

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 сетевого района 110 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.125-185 ПЗ ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

_____ / В.В. Тарасенко/

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-571

_____ / К.В. Стельников/

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, к.т.н., доцент

_____ / В.В. Тарасенко /

« ____ » _____ 2020 г.

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Стельников Константин Викторович

Группа ПЗ-571

- 1. Тема выпускной квалификационной работы** «Развитие сетевого района 110 кВ» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____
- 2. Срок сдачи студентом законченной работы** « ___ » _____ 2020 г.
- 3. Исходные данные к работе**
 - схема электрической сети;
 - данные о расположении новых объектов;
 - данные о нагрузке электроприемников;
 - данные о генераторах электростанции;
 - количество отходящих присоединений на стороне 10 кВ подстанции.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- Анализ существующей схемы электрической сети района;
- Выбор варианта развития электрической сети района;
- Выбор конфигурации схемы сети;
- Расчет основных установившихся режимов работы сети;
- Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов;
- Техничко-экономические показатели сети;
- Разработка главной схемы подстанции №7;
- Применение системы видеофиксации в составе систем технологического видеонаблюдения на объектах электроэнергетики.

5. Перечень графического материала

1. Схема нормальных электрических соединений сети 110 кВ – 1 л. формата А1.
2. Карты режимов сети – 1 л. формата А1.
3. Схема главных электрических соединений подстанции 110/10 кВ – 1 л. формата А1.
4. План и разрез ОРУ – 1 л. формата А1.
5. Применение системы видеофиксации в составе систем технологического видеонаблюдения на объектах электроэнергетики – 1 л. формата А1.

Всего 5 листов

6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

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

7. Дата выдачи задания

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Определение баланса активных и реактивных мощностей; анализ сети 35 кВ; анализ работы трансформаторов	1-2 неделя	
Выбор номинального напряжения для проектируемой сети; выбор схемы ЭС2; выбор трансформаторов; выбор ЛЭП; выбор конфигурации сети; выбор оптимального варианта	3 неделя	
Расчет основных установившихся режимов работы сети	4 неделя	
Выбор отпаек трансформаторов; расчет технико-экономических показателей сети	5 неделя	
Разработка подстанции 110/10 кВ	6 неделя	
Разработка вопроса, связанного с применением системы видеофиксации в составе систем технологического видеонаблюдения на объектах электроэнергетики	7 неделя	
Оформление пояснительной записки	8 неделя	
Разработка чертежей	9 неделя	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / В.В. Тарасенко /

Студент _____ / К.В. Стельников /

АННОТАЦИЯ

Стельников К.В. – Развитие сетевого района 110 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗИЭФ, ПЗ-571, 2020 г., стр. 101, илл. 24, табл. 36. Список литературы – 14 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено развитие сетевого района 110 кВ.

В задачи выпускной квалификационной работы входило: анализ существующей схемы электрической сети 110 кВ: баланс мощностей, анализ сети 35 кВ, анализ работы трансформаторов; выбор варианта развития электрической сети: выбор номинального напряжения, выбор схемы электростанции ЭС2, выбор количества и мощности трансформаторов ЭС2, выбор трансформаторов подстанции 6 и 7; выбор конфигурации схемы сети; выбор сечений линий электропередачи; выбор оптимального варианта; расчет основных установившихся режимов работы сети: режим максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийные режимы; обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаяк трансформаторов; технико-экономические показатели сети; проектирование подстанции №7: разработка главной схемы, расчет токов в нормальном и продолжительно режиме, расчет токов короткого замыкания, выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений; выбор схемы питания собственных нужд; выбор аккумуляторной батареи; применение системы видеofиксации в составе систем технологического видеонаблюдения на объектах электроэнергетики.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Стельников</i>			<i>Развитие сетевого района 110 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>		<i>Тарасенко</i>					5	101
<i>Н. контр.</i>		<i>Тарасенко</i>			<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>			
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	11
1.1 Баланс активных мощностей	11
1.2 Баланс реактивных мощностей.....	12
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	16
2.1 Анализ работы трансформаторов.....	22
3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА	27
3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети	27
3.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2.....	27
3.3 Выбор количества и мощности трансформаторов	29
3.4 Выбор трансформаторов	29
4 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ	31
5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛЭП	35
6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА.....	38
6.1 Приведенные затраты для варианта № 1	38
6.2 Приведенные затраты для варианта № 2	40
6.3 Сравнение приведенных затрат	41
7 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	42
7.1 Режим максимальных нагрузок.....	42
7.2 Режим минимальных нагрузок	44
7.3 Послеаварийные режимы работы.....	49
8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	53
9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ.....	58
10 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ №7.....	61
10.1 Выбор схемы распределительного устройства.....	61
10.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах	62

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

10.3	Расчет токов короткого замыкания	63
10.4	Ограничение токов короткого замыкания	65
10.5	Выбор коммутационного оборудования.....	65
10.6	Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов	69
10.7	Выбор средств измерения	69
10.8	Выбор трансформаторов тока.....	70
10.9	Выбор трансформаторов напряжения.....	77
10.10	Выбор схемы питания собственных нужд	78
10.11	Выбор аккумуляторной батареи.....	80
11	ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ВИДЕОФИКСАЦИИ В СОСТАВЕ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ	86
11.1	Видеонаблюдение на объектах электросетевого комплекса	86
11.2	Существующие решения по организации системы технологического видеонаблюдения	88
11.3	Цифровизация системы технологического видеонаблюдения на основе машинного зрения и машинного обучения	89
11.4	Система видеофиксации.....	92
11.5	Описание работы системы видеофиксации.....	94
11.6	Варианты реализации и интеграция в ОИК (ЗСаОА / ОМЗ / ОМЗ) 94	
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	100

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходные данные заданного варианта приведены в таблице 1-4.

Таблицы 1 – Данные о расположении новых объектов

Длина новых линий, км					
П'	П''	6'	6''	7'	7''
60	50	30	20	40	20

В таблице 2 представлены данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $P_{(макс)}$ и коэффициенты мощности ($tg\phi$). Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения на коэффициент мощности 0,7. Все потребители относятся в основном ко 2-1 категории надежности электроснабжения; число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}=6000$ ч.

Таблица 2 – Данные о нагрузке электроприемников

п/ст2 ш.110 кв $P_2/tg\phi$	п/ст3 ш.110 кв $P_3/tg\phi$	п/ст4 ш.10 кв $P_4/tg\phi$	п/ст41 ш.35 кв $P_{41}/tg\phi$	п/ст42 ш.35 кв $P_{42}/tg\phi$	п/ст5 ш.110 кв $P_5/tg\phi$	п/ст6 ш.10 кв $P_6/tg\phi$	п/ст7 ш.10 кв $P_7/tg\phi$	ЭС-1 ш.10,5 кв $P_{эс1}/tg\phi$	ЭС-2 ш.ВН $P_{эс2}/tg\phi$
29/0,56	47/0,51	20/0,45	4/0,56	8/0,51	23/0,54	36/0,45	15/0,54	45/0,56	30/0,64

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

Таблица 3 – Данные генераторов ЭС-2

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

Таблица 4 – Режимы подстанции I

$U_{п/стI}$		
$U_{\text{макс}}, \text{кВ}$	$U_{\text{мин}}, \text{кВ}$	$U_{\text{пав}}, \text{кВ}$
115	114	112

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

Схема электрической сети приведена на рисунке 1.

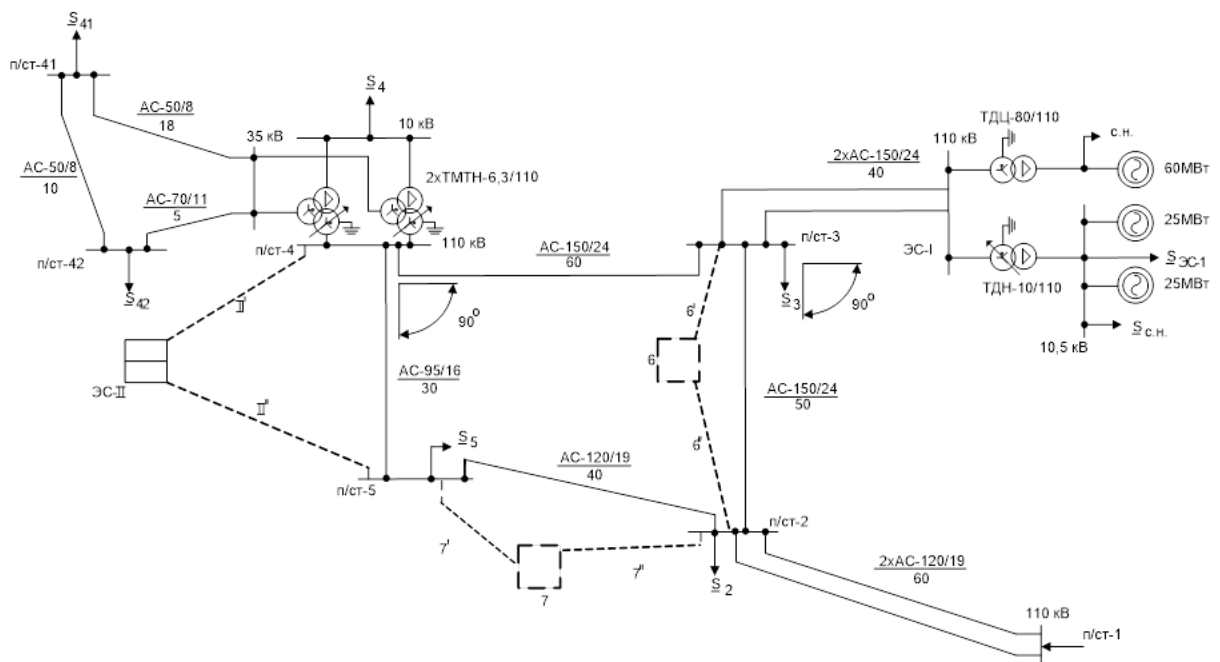


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

ВВЕДЕНИЕ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) предполагает развитие существующей электрической сети напряжением 110 кВ. Для начала необходимо проанализировать сеть: определить токовую загрузку воздушных линий, отклонения напряжений в сети 35 кВ, проверить загрузку трансформаторов. Далее следует разработать схему выдачи мощности на электростанции 2, выбрать генераторы и блочные трансформаторы, также следует выбрать трансформаторы для подстанции 6 и 7.

Следующим шагом является развитие сети. Необходимо наметить 6 вариантов развития, на основании технико-экономического расчета выбрать наиболее оптимальный вариант.

Сеть после развития необходимо проанализировать во всех установившихся режимах: максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и наиболее тяжелом послеаварийном. Определить параметры каждого режима, при необходимости провести реконструкцию.

Установленные в сети трансформаторы необходимо проверить на обеспечения требуемого уровня напряжений со стороны потребителей.

Определить технико-экономические параметры сети.

Следующим пунктом необходимо спроектировать подстанцию №7. Для этого нужно выбрать главную схему открытого распределительного устройства, закрытого распределительного устройства. Рассчитать токи в нормальном и утяжеленном режиме, а также токи короткого замыкания для выбора и проверки коммутационных аппаратов, токоведущих частей, средств контроля и измерений.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

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 по формуле 1:

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

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

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

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

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{\text{н}}$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{\text{сн}}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{\text{л}}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{\text{т}}$:

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

Определим мощность нагрузки потребителей:

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

$$\sum P_{\text{н}} = 29 + 47 + 20 + 4 + 8 + 23 + 36 + 15 + 45 + 30 = 257 \text{ МВт.}$$

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

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

$$\sum P_{\text{л}} = 0,025 \cdot 257 = 6,425 \text{ МВт.}$$

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

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

$$\Sigma P_T = 0,015(20 + 4 + 8 + 36 + 15 + 45) = 1,92 \text{ МВт.}$$

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

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

$$\Sigma P_{с.н.} = 0,06(60 + 25 + 25 + 2 \cdot 110) = 19,8 \text{ МВт.}$$

Тогда:

$$\Sigma P_{П} = 257 + 6,425 + 1,92 + 19,8 = 285,1 \text{ МВт.}$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

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

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

В результате, значение обменной мощности:

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

$$P_c = \Sigma P_{Г} - \Sigma P_{П} = 330 - 285,1 = 44,86 \text{ МВт.}$$

Таким образом, рассматриваемый энергорайон является «профицитным».

1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\Sigma Q_{Г} + \Sigma Q_3 \pm Q_{ку} \pm Q_c = \Sigma Q_{П} \quad (9)$$

где $\Sigma Q_{Г}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; ΣQ_3 – мощность, генерируемая линиями (зарядная); $Q_{ку}$ реактивная мощность ком-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

пенсирующих устройств; Q_c – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg}\varphi_c$.

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

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

$$\Sigma Q_{\text{Н}} = 29 \cdot 0,56 + 47 \cdot 0,51 + 20 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,56 + 8 \cdot 0,51 + 23 \cdot 0,54 + 36 \cdot 0,45 + 15 \cdot 0,54 + 45 \cdot 0,56 + 30 \cdot 0,64 = 136,7 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{СН}} = \text{tg}\varphi_{\text{СН}} \Sigma P_{\text{СН}} \quad (12)$$

$$\Sigma Q_{\text{СН}} = 0,62 \cdot 19,8 = 12,28 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{Л}} = 0,05 \cdot 136,7 = 6,832 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{Т}} = 0,09(P_4 \text{tg}\varphi_4 + P_{41} \text{tg}\varphi_{41} + P_{42} \text{tg}\varphi_{42} + P_6 \text{tg}\varphi_6 + P_7 \text{tg}\varphi_7 + P_{\text{ЭС1}} \text{tg}\varphi_{\text{ЭС1}}) \quad (13)$$

$$\Sigma Q_{\text{Т}} = 0,07(20 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,56 + 8 \cdot 0,51 + 36 \cdot 0,45 + 15 \cdot 0,54 + 45 \cdot 0,56) = 4,537 \text{ МВАр.}$$

Тогда суммарная потребляемая мощность составит:

$$\Sigma Q_{\text{П}} = 136,7 + 12,28 + 6,832 + 4,537 = 160,3 \text{ МВАр.}$$

Мощность генераторов равна:

$$\Sigma Q_{\text{Г}} = \sum_{i=1}^n P_i \text{tg}\varphi_i \quad (14)$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

$$\Sigma Q_{\Gamma} = 2 \cdot 25 \cdot 0,75 + 60 \cdot 0,75 + 2 \cdot 110 \cdot 0,75 = 247,5 \text{ МВАр.}$$

Реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями Q_3 , приблизительно равна 18 МВАр.

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

Заметим, что некоторый резерв реактивной мощности для выполнения условий баланса в проектируемом сетевом районе может быть обеспечен за счет обменной реактивной мощности соседней энергосистемы (п/ст I). Величина этой мощности определяется заданным коэффициентом мощности системы:

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

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

$$Q_c = 44,86 \cdot 0,35 = 15,701 \text{ МВАр.}$$

Тогда мощность дополнительных компенсирующих устройств будет равна:

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

$$Q_{\text{ку}} = 247,5 + 18 - 15,701 - 160,3 = 89,5 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{\text{ку}} = \Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 - Q_c \pm \Sigma Q_{\text{п}} = 89,5 \text{ МВАр.}$$

В качестве компенсирующего устройства принимаем статические тиристорные компенсаторы (СТК).

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) представляют собой конструкцию, состоящую из батареи конденсаторов, реактора, выпрямительного

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

блока и системы управления. Схемы СТК разнообразны. Одна из них представлена рис. 2. Схема состоит из нерегулируемой емкости БК и регулируемой тиристорно-реакторной группы. Мощность, поступающая в сеть, изменяется в зависимости от соотношения мощностей БК и реактора.

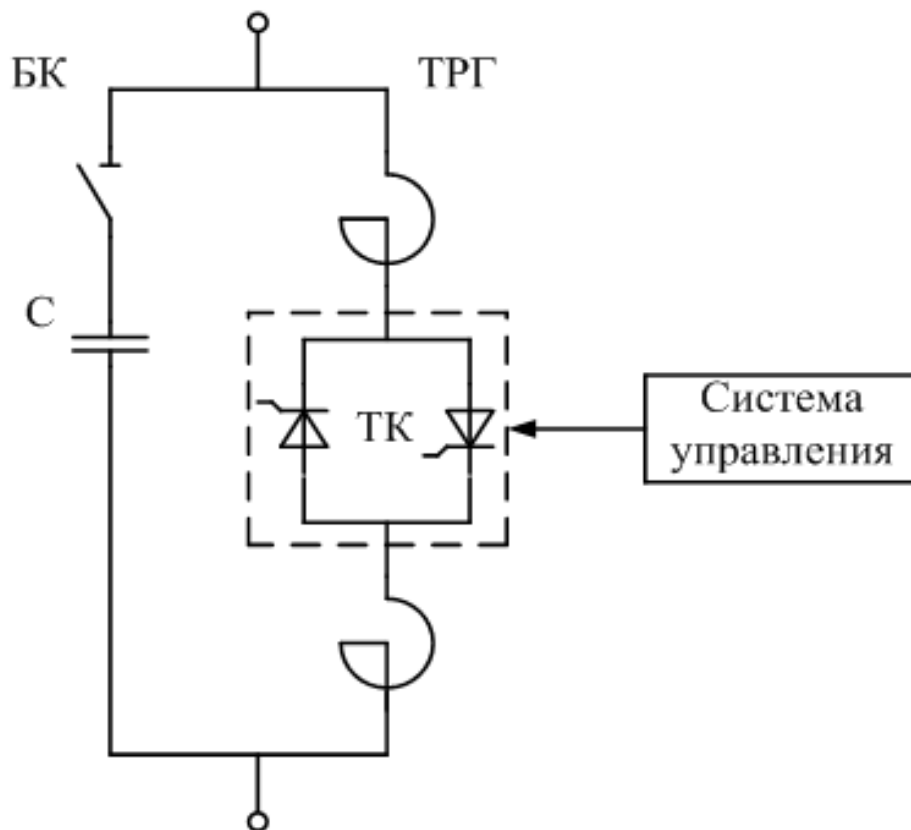


Рисунок 2 – Схема СТК для сети высокого напряжения

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономичности. При этом необходимо проводить расчеты для всей сети энергосистемы, включая электростанции, трансформаторы, сети всех напряжений и потребителей.

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

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

Таблица 5 – Параметры сети 35 кВ

Участок	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	L, км/ $I_{доп}$, А	r , Ом/км	x , Ом/км
п/ст 4 – п/ст 4/1	АС-50/8	0,603	0,427	18/265	10,854	7,686
п/ст 4/1 – п/ст 4/2	АС-50/8	0,603	0,427	10/210	6,03	4,27
п/ст 4/2 – п/ст 4	АС-70/11	0,422	0,432	5/265	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.

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

Потери мощности определяются по формуле (17):

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

Мощность в начале передачи определяется по формуле (18):

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

Тогда согласно формуле (17)-(18):

$$\Delta S_{41-42} = \frac{4^2 + 2,24^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,104 + j0,073 \text{ МВА};$$

$$S_{42-41H} = 4 + j2,24 + 0,104 + j0,073 = 4,104 + j2,313 \text{ МВА};$$

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

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

$$I_{42-41} = \frac{|4,104 + j2,313|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 77,7 \text{ А.}$$

Мощность в конце передачи определяется по формуле (20):

$$S_{42-4K} = S_{42-41H} + S_{42} \quad (20)$$

$$S_{42-4K} = 4,104 + j2,313 + 8 + j4,1 = 12,104 + j6,393 \text{ МВА};$$

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

$$\Delta S_{4-42} = \frac{12,104^2 + 6,393^2}{35^2} (2,11 + j2,16) = 0,323 + j0,33 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42H} = 12,104 + j6,393 + 0,323 + j0,33 = 12,43 + j6,724 \text{ МВА.}$$

$$I_{4-42} = \frac{|12,43 + j6,724|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 233 \text{ А.}$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 6 – 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	—————	4,186+j2,372	14,14+ j7,839
п/ст 41– п/ст 42	4,104+j2,313	—————	8,397 + j4,361
п/ст 42– п/ст 4	12,43+j6,724	8,139+j4,222	—————
$I_{\text{нб.пав}}, \text{ А}$	233	151,2	266,8
$n_c \cdot F_c$	АС-50/8	АС-50/8	АС-70/11
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	210	210	265

Согласно [1], допустимый длительный ток для АС-50/8 составляет 210 А, для провода АС-70/11 – 265 А. Таким образом, линии между подстанциями 4-41 и 4-42 не проходят по условию нагрева и требуется их реконструкция.

Найдем ток, протекающий через рассматриваемую линию в нормальном режиме. Для этого решим кольцевую сеть. Расчетная схема сети приведена на рисунке 3.

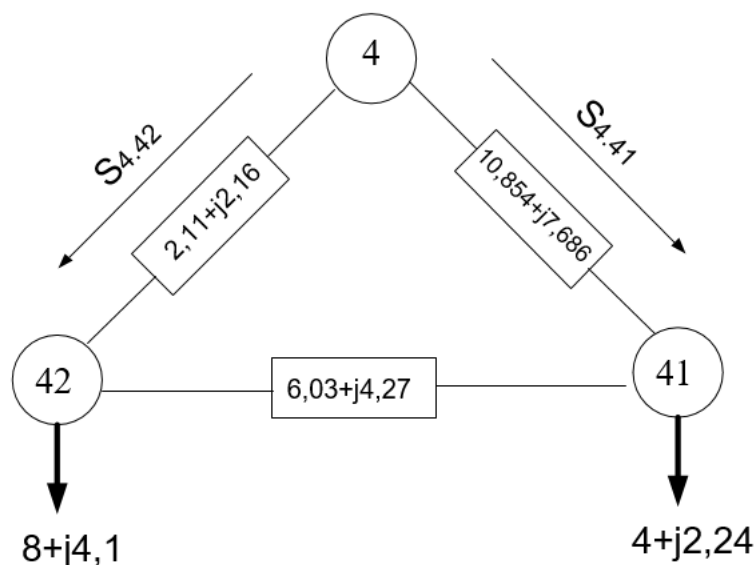


Рисунок 3 – Расчетная схема сети 35 кВ

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

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

$$S_{4-41} = \frac{(4 + j2,24)(6,03 - j4,27 + 2,11 - j2,16) + (8 + j4,1)(2,11 - j2,16)}{10,854 - j7,686 + 6,03 - j4,27 + 2,11 - j2,16} = 2,871 + j1,283 \text{ МВА}$$

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

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

$$S_{4-42} = \frac{(8 + j4,1)(6,03 - j4,27 + 10,854 - j7,686) + (4 + j2,24)(10,854 - j7,686)}{10,854 - j7,686 + 6,03 - j4,27 + 2,11 - j2,16} = 9,129 + j5,037 \text{ МВА}$$

Выполним проверку:

$$S_{4-41} + S_{4-42} - S_{41} - S_{42} = 0, \quad (23)$$

$$2,871 + j1,283 + 9,129 + j5,037 - (4 + j2,24) - (8 + j4,1) = 0$$

Далее найдем ток, протекающий по линии 4-41 в нормальном режиме:

$$I_{4-41H} = \frac{|2,871 + j1,283|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 51,9 \text{ А};$$

Найдем сечение проектируемой линии:

$$F = \frac{I_H}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (23)$$

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

Таким образом:

$$F_{4-41} = \frac{51,9}{1} = 51,9 \text{ мм}^2.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Аналогично определим ток между пс 4-42:

$$I_{4-42Н} = \frac{|9,129 + j5,037|}{\sqrt{3} \cdot 35} = 172 \text{ А.}$$

$$F_{4-42} = \frac{172}{1} = 172 \text{ мм}^2.$$

Исходя из проведенного выше расчета принимаем решение о замене проводов на АС-70/11 и АС-185/29. Согласно [1] для АС-70/11 $I_{доп}=265$ А и для АС-185/29 $I_{доп}=510$ А. Таким образом, выбранные провода проходят проверку на нагрев в аварийном режиме.

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

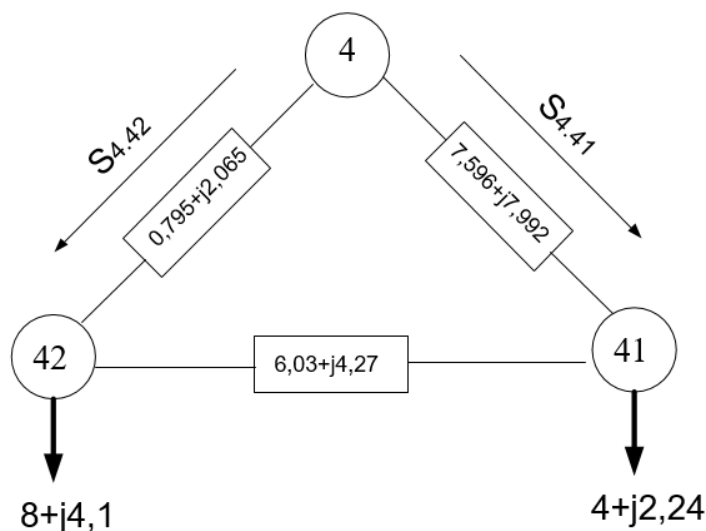


Рисунок 4 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{(4 + j2,24)(6,03 - j4,27 + 0,795 - j2,065) + (8 + j4,1)(0,795 - j2,065)}{7,596 - j7,992 + 6,03 - j4,27 + 0,795 - j2,065} = 2,773 + j1,137 \text{ МВА}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{(8 + j4,1)(6,03 - j4,27 + 7,596 - j7,992) + (4 + j2,24)(7,596 - j7,992)}{7,596 - j7,992 + 6,03 - j4,27 + 0,795 - j2,065} = 9,227 + j5,183 \text{ МВА}$$

Выполним проверку:

$$2,773 + j1,137 + 9,227 + j5,183 - (4 + j2,24) - (8 + j4,1) = 0$$

Узел 41 является точкой потокораздела.

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

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

$$S_{42-41} = 9,227 + j5,183 - 8 - j4,1 = 1,227 + j1,103 \text{ МВА}$$

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

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

При этом для любого участка:

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

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

Найдем падение напряжение на участке между п/с 4 и п/с 41:

$$U_{\text{нб}} = \Delta U_{4'-41} = \frac{2,773 \cdot 7,596 + 1,137 \cdot 7,992}{35} = 861,391 \text{ В.}$$

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

$$\Delta U_{41-42} = \frac{1,227 \cdot 6,03 + 1,103 \cdot 4,27}{35} = 346,004 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{4''-42} = \frac{9,227 \cdot 0,795 + 5,183 \cdot 2,16}{35} = 515,387 \text{ В.}$$

$$\Delta U_{\text{нб}} = 515,387 + 346,004 = 861,391 \text{ В.}$$

Отклонение напряжения составит:

$$\Delta U = \frac{0,861}{35} \cdot 100\% = 2,5\%.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

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

Поскольку допустимое падение напряжения составляет 2,5%, то сеть проходит проверку.

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

Определим приведенную к п/с 4 мощность:

$$\Delta S_{4-42} = \frac{9,227^2 + 5,183^2}{35^2} (0,795 + j2,065) = 0,073 + j0,189 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42Н} = 9,227 + j5,183 + 0,073 + j0,189 = 9,3 + j5,372 \text{ МВА}.$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{1,227^2 + 1,103^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,013 + j0,009 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41Н} = 1,241 + j1,112 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-41К} = 5,241 + j3,352 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{5,241^2 + 3,352^2}{35^2} (7,596 + j7,992) = 0,24 + j0,253 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41Н} = 5,241 + j3,352 + 0,24 + j0,253 = 5,481 + j3,605 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

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

$$S_{4/35} = 9,3 + j5,372 + 5,481 + j3,605 = 14,78 + j8,977 \text{ МВА}.$$

2.1 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-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

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

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

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

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

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:

$$S_{max4} = S_4 + S_{4/35} \quad (28)$$

$$S_{max4} = 20 + j9 + 14,78 + j8,977 = 34,78 + j17,98 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{34,78^2 + 17,98^2}}{(2-1) \cdot 6,3} = 6,2.$$

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

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

$$S_T \geq \frac{\sqrt{34,78^2 + 17,98^2}}{2 \cdot 0,7} = 28 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-40000/110.

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

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			u _к , %		
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	11	10,5	17	6

Продолжение таблицы 7

Тип	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _Т , Ом			X _Т , Ом			Q _х , кВАр
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-40000/110	200	43	0,6	0,8			35,5	0	22,3	240

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

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

$$\Delta S = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (r_{\text{Т}} + jx_{\text{Т}}); \quad (30)$$

$$\Delta S_{\text{СН}} = \frac{14,78^2 + 8,977^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 0,009 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{СН}} = 0,009 + 14,78 + j8,977 = 14,79 + j8,977 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{НН}} = \frac{20^2 + 9^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,015 + j0,4 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{НН}} = 20 + j9 + 0,015 + j0,4 = 20,01 + j9,406 \text{ МВА};$$

Мощность обмотки ВН составит:

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

$$S_{\text{ВН}} = 14,79 + j8,977 + 20,01 + j9,406 = 34,8 + j18,38 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{\text{ВН}} = \frac{34,8^2 + 18,38^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = 0,133 + j2,559 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 34,8 + j18,38 + 0,133 + j2,559 = 34,94 + j20,94 \text{ МВА}.$$

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:

$$S_1 = \sqrt{(\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{Н(мин)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(мин)}} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (32)$$

где ΣP_{Γ} , ΣQ_{Γ} – активная и реактивная мощность генераторов, работающих на сборные шины;

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

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

$$S1 = \sqrt{(50 - 0,7 \cdot 45 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 21,27 \text{ МВт}.$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_2 = \sqrt{(\Sigma P_{\Gamma} - P_{\text{Н(макс)}} - P_{\text{СН}})^2 + (\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{\text{Н(макс)}} - Q_{\text{СН}})^2}, \quad (33)$$

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

$$S2 = \sqrt{(50 - 45 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 8,875 \text{ МВт}.$$

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

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

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

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 45 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 23,93 \text{ МВт.}$$

Наибольшая мощность в послеаварийном режиме. Загрузка трансформатора:

$$k_{ав} = \frac{23,93}{10} = 2,393.$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 2,393 раза, а трансформатор соединенный с генератором по блочной схеме, должен пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_T \geq S_{\Gamma}$.

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

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

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАр
		ВН	НН							
ТДН-40000/110	40	121	10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260

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

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

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (35)$$

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

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

3 ВЫБОР ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

3.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

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

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

где L – длина линии, км;

P – передаваемая мощность на одну цепь, МВт.

С учетом нагрузки, в виде потребителей подключенных к стороне ВН РУ ЭС-2, а также мощности собственных нужд, мощность, передаваемая от ЭС-2 в сеть:

$$P_{\text{ЭС-2}} = \Sigma P_{\text{Г,ЭС-2}} - \Sigma P_{\text{СН}} - P_{\text{Н,ЭС-2}} = (110 \cdot 2) - 0,06 \cdot (110 \cdot 2) - 30 = 176,8 \text{ МВт.}$$

Таким образом, при подключении ЭС-2:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{176,8/2}}} = 165,2 \text{ кВ}$$

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.

3.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27

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

Отсутствие мощных потребителей на стороне низкого напряжения электростанции позволяет отказаться от строительства главного распределительного устройства (ГРУ). Электрическая схема КЭС на генераторном напряжении строиться по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от сети генераторного напряжения. Параллельная работа блоков осуществляется через РУ повышенного напряжения. Все генераторы соединяются с повышающими трансформаторами, которые в свою очередь подсоединены к общей сборной шине с помощью выключателей и разъединителей, так, как это показано на рисунке 8. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

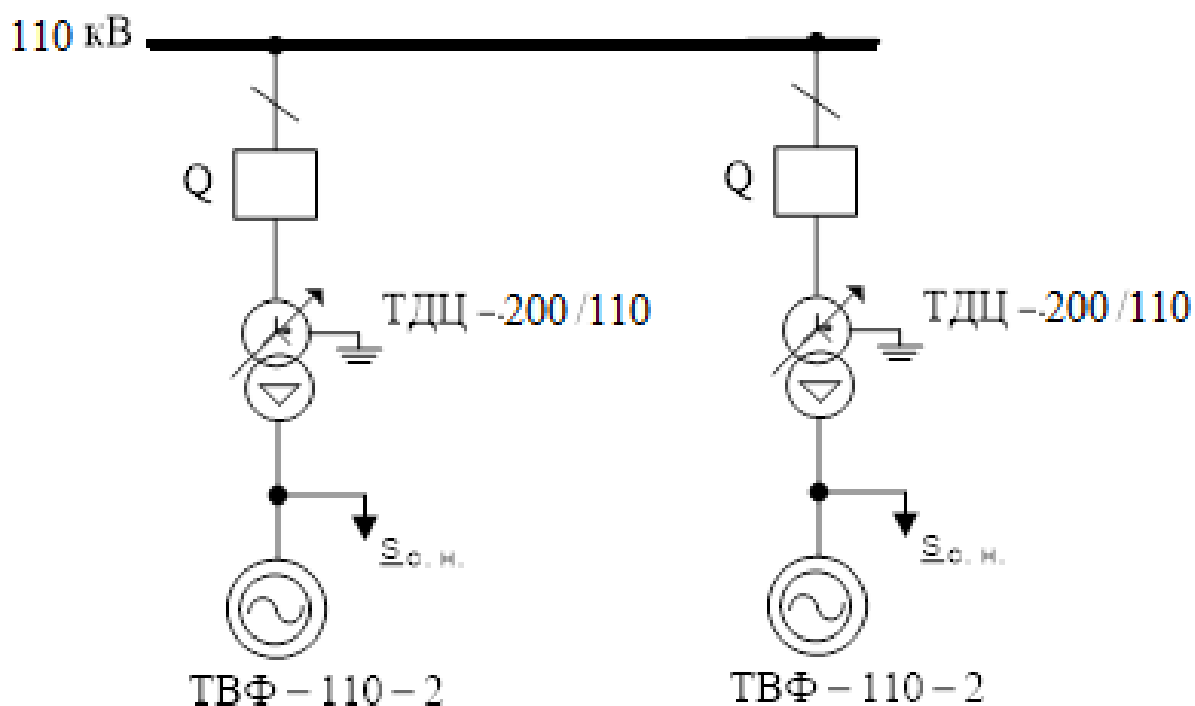


Рисунок 5 – Структурная электрическая схема ЭС-2

3.3 Выбор количества и мощности трансформаторов

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

Выберем число и мощность трансформаторов на ЭС – 2.

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

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

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

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

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 2хТВФ – 110 – 2, а также трансформаторы 2хТДЦ-200000/110.

3.4 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:

$$S_{T6} \geq \frac{39,48}{2 \cdot 0,7} = 28,2 \text{ МВА.}$$

Исходя из приведенного выше расчета, принимаем решение об установке на подстанции №6 двух трансформаторов ТРДН-32000/110. Проверим выбранные трансформаторы по коэффициенту аварийной загрузки:

$$k_{ав} = \frac{39,48}{(2-1)32} = 1,234 \leq 1,4.$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 10 приведены параметры трансформатора.

Таблица 10 – Параметры ТРДН-32000/110

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТРДН- 32000/110	32	115	10,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

$$S_{т7} \geq \frac{17,05}{2 \cdot 0,7} = 12,18 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{17,05}{(2-1)16} = 1,065 \leq 1,4$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 11 приведены параметры трансформатора ТДН-16000/110.

Таблица 11 – Параметры ТДН-16000/110

Тип	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R _т , Ом	X _т , Ом	ΔQ _х , кВАр
		ВН	НН							
ТДН- 16000/110	16	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112

4 ВЫБОР КОНФИГУРАЦИИ СХЕМЫ СЕТИ

Выбор схемы электрической сети заключается в определении:

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

При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирование с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. Необходимо наметить 6 вариантов конфигурации схемы сети, которые в дальнейшем они будут сопоставлены друг другу. Выбор оптимального варианта развития электрической сети является наиболее важной и наиболее специфической задачей.

Расчет режимов будем производить в программе NetWORKS.

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

- 1) Электростанция ЭС-1.

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-40000/110:

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

$$S_{НН1} = (50 - 45 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = j8,875 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{Т1} = \frac{0^2 + 8,875^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,05 + j0,26 = 0,059 + j0,489 \text{ МВА;}$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

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

$$S_{\text{ЭС1}} = j8,875 + 56,4 + j42,534 - (0,059 + j0,489 + 0,338 + j7,725) = 56 + j43,2 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

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

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

$$S_{\text{эс-}} = 2(103,4 + j77,979) - 2(0,424 + j10,765) - (30 + j19,2) = 176 + j115,2 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТРДН-32000/110:

$$\Delta S_{\text{T6}} = \frac{36^2 + 16,2^2}{115^2} \cdot (2,5/2 + j55,5/2) + 0,03 \cdot 2 + j0,175 \cdot 2 = 0,183 + j3,069 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = 0,183 + j3,069 + 36 + j16,2 = 36,183 + j19,27 \text{ МВА.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		32

3) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТДН-16000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{15^2 + 8,1^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,075 + j0,962 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = 0,075 + j0,962 + 15 + j8,1 = 15,075 + j9,062 \text{ МВА.}$$

Рассмотрим 6 вариантов схем подключения новых узлов сети. Для каждого определим значения потерь активной мощности.

Установка СТК планируется на ЭС-2. Определим суммарное значение реактивной мощности узла с учетом работы СТК в режиме потребления:

$$Q_{\Sigma} = 115,2 - 89,5 = 25,7 \text{ МВАр.}$$

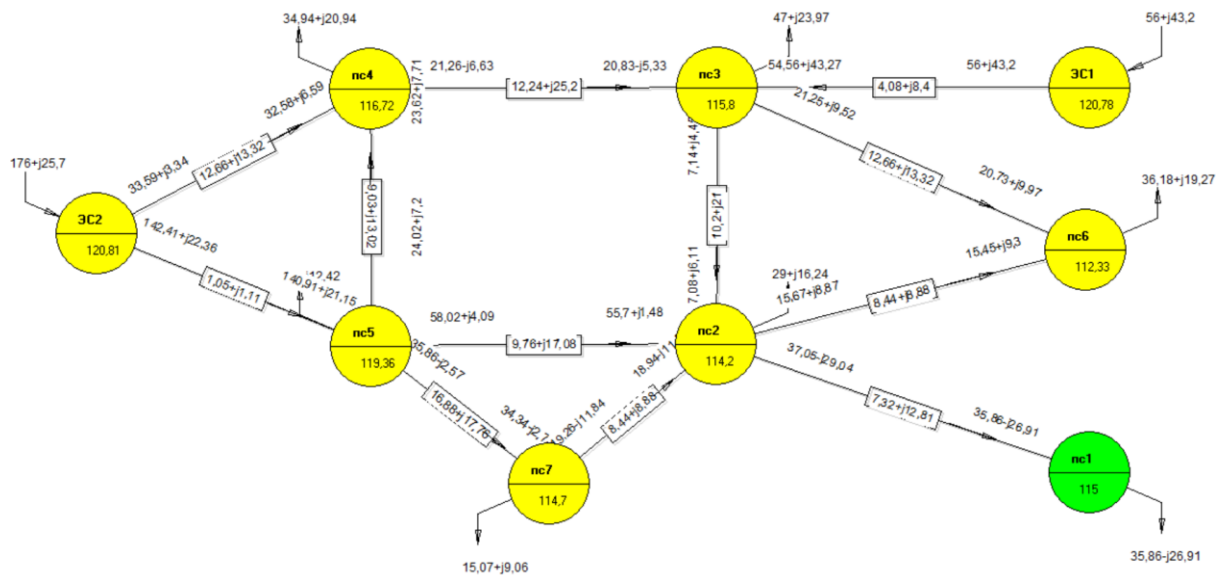


Рисунок 6 – Первый вариант развития сети, $\Delta P = 10,944$ МВт

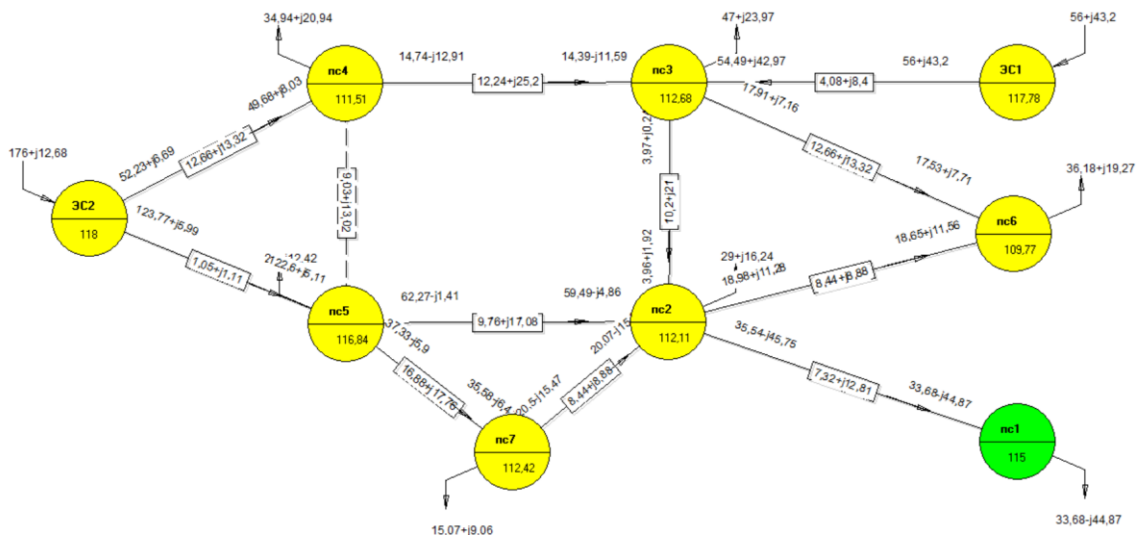


Рисунок 7 – Второй вариант развития сети, $\Delta P=13,272$ МВт

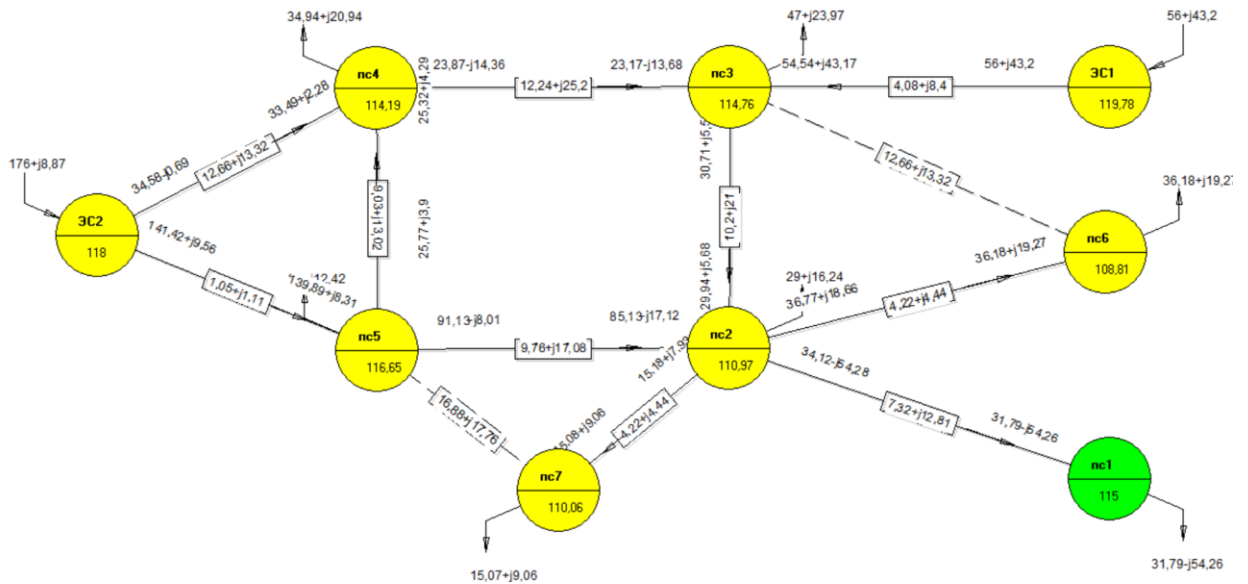


Рисунок 8 – Третий вариант развития сети, $\Delta P=15,011$ МВт

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

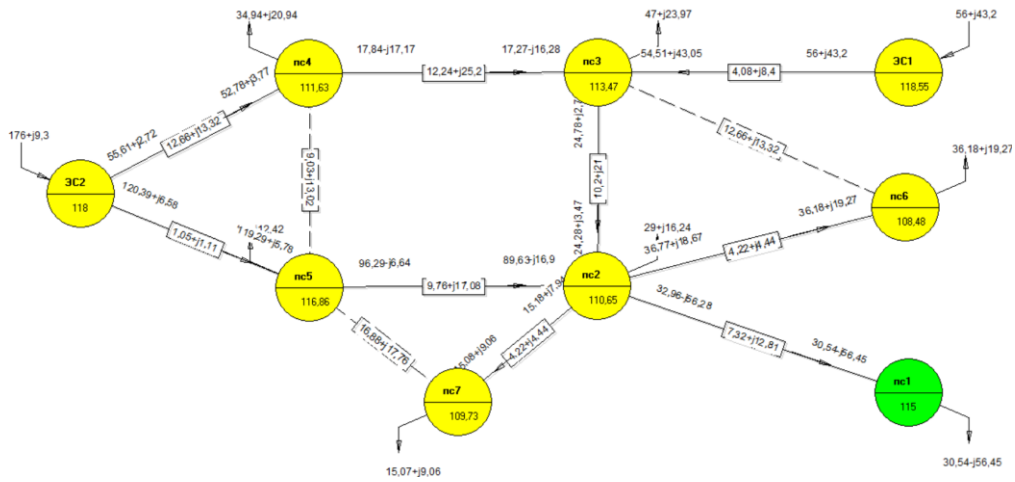


Рисунок 9 – Четвертый вариант развития сети, $\Delta P=16,269$ МВт

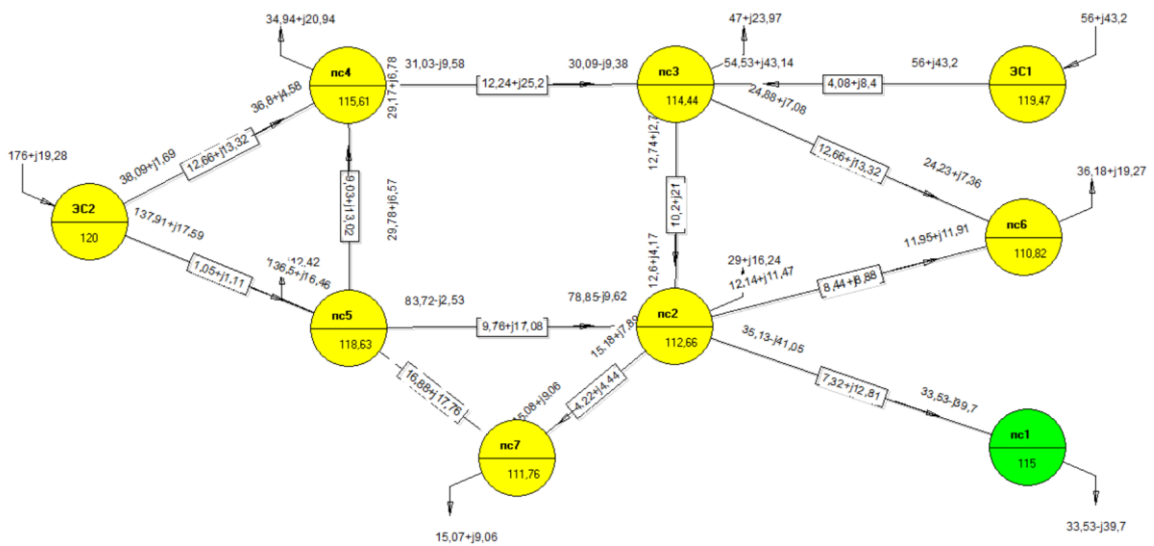


Рисунок 10 – Пятый вариант развития сети, $\Delta P=15,794$ МВт

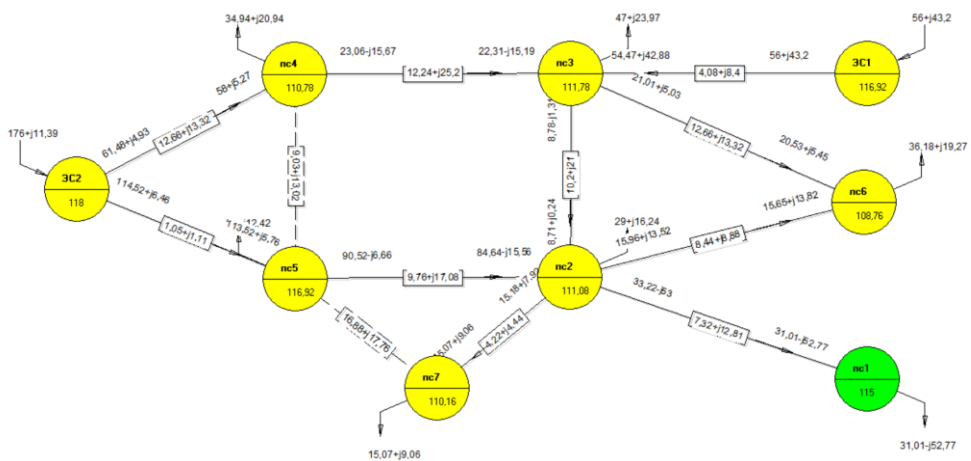


Рисунок 11 – Шестой вариант развития сети, $\Delta P=13,129$ МВт

Принимаем к дальнейшему анализу варианты развития сети №1 и №6 из-за минимального значения потерь.

5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ЛЭП

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

ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР

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

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

Определим ток нормального режима для ЛЭП между ЭС2-ПС4 для первого варианта развития сети:

$$I_{\text{РАБ.НОРМ.ВЛ}} = \frac{33,59 + j3,34}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 81,4 \text{ А.}$$

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

$$F = \frac{81,4}{1} = 81,4 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, принимаем марку проводов ЛЭП 2хАС-95/16 с длительно-допустимым током 330 А. Проведем проверку проводов по нагреву:

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

$$I_{\text{РАБ.АВ.ВЛ}} = \frac{33,59 + j3,34}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 162,8 \text{ А.}$$

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

По условиям короны и радиопомех минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм^2 . Следовательно, выбранная марка проводов проходит проверки по допустимому току и по условиям короны.

Аналогично выберем марки проводов для новых ЛЭП, результаты сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Выбор сечений новых ЛЭП

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование	Кол-во цепей	$S_{\text{лин}}, \text{МВА}$	$I_{\text{лин}}, \text{А}$	$I_{\text{ав}}, \text{А}$	Марка провода	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
Вариант 1						
ЭС-2 – ПС5	2	142,4+j22,36	344,5	689	2хАС-2х240/32	1220
ЭС-2 – ПС4	2	33,59+j3,34	81,4	162,8	2хАС-95/16	330
ПС2 – ПС7	1	19,26-j11,84	112,9	112,9	АС-120/19	390
ПС5 – ПС7	1	35,86-j2,57	173,7	173,7	АС-185/29	510
ПС6 – ПС3	1	21,25+j9,52	117,2	117,2	АС-120/19	390
ПС6 – ПС2	1	15,67+j8,87	91,9	91,9	АС-95/16	330
Вариант 6						
ЭС-2 – ПС5	2	103,98-j9,43	255,06	510,12	2хАС-240/32	610
ЭС-2 – ПС4	2	72,02+j6,42	177,43	354,86	2хАС-185/29	510
ПС2 – ПС7	2	15,18+j7,89	45	90	2хАС-70/11	265
ПС6 – ПС3	1	24,62+j3,88	131,63	131,63	АС-150/24	450
ПС6 – ПС2	1	12,49+j14,89	104,62	104,62	АС-120/19	390

Вывод: Все выбранные ЛЭП проходят по условию короны, так как выбранные сечения превышают 70 мм^2 , а также по проверке по длительно-допустимому току.

6 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

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

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

где K – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

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

I – ежегодные издержки эксплуатации;

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

Рассмотрим более подробно процесс нахождения затрат для каждого из вариантов.

6.1 Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС5, 2хАС-240/32, 50 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-95/16, 60 км;
- 3) ПС2 – ПС7, АС-120/19, 20 км;
- 4) ПС5 – ПС7, АС-185/29, 40 км;
- 5) ПС6 – ПС3, АС-120/19, 30 км.
- 6) ПС6 – ПС2, АС-95/16, 20 км.

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

Согласно [3] индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2020 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

3,99. Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

$$K = (1440 \cdot 50 \cdot 1,1 + 1150 \cdot 60 \cdot 1,1 + 850 \cdot 20 \cdot 1,1 + 890 \cdot 40 \cdot 1,1 + 850 \cdot 30 \cdot 1,1 + 850 \cdot 20 \cdot 1,1) \cdot 3,99 + 16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99 = 1\,036\,000 + 491\,600 = 1\,528\,000 \text{ тыс.руб.}$$

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

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 1\,036\,000 + 0,059 \cdot 491\,600 = 37\,290 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (44)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}} = 10,623 \text{ МВт}$ (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

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

τ – средневзвешенное время потерь для потребителей:

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

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = 10,623 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 100\,900 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = 0,2 \cdot (1528000) + 37290 + 100900 = 443800 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

6.2 Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС5, 2хАС-240/32, 50 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-185/29, 60 км;
- 3) ПС2 – ПС7, 2хАС-70/11, 20 км;
- 4) ПС6 – ПС3, АС-150/24, 30 км.
- 5) ПС6 – ПС2, АС-120/19, 20 км.

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

Таким образом, суммарные капитальные затраты для второго варианта составляют:

$$\begin{aligned} K &= (1440 \cdot 50 \cdot 1,1 + 1440 \cdot 60 \cdot 1,1 + 850 \cdot 20 \cdot 1,1 + 850 \cdot 40 \cdot 1,1 + \\ &+ 850 \cdot 30 \cdot 1,1) \cdot 3,99 + 16 \cdot 1,1 \cdot 7000 \cdot 3,99 = \\ &= 1\,106\,000 + 491\,600 = 1\,598\,000 \text{ тыс.руб.} \end{aligned}$$

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

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 1\,106\,000 + 0,059 \cdot 491\,600 = 37\,850 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 11,831 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 112\,400 \text{ тыс.руб}$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} = 0,2 \cdot (1598000) + 37850 + 112400 = 469\,900 \text{ тыс.руб.}$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

6.3 Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

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

$$\left| \frac{469\,900 - 443\,800}{(469\,900 + 443\,800) / 2} \right| \cdot 100\% = 4,7\%.$$

Поскольку разница в затратах составляет менее 5%, то варианты равнозначны. Принимаем к последующему расчету вариант №2.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

7 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;
- послеаварийных режимов.

7.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 12.

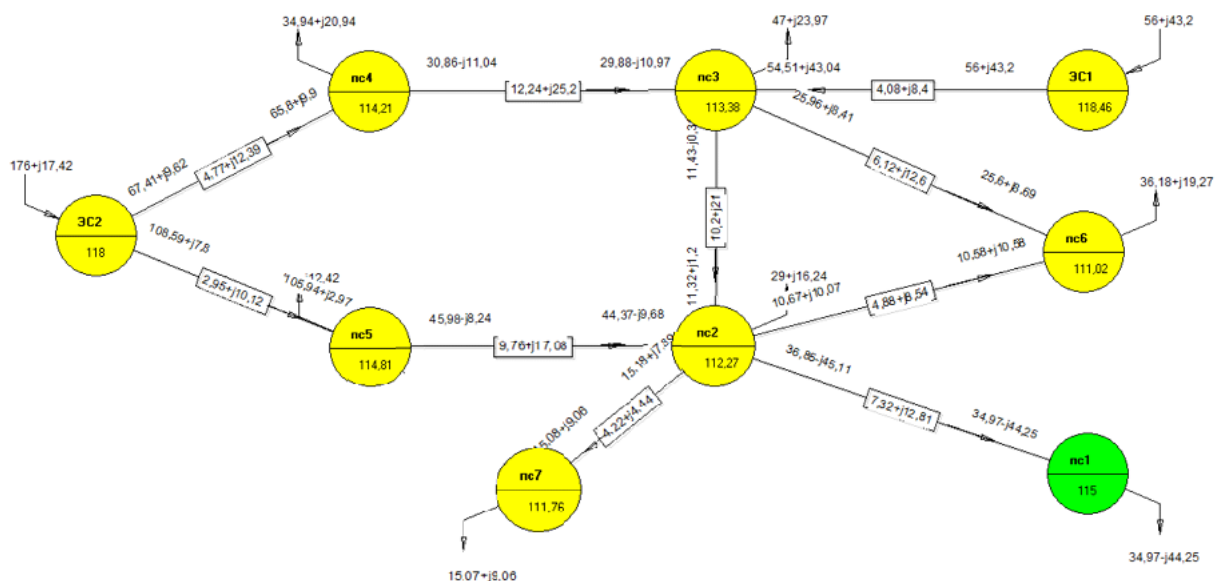


Рисунок 12 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

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

В таблице 13 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 13 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$	$j_p, \text{А/мм}^2$	$j_{\text{эк}}, \text{А/мм}^2$
ЭС1-ПС3	174,6	450	1,164	1
ПС3-ПС2	58,3	450	0,388	1
ПС2-ПС1	145,8	390	1,215	1
ПС5-ПС2	234,3	390	1,752	1
ПС4-ПС3	164	450	1,093	1
ЭС2-ПС4	167,5	510	0,905	1
ЭС2-ПС5	266,6	610	1,111	1
ПС3-ПС6	139,8	450	0,932	1
ПС2-ПС6	76,6	390	0,639	1
ПС7-ПС2	120,3	390	1,003	1

В таблице 14 приведены данные о напряжениях в узлах сети в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 14 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$U_y, \text{кВ}$	$\Delta U, \%$
Электростанция – 1	110	118,46	7,7
Электростанция – 2	110	118	7,3
Подстанция – 2	110	112,27	2,1
Подстанция – 3	110	113,38	3,1
Подстанция – 4	110	114,21	3,8
Подстанция – 5	110	114,81	4,4
Подстанция – 6	110	111,02	0,9
Подстанция – 7	110	111,76	2,2

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

7.2 Режим минимальных нагрузок

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

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

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

1) Подстанция №2

$$P_2 = 29 \cdot 0,7 = 20,3 \text{ МВт}; \quad Q_2 = 29 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 11,37 \text{ МВАр.}$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = 47 \cdot 0,7 = 32,9 \text{ МВт}; \quad Q_3 = 47 \cdot 0,51 \cdot 0,7 = 16,78 \text{ МВАр.}$$

3) Подстанция №4

$$P_{41} = 4 \cdot 0,7 = 2,8 \text{ МВт}; \quad Q_{41} = 4 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 1,568 \text{ МВАр.}$$

$$P_{42} = 8 \cdot 0,7 = 5,6 \text{ МВт}; \quad Q_{42} = 8 \cdot 0,51 \cdot 0,7 = 2,856 \text{ МВАр.}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{(2,8 + j1,568)(6,03 - j4,27 + 0,795 - j2,065) + (5,6 + j2,856)(0,795 - j2,065)}{7,596 - j7,992 + 6,03 - j4,27 + 0,795 - j2,065} = 1,941 + j0,796 \text{ МВА}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{(5,6 + j2,856)(6,03 - j4,27 + 7,596 - j7,992) + (2,8 + j1,568)(7,596 - j7,992)}{7,596 - j7,992 + 6,03 - j4,27 + 0,795 - j2,065} = 6,459 + j3,628 \text{ МВА}$$

$$1,941 + j0,796 + 6,459 + j3,628 - (2,8 + j1,568) - (5,6 + j2,856) = 0$$

Узел 41 является точкой потокораздела.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

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

$$S_{42-41} = 6,459 + j3,628 - 5,6 - j2,856 = 0,859 + j0,772 \text{ МВА}$$

Определим приведенную к п/с 4 мощность.

$$\Delta S_{4-42} = \frac{6,459^2 + 3,628^2}{35^2} (0,795 + j2,065) = 0,036 + j0,093 \text{ МВА};$$

$$S_{4-42H} = 6,459 + j3,628 + 0,036 + j0,093 = 6,495 + j3,721 \text{ МВА}.$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{0,859^2 + 0,772^2}{35^2} (6,03 + j4,27) = 0,007 + j0,005 \text{ ВА};$$

$$S_{42-41H} = 0,866 + j0,777 \text{ МВА}.$$

$$S_{4-41K} = 3,666 + j2,345 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{3,666^2 + 2,345^2}{35^2} (7,596 + j7,992) = 0,117 + j0,124 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41H} = 3,666 + j2,345 + 0,117 + j0,124 = 3,783 + j2,468 \text{ МВА}.$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = 3,783 + j2,468 + 6,495 + j3,721 = 10,28 + j6,189 \text{ МВА}.$$

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

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

$$\Delta S_{CH} = \frac{10,28^2 + 6,189^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 0,004 \text{ МВА};$$

$$S_{CH} = 0,004 + 10,28 + j6,189 = 10,284 + j6,189 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{14^2 + 6,3^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,007 + j0,199 \text{ МВА};$$

$$S_{HH} = 14 + j6,3 + 0,007 + j0,199 = 14,01 + j6,499 \text{ МВА};$$

$$S_{BH} = 10,284 + j6,189 + 14,01 + j6,499 = 24,29 + j12,69 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{24,29^2 + 12,69^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) = 0,086 + j0,48 =$$

$$= 0,109 + j1,488 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 24,29 + j12,69 + 0,109 + j1,488 = 24,4 + j14,18 \text{ МВА}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

4) Подстанция №5

$$P_5=23 \cdot 0,7=16,1 \text{ МВт}; Q_5=23 \cdot 0,54 \cdot 0,7=8,694 \text{ МВАр.}$$

5) Подстанция №6

$$P_{6\text{HH}}=36 \cdot 0,7=25,2 \text{ МВт}; Q_{6\text{HH}}=36 \cdot 0,45 \cdot 0,7=11,34 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{T6} = \frac{25,2^2 + 11,34^2}{115^2} \cdot (2,5/2 + j55,5/2) + 0,03 \cdot 2 + j0,175 \cdot 2 = 0,12 + j1,683 \text{ МВА.}$$

$$S_6=25,32+j13,02 \text{ МВА.}$$

6) Подстанция №7

$$P_{7\text{HH}}=15 \cdot 0,7=10,5 \text{ МВт}; Q_{7\text{HH}}=15 \cdot 0,54 \cdot 0,7=5,67 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{T7} = \frac{10,5^2 + 5,67^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,056 + j0,585 \text{ МВА.}$$

$$S_7=10,56+j6,255 \text{ МВА.}$$

7) Электростанция ЭС-1

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-40000/110:

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_{\Gamma} - 0,7 P_{\text{H(макс)}} - P_{\text{CH}}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - 0,7 Q_{\text{H(макс)}} - Q_{\text{CH}}) = (50 - 0,7 \cdot 45 - 0,04 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,04 \cdot 50) = 13,5 + j16,43 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-25000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{\text{HH1}}^2 + Q_{\text{HH1}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_{\Gamma} + jx_{\Gamma}) + \Delta S_{\text{xx}} = \frac{13,5^2 + 16,43^2}{115^2} \cdot (1,46 + j38,4) + 0,036 + j0,26 = 0,1 + j1,573 \text{ МВА};$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{НН1} + S_{НН2} - \Delta S_{Т1} - \Delta S_{Т2} = 69,5 + j49,7 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

8) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{Т1} = \frac{P_{НН1}^2 + Q_{НН1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{ХХ} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА;}$$

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

$$S_{ЭС-2} = 4S_{НН1} - 4\Delta S_{Т1} - S_{Н} = 4(56,4 + j42,534) - 4(0,338 + j7,725) - 0,7(30 + j19,2) = 185 + j121 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

На рисунке 13 показаны карта режима сети в режиме минимальных нагрузок без использования СТК. В минимальном режиме отклонения напряжения во всех узлах выходят за допустимые значения.

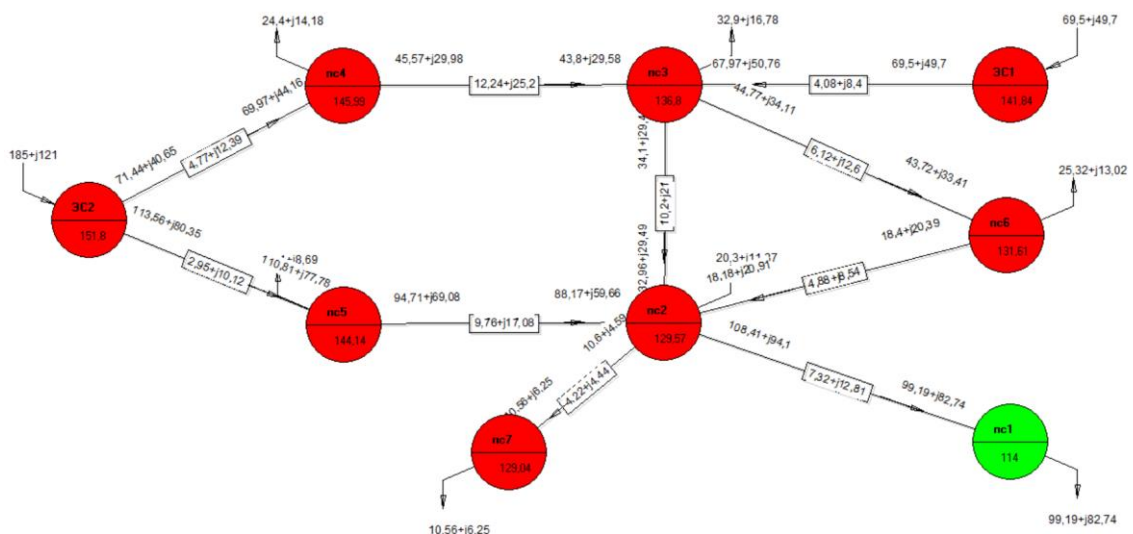


Рисунок 13 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

Определим значение суммарной реактивной мощности узла «ЭС-2»:

$$Q_{\Sigma} = 121 - 89,5 = 31,5 \text{ МВАр.}$$

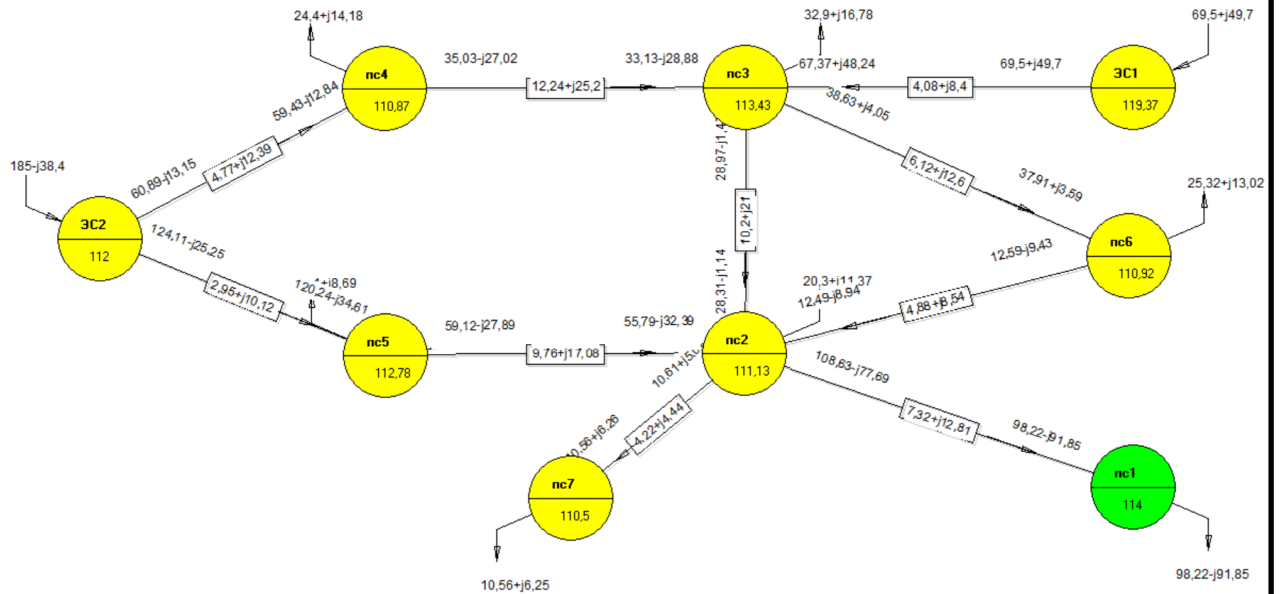


Рисунок 14 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

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

Таблица 15 – Данные о напряжениях в узлах сети в минимальном режиме

Наименование узла	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	U_y , кВ	ΔU , %
Электростанция - 1	110	119,37	8,5
Электростанция - 2	110	112	1,8
Подстанция – 2	110	111,07	0,97
Подстанция – 3	110	113,43	3,1
Подстанция – 4	110	110,87	0,8
Подстанция – 5	110	111,49	1,4
Подстанция – 6	110	110,92	0,8
Подстанция – 7	110	110,5	0,6

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

7.3 Послеаварийные режимы работы

В данном пункте рассмотрим послеаварийные режимы, возникающие при отключении всех линий электрической сети. Для упрощения составим таблицу, где по горизонтали обозначены все ЛЭП сети, а по вертикали все послеаварийные режимы. В ячейках таблицы представлены значения протекающего по ЛЭП тока в том или ином послеаварийном режиме. Далее для каждой ЛЭП указывается ее длительно-допустимый ток и рассчитывается коэффициент загрузки каждой ЛЭП. Для каждого столбца находится максимальное значение коэффициента загрузки, которое записывается в таблицу. Из всех выписанных коэффициентов находится максимальный, который соответствует самому тяжелому послеаварийному режиму. Далее для этого режима приводится карта режима, данные о токах и напряжениях в узле, делается вывод.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>49</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 16 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийных режимах

	ЭС1-ПС3	ПС3-ПС2	ПС2-ПС1	ПС5-ПС2	ПС4-ПС3	ЭС2-ПС4
ЭС1-ПС3	342,2	56,6	142	236,8	164,2	172,5
ПС3-ПС2	176,6	-	138,7	244,9	148,2	162,3
ПС2-ПС1	182,9	60,8	291,7	243,1	168,7	176,2
ПС5-ПС2	178,6	94,1	145	-	234,6	205,6
ПС4-ПС3	180,1	36,6	149,2	334,1	-	102,2
ЭС2-ПС4	180	31,8	146,6	267,3	121,8	292,8
ЭС2-ПС5	179,4	91,7	152,9	198,2	231,2	203,9
ПС3-ПС6	173,9	164,2	138,8	254,7	134,4	151
ПС2-ПС6	181,5	38,8	139	230,1	176	181,5
ПС7-ПС2	178	72,2	137,8	322,1	191	183,6
Идоп, А	450	450	390	390	450	510
k_3	0,76	0,365	0,748	0,962	0,521	0,574

Продолжение таблицы 16

	ЭС2-ПС5	ПС3-ПС6	ПС2-ПС6	ПС7-ПС2
ЭС1-ПС3	271,9	139,3	84,2	118,7
ПС3-ПС2	278,8	186,1	50	123,4
ПС2-ПС1	279	147,6	80,1	122,2
ПС5-ПС2	232,9	174,2	65,9	208,4
ПС4-ПС3	350,9	95,6	137,2	188,3
ЭС2-ПС4	297,1	117,7	101,8	139,6
ЭС2-ПС5	475,1	171,8	68,7	98,2
ПС3-ПС6	287,8	-	221,6	128,7
ПС2-ПС6	265,1	226,1	-	116
ПС7-ПС2	257,7	154,4	71,3	-
Идоп, А	610	450	390	265
k_3	0,779	0,502	0,568	0,714

Вывод: Самый тяжелый послеаварийный режим – отключение ЛЭП между пс5-пс2. Приведем на рисунке 15 карту режима.

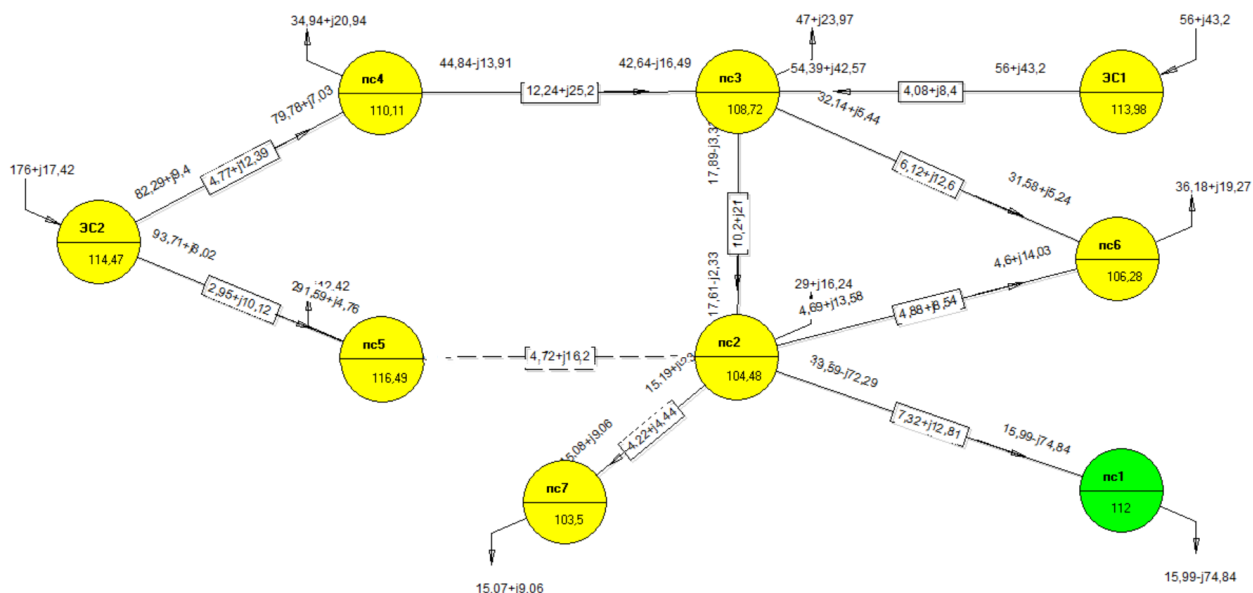


Рисунок 15 - Карта режима сети в послеаварийном режиме

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$
ЭС1-ПС3	181,3	450
ПС3-ПС2	96	450
ПС2-ПС1	169,3	390
ПС5-ПС2	-	-
ПС4-ПС3	244,7	450
ЭС2-ПС4	209,6	510
ЭС2-ПС5	237,5	610
ПС3-ПС6	173,5	450
ПС2-ПС6	78,7	390
ПС7-ПС2	292,8	265

Таблица 18 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{\text{ном}}$, кВ	U_y , кВ	ΔU , %
Электростанция – 1	110	113,98	3,6
Электростанция – 2	110	114,47	4,1
Подстанция – 2	110	104,48	-2,2
Подстанция – 3	110	108,72	-1,2
Подстанция – 4	110	110,11	0,1
Подстанция – 5	110	116,49	1,3
Подстанция – 6	110	106,28	-3,4
Подстанция – 7	110	103,5	-1,8

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

8 ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ И ВЫБОР ОТПАЕК ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потребители могут эффективно работать только при определенном качестве электроэнергии. Снижение качества электроэнергии может привести к следующим отрицательным последствиям:

- увеличение потерь активной мощности и электроэнергии;
- сокращению службы электрооборудования;
- ложной работе устройств защиты и автоматики;
- нарушению нормального хода технологических процессов и ущерб у потребителей.

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

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

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

На подстанции № 6 установлены два трансформатора ТРДН – 32000/110, РПН пределы регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$, $U_{\text{вн.хх.}} = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{\text{T}} = \frac{P_{\text{пр}} r_{\text{T}} + Q_{\text{пр}} x_{\text{T}}}{U_{\text{вн}}} \quad (49)$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

$$\Delta U_{T.\max} = \frac{36,18 \cdot 2,5 + 19,27 \cdot 55,5}{2 \cdot 111,02} = 5,362 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.\min} = \frac{25,32 \cdot 2,5 + 13,02 \cdot 55,5}{2 \cdot 110,92} = 3,757 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T.\text{ав}} = \frac{36,18 \cdot 2,5 + 19,27 \cdot 55,5}{2 \cdot 106,28} = 5,601 \text{ кВ};$$

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

$$U'_{\text{НН}} = U_{\text{ВН}} - \Delta U_T \quad (50)$$

$$U'_{\text{НН.}\max} = 111,02 - 5,362 = 105,7 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{НН.}\min} = 110,92 - 3,757 = 107,2 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{НН.}\text{ав}} = 106,28 - 5,601 = 100,7 \text{ кВ}.$$

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

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

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

$$U_{\text{отв.}\max} = \frac{105,7 \cdot 11}{10,5} = 110,7 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв.}\min} = \frac{107,2 \cdot 11}{10,5} = 112,3 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв.}\text{ав}} = \frac{100,7 \cdot 11}{10,5} = 105,5 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{\text{НН}} = \frac{U'_{\text{НН}} U_{\text{хх}}}{U_{\text{отв.ст.В}}} \quad (52)$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

$$\text{max: } U_{\text{отв.ст.В}} = 115 - 2 \cdot 2,047 = 110,9 \text{ кВ};$$

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

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

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

$$U_{\text{НН.маx}} = \frac{U'_{\text{НН.маx}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.В.маx}}} = \frac{105,7 \cdot 11}{110,9} = 10,48 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН.миn}} = \frac{U'_{\text{НН.миn}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.В.миn}}} = \frac{107,2 \cdot 11}{113} = 10,44 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{НН.ав}} = \frac{U'_{\text{НН.ав}} \cdot U_{\text{ХХ}}}{U_{\text{отв.ст.В.ав}}} = \frac{100,7 \cdot 11}{106,8} = 10,57 \text{ кВ}.$$

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

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

$$V_{\text{маx}} = \left| \frac{10,48 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,2\% \leq 5;$$

$$V_{\text{миn}} = \left| \frac{10,44 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,6\% \leq 5;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{10,57 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 0,5\% \leq 5;$$

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

Выбор отпаек на трансформаторах подстанции №7 проведем аналогично подстанции №6, результаты сведем в таблицу 19.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Таблица 19 – 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.сп.В} , кВ	U _{НН} , кВ	V, %
7	2×ТДН-16000/110 U _{ВН.ХХ} , кВ 115	РПН ±9×1,78%	max	112,39	3,872	108,5	113,7	-1	113	10,57	0,6
			min	110,69	2,752	107,9	113,1	-1	113	10,51	0,1
			ав	108,05	4,033	103,9	108,8	-3	108,9	10,5	0

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

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

$$\Delta U_{ВН} = \frac{P_B \cdot r_B + Q_B \cdot x_B}{U_{ВН}}, \quad (54)$$

$$\Delta U_{СН} = \frac{P_C \cdot r_C + Q_C \cdot x_C}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}}, \quad (55)$$

$$\Delta U_{НН} = \frac{P_H \cdot r_H + Q_H \cdot x_H}{U_{ВН} - \Delta U_{ВН}}, \quad (56)$$

где P_В, P_С, P_Н, Q_В, Q_С, Q_Н – соответственно активные и реактивные мощности, протекающие по обмоткам высшего, среднего и низшего напряжений в рассматриваемом режиме работы сети; U_{ВН} – напряжение на шинах подстанции, полученное в результате расчета соответствующего режима сети.

2) определяются для всех режимов приведенные напряжения на шинах среднего напряжения – U'_{СН} и напряжения на шинах 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:

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

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

Результаты выбора отпаяк на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 20. 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 20 – Выбор отпаяк на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ТДТН – 25000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
$U_{\text{ВН.ХХ}}$, кВ	115		
Режим	max	min	п/ав
$U_{\text{ВН}}$, кВ	114,21	110,87	110,11
$\Delta U_{\text{ВН}}$, кВ	3,733	2,653	3,888
$\Delta U_{\text{СН}}$, кВ	0,058	0,041	0,06
$\Delta U_{\text{НН}}$, кВ	2,195	1,569	2,251
$U'_{\text{СН}}$, кВ	110,5	108,2	107,7
$U'_{\text{НН}}$, кВ	108,3	106,6	105,5
$U_{\text{отв.В.}}$, кВ	115,3	120,3	115,7
Отпайка	0	+2	0
$U_{\text{отв,ст.В.}}$, кВ	115	119,1	115
$U_{\text{НН}}$, кВ	10,53	10,59	10,56
$V_{\text{НН}}$, %	0,3	0,9	0,6
$U_{\text{СН}}$, кВ	35,1	35,31	35,2
$V_{\text{СН}}$, %	0,3	0,9	0,6

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЕТИ

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

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

Таблица 21 – 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	50	
ЭС2-ПС4	2хАС-95/16	60	
ПС2-ПС7	2хАС-70/11	20	
ПС6-ПС3	АС-120/19	30	
ПС6-ПС2	АС-95/16	20	
ПС4-ПС41	АС-70/11	18	
ПС4-ПС42	АС-185/29	5	
Итого			1 349 000

Таблица 22 – Стоимость капитальных затрат на высоковольтное оборудование

№ п/ст	Оборудование	Полная стоимость с учетом ко- эф. приведения тыс. руб.
ЭС2, ПС2, ПС3, ПС4, ПС6, ПС3, ПС5, ПС7	16 (ячейка выключателя 110 кВ)	553 000
ПС4, ПС41, ПС42	4 (ячейка выключателя 35 кВ)	35 110
ПС4	2хТДТН-40000/110	75 491
ЭС-2	2хТДЦ-200000/110	279 100
ЭС-1	ТДН-40000/100	34 314
ПС6	2х ТРДН-32000/110	25 520
ПС7	2х ТДН-16000/110	51 790
Итого		978 800

Таблица 23 – Стоимость капитальных затрат на установку генераторов [1]

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

Определим капитальные вложения:

$$k=1\,349\,000+978\,800+102\,456=2\,430\,000 \text{ тыс.руб.}$$

Определим удельные капитальные затраты:

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

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_{\Pi}} = \frac{2430000}{257} = 9455 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}$$

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

$$И = И_{\Pi} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{P_{\Pi}}{100} k_{\Pi} + \frac{P_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W}, \quad (60)$$

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

$$И_{\Delta W} = 3_{э} \Delta W = 3_{э} \Delta P \tau = 10,815 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 102700 \text{ тыс.руб.}$$

$$И = \frac{0,8}{100} 1\,349\,000 + \frac{5,9}{100} (978\,800 + 102456) + 102700 = 177\,300 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} T_{\text{нбi}} \quad (61)$$

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ни}} T_{\text{нбi}} = 257 \cdot 6000 = 1\,542\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{\Gamma}} = \frac{177\,300}{1\,542\,000} = 0,115 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						60
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

10 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ №7

10.1 Выбор схемы распределительного устройства

Проходная двухтрансформаторная подстанция предполагает использовать схему «Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линий».

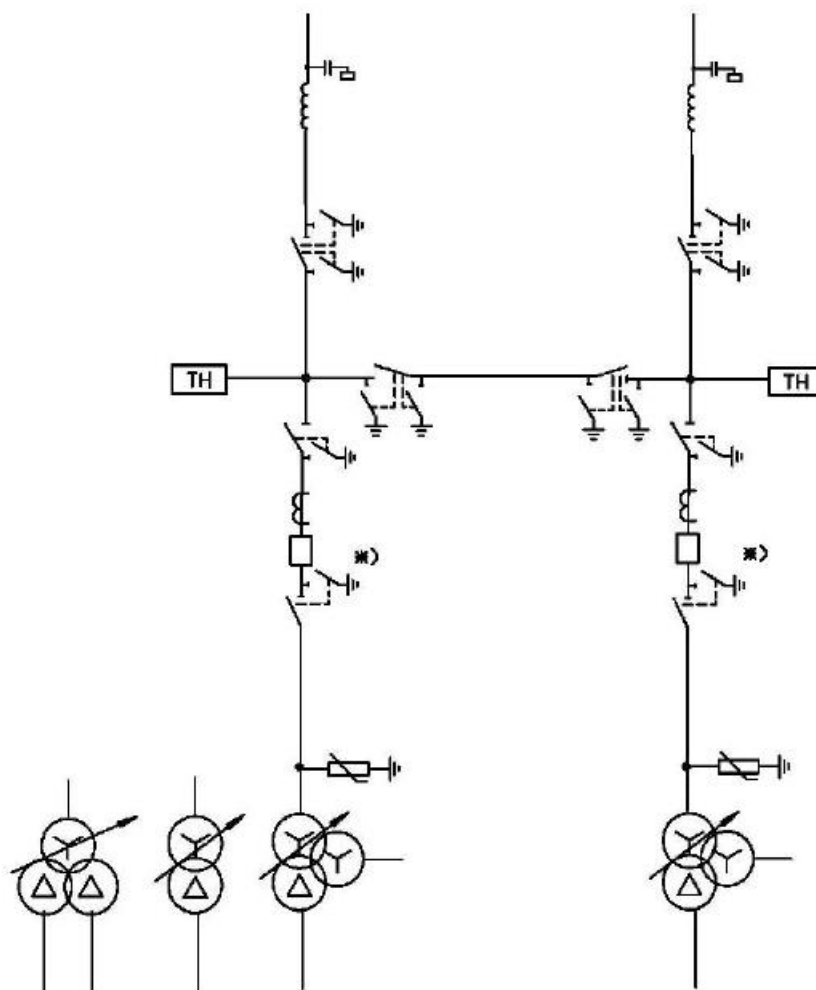


Рисунок 15 – Схема РУ ВН

Для РУ НН примем схему с одной секционированной системой сборных шин (рисунок 16).

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

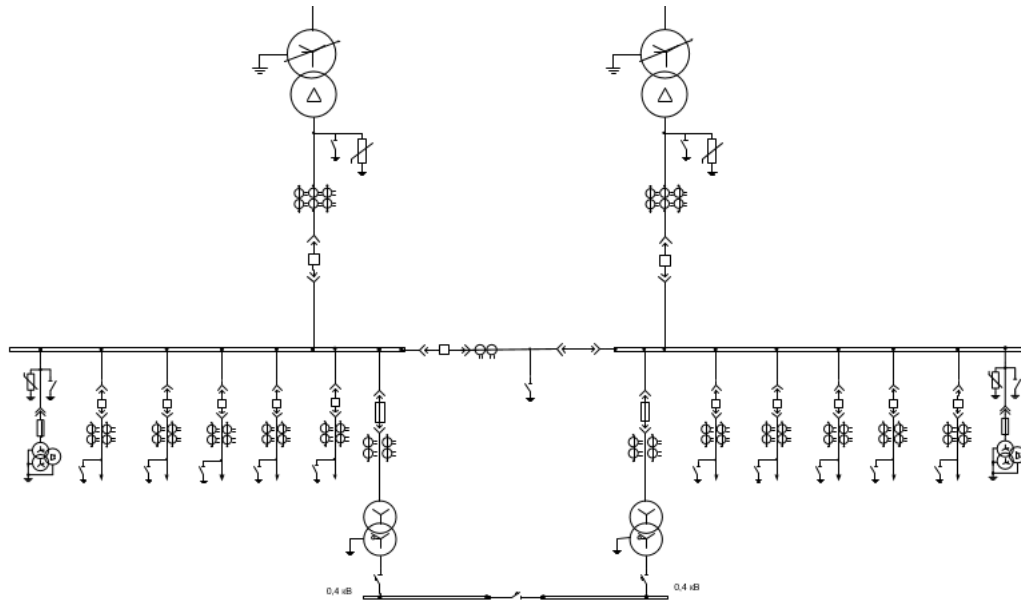


Рисунок 16 – Схема РУ НН

10.2 Расчет токов в нормальных и продолжительных режимах

Согласно таблице 12 токовая нагрузка ЛЭП ПС7-ПС2 составляет 90 А;

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

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

Утяжеленный режим:

Согласно таблице 13 токовая нагрузка ЛЭП ПС7-ПС2 составляет 208,4 А;

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

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

Расчетные токи на стороне нижнего напряжения:

Нормальный режим:

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

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

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

$$I_{ОТХ.ЛЭП} = \frac{S_{ЛС}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{17,05 \cdot 10^3}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 99 \text{ А.}$$

Утяжеленный режим:

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

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

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

$$I_{ОТХ.ЛЭП.МАКС} = 2 \cdot 99 = 198 \text{ А.}$$

10.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчетная схема приведена на рисунке 17.

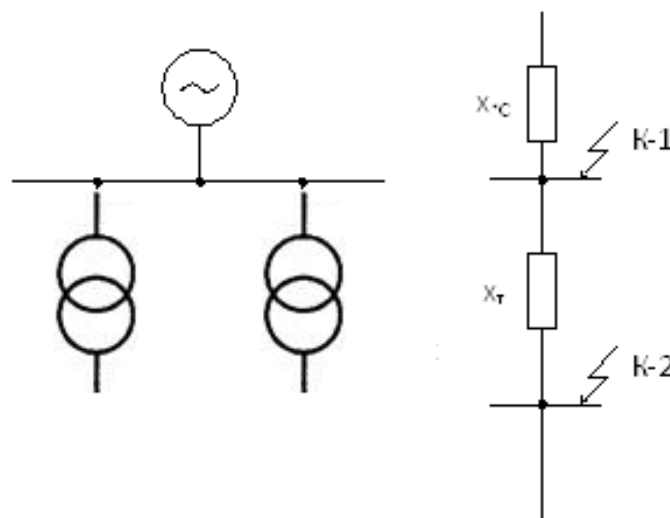


Рисунок 17 – Расчетная схема

Расчетная схема замещения при КЗ в точке К1 приведена на рисунке 18.

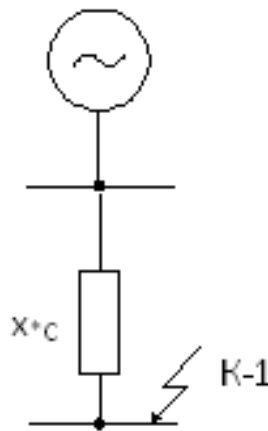


Рисунок 18 – Расчетная схема замещения

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 шинами, 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:

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

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:

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

10.4 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.

10.5 Выбор коммутационного оборудования

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

Выключатели выберем по следующим характеристикам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (68)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном} ; \quad (69)$$

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели типа ВЭБ-110 [6].

Выключатели проверяются по:

- отключению периодической составляющей тока КЗ:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

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

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

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} , \quad (71)$$

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

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

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

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

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

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

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ,

$T_a=0,02$ с;

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

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

β_n – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %. Согласно [6] $\beta_n=40\%$.

$$i_{атВН} = \sqrt{2} I_{п0} e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 23,9 \cdot e^{\frac{0,01+0,035}{0,02}} = 3,6 \text{ кА};$$

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

– электродинамической стойкости:

$$i_y \leq i_{дин} ,$$

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

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

– термической стойкости:

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

где B_k – тепловой импульс по расчету,

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

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

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

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

$I_{\text{тер.}}$ – 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,

$$B_{\text{к.вн}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a) = 23,9^2 \cdot (1,055 + 0,02) = 614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

Результаты проверки сведем в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка выключателей ВЭБ-110

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.вн}}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{мах}} = 347,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$
$I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 23,9 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{а.ном}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 3,6 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} = 54,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$
$B_{\text{к.ном}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 614 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

Разъединители выберем по тем же характеристикам.

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

Проверим устанавливаемые разъединители на электродинамическую и термическую стойкости. Все необходимые данные взяты из [7]. Результаты проверки сведем в таблицу 25.

Таблица 25 – 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	$I_{max}=347,3$ 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	$B_{к.ном} \geq B_k$

Выбор типа комплектного распределительного устройства

Распределительное устройство на напряжение 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии КУ-10 для внутренней установки. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Проверка разъединителей КРУ не производится

КРУ серии КУ-10 комплектуются вакуумными выключателями ВР2 [8].

Собственное время отключения выключателя ВР2 $t_{с.в.}=0,035$ 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:

$$B_{к.ВН} = I_{п0}^2 (t_{отк} + T_a) = 21,1^2 \cdot (1,07 + 0,02) = 485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

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

Таблица 26 – Проверка выключателей силового трансформатора

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{ном}=10$ кВ	$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.ВН}$
$I_{ном}=1600$ А	$I_{max}=1231,7$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{отк.ном}=31,5$ кА	$I_{п0}=8,2$ кА	$I_{отк.ном} \geq I_{п0}$
$i_{а.ном}=17,8$ кА	$i_{ат}=12,7$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$i_{дин.}=102$ кА	$i_y=21,1$ кА	$i_{дин.} \geq i_y$
$B_{к.ном}=2977$ кА ² ·с	$B_k=485,3$ кА ² ·с	$B_{к.ном} \geq B_k$

Таблица 27 – Проверка выключателей отходящего присоединения

Каталожные параметры	Расчетные параметры	Проверка
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.выкл}} \geq U_{\text{ном.ВН}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=198 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{отк.ном}}=31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}}=8,2 \text{ кА}$	$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{а.ном}}=17,8 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}}=12,7 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$i_{\text{дин.}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{у}}=21,1 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} \geq i_{\text{у}}$
$B_{\text{к.ном}}=2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=485,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

10.6 Выбор токоведущих частей РУ и изоляторов

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Согласно ПУЭ [2] шины и ошиновка по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбираем сечение по допустимому току.

Сечение провода для токоведущих частей, соединяющих линии и трансформаторы со сборными шинами выбираем исходя из максимального тока, протекающего через рассматриваемые присоединения. Ранее было установлено, что $I_{\text{max}}=208,4 \text{ А}$. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{\text{доп.}}=265 \text{ А}$.

Сечение сборных шин выбираем исходя из тока, протекающего через них в наиболее тяжелом режиме. Ранее было установлено, что в наиболее тяжелом режиме $I_{\text{max}}=208,4 \text{ А}$. Исходя из этого, в качестве ошиновки выбираем провод АС-70/11 с допустимым длительным током $I_{\text{доп.}}=265 \text{ А}$.

10.7 Выбор средств измерения

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

рительных приборов, которые необходимо установить на рассматриваемой подстанции.

Таблица 7 – Перечень КИП

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

10.8 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки:
- по номинальному току:

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

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

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 ТВ-110 [9]. Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнение параметров ТТ

Расчетные данные	ТВ-110
ЛЭП ПС7-ПС2	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 208,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
Силовой трансформатор	
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 117,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 150 \text{ А}$

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

В таблице 29 приведена мощность измерительных приборов, подключенных к каждой фазе.

Таблица 29 – 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

Продолжение таблицы 29

Счетчик электроэнергии	Меркурий 230 ART 00 PQRSIDN	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.

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

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

Сопротивление приборов определяется по выражению:

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

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

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

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

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

Сопротивление контрольного кабеля:

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

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

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

$S_{\text{к}}$ – сечение контрольного кабеля, $2,5 \text{ мм}^2$;

Так как ТТ соединены по схеме полной звезды, то

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

где $L_{\text{к}}$ – длина контрольного кабеля от ТТ 110 кВ до места установки приборов в ОПУ;

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

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

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

$$Z_{2\text{ном}} = 100 / 5^2 = 4.$$

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

Следовательно, данный трансформатор будет работать в заданном классе точности.

Выбор трансформатора тока на стороне НН подстанции

К установке принимаем трансформаторы тока с литой изоляцией ТОЛ-СЭЦ-10 [10]. Выполним проверку трансформаторов тока по рабочим и аварийным токам. Результаты приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Параметры трансформатора тока ввода

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

Проверим трансформатор тока ввода по вторичной нагрузке для цепей измерения, используя схему подключения (рис.19) и каталожные данные приборов. Определим нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

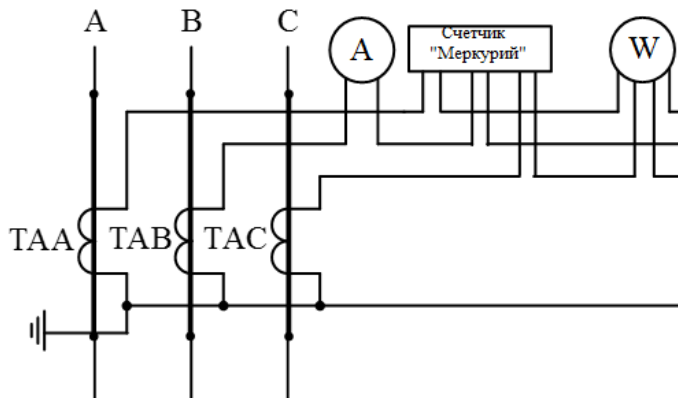


Рисунок 19 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ ввода

Таблица 31 – Вторичная нагрузка ТТ ввода

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	0,1
Ваттметр	ЦЛ8516	0,5	-	0,5
Итого:		0,6	0,6	0,6

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

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

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

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

Сопротивление соединительного провода:

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

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

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

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

Вторичная нагрузка составляет:

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

Полное сопротивление вторичной нагрузки ТТ при номинальной мощности:

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

Отсюда следует, что:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$$

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

следовательно, нагрузка на выбранный ТТ не превышает заданное значение.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						75
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Рассмотрим цепи отходящей линии 10 кВ.

Сравним расчетные и каталожные данные, результат занесем в таблицу 32.

Таблица 32 – Параметры трансформатора тока отходящего присоединения

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

Перечень необходимых измерительных приборов в цепи отходящей линии 10кВ выбираем по ПУЭ, схема включения приборов показана на рис.20.

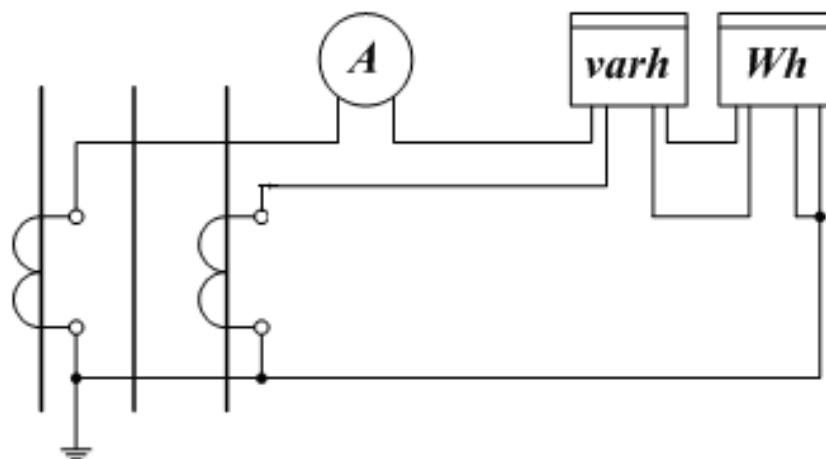


Рисунок 20 – Схема подключения измерительных приборов к ТТ отходящего присоединения

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

Таблица 33 – Вторичная нагрузка

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
Итого:		0,6	-	0,1

Из таблицы 33 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 $I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I$, 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.

10.9 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

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

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

Примем к установке элегазовые трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110 [11] производства «ЗЭТО». Данный трансформатор имеет две вторичные обмотки: основную – для подключения цепей измерения с классом точности 0,5 и дополнительную – для подключения цепей защиты с классом точности 3Р, мощностью 200 ВА.

Выбор трансформатора напряжения секции шин 10 кВ

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции шин. Выбранные ранее шкафы КРУ комплектуются трансформаторами напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10 [12].

10.10 Выбор схемы питания собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения.

Таблица 35 – 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 36 – Суммарная нагрузка

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт	Количество	Мощность, кВт
Охлаждение трансформаторов	2	2	4
Подогрев выключателей	1,8	2	3,6
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	18	18
Потребление ОПУ	60	1	60
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйство	75	1	75
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			234,6

Определим полную мощность нагрузки СН по формуле:

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

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

P_{Σ} – суммарная активная нагрузка, кВт;

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

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

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

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

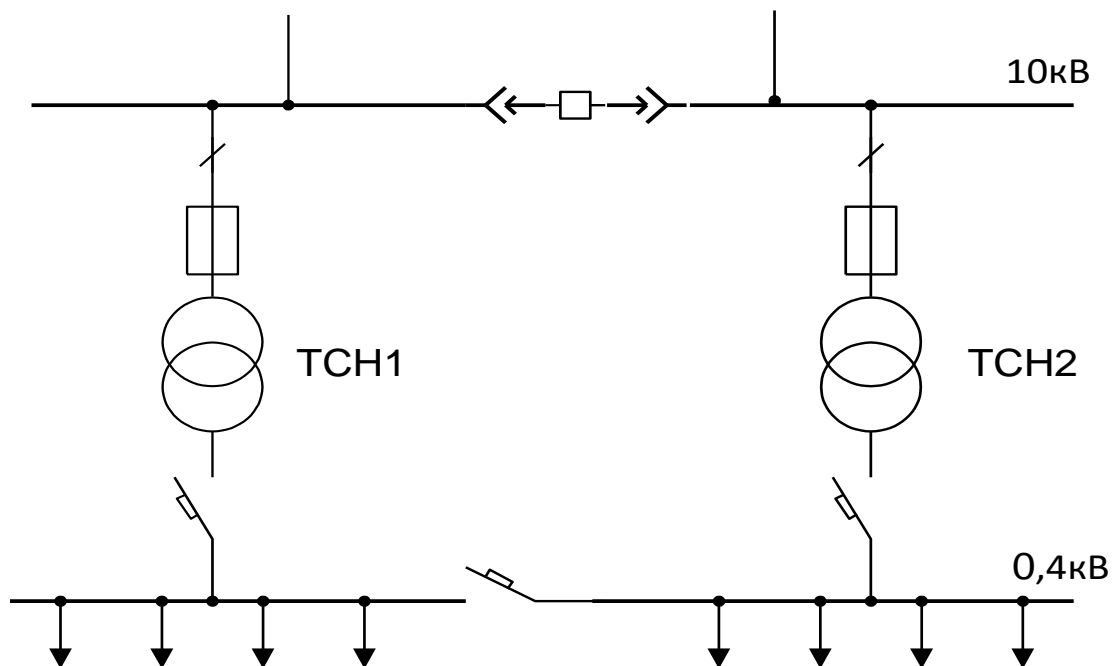


Рисунок 21 – Схема питания собственных нужд подстанции

10.11 Выбор аккумуляторной батареи

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

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

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

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

Расчет аккумуляторной батареи:

- Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} \quad (81)$$

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

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

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 103 \quad \text{элемента.}$$

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

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}}{U_9} \quad (82)$$

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

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		81

- К тиристорному зарядноподзарядному агрегату присоединяется:

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

$$n_{зп} = 27 \text{ ЭЛЕМЕНТОВ}$$

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

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

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

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

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

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

$$I_{ав} = 15 + 65 = 80 \text{ А}$$

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

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

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

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb - стационарные, намазные закрытого исполнения;

2 - Напряжение, В;

3 - Тип положительных электродов 3 = 50 Ач;

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

05 - Число положительных электродов.

- Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

$$I_{\text{р}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k} \quad (86)$$

Для батареи типа Vb 2305 количество пластин = 5.

Т.е. $84,6 / 5 = 16,92$ А.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						83
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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

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

По известной величине U_p , определяют остаточное напряжение на шинах:

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

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

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

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

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

- Определение мощности подзарядного устройства:

1. Ток подзарядного устройства:

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

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

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

2. Напряжение подзарядного устройства:

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

3. Мощность подзарядного устройства:

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

4. Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_з = 5 \cdot k + I_n \quad (91)$$

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

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

5. Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_з = 2,75 \cdot n \quad (92)$$

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

6. Мощность подзарядного устройства:

$$P_з = U_з \cdot I_з \quad (93)$$

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

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

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						85
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

11 ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ВИДЕОФИКСАЦИИ В СОСТАВЕ СИСТЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Основными задачами технологического видеонаблюдения на объектах электросетевого комплекса являются удаленный контроль за состоянием коммутационного оборудования и выполнение требований по охране труда при производстве работ и оперативных переключениях. В работе приведено описание концепции системы видеофиксации для повышения эффективности использования систем технологического видеонаблюдения на объектах электроэнергетики с получением новых типов сигналов и расширением функционала современных оперативно-информационных комплексов (5САРА / РМ5 / ОМ5).

11.1 Видеонаблюдение на объектах электросетевого комплекса

Согласно «Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок» (далее - правила) при дистанционном управлении коммутационными аппаратами с рабочего места, позволяющего оперативному персоналу с монитора компьютера осуществлять управление коммутационными аппаратами, заземляющими ножами разъединителей и определять их положение, не допускается нахождение персонала в распределительных устройствах (РУ), в которых находятся данные коммутационные аппараты.

Также Правила устанавливают, что при дистанционном управлении коммутационными аппаратами с автоматизированного рабочего места (АРМ) проверка положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, заземляющих ножей) производится по сигнализации АРМ; общий контроль за состоянием коммутационных аппаратов осуществляется средствами технологического видеонаблюдения.

Таким образом, Правила предусматривают как минимум два обязательных

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

требования применения системы технологического видеонаблюдения: для визуального контроля отключения коммутационных аппаратов (разъединителей) при организации удаленного управления оборудованием (телеуправления); для визуального контроля отсутствия персонала в распределительных устройствах, в которых располагается оборудование с возможностью удаленного управления. Дополнительной функцией системы технологического наблюдения может являться общий визуальный контроль обстановки на электросетевом объекте, в том числе выявление присутствия и действий посторонних лиц, то есть охранное видеонаблюдение.

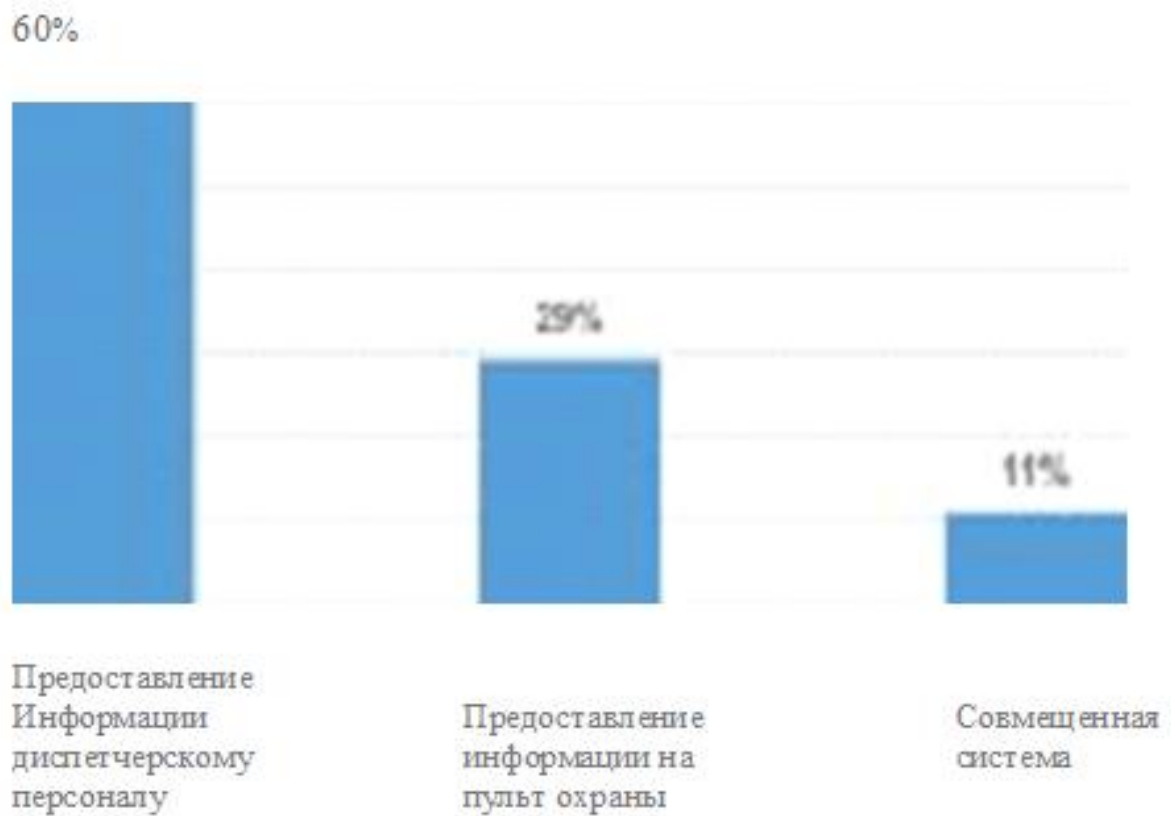


Рисунок 22 – Характеристика систем видеонаблюдения на электросетевых объектах (подстанциях) в ПАО «МРСК Северо-Запада»

11.2 Существующие решения по организации системы технологического видеонаблюдения

В настоящее время на многих электросетевых объектах функционируют системы видеонаблюдения (как технологического, так и охранного), основанные на передаче видеопотока от камер, установленных на объектах, по высокоскоростным каналам связи в центр управления (рисунок 22). В системе технологического видеонаблюдения видеопоток транслируется на средства индивидуального и коллективного отображения диспетчерского персонала, который в реальном времени может осуществлять мониторинг обстановки на объекте. Преимуществами такого подхода являются отработанные технические решения, минимизация количества требуемого оборудования и программного обеспечения.

Принципиальным недостатком традиционной реализации системы технологического видеонаблюдения является то, что диспетчерский персонал в каждый момент времени может осуществлять визуальный контроль только по одной из камер на каждом электросетевом объекте. Необходимо учитывать загрузку и характер работы диспетчерского персонала, выполняющего множество функций (контроль и ведение оперативной схемы электроснабжения, руководство переключениями, контроль местонахождения бригад, ведение оперативных переговоров, выдача распоряжений и т.д.), а также фиксирует данные действия в различных журналах и формирует отчетность (часто в неавтоматизированном режиме). Последние тенденции по уменьшению количества уровней оперативно-технологического управления (переход на двухуровневую структуру - ОДГ РЭС и ЦУС филиала), укрупнению зон оперативного обслуживания и перспективной реализации концепции единого центра управления сетями энергосистемы (ЕЦУС) предполагают не только количественное, но и качественное увеличение нагрузки на диспетчерский персонал. Таким образом, можно сделать вывод, что потенциал существующих систем технологического видеонаблюдения используется частично. Диспетчерский персо-

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

нал в силу объективных причин использует ее время от времени, осуществляя визуальный контроль только в соответствии с требованиями Правил, а сама система в основном выполняет функцию видеорегистратора (рисунок 23).



Рисунок 23 – Интерфейс системы технологического видеонаблюдения

11.3 Цифровизация системы технологического видеонаблюдения на основе машинного зрения и машинного обучения

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 07.05.2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» необходимо проводить преобразование приоритетных отраслей экономики, включая энергетическую инфраструктуру, посредством внедрения цифровых технологий, интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством преимущественно на основе отечественных разработок.

Традиционную систему технологического видеонаблюдения на энергообъектах можно рассматривать как практически полный аналог системы охранного видеонаблюдения, в которой вся обработка информации производится визуально диспетчерским персоналом.

Для безусловного выполнения требований Правил, обеспечения безопасно-

сти оперативного персонала, автоматизации мониторинга электросетевых объектов и состояния оборудования на них, повышения эффективности системы технологического видеонаблюдения посредством внедрения цифровых технологий предлагается рассмотреть возможность обработки видеопотока с помощью машинного зрения и машинного обучения.

Машинным зрением называется набор определенных методов, используя которые можно научить компьютерную систему анализировать информацию оцифрованных изображений или видеоданных. Для этого необходимо сформировать обучающую базу, составленную из большого числа исходных изображений или видеоданных. С помощью технологии машинного обучения компьютерная система исследует обучающую базу, выявляя при этом признаки, указывающие на определенные объекты, рассчитывая их значимость и учитывая ряд других параметров.

Когда процесс машинного обучения завершен, машинное зрение может быть применено на практике. Обработка оцифрованных изображений или видеопотока специальными алгоритмами позволяет компьютерной системе получить данные для последующего анализа. В процессе обработки в первую очередь определяются важные фрагменты, после чего проводится их обработка (выделение самых контрастных участков, ярких фрагментов и т.д.).

После анализа и отбора важных фрагментов компьютерная система превращает их в числовые данные. Фрагмент изображения, записанный в числовом виде, принято называть дескриптором. Используя дескрипторы, система может проводить точное сравнение отдельных фрагментов какого-то изображения. Для ускорения этого процесса производится объединение дескрипторов в группы и кластеры по каким-то общим схожим признакам. Когда деление на кластеры завершается, для всей системы становится важным лишь определение кластера, в котором содержатся фрагменты, схожие с искомым. Процесс перехода от дескрипторов к номерам кластеров принято называть квантованием. Сам же процесс квантования позволяет системе машинного зрения значительно уменьшить объем данных, которые должны подвергаться

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>90</i>

анализу.

За счет работы дескрипторов при квантовании компьютерной системе удастся производить сравнение разных изображений, определяя на них отдельные объекты. Сравнивая между собой наборы дескрипторов разных изображений, становится возможным делать выводы о количественной и качественной схожести между собой тех или иных элементов изображений или видеоряда. На основе количественных показателей сравнения делается вывод об отнесении зафиксированного объекта к классу объектов (человек, автомобиль, животное и т.д.) с некоторой вероятностью. Классификацию объекта можно считать успешной, если вероятность отнесения объекта к какому-либо одному классу существенно выше, чем к другим классам. В противном случае, если алгоритм машинного зрения показал, что объект принадлежит к нескольким классам с приблизительно одинаковой вероятностью, объект считается неопознанным.

В качестве основы системы видеофиксации используется Open CV — библиотека алгоритмов компьютерного зрения, обработки изображений и численных алгоритмов общего назначения с открытым исходным кодом.

Практическое применение методов машинного обучения предполагает наличие больших объемов исходных данных для обучения классифицирующей нейронной сети. Исходя из того, что для создания специализированной нейронной сети (для объектов электросетевого комплекса) может потребоваться большой период времени, охватывающий все возможные времена года и разнообразие характерных для них погодных и иных условий, для выявления факта наличия персонала предлагается использовать готовую (обученную) нейронную сеть, используемую для классификации объектов видеофиксации в уже освоенных областях. Таковой может являться нейронная сеть, задействованная для управления автотранспортом, так как она уже опробована для фиксации человека (пешехода), автотранспорта, животных и птиц, и при этом достаточно приближена к решению задачи по видеофиксации человека на электросетевом объекте (распределительном устройстве подстанции).

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

При этом ключевым фактором при применении машинного зрения является оценка его правильной работы, за основу которой может быть взят критерий вероятности распознавания объектов. Если исходить из приемлемой оценки вероятности распознавания 85%, применяемой в других отраслях, то для определения вероятности наличия/отсутствия человека на распределительном устройстве может быть применена следующая методика оценки:

- 1) фиксация движущегося человека по территории ПС (например, идущего по дороге);
- 2) фиксация движущегося человека, находящегося в непосредственной близости от электросетевого оборудования;
- 3) фиксация человека, находящегося в непосредственной близости от электросетевого оборудования в статическом состоянии (стоя) в течении определенного времени (3 минуты);
- 4) фиксация группы людей (3 человек и более), приближающихся к электросетевому оборудованию поодиночке, удаляющихся группой;
- 5) фиксация группы людей, приближающихся к электросетевому оборудованию группой, удаляющихся поодиночке;
- 6) повтор пп. 1-5 не менее 10 раз, подсчет количества успешных фиксаций;
- 7) расчет вероятности определения наличия персонала на распределительном устройстве, которая вычисляется как отношение количества успешных фиксаций к общему количеству тестов.

В рамках пилотного внедрения предлагается считать работу системы видеофиксации успешной, если вероятность определения наличия персонала $> 85\%$.

11.4 Система видеофиксации

Для реализации системы видеофиксации необходимы:

- видеокамеры высокого разрешения (на электросетевом объекте);
- каналы связи между электросетевым объектом и диспетчерским

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

пунктом;

- полевой видеосервер на электросетевом объекте для обработки изображений либо видеосервер в диспетчерском пункте — может являться частью ОИК (ЗСДЮД / ЮМ8 / ОМ8).

Камеры устанавливаются на объекте таким образом, чтобы обеспечить обзор распределительного устройства на наличие людей возле электроустановок и подходов к ним. На больших объектах не обязательно контролировать объекты, не относящиеся к электроустановкам, и объекты, нахождение персонала на которых не представляет опасности.

Основное назначение полевого видеосервера — это формирование архива событий, происходящих в РУ (наличие/отсутствие людей, формирование подтверждающих изображений). При установке полевого видеосервера для обработки изображений на электросетевом объекте существует возможность значительного снижения трафика видеоданных с электросетевого объекта.

Задачи, решаемые видеосервером:

- 1) сбор и обработка изображений от нескольких камер в форматах сжатия H.265/H.264/MOPEO или аналогичных;
- 2) выделение фрагментов изображения;
- 3) анализ изображений объектов наблюдений с определением наличия персонала (в перспективе — состояния коммутационных аппаратов);
- 4) формирование сигналов телесигнализации (ТС);
- 5) формирование подтверждающих изображений в формате H.265/H.264ЛШРЕС;
- 6) передача ТС о состоянии объектов наблюдения и подтверждающих событий в коммуникационную сеть подстанции, комплекс телемеханики (ТМ) по протоколу ГОСТ Р МЭК 870-5-104;
- 7) архивирование данных на срок до 30 дней;
- 8) запись событий в журнал.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>93</i>

11.5 Описание работы системы видеофиксации

Вначале из исходного изображения, полученного от камеры, выделяются фрагменты изображений (объекты наблюдения) интересующей области наблюдения: место подхода к РУ, определенные области пространства на РУ, крупный план оборудования и т.п. (рисунок 3).

Далее производится анализ выделенных изображений объектов наблюдений с определением движущихся объектов (персонала) и формируются ТС о состоянии объектов наблюдений:

- наличие/отсутствие людей на открытом/закрытом РУ;
- (в перспективе) состояние двери входа в помещения закрытого РУ;
- (в перспективе) состояние определенного разъединителя;
- (в перспективе) возникновение аварийной ситуации (возгорание, электрическая дуга и др.). Сформированные ТС передаются в ОИК (ЗСАЮА / ЮМЗ / ОМЗ) диспетчерского пункта для дальнейшей обработки.

11.6 Варианты реализации и интеграция в ОИК (ЗСАОА / ОМЗ / ОМЗ)

Принципиально реализация система видеофиксации зависит от следующих условий: наличия и пропускной способности (с учетом существующей и перспективной загрузки) канала связи с контролируемым объектом; использования полевого видеосервера или централизованного видеосервера в диспетчерском пункте; возможности одновременной передачи видеопотока со всех камер каждого контролируемого объекта.

При использовании низкоскоростного канала необходимо рассматривать вариант установки полевого видео сервера, который бы обеспечил формирование и передачу ТС и подтверждающих состояние объекта наблюдения изображений на верхний уровень для дальнейшей обработки в ОИК.

В случае наличия высокоскоростного канала связи трансляция видеопотока от камер видеонаблюдения осуществляется на центральный видеосервер системы видеонаблюдения (диспетчерский пункт или центр обработки данных).

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

При этом данный видеопоток может обрабатываться как на полевом уровне, так и централизованно. Обработанный видеопоток и сформированные системой видеофиксации ТС передаются в ОИК по стандартным протоколам.

Следует отметить, что в случае мультиплексированной передачи изображений от камер наблюдения, то есть когда по каналу связи от контролируемого объекта одновременно передается только видеопоток от одной камеры и нет возможности одновременной передачи потоков от всех камер, система видеофиксации будет работать с большими ограничениями и сможет зафиксировать только небольшой набор событий.

Решение о применении каждого из этих вариантов должно рассматриваться с точки зрения экономической целесообразности и возможности технической реализации.

Интеграция системы видеофиксации с ОИК (ЗСАОА / ОМЗ / ОМЗ) также дает возможность реализовать дополнительный расширенный функционал [6] в виде блокировок при автоматизированном выполнении программ переключений в случае наличия персонала на электросетевом объекте, фиксации факта производства работ для систем управления персоналом (ИРМ), организации хранения архива видеоданных с привязкой к определенным событиям на электросетевом объекте и т.п.

Оптимальным для пилотного внедрения с точки зрения минимизации необходимых технических и организационных мероприятий представляется вариант с использованием централизованного видеосервера, на который передается для обработки видеопоток с каждой камеры выбранного электросетевого объекта, а обработанные данные далее передаются в существующий ОИК (ЗСАОА / ОМЗ / ОМЗ).



Рисунок 24 – Условия реализации процесса видеофиксации

Вывод: Внедрение системы видеофиксации для применения в составе систем технологического видеонаблюдения и их интеграция в ОИК (ЗСаОА / ОМЗ / ОМЗ) дает возможность отображения информации о наличии или отсутствии персонала (в перспективе — о состоянии коммутационных аппаратов) на распределительных устройствах множества электросетевых объектов с подтверждающими указанные события фото- и (или) видеоматериалами.

Предлагаемый подход к цифровизации системы технологического видеонаблюдения представляется экономически целесообразным, так как основывается на использовании существующей инфраструктуры и не требует организации широкополосных каналов связи с каждым электросетевым объектом, оснащаемым данной системой.

Система видеофиксации повысит эффективность и безопасность работы персонала путем внедрения цифровых технологий (машинного обучения и машинного зрения) и интеллектуальных систем управления электросетевым

комплексом, а также расширит функционал оперативно-информационных комплексов.

Специалистами департамента технологического развития и инноваций ПАО «МРСК Северо-Запада» и АО «Научно-производственное объединение автоматики имени академика Н.А. Семихатова» (НПО автоматики) в настоящее время осуществляется работа по подготовке к опытно-промышленной эксплуатации системы видеофиксации.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>97</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведено развитие сетевого района 110 кВ.

Первым этапом был анализ существующей сети. Анализ показал, что линии между подстанциями 4-41 и 4-42 не проходят по условию нагрева, требовалась их реконструкция. Также трансформаторы на электростанции 1 и подстанции 4 были заменены на более мощные.

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

Развитие сети сопровождалось рассмотрением 6 вариантов конфигурации схем развития. В результате для каждой схемы определены потери активной мощности, на основании этих данных к последующему расчету были выбраны 2 схемы развития. На основании сравнения приведенных затрат выбран наиболее оптимальный вариант развития сети.

Для полученного варианта рассмотрены характерные режимы сети: режим максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийные режимы. Расчет показал, что в каждом из режимов токи в ветвях и напряжения в узлах сети не выходят за допустимые пределы, поэтому реконструкция не требовалась. Наиболее тяжелый послеаварийный режим наблюдался при отключении ЛЭП между пс5-пс2.

При этом рассмотренные режимы работы не оказывают влияния на качество снабжения потребителей электроэнергией.

Выбор основного оборудования для подключаемой подстанции №7 состоял из следующих этапов: определена схема главных электрических соединений подстанции; рассчитаны токи в нормальных, утяжеленных режимах, а также при трехфазном коротком замыкании; выбрано коммутационное и измерительное оборудование.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>98</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Особое внимание уделено вопросу применения системы видеofиксации в составе систем технологического видеонаблюдения на объектах электроэнергетики.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						<i>99</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – <http://docs.cntd.ru/document/1200006034>
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича, - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – <http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85>
4. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 7, 2001 - 2004 г.г.
5. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения.
6. Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – https://www.studmed.ru/view/rukovodstvo-po-ekspluatacii-veb-110-novyuy-2009_aad9370bdfc.html
7. Разъединитель типа РГП-СЭЩ-110. – <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/>
8. Комплектное распределительное устройство КУ-10. – <http://e-tmm.ru/index.php?D=2&view=1&id=68&category=42>
9. Трансформатор тока ТВ-110. – <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TT-110kV-i-vyshe/TV-110.html>
10. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. – <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnye/tol-seshch-10-20-35/>.
11. Трансформатор напряжения ЗНОГ-110. – https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/transformator-y-napryajeniya-izmeritelnye-elegazovye/znog-110-u1-uh11-transformator-napryajeniya-elegazovuyu.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>100</i>

12. Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10. –
https://www.electroshield.ru/upload/iblock/d58/ti_znol135.005_electroshield.ru.pdf.
13. [HTTPS://STUDFILE.NET/PREVIEW/5519941/PAGE:4/](https://STUDFILE.NET/PREVIEW/5519941/PAGE:4/).
14. Стандарт предприятия. Курсовые и дипломные проекты. Общие требования к оформлению, – Челябинск: ЮУрГУ, 2008.

					<i>ПЗ-571.13.03.02.2020.185 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		101