГП СЭЩ – 110/1250 УХЛ1 [7].

Проверим устанавливаемые разъединители на электродинамическую и термическую стойкости. Все необходимые данные взяты из [7]. Результаты проверки сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – 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	$I_{max}=117,6$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$i_{дин.}=80$ кА	$i_y=54,4$ кА	$i_{дин.} \geq i_y$
$B_{к.ном}=31,5^2 \cdot 3=2976,75$ кА ² ·с	$B_k=614$ кА ² ·с	$B_{к.ном} \geq B_k$

6.6 Выбор и проверка силовых выключателей и КРУ на стороне НН ПС

Нормативные требования

Согласно ПЕТН [п.2.3.3.2]:

- «В сетях напряжение 6-35 кВ следует применять ... вакуумные выключатели внутренней установки ... элегазовые выключатели допускается применять на присоединениях с большими токами при соответствующем обосновании».

Согласно ПЕТН [п.2.3.3.3.]:

- «КРУ 6-35 кВ применяются с воздушной, в том числе комбинированной изоляцией, при соответствующем обосновании с элегазовой изоляцией».

Допускается для электросетевых объектов в обоснованных случаях применять КСО, КРУ с элегазовой изоляцией с вакуумными выключателями».

Согласно НТП ПС [п.4.14.]

- «В РУ 6-10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными или элегазовыми выключателями».

Указания по выбору выключателей 10 кВ изложены в «СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».

Выбираем к установке КРУ «МОСЭЛЕКТРОЩИТ» серии К-128 с вакуумным выключателем серии ВБ-10 (ФГУП «Контакт»).

Собственное время отключения выключателя $t_{c.в.}=0,035$ с.

$$i_{атВН} = \sqrt{2}I_{П0}e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 21,1 \cdot e^{-\frac{0,01+0,035}{0,05}} = 12,7 \text{ кА};$$

$$i_{а.номВН} = \frac{\sqrt{2}\beta_n I_{отк.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 31,5}{100} = 17,8 \text{ кА};$$

Термическая стойкость:

$$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер},$$

где B_K – тепловой импульс по расчету,

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$t_{отк}=t_{рз.мах}+t_в=1+0,07=1,07 \text{ с.}$$

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

$t_в$ – полное время отключения выключателя. Согласно [8] $t_в=0,07$ с.

$I_{тер}$ – ток термической стойкости. Согласно [8] $I_{тер}=31,5$ кА;

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости. Согласно [8] $t_{тер}=3$ с.

Таким образом,

$$B_{К.ВН} = I_{П0}^2 (t_{отк} + T_a) = 21,1^2 \cdot (1,07 + 0,02) = 485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{К.ВН} = I_{тер}^2 T_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 24 – Проверка выключателей

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Значение	Параметр	Значение

Продолжение таблицы 24

$I_{В.РАБ.МАКС}$		$I_{НОМ}$	1600 А
Вводной выключатель	1231,7 А		
Секционный Выключатель	1231,7 А		
Кабельная линия	198 А		
$I_{К.П.}^{(3)}$	8,2 кА	$I_{ОТКЛ.НОМ}$	20 кА
i_y	21,1 кА	$I_{ДИН}$	51 кА
$i_{а.т}$	12,7 кА	$i_{а.дин} = \frac{50}{100} \cdot I_{О.НОМ}$	14,14 кА
B_K	458,3 кА ² ·с	$B_K = I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$	1200 кА ² ·с

6.7 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 [9] 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 $I_{max}=117,6$ А. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{доп.}=265$ А [3].

Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме $I_{max}=117,6$ А. Исходя из этого, принимаем решение об выполнении

сборных шин проводами АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{доп.}=265$ А [3].

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).

6.8 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 25 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов, которые необходимо установить на рассматриваемой подстанции.

Таблица 25 – 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, ваттметр, ФИП.
ТСН	ВН	—
	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии

6.9 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по номинальному току: $I_{max\ раб.} \leq I_{1ном}$,

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток ТТ.

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$;
- по термической стойкости: $B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$;
- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

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

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 ТВГ-УЭТМ-110.

Таблица 26 – Сравнение параметров ТТ [10]

Расчетные данные	ТВГ-УЭТМ-110
Питающие линии	
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 96$ А	$I_{ном} = 100$ А
Силовой трансформатор	
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 117,6$ А	$I_{ном} = 150$ А

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

Таблица 27 – Потребляемая мощность приборов, подключенных ко вторичной обмотке ТТ

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

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

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

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

$$r_2 = r_{приб} + r_k + r_{пер}$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

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

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

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

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

Сопротивление контрольного кабеля:

$$r_k = \rho \cdot L_{k \text{ расч}} / S_k,$$

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

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

S_k – сечение контрольного кабеля, 2,5 мм²;

Так как ТТ соединены по схеме полной звезды, то

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

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

;

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

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

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2 \text{ ном}} = S_{2 \text{ ном}} / I_{2 \text{ номТТ}}^2,$$

где $S_{2 \text{ ном}}$ – номинальная мощность нагрузки в заданном классе точности;

$I_{2 \text{ номТТ}}$ – номинальный вторичный ток ТТ;

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

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

Следовательно, данный трансформатор будет работать в заданном классе точности.

Выбор трансформатора тока на стороне НН подстанции

К установке принимаем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЩ-10. Выполним проверку трансформаторов тока по рабочим и аварийным токам. Результаты приведены в таблице 28.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

Таблица 28 – Параметры трансформатора тока ввода [11]

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{1ном} = 1500 \text{ А}$
$i_y = 21,1 \text{ кА}$	$i_{дин} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 485,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Проверим трансформатор тока ввода по вторичной нагрузке для цепей измерения, используя схему подключения (рис.18) и каталожные данные приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

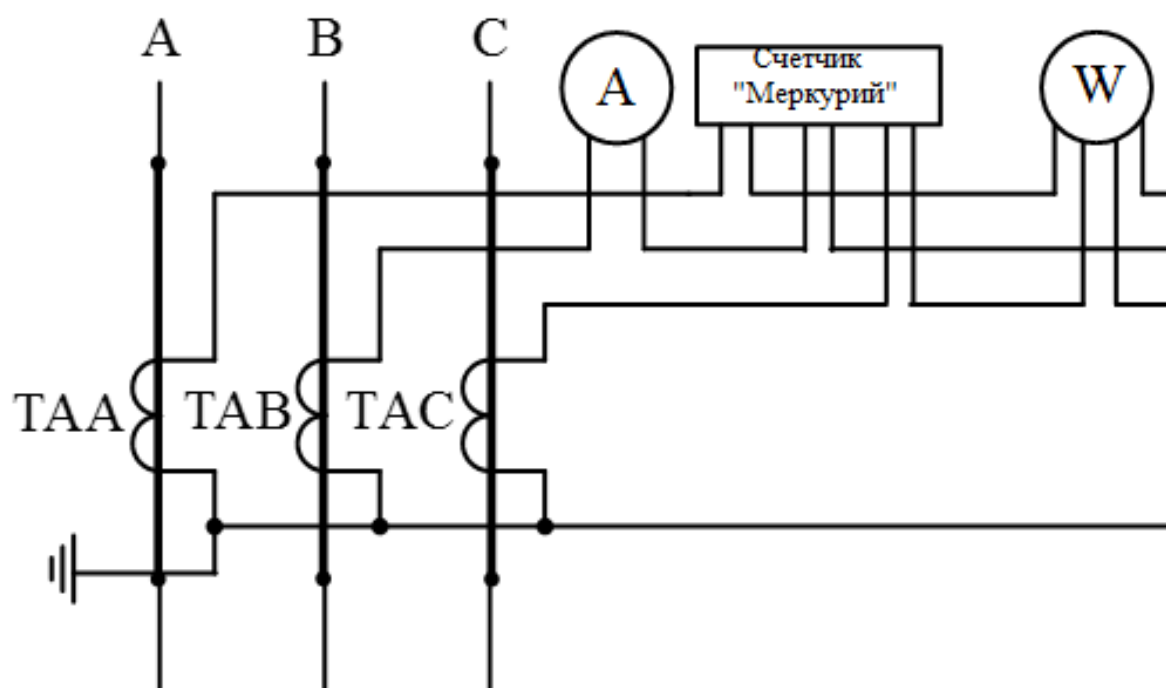


Рисунок 18 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ ввода

Таблица 29 – 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:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность наиболее загруженного ТТ, ВА;

$I_{2\text{ном}} = 5$ – номинальное значение вторичного тока ТТ, А;

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

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

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

Отсюда следует, что:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

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

следовательно, нагрузка на выбранный ТТ не превышает заданное значение.

Рассмотрим цепи отходящей линии 10 кВ.

Сравним расчетные и каталожные данные, результат занесем в таблицу 30.

Таблица 30 – Параметры трансформатора тока отходящего присоединения

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 198 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{y}} = 21,1 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 128 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 485,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$

Перечень необходимых измерительных приборов в цепи отходящей линии 10 кВ выбираем по ПУЭ, схема включения приборов показана на рис.19.

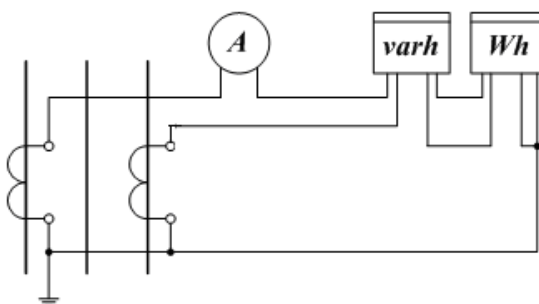


Рисунок 19 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ отходящего присоединения

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

Таблица 31 – 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 31 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.

6.10 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформаторов напряжения производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. Сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяются по допустимой потере напряжения.

На входе высокого напряжения выбираем НАМИ-110-УХЛ1 [12]. На стороне 110 кВ производится лишь измерение напряжения, следовательно, проверка ТН на допустимую нагрузку не требуется.

Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции шин. Выбранные ранее шкафы КРУ комплектуются трансформаторами напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10 [13]. Перечень приборов, подключаемых к ТН, приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Нагрузка ЗНОЛ-СЭЩ-10

Прибор	Тип	S, ВА	Число приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	1	4
Ваттметр	Д-335	2,5	5	12,5
Варметр	Д-335	2,5	4	10

Продолжение таблицы 32

Счётчик актив- ной/реактивной энергии	Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN	7,5	1	7,5
			Итого	34

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.

6.11 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 33 – 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 34 – Суммарная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов	2	2	4
Подогрев выключателей	1,8	7	12,6
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	60	1	60
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	75	1	75
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			234,6

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

$$S_{\text{СН}} = k_{\text{с}} \cdot \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi},$$

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

P_{Σ} – суммарная активная нагрузка, кВт;

$$S_{\text{СН}} = 0,8 \cdot \frac{234,6}{0,9} = 207,6 \text{ кВА.}$$

Выбираем ТСН фирмы-изготовителя АО «Электрозавод» г. Москва ТМГ-250/10-У1 [14].

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.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	Лист
						77
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями.

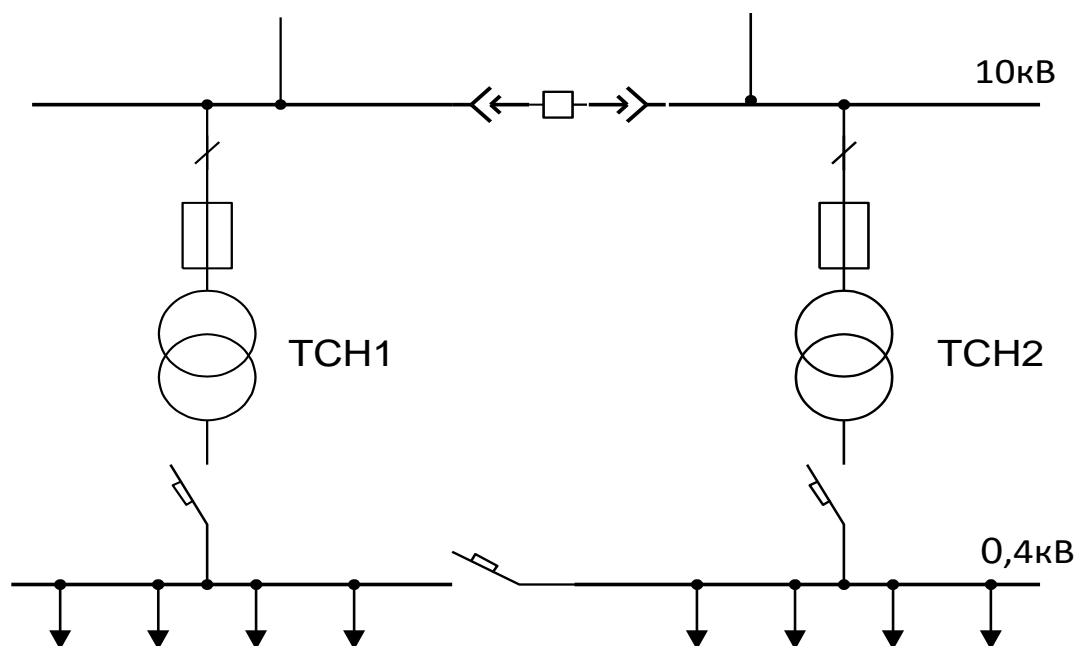


Рисунок 20 – Схема питания собственных нужд подстанции

6.12 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:

$$n_o = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{пз}} = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ элемента,}$$

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

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

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

$$n_{min} = \frac{U_{ш}}{U_9} = \frac{230}{2,35} = 98 \text{ элементов.}$$

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

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

- К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

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

$$n_{зп} = 27 \text{ элементов}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot I_{ав},$$

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.

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

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

По таблице характеристики элементов VARTA bloc выбираем тип аккумуляторной батареи:

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

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb - стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 - Напряжение, В;

3 - Тип положительных электродов $3 = 50 \text{ Ач}$;

05 - Число положительных электродов.

- Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{т.мах}$$

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80

$I_{пр}$ – 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.

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

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

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

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

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{р(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k},$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5.

Т.е. $I_{р(k=1)} = \frac{I_{т.маx}}{k} = 84,6 / 5 = 16,92$ 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:

$$U_{ост} = U_p \cdot n, \text{ В,}$$

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

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

$$\frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{220 - 225}{220} \cdot 100 = -2,2\%$$

- Определение мощности подзарядного устройства:

1. Ток подзарядного устройства:

$I_{\text{пз}} = 0,025 \cdot k + I_n$ - для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

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

2. Напряжение подзарядного устройства:

$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot n_0$ для аккумуляторов типа Varta;

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

3. Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} \cdot I_{\text{пз}},$$

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

4. Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$I_z = 5 \cdot k + I_n$ для аккумуляторов типа Varta с пластинами емкостью 50 А·ч;

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

5. Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_z = 2,75 \cdot n$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6. Мощность подзарядного устройства:

$$P_3 = U_3 \cdot I_3,$$

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

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

6.13 Защита от перенапряжений

Для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений на подстанции применяются современные ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). В отличие от применявшихся ранее вентильных разрядников, ОПН характеризуются большей надежностью и обеспечивают лучшую защиту от перенапряжений. Согласно ПУЭ [2] ОПН устанавливаются для защиты силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов и кабельных линий при использовании вакуумных выключателей.

Принимаем к установке следующие типы ОПН:

- цепи обмотки ВН силового трансформатора: ОПН-110;
- нейтраль силового трансформатора: ОПНН-110;
- цепи обмотки НН силового трансформатора: ОПН-10;
- системы шин 10 кВ подстанции и РП: ОПН-10;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

7 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМЕ

Напряжение в узлах сети постоянно меняется из-за изменения нагрузки, режима работы источников питания, схемы сети.

Режим напряжений в электрической сети должен быть таким, чтобы были выполнены требования ГОСТ в отношении допустимых отклонений напряжения для электроприемников, которые питаются от этой сети. Значения отклонений напряжения часто превышают допустимые по следующим причинам:

- большие потери напряжения в сети;
- неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов;
- неправильное построение схемы сети.

Очень часто эти причины возникают при развитии сети, при ее реконструкции. Поэтому чтобы обеспечить необходимые отклонения напряжения на шинах электроприемников следует применять регулирование напряжения.

Регулированием напряжения называется процесс изменения напряжения в характерных точках сети с помощью специальных технических средств.

Способы регулирования напряжения возникли с возникновением электрических сетей. Их развитие происходило от низших уровней управления к высшим. Сначала использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных сетей и непосредственно у потребителей и на энергоблоках электростанций. Сейчас эти методы регулирования напряжения называются локальными. По мере развития сетей и объединения их в крупные энергосистемы возникла необходимость координировать работу локальных методов. Координирование относится к высшим уровням регулирования напряжения.

Локальное регулирование может быть централизованным и местным. Централизованное управление выполняется в центрах питания. Местное регулирование проводится непосредственно у потребителей. Регулирование напряжения в центрах питания приводит к изменению режима напряжения во всей

сети, которая питается от него. Местное регулирование приводит к изменению режима напряжения в ограниченной части сети.

Центрами питания (ЦП) могут быть шины генераторного напряжения электрических станций, низшего напряжения районных подстанций или подстанций глубокого ввода.

Регулирование напряжения на генераторах электростанций выполняется за счет изменения тока возбуждения с помощью устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ).

Регулирование напряжения на шинах низшего напряжения понижающих подстанций производится с помощью:

- трансформаторов со встроенными устройствами для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);
- синхронных компенсаторов (СК);
- линейных регуляторов (ЛР).

При этом регулирование напряжения производится автоматически в пределах располагаемого диапазона регулирования. Регулирование напряжения происходит одновременно для всех линий электропередач сети, которые питаются от шин центра питания.

Регулирование напряжения на электростанциях

На электростанциях регулирование напряжения производится на генераторах и повышающих трансформаторах.

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора напряжение можно изменять в пределах $\pm 5\%$. Повышение напряжения на 5% сверх номинального сопровождается увеличением потерь в стали и повышением ее нагрева. При снижении напряжения до $0,95 U_{ном}$ номинальный ток статора возрастает на 5% и увеличивается нагрев обмотки.

На каждой ступени трансформации теряется приблизительно $5-10\%$ напряжения. Поэтому регулировочного диапазона генераторов явно недоста-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

точно, чтобы поддерживать необходимый уровень напряжения в сети. Кроме того, трудно согласовать требования к регулированию напряжения у близких и удаленных электроприемников. Поэтому генераторы электростанций являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Как единственное средство регулирования генераторы применяются только для простейшей системы: электростанция – нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах электростанций осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения повышают напряжение в часы максимальной нагрузки и снижают в период минимальной нагрузки.

Повышающие трансформаторы на электростанциях тоже являются вспомогательным средством регулирования напряжения. Трансформаторы мощностью до 250 МВА напряжением 110 и 220 кВ имеют устройство регулирования напряжения типа ПБВ (переключение без возбуждения, то есть с отключением от сети). Устройство имеет предел регулирования напряжения $\pm 2 \times 2,5 \%$. Повышающие трансформаторы большей мощности выпускаются без устройств ПБВ.

Рассмотрим максимальный режим электрической сети.

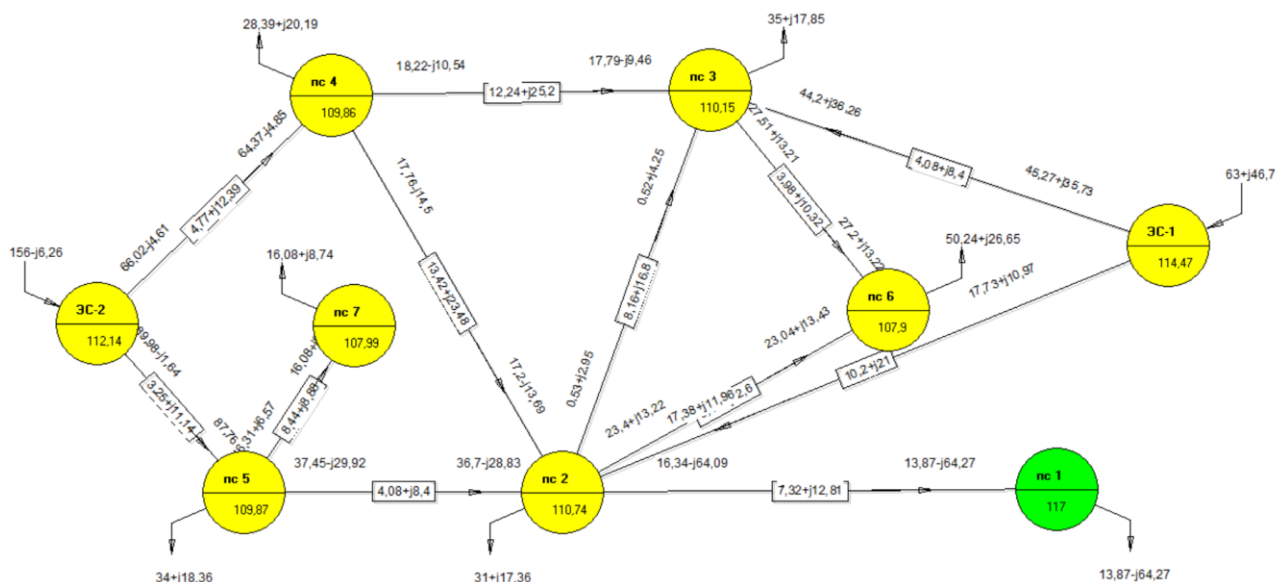


Рисунок 21 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

Зададим в ПК NetWorks значение напряжения на ЭС-1 равное 120 кВ (при этом повышается напряжение в данном узле на 5%). Приведем на рисунке 22 карту режима после изменения напряжения.

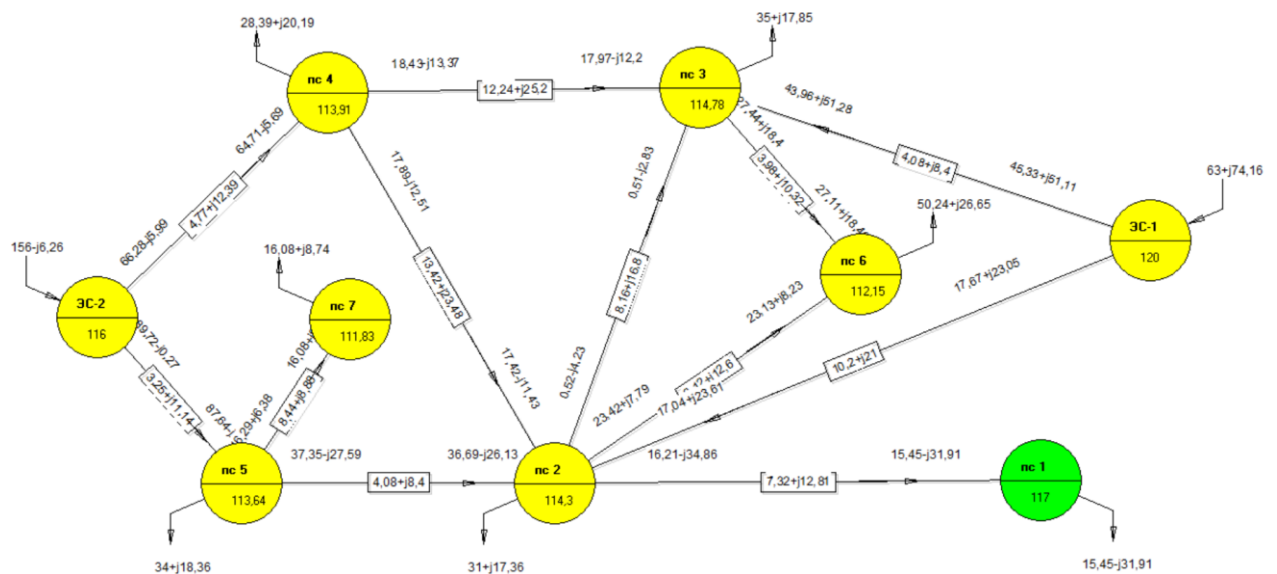


Рисунок 22 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок при регулировании напряжения на ЭС-1

Определим суммарную реактивную мощность узла: $74,16 - 46,7 = 27,46$ МВАр.

Таким образом, изменяя ток возбуждения генераторов можно добиться увеличения напряжения в узлах сети.

Регулирование напряжения на понижающих подстанциях

Для регулирования напряжения трансформаторами подстанций предусмотрена возможность изменять коэффициент трансформации в пределах 10 – 20 %. По конструктивному исполнению различают два типа переключающих устройств:

- с регулированием без возбуждения (ПБВ), то есть для изменения коэффициента трансформации трансформатор отключают от сети;
- с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН).

Устройство РПН дороже устройства ПБВ. Стоимость устройства мало зависит от мощности трансформатора. Поэтому относительное удорожание трансформатора с РПН будет значительно большим для трансформаторов меньшей мощности. В связи с этим трансформаторы напряжением 6 – 20 кВ большей частью выполняются с ПБВ, а трансформаторы напряжением выше 35 кВ с РПН.

Устройство РПН, как правило, устанавливают на обмотке высшего напряжения по следующим причинам:

- на стороне высшего напряжения меньшие токи, поэтому устройство имеет меньшие габариты;
- обмотка высшего напряжения имеет большее количество витков, поэтому точность регулирования выше;
- по конструктивному исполнению обмотка высшего напряжения является наружной (магнитопровод – обмотка низшего напряжения – обмотка высшего напряжения). Поэтому ревизию устройства РПН выполнять проще;
- устройство РПН располагают в нейтрали высшей обмотки. Обмотки высшего напряжения соединяются в звезду, а обмотки низшего напряжения соединяются в треугольник. Трехфазное регулирование проще выполнить на обмотках, соединенных в звезду.

В качестве примера рассмотрим регулирование напряжения на подстанции №7 при регулировании РПН трансформатора.

На подстанции № 7 установлены два трансформатора ТДН – 16000/110, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{\text{вн.хх}} = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{\text{т.мах}} = \frac{P_{\text{пр.мах}} \cdot r_{\text{т}} + Q_{\text{пр.мах}} \cdot x_{\text{т}}}{U_{\text{вн.мах}}} = \frac{16,1 \cdot 2,19 + 8,94 \cdot 43,35}{2 \cdot 107,99} = 3,914 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{т.мин}} = \frac{P_{\text{пр.мин}} \cdot r_{\text{т}} + Q_{\text{пр.мин}} \cdot x_{\text{т}}}{U_{\text{вн.мин}}} = \frac{0,7 \cdot 16,1 \cdot 2,19 + 0,7 \cdot 8,94 \cdot 43,35}{2 \cdot 115,28} = 2,566 \text{ кВ};$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

$$\Delta U_{T.ав} = \frac{P_{пр.ав} \cdot r_T + Q_{пр.ав} \cdot X_T}{U_{вн.ав}} = \frac{16,1 \cdot 2,19 + 8,94 \cdot 43,35}{2 \cdot 104,31} = 4,052 \text{ кВ};$$

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

$$U'_{нн.маx} = U_{вн.маx} - \Delta U_{T.маx} = 107,99 - 3,914 = 104,1 \text{ кВ};$$

$$U'_{нн.мин} = U_{вн.мин} - \Delta U_{T.мин} = 115,28 - 2,566 = 112,7 \text{ кВ};$$

$$U'_{нн.ав} = U_{вн.ав} - \Delta U_{T.ав} = 104,31 - 4,052 = 100,3 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{нн} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}},$$

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

$$U_{отв.маx} = \frac{U'_{нн.маx} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}} = \frac{104,1 \cdot 11}{10,5} = 109 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.мин} = \frac{U'_{нн.мин} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}} = \frac{112,7 \cdot 11}{10,5} = 118,1 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.ав} = \frac{U'_{нн.ав} \cdot U_{xx}}{U_{жел.н}} = \frac{100,3 \cdot 11}{10,5} = 105 \text{ кВ}.$$

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

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

$$\text{мин: } U_{отв.ст.В} = 115 + 2 \cdot 2,047 = 119,1 \text{ кВ};$$

$$\text{ав: } U_{отв.ст.В} = 115 - 5 \cdot 2,047 = 104,8 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{нн.маx} = \frac{U'_{нн.маx} \cdot U_{xx}}{U_{отв.ст.В.маx}} = \frac{104,1 \cdot 11}{109} = 10,52 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн.мин}} = \frac{U'_{\text{нн.мин}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.мин}}} = \frac{112,7 \cdot 11}{119,1} = 10,41 \text{кВ};$$

$$U_{\text{нн.ав}} = \frac{U'_{\text{нн.ав}} \cdot U_{\text{xx}}}{U_{\text{отв.ст.В.ав}}} = \frac{100,3 \cdot 11}{105} = 10,53 \text{кВ}.$$

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

$$V = \left| \frac{U_{\text{нн}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}},$$

$$V_{\text{max}} = \left| \frac{10,52 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,2\% \leq 5;$$

$$V_{\text{min}} = \left| \frac{10,41 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,9\% \leq 5;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,53 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,3\% \leq 5;$$

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

Компенсация реактивной мощности

В отличие от активной мощности, реактивную мощность в узлах сети можно изменять путем установки в них устройств поперечной компенсации, т. е. компенсирующих устройств (КУ), подключенных параллельно нагрузке. В качестве таких компенсирующих реактивную мощность устройств могут служить батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, шунтирующие и управляемые реакторы, статические тиристорные компенсаторы. Часть из указанных компенсирующих устройств может только выдавать в сеть реактивную мощность, некоторые - только потреблять из сети реактивную мощность (шунтирующие и управляемые реакторы). Наиболее ценными для регулирования напряжения являются устройства, обладающие способностями в зависи-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

мости от режима сети как генерировать, так и потреблять реактивную мощность (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы).

Компенсирующие устройства могут быть нерегулируемыми и регулируемы. При включении нерегулируемого компенсирующего устройства в сети создается постоянная добавка потери напряжения (отрицательная или положительная). Если же компенсирующее устройство позволяет изменить свою мощность в зависимости от режима сети, то добавка потери напряжения оказывается переменной, в результате чего появляется возможность регулировать напряжение.

Эффективность регулирования напряжения с помощью поперечных компенсирующих устройств повышается в сетях с относительно большими реактивными сопротивлениями по сравнению с активными, например, в воздушных сетях по сравнению с кабельными. При этом наибольший эффект достигается при установке компенсирующих устройств в наиболее удаленных от центров литания узлах нагрузки.

Ранее в п.1.1.2 для компенсации реактивной мощности был выбран СТК производства АО «Нидек АСИ ВЭИ». Рассмотрим внедрение в сеть СТК.

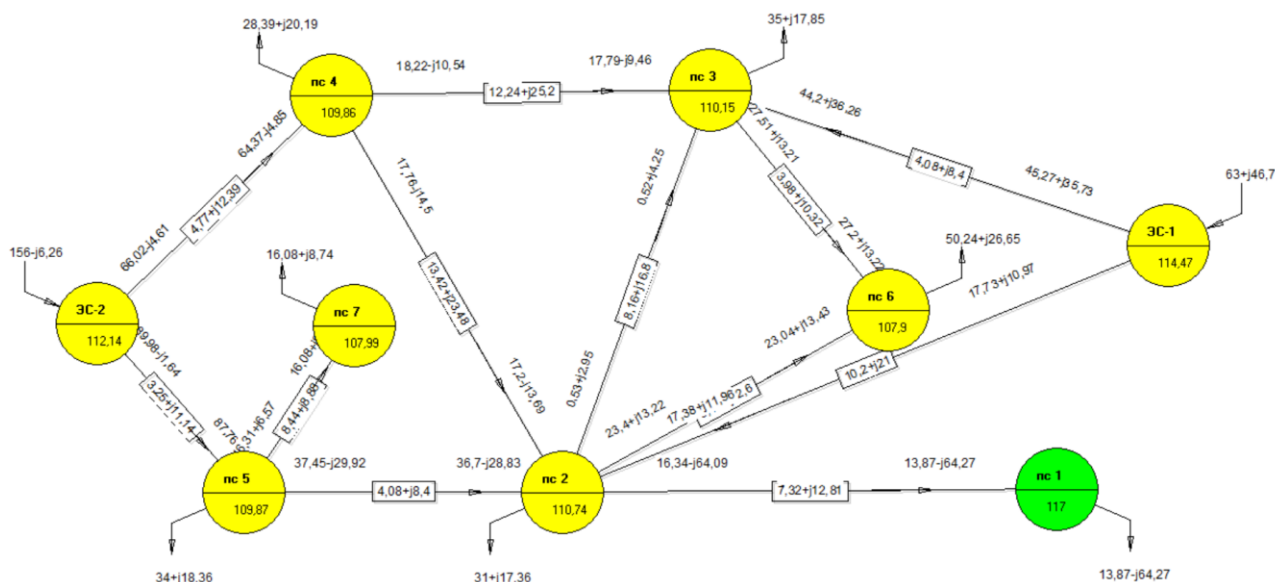


Рисунок 23 – Режим максимальных нагрузок

Как видно из режима, на ПС6 значение $\text{tg}\varphi$ больше 0,5. Вводим в этот узел СТК с мощностью 33,95 МВАр в режиме генерации. При этом напряжение в узле увеличивается до 115 кВ, при этом потери в сети снижаются.

Карта полученного режима приведена на рисунке 24.

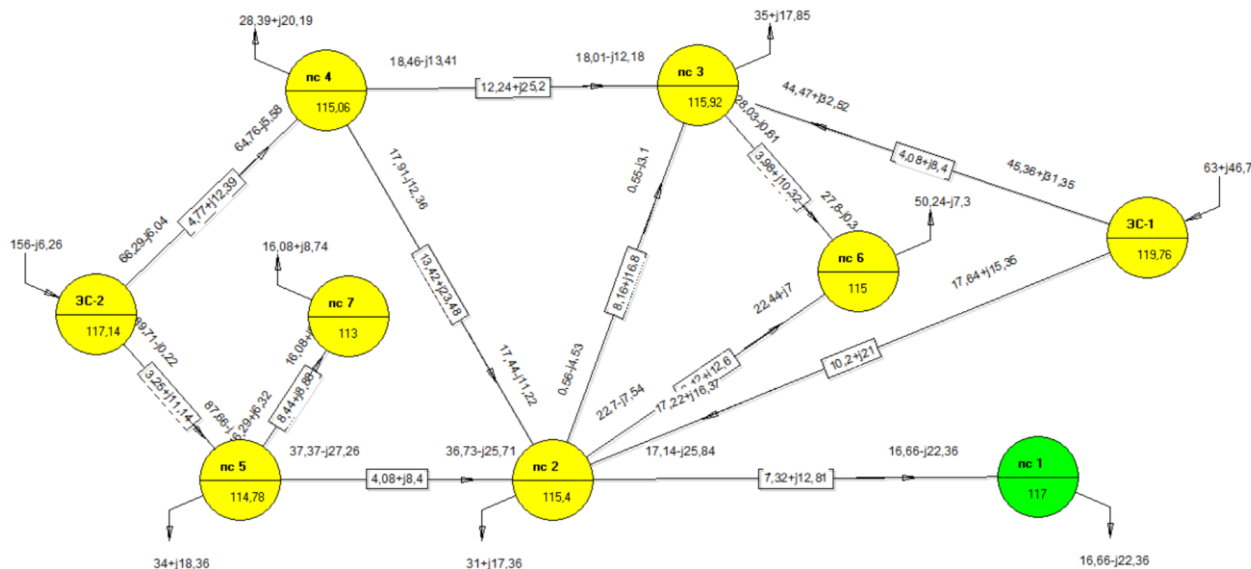


Рисунок 24 - Режим максимальных нагрузок при внедрении СТК на ПС6

Вывод: В параграфе рассмотрены основные средства, применяемые в электроэнергетике для регулирования напряжения: изменение тока возбуждения генераторов электростанций, изменение отпаяк РПН трансформаторов, внедрение в сеть компенсирующих устройств, в частности СТК. С помощью каждого средства удастся произвести регулирование напряжения в сети. Однако наиболее дорогостоящим решением является установка СТК, так как это отдельностоящее оборудование. Остальные средства регулирования напряжения уже встроены в оборудование. Однако с помощью СТК возможно регулировать напряжение в более широких пределах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было выполнено развитие энергорайона.

Анализ сети показал, что на подстанции №4 и ЭС-1 требуется замена трансформаторов на более мощные.

Для проектирования ЭС-2 было рассчитано номинальное напряжение, которое совпадает с напряжением сети и составляет 110 кВ. Также для ЭС-2 были выбраны генераторы, трансформаторы и схема выдачи мощности.

Для развития энергорайона были отобраны два варианта схем энергоснабжения. Для каждого варианта были определены марки проводов ЛЭП. Исходя из стоимости строительства ЛЭП и выключателей 2 варианта развития района были сопоставлены, выбран наиболее экономичный вариант.

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

Далее для подстанции №7 были выбраны принципиальные схемы для стороны ВН и НН подстанции. Рассчитаны токи нормального и утяжеленного режима, а также токи короткого замыкания для выбора и проверки силовой и измерительной аппаратуры.

В качестве специального вопроса были рассмотрены варианты регулирования напряжения в системе.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	Лист
						93
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мастерова О.А., Барская А.В. Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие / О.А. Мастерова, А.В. Барская. – Томск: ТПУ, 2006. – 100 с.
2. АО «Нидек АСИ ВЭИ» <https://nidec-asi-vei.ru/>
3. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
5. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-УЭТМ-110. – <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-11050/>.
6. Белов А.В., Коровин Ю.В., Пахомов Е.И. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах напряжением выше 1000 В. Часть 1: Расчёт тока трёхфазного короткого замыкания: учебное пособие к курсовой работе. Челябинск, 2009.
7. Разъединитель типа РГП СЭЩ – 110-УХЛ1. – https://www.electroshield.ru/upload/iblock/900/TI_080_2009-versiya-1.11.pdf.
8. Комплектное распределительное устройство К-128. – <https://kru10.ru/equipment/k-128/>.
9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
10. Трансформатор тока ТВГ-УЭТМ-110. – <http://td-str.ru/file.aspx?id=10008>.
11. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. – <https://electroshield.nt-rt.ru/images/manuals/tol10m.pdf>.
12. Трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1. – https://www.td-automatika.ru/upload/iblock/eca/d72f977a-601b-11e0-ac76-0030486527a0_7a8810b1-5ec3-11e6-a364-0030486527a0.pdf
13. Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10. – <https://www.electroshield.ru/upload/iblock/a4a/0RT.135.013.TI->

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

[3khZNOL SESHCH 6 10 .-TEKHNICHESKAYA-INFORMATSIYA-10.04.2019 .pdf](#)

14. АО «Электрозавод» г. Москва ТМГ-250/10-У1. – http://www.elektrozavod.ru/production/2_6v.
15. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – <http://docs.cntd.ru/document/1200006034>.
16. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.174 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		