

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент _____
_____/_____/_____
«_____» _____ 20____ г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СЕТИ 110 КВ С РАЗРАБОТКОЙ
ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ

(наименование темы работы)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2019.766.00.00 ПЗ
(код направления, год, номер студенческого)

Руководитель, доцент, к.т.н.

_____/ В.В. Тарасенко /
«_____» _____ 20____ г.

Автор

студент группы ПЗ – 571
_____/ А.А. Алиев /
«_____» _____ 20____ г.

Нормоконтролер, доцент, к.т.н.

_____/ В.В. Тарасенко /
«_____» _____ 20____ г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический
Факультет Энергетический
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____/И.М. Кирпичникова/
«____» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Алиева Азамата Айдаркановича
(Ф. И.О. полностью)

Группа ПЗ-571

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ

утверждена приказом по университету от _____ 2019 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к работе

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1) Анализ электрической сети 110 кВ;

2) Расчет режимов сети 110/10 кВ;

Варианты развития сети;

3) Разработка подстанции;

4) Выбор ЛЭП для питания ВЛ 110 кВ;

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

1) Чертеж «Схема электрическая принципиальная сети 110 кВ»;

2) Чертеж «Главная схема электрических соединений подстанции 110/10 кВ»;

3) Плакат «Карта режимов»;

4) Чертеж «План-разрез подстанции 110/10 кВ»;

Всего 4 листа

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____

Задание на выпускную квалификационную работу

Разработать эскизный проект развития районной электрической сети в связи с ростом нагрузок на существующих подстанциях, вводом новых промышленных объектов и электростанции.

В процессе проектирования необходимо решить следующие задачи:

- анализ существующей сети энергосистемы и составление баланса активных и реактивных мощностей с учетом перспективного развития рассматриваемого района;
- выбор рациональных вариантов схем электрической сети с обоснованием конфигурации сети, номинальных напряжений, числа и мощности трансформаторов на подстанциях, электрической схемы сооружаемой электростанции, материала и сечений проводов ЛЭП;
- сопоставление предложенных схем по техническим показателям и выбор оптимального варианта по результатам технико-экономических расчетов;
- выбор расчетных режимов работы сети, расчет параметров режима и обоснование мероприятий по их оптимизации;
- обеспечение необходимого качества электроэнергии в сети и выбор средств для регулирования напряжения;
- определение технико-экономических показателей принятой схемы электрической сети.

Исходные данные заданного варианта приведены в таблице 1-4.

Таблицы 1 – Данные о расположении новых объектов

№, вар	Длина новых линий, км					
	II'	II''	6'	6''	7'	7''
12	60	55	25	30	40	25

В таблице 2 представлены данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $P_{(макс)}$ и коэффициенты мощности ($tg\phi$). Для режима минимальных нагрузок следует уменьшить табличные значения на

коэффициент мощности 0,7. Число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб} = 6000$ ч.

Таблица 2 – Данные о нагрузке электроприемников

п/ст 2 ш.110 кВ $P_2/\text{tg}\varphi$	п/ст3 ш.110кВ $P_3/\text{tg}\varphi$	п/ст4 ш.10 кВ $P_4/\text{tg}\varphi$	п/ст41 ш.35 кВ $P_{41}/\text{tg}\varphi$	п/ст42 ш.35 кВ $P_{42}/\text{tg}\varphi$	п/ст5 ш.110кВ $P_5/\text{tg}\varphi$	п/ст6 ш.10 кВ $P_6/\text{tg}\varphi$	п/ст7 ш.10 кВ $P_7/\text{tg}\varphi$	ЭС-1 ш.10,5 кВ $P_{эс1}/\text{tg}\varphi$	ЭС-2 ш.ВН $P_{эс2}/\text{tg}\varphi$
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

Мощность генераторов электростанции I составляет 110 МВт.

В таблице 3 приведены данные об устанавливаемых на ЭС-2 генераторах.

Таблица 3 – Данные о генераторах ЭС-2

№ варианта	$n \times P_{\text{номГ}}, \text{ МВт}$
7	2x60+110

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

Таблица 4 – Режимы подстанции I

№, вариант	$U_{\text{п/стI}}$		
	$U_{\text{макс}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{мин}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{пав}}, \text{ кВ}$
1	115	114	112

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

Схема электрической сети приведена на рисунке 1.

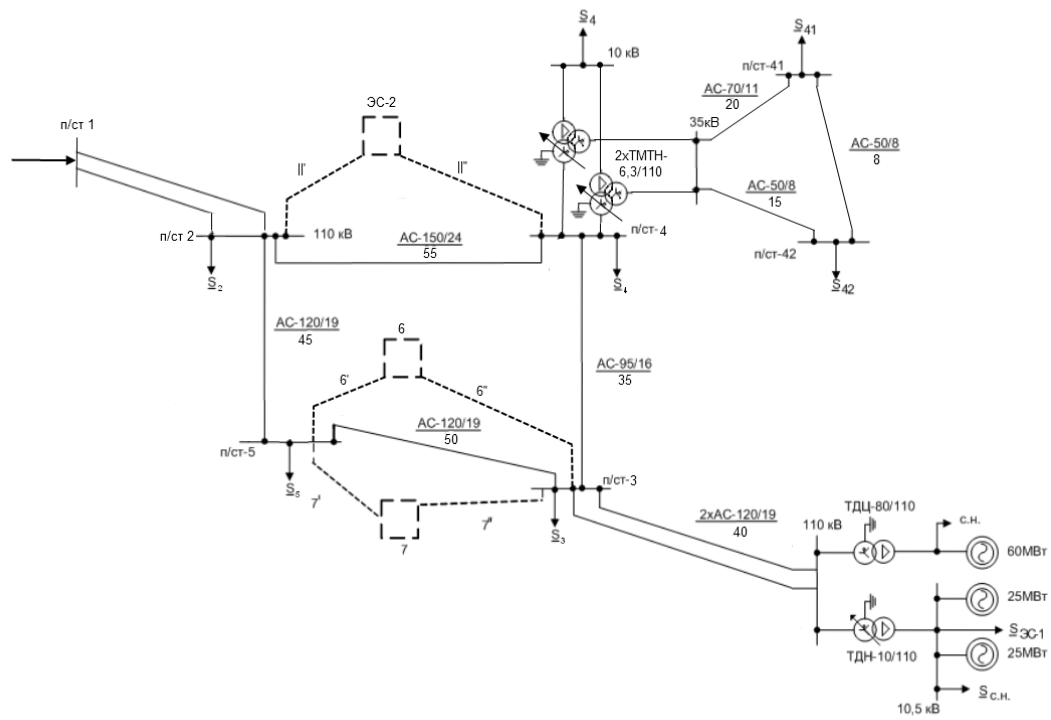


Рисунок 1 – Электрическая схема существующей сети

АННОТАЦИЯ

Алиев А.А. Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ-571, 2019, 120 стр., 30 рис., 43 табл. Библиография литературы – 14 наименований. 4 листа чертежа ф.А1.

В данной выпускной квалификационной работе были отражены теоретические знания и практический опыт студента для разработки подстанции и введению объектов в энергосистему. Для этого проведен анализ предложенных четырех вариантов развития энергосистемы с подключением двух подстанций. Путем расчетов выбран оптимальный вариант по загруженности линии, отклонения напряжений и приведенных затрат относительно других схем. Для этого рассмотрены режимы максимальных, минимальных и послеаварийных нагрузок. Произведена разработка электрической сети 110/10 кВ.

					13.03.02.2019.766.ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил</i>	А.А. Алиев				Анализ режимов сети 110 кВ с разработкой подстанции 110/10 кВ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	В.В. Тарасенко						5	120
<i>Н. Контр.</i>	В.В. Тарасенко					<i>Кафедра ЭССуСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>								

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Рассмотрим модель районной электрической сети. Она включает в себя 6 подстанций 110 кВ и одну электростанцию ЭС-1 с двумя блоками по 60 МВт.

1.1 Исходные данные

Для существующей сети и дальнейшей её разработки основные исходные данные приведены в таблицах 1.1 – 1.4, 1.6, 1.8, 1.9.

Таблица 1.1 – Данные о нагрузках сети

п/ст 2 ш.110 кВ $P_2/\text{tg}\varphi$	п/ст3 ш.110кВ $P_3/\text{tg}\varphi$	п/ст4 ш.10 кВ $P_4/\text{tg}\varphi$	п/ст41 ш.35 кВ $P_{41}/\text{tg}\varphi$	п/ст42 ш.35 кВ $P_{42}/\text{tg}\varphi$	п/ст5 ш.110 кВ $P_5/\text{tg}\varphi$	п/ст6 ш.10 кВ $P_6/\text{tg}\varphi$	п/ст7 ш.10 кВ $P_7/\text{tg}\varphi$	ЭС-1 ш.10,5 кВ $P_{эс1}/\text{tg}\varphi$	ЭС-2 ш.ВН $P_{эс2}/\text{tg}\varphi$
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

Таблица 1.2 – Данные новых линий

№, вар	Длина новых линий, км					
	II'	II''	6'	6''	7'	7''
12	60	55	25	30	40	25

Таблица 1.3 – Сведения об источниках

№ варианта	$n \times P_{\text{НОМГ}}$, МВт
7	2x60+110

Таблица 1.4 – Напряжения подстанции I

№, вариант	$U_{\text{п/стI}}$		
	$U_{\text{макс}}$, кВ	$U_{\text{мин}}$, кВ	$U_{\text{пав}}$, кВ
1	115	114	112

Таблица 1.5 – Исходные данные ЛЭП, марка провода, его погонные параметры

					Ш.12.05.07.01.02.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

№ линии	Исходные данные				Погонные параметры		
	$U_{\text{ном}},$ кВ	Марка провода Тип АС	Кол-во цепей, п	Длина, L, км	$r_0,$ Ом/км	$x_0,$ Ом/км	$\epsilon_0, 10^{-6}$ См/км
1	110	АС-150/24	2	55	0,204	0,420	2,707
2	110	АС-150/24	1	55	0,204	0,420	2,707
3	110	АС-95/16	1	35	0,301	0,434	2,611
4	110	АС-120/19	1	50	0,244	0,427	2,658
5	110	АС-120/19	1	45	0,244	0,427	2,658
6	35	АС-70/11	1	20	0,422	0,444	2,547
7	35	АС-70/11	1	8	0,422	0,444	2,547
8	35	АС-70/11	1	15	0,422	0,444	2,547
9	110	АС-120/19	2	40	0,244	0,427	2,658

1.2 Баланс активных и реактивных мощностей

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

1.2.1 Баланс активных мощностей

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

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

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.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

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

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_H + \sum P_{сн} + \sum \Delta P_L + \sum \Delta P_T. \quad (2)$$

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

$$\sum P_H = P_2 + P_3 + P_4 + P_{41} + P_{42} + P_5 + P_6 + P_7 + P_{Эс1} + P_{Эс2} \quad (3)$$

$$\sum P_H = 257$$

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

$$\sum P_L = 0,03 \sum P_H = 7,71 \text{ МВт.}$$

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

$$\sum P_T = 0,015(P_4 + P_{41} + P_{42} + P_6 + P_7 + P_{Эс1}) \quad (5)$$

$$\sum P_T = 1,92 \text{ МВт.}$$

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

$$\sum P_{с.н.} = 0,08(P_{Эс1} + P_{Эс2}) \quad (6)$$

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

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_H + \sum P_L + \sum P_T + \sum P_{с.н.} \quad (7)$$

Суммарная установленная мощность генераторов перспективной сети:

$$\sum P_T = P_{Эс1} + P_{Эс2} \quad (8)$$

$$\sum P_T = 60 + 25 + 25 + 60 + 60 + 110 = 340 \text{ МВт.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

В результате, значение обменной мощности:

$$P_c = \Sigma P_{\Gamma} - \Sigma P_{\Pi} \quad (9)$$

$$P_c = 340 - 293,83 = 46,17 \text{ МВт.}$$

Таким образом, рассматриваемый энергорайон генерирует в систему активную мощность.

1.2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\Sigma Q_{\Gamma} + \Sigma Q_3 \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_c = \Sigma Q_{\Pi}, \quad (10)$$

где ΣQ_{Γ} – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального; ΣQ_3 – мощность, генерируемая линиями (зарядная); $Q_{\text{ку}}$ реактивная мощность компенсирующих устройств; Q_c – величина обменной реактивной мощности, определяется заданным договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы $\text{tg} \varphi_c$.

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

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

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{\text{H}} = & P_2 \text{tg} \phi_2 + P_3 \text{tg} \phi_3 + P_4 \text{tg} \phi_4 + P_{41} \text{tg} \phi_{41} + P_{42} \text{tg} \phi_{42} + P_5 \text{tg} \phi_5 + P_6 \text{tg} \phi_6 + \\ & + P_7 \text{tg} \phi_7 + P_{\text{ЭС1}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС1}} + P_{\text{ЭС2}} \text{tg} \phi_{\text{ЭС2}} \end{aligned} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \Sigma Q_{\text{H}} = & 29 \cdot 0,56 + 47 \cdot 0,51 + 20 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,56 + 8 \cdot 0,51 + 23 \cdot 0,54 + \\ & 36 \cdot 0,45 + 15 \cdot 0,54 + 45 \cdot 0,56 + 30 \cdot 0,64 = 136,65 \text{ МВАр.} \end{aligned}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

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

$$\Sigma Q_{\text{сн}} = \text{tg } \varphi_{\text{сн}} \Sigma P_{\text{сн}} \quad (13)$$

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

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

$$\Sigma Q_{\text{л}} = 0,06 \Sigma Q_{\text{н}} \quad (14)$$

$$\Sigma Q_{\text{л}} = 0,06 \cdot 136,65 = 8,199 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Sigma Q_{\text{T}} = 0,09(P_4 \text{tg } \varphi_4 + P_{41} \text{tg } \varphi_{41} + P_{42} \text{tg } \varphi_{42} + P_6 \text{tg } \varphi_6 + P_7 \text{tg } \varphi_7 + P_{\text{ЭС1}} \text{tg } \varphi_{\text{ЭС1}}) \quad (15)$$

$$\Sigma Q_{\text{T}} = 0,09(20 \cdot 0,45 + 4 \cdot 0,56 + 8 \cdot 0,51 + 36 \cdot 0,45 + 45 \cdot 0,56) = 5,834 \text{ МВАр.}$$

$$\Sigma Q_{\text{П}} = \Sigma Q_{\text{н}} + \Sigma Q_{\text{сн}} + \Sigma Q_{\text{л}} + \Sigma Q_{\text{T}} \quad (16)$$

$$\Sigma Q_{\text{П}} = 136,65 + 20,4 + 8,199 + 5,834 = 171,083 \text{ МВАр.}$$

$$\Sigma Q_{\text{Г}} = \sum_{i=1}^n P_i \text{tg } \varphi_i \quad (17)$$

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

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

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

$$\Sigma Q_s = Q_0 \cdot L_{\Sigma} \quad (18)$$

$$\Sigma Q_s = 16,35 \text{ МВАр.}$$

Таким образом, в рассматриваемой сети наблюдается избыток реактивной мощности. Одним из методов борьбы с ним может являться изменения $\text{tg}\varphi$ генераторов.

1.3 Схема и анализ исходной 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.

Проведя все расчеты, составим исходную схему сети. И рассчитаем режим максимальных нагрузок в программе RastrWin3.

Для исходной сети в режиме максимальных нагрузок удалось отрегулировать падение напряжение до допустимого. При этом видно, что напряжение во всех узлах ниже номинальных, а также мощность потребляется из БУ П/СТ 1, это говорит о том, что в системе недостаток генерации энергии.

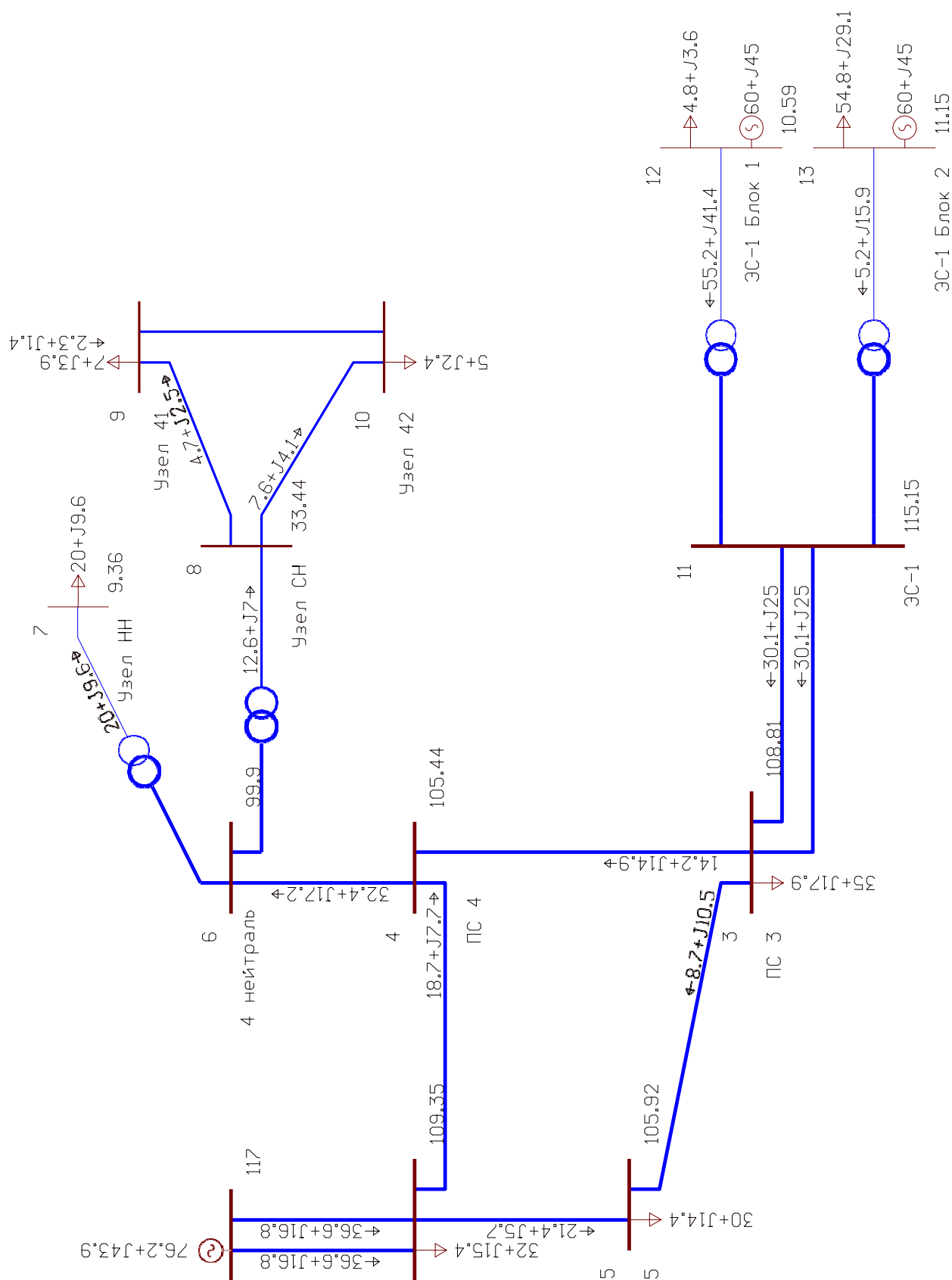
В режиме минимальных нагрузок, была принята нагрузка $0,7P_{\text{наиб}}$, так как нагрузка уменьшается, падение напряжения в режиме максимальных нагрузок было отрицательным, и было потребление мощности из БУ, то можно сделать вывод что регулировка напряжения до допустимого при помощи РПН и ПБВ будет также возможна. На рисунке 5 представлена схема сети с регулировкой напряжения РПН и ПБВ в режиме максимальных нагрузок. На рисунках 6 и 8 представлены параметры узлов и ветвей с оптимизацией по напряжению.

Также рассмотрим исходную сеть без регулировки напряжения. Для того, чтобы выбрать рациональный вариант развития сети, нужно создать максимально тяжелые и усреднённые условия:

1. Отпайки РПН и ПБВ в нулевых положениях

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Рассматривается режим при максимальных нагрузках, чтобы оценить загруженность линий



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ

Рисунок 1 – Схема исходной сети в режиме максимальных нагрузок

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	V	dV
1	БУ ПС 1	117			76,4	45,4		117,00	
2	ПС 2	110	32,0	15,4				109,19	-0,73
3	ПС 3	110	35,0	17,8				108,35	-1,50
4	ПС 4	110						105,08	-4,47
5	ПС 5	110	30,0	14,4				105,62	-3,98
6	4 нейтраль	99						99,48	0,49
7	Узел НН	10	20,0	9,6				9,99	-0,09
8	Узел СН	35						34,94	-0,18
9	Узел 41	35	7,0	3,9				33,06	-5,55
10	Узел 42	35	5,0	2,4				33,79	-3,46
11	ЭС-1	110						114,55	4,13
12	ЭС-1 Блок 1	10	4,8	3,6	60,0	45,0	10,5	11,01	4,81
13	ЭС-1 Блок 2	10	54,8	29,1	60,0	42,0	10,5	11,01	4,88

Рисунок 2 – Параметры узлов режима максимальных нагрузок исходной схемы с регулировкой напряжений при помощи РПН и ПБВ

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	dV
1	БУ ПС 1	117			76,0	44,7	117,00	
2	ПС 2	110	32,0	15,4			109,28	-0,65
3	ПС 3	110	35,0	17,8			108,72	-1,16
4	ПС 4	110					105,36	-4,22
5	ПС 5	110	30,0	14,4			105,82	-3,80
6	4 нейтраль	99					99,94	0,95
7	Узел НН	10	20,0	9,6			9,37	-6,33
8	Узел СН	35					33,45	-4,43
9	Узел 41	35	7,0	3,9			31,49	-10,04
10	Узел 42	35	5,0	2,4			32,25	-7,86
11	ЭС-1	110					115,10	4,64
12	ЭС-1 Блок 1	11	4,8	3,6	60,0	45,0	11,02	0,16
13	ЭС-1 Блок 2	11	54,8	29,1	60,0	45,0	11,14	1,31

Рисунок 3 – Параметры узлов режима максимальных нагрузок исходной схемы без регулирования РПН и ПБВ

N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_анц	I max	I доп_расч	I загр.	dV%
1	2	БУ ПС 1 - ПС 2	11,22	23,10	148,9				219	450,0	48,7	6,67
2	4	ПС 2 - ПС 4	11,22	23,10	148,9				118	450,0	26,2	3,74
4	6	ПС 4 - 4 нейтраль	0,75	28,45					214			5,09
6	7	4 нейтраль - Узел НН	0,75	17,85		0,102	6	1	131			2,02
6	8	4 нейтраль - Узел СН	0,75			0,352	1	2	83			0,09
8	9	Узел СН - Узел 41	8,44	8,88	50,9				93	265,0	35,1	5,37
10	9	Узел 42 - Узел 41	6,33	6,66	38,2				48	265,0	18,1	2,09
2	5	ПС 2 - ПС 5	10,98	19,22	119,6				125	390,0	32,1	3,25
5	3	ПС 5 - ПС 3	12,20	21,35	132,9				69	390,0	17,7	-2,48
4	3	ПС 4 - ПС 3	10,54	15,19	91,4				106	330,0	32,2	-2,98
3	11	ПС 3 - ЭС-1	9,76	18,08	106,3				194	390,0	49,6	-5,63
11	12	ЭС-1 - ЭС-1 Блок 1	0,60	17,40		0,091	10	3	330			-5,20
11	13	ЭС-1 - ЭС-1 Блок 2	2,54	55,90		0,091	10	4	67			-5,27
10	8	Узел 42 - Узел СН	3,38	3,55	20,4				143	265,0	53,8	-3,28
1	2	БУ ПС 1 - ПС 2	11,22	23,10	148,9				219	450,0	48,7	6,67
3	11	ПС 3 - ЭС-1	9,76	18,08	106,3				194	390,0	49,6	-5,63

Рисунок 4 – Параметры ветвей режима максимальных нагрузок исходной схемы с регулировкой напряжений при помощи РПН и ПБВ

N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I_нач	I_кон	Vнач	Vкон	dV%
1	2		БУ ПС 1 - ПС 2	11,22	23,10	148,9		-38	-22	217	217	213	117,0	109,3	6,59
2	4		ПС 2 - ПС 4	11,22	23,10	148,9		-19	-10	115	115	111	109,3	105,4	3,57
4	6		ПС 4 - 4 нейтраль	0,75	28,45			-33	-21	211	211	211	105,4	99,9	4,92
6	7		4 нейтраль - Узел НН	0,75	17,85		0,096	-20	-11	131	131	1367	99,9	9,4	1,88
6	8		4 нейтраль - Узел СН	0,75			0,335	-13	-7	83	83	248	99,9	33,4	0,09
8	9		Узел СН - Узел 41	8,44	8,88			-5	-3	97	97	97	33,4	31,5	5,61
10	9		Узел 42 - Узел 41	6,33	6,66			-2	-1	50	50	50	32,3	31,5	2,19
2	5		ПС 2 - ПС 5	10,98	19,22	119,6		-22	-8	123	123	121	109,3	105,8	3,15
5	3		ПС 5 - ПС 3	12,20	21,35	132,9		9	9	73	67	73	105,8	108,7	-2,64
4	3		ПС 4 - ПС 3	10,54	15,19	91,4		14	13	109	105	109	105,4	108,7	-3,06
3	11		ПС 3 - ЭС-1	9,76	18,08	106,3		29	22	197	193	197	108,7	115,1	-5,80
11	12		ЭС-1 - ЭС-1 Блок 1	0,60	17,40		0,091	55	36	329	329	3617	115,1	11,0	-4,94
11	13		ЭС-1 - ЭС-1 Блок 2	2,54	55,90		0,091	5	15	79	79	868	115,1	11,1	-6,09
10	8		Узел 42 - Узел СН	3,38	3,55			7	4	149	149	149	32,3	33,4	-3,42
1	2	1	БУ ПС 1 - ПС 2	11,22	23,10	148,9		-38	-22	217	217	213	117,0	109,3	6,59
3	11	1	ПС 3 - ЭС-1	9,76	18,08	106,3		29	22	197	193	197	108,7	115,1	-5,80

Рисунок 5 – Параметры ветвей режима максимальных нагрузок исходной схемы без регулирования РПН и ПБВ

Проанализируем исходную сеть в режиме максимальных нагрузок:

1. Напряжения у потребителей в 7, 9 и 10 узлах, отклоняются на -6,3 %, -10 %, -7,9 % соответственно, что больше допустимых, поэтому следует отрегулировать его при помощи РПН. А также, в связи с тем, что у нас дальнейший ввод новых подстанций и электростанции, мы учтем это при их подключении, т.к. может появиться возможность отказаться от существенной регулировки РПН.

2. Из проведенного анализа по токовой нагрузке в аварийном режиме видим, что при отключении любой из цепей линии БУ ПС 1 – ПС 2 провод марки АС–150/24, а также линии 35 кВ. Узел СН – Узел 41 провод марки

АС–70/11, не проходят по допустимому току. Поэтому при последующем

вводе объектов постараемся разгрузить данные линии. Токи при всевозможных авариях на линиях (цепях) занесены в таблицу 1.7, соотношение номеров линий (цепей) указано в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Соотношение номеров и названий линий

Номер линии, цепи	Название
1	БУ ПС 1 – ПС 2
2	ПС 2 – ПС 4
3	Узел СН – Узел 41
4	Узел 42 – Узел 41
5	ПС 2 – ПС 5
6	ПС 5 – ПС 3
7	ПС 4 – ПС 3
8	ПС 3 – ЭС 1
9	Узел 42 – Узел СН
10	БУ ПС 1 – ПС 2
11	ПС 3 – ЭС 1

Таблица 1.7 – Токи линий в аварийных режимах

	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	L ₁₀	L ₁₁
I _{1ав}	-	141	115	59	144	69	117	212	176	496	212
I _{2ав}	245	-	126	66	290	92	274	215	193	245	215
I _{3ав}	223	122	-	162	127	67	108	194	264	223	194
I _{4ав}	223	122	155	-	127	67	108	194	264	223	194
I _{5ав}	234	268	105	54	-	214	55	209	162	234	209
I _{6ав}	219	56	95	49	190	-	170	187	145	219	187
I _{7ав}	227	234	105	54	53	167	-	184	161	227	184

Продолжение таблицы 1.7

$I_{8ав}$	226	124	98	51	131	63	99	-	151	226	373
$I_{9ав}$	232	135	310	133	132	63	114	196	-	232	196
$I_{10ав}$	497	141	115	60	144	69	118	212	176	-	212
$I_{11ав}$	227	125	99	51	132	63	100	373	151	227	-
I_{max}	497	268	310	161	290	214	274	373	264	496	373
$I_{доп}$	450	450	265	265	390	390	330	390	265	450	390
$S_{сеч}$	150	150	70	70	120	120	95	120	70	150	120

1.4 Анализ работы трансформаторов

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

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций (п/ст 4) это условие выполняется, если

$$\frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк})S_T} \leq k_{ав}, \quad (19)$$

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

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

$S_{ав}$ определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{нб} - \underline{S}_{нрез} \quad (20)$$

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме

$$\underline{S}_{нб} = k_M \underline{S}_{н(макс)}, \quad (21)$$

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:

$$S_{max4} = S_4 + S_{4/35} \quad (22)$$

$$S_{max4} = 20 + j9 + 14,13 + j7,47 = 34,13 + j16,47 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{S_{max4}}{(n_T - n_{отк}) \cdot S_T} \quad (23)$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{34,13^2 + 16,47^2}}{(2 - 1) \cdot 6,3} = 6$$

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

$$S_T \geq \frac{S_{max4}}{n_T \cdot k_s} \quad (24)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

$$S_T \geq \frac{\sqrt{34,13^2 + 16,47^2}}{2 \cdot 0,7} = 27,07 \text{ МВА.}$$

К установке на подстанции №4 выбираем два трансформатора ТДТН-40000/110. Параметры выбранных трансформаторов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – 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 2

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:

$$\Delta S_{СН} = \frac{P_{СН}^2 + Q_{СН}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТСН} + jx_{ТСН}) \quad (25)$$

$$\Delta S_{СН} = \frac{9,14^2 + 4,81^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 0,003 \text{ МВА;}$$

$$S_{СН} = S_{35} + \Delta S_{СН} \quad (26)$$

$$S_{СН} = 9,14 + j4,81 + 0,003 = 9,14 + j4,81 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{НН} = \frac{P_{НН}^2 + Q_{НН}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТНН} + jx_{ТНН}) \quad (27)$$

$$S_{HH} = S_{HH} + \Delta S_{HH} \quad (28)$$

$$S_{HH} = 20 + j9 + 0,05 + j0,42 = 20,05 + j9,42 \quad \text{MBA};$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} \quad (29)$$

$$S_{BH} = 9,14 + j4,81 + 20,05 + j9,42 = 29,19 + j14,23 \quad \text{MBA};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТБН} + jx_{ТБН}) + \Delta S_{XX} \quad (30)$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{BH} &= \frac{12,45^2 + 14,23^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = \\ &= 0,12 + j1,92 \quad \text{MBA}; \end{aligned}$$

$$S_4 = S_{BH} + \Delta S_{BH} \quad (31)$$

$$S_4 = 29,19 + j14,23 + 0,12 + j1,92 = 29,31 + j16,15 \quad \text{MBA}.$$

Далее рассмотрим трансформаторы ЭС-1.

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

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

а) режим минимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

$$S_1 = \sqrt{(\sum P_{Г} - P_{Н(мин)} - P_{CH})^2 + (\sum Q_{Г} - Q_{Н(мин)} - Q_{CH})^2}, \quad (32)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

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

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

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

$$S_1 = \sqrt{(50 - 45 \cdot 0,7 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 \cdot 0,7 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 27,8 \quad \text{МВт.}$$

б) режим максимальных нагрузок потребителей 10 кВ:

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

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

$$S_2 = \sqrt{(50 - 45 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 13,37 \quad \text{МВт.}$$

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

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

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

$$S_3 = \sqrt{(50 - 25 - 45 - 0,1 \cdot 50)^2 + (50 \cdot 0,75 - 25 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50)^2} = 25,9 \quad \text{МВт.}$$

Наибольшая мощность наблюдается в послеаварийном режиме.

Загрузка трансформатора:

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_3}{S_{\Gamma}} \quad (35)$$

$$k_{\text{ав}} = \frac{25,9}{10} = 2,6$$

Трансформатор ТДН – 10/110 в аварийном режиме перегружен в 2,6 раза, а трансформатор, соединенный с генератором по блочной схеме, должен

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

пропускать всю вырабатываемую генератором мощность, что возможно при $S_T \geq S_r$. Исходя из приведенного выше расчета, к установке принимаем ТДН-25000/100, параметры которого приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры ТДН-25000/110 [1]

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔQ_x , кВАР
		ВН	НН							
ТДН- 25000/110	25	115	11	10,5	89	19	0,7	4,38	86,7	112

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

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

$$S_r = \frac{P_r}{\cos \varphi_r} \quad (36)$$

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

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

2 Выбор варианта развития электрической сети района

2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

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

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (37)$$

где L – длина линии, км;

P – мощность, передаваемая 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:

$$P_{ЭС-2} = \Sigma P_{Г,ЭС-2} - \Sigma P_{СН} - P_{НЭС-2} \quad (38)$$
$$P_{ЭС-2} = (110 + 60 \cdot 2) - 0,06 \cdot (110 + 60 \cdot 2) - 42 = 174,2 \text{ МВт.}$$

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

$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (39)$$
$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{60} + \frac{2500}{186,2/2}}} = 169 \text{ кВ}$$

а к подстанции №4:

$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (40)$$
$$U_{ЭК} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{55} + \frac{2500}{186,2/2}}} = 166,7 \text{ кВ}$$

Учитывая тот факт, что ближайшим номинальным напряжением к полученному является 110 кВ, а также, что существующая сеть уже имеет напряжение 110 кВ и при строительстве РУ ВН ЭС-2 на данное напряжение не потребуется использовать трансформаторы связи, было принято решение, о строительстве РУ ВН ЭС-2 на номинальное напряжение 110 кВ.

2.2 Выбор схемы электростанции ЭС-2

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

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

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

Отсутствие мощных потребителей на стороне низкого напряжения электростанции позволяет отказаться от строительства главного распределительного устройства (ГРУ). Электрическая схема КЭС на генераторном напряжении строится 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 5. Выбранная схема обеспечивает надежное электроснабжение, простоту ремонта и обслуживания, а также перспективное расширение электростанции.

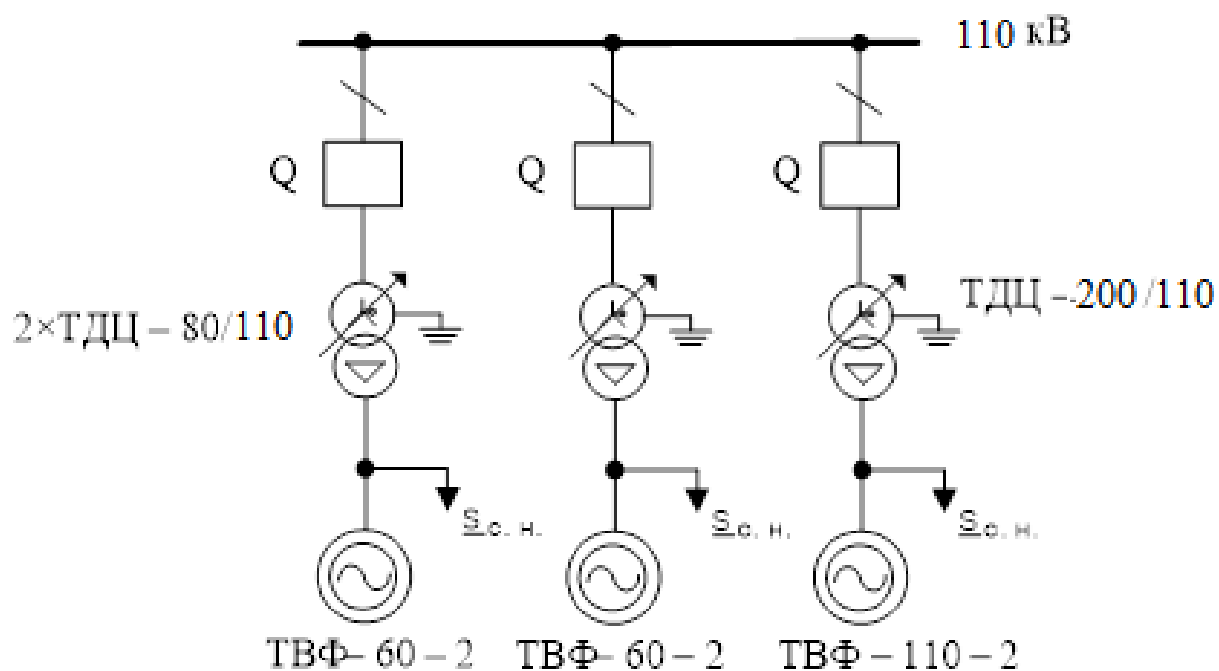


Рисунок 6 – Структурная электрическая схема ЭС-2

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

2.3 Выбор трансформаторов

Рассмотрим процесс выбора трансформаторов на подстанциях № 6 и №7, потребители которых относятся к I и II категории надежности электроснабжения потребителей.

По условию загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$S_{T6} \geq \frac{S_6}{n_T k_3} \quad (43)$$

$$S_{T6} \geq \frac{54,83}{2 \cdot 0,7} = 39,16 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{S_6}{(n_T - 1) \cdot S_{T6}} \quad (44)$$

$$k_{ав} = \frac{39,16}{(2 - 1)40} = 0,98 \leq 1,4$$

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

Таблица 6 – Параметры ТДН-40000/110

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

Далее выберем трансформаторы на подстанции №7.

$$S_{T7} \geq \frac{S_7}{n_T k_3} \quad (45)$$

$$S_{T7} \geq \frac{31,06}{2 \cdot 0,7} = 22,18 \text{ МВА.}$$

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

$$k_{ав} = \frac{S_7}{(n_T - 1) \cdot S_{T7}} \quad (46)$$

$$k_{ав} = \frac{22,18}{(2 - 1)25} = 0,9 \leq 1,4$$

Выбранные трансформаторы прошли проверку на загрузку в аварийном режиме. В таблице 7 приведены параметры трансформатора ТДН-25000/110

Таблица 7 – Параметры ТДН-25000/110

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

2.4 Выбор конфигурации схемы сети

Выбор схемы электрической сети заключается в определении:

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

5) предварительных схем электрических соединений электростанций и п/ст.

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

Расчет режимов будем производить в программе NetWORKS.

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

1) Электростанция ЭС-1.

Мощность, поступающая через трансформатор ТДН-25000/110:

$$S_{HH1} = (\Sigma P_{Г} - P_{H(\max)} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{Г} - Q_{H(\max)} - Q_{CH}) \quad (47)$$

$$S_{HH1} = (50 - 45 - 0,1 \cdot 50) +$$

$$+ j(50 \cdot 0,75 - 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = 1,4 + j9,83 \quad \text{МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДН-25000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{Т} + jx_{Т}) + \Delta S_{xx} \quad (48)$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{1,4^2 + 9,83^2}{115^2} \cdot (4,38 + j86,7) + 0,019 + j0,112 =$$

$$= 0,052 + j86,81 \quad \text{МВА;}$$

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH2} = (\Sigma P_{Г} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{Г} - Q_{CH}) \quad (49)$$

$$S_{HH2} = (60 - 0,06 \cdot 60) + j(60 \cdot 0,75 - 0,685 \cdot 0,06 \cdot 60) =$$

$$= 56,4 + j42,534 \text{ МВА.}$$

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (50)$$

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

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2} \quad (51)$$

$$\begin{aligned} S_{ЭС1} &= 1,4 + j9,83 + 56,4 + j42,534 - 0,052 - j86,81 - 0,338 - j7,725 = \\ &= 57,41 + j131,45 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

2) Электростанция ЭС-2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH1} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}) \quad (52)$$

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-80000/110:

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (53)$$

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

$$S_{HH3} = (\sum P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\sum Q_{\Gamma} - Q_{CH}) \quad (54)$$

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

$$\Delta S_{T3} = \frac{P_{HH3}^2 + Q_{HH3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (55)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

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

$$= 0,424 + j10,765 \text{ МВА.}$$

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

$$S_{эс-2} = 2S_{нн1} + S_{нн3} - 2\Delta S_{T1} - \Delta S_{T3} - S_H \quad (56)$$

$$S_{эс-2} = 2(56,4 + j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338 + j7,725) - (0,424 + j10,765) - (30 + j19,2) = 263,1 + j39,65 \text{ МВА.}$$

Найденная выше мощность поступает в сеть.

3) Подстанция №6

Потери в трансформаторе ТДН-40000/110:

$$\Delta S_{T6} = \frac{P_{HH6}^2 + Q_{HH6}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_T + jX_T) + \Delta S_{xx} \quad (57)$$

$$\Delta S_{T6} = \frac{36^2 + 16,2^2}{115^2} \cdot (1,46/2 + j38,4/2) + 0,05 \cdot 2 + j0,26 \cdot 2 = 0,186 + j2,786 \text{ МВА.}$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{H6} \quad (58)$$

$$S_6 = 0,186 + j2,786 + 36 + j16,2 = 36,19 + j18 \text{ МВА.}$$

4) Подстанция №7

Потери в трансформаторе ТДН-25000/110:

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{HH7}^2 + Q_{HH7}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_T + jX_T) + \Delta S_{xx} \quad (59)$$

$$\Delta S_{T7} = \frac{15^2 + 8,1^2}{115^2} \cdot (4,38/2 + j86,7/2) + 0,019 \cdot 2 + j0,112 \cdot 2 = 0,086 + j1,18 \text{ МВА.}$$

$$S_7 = \Delta S_{T7} + S_{H7} \quad (60)$$

$$S_7 = 0,086 + j1,18 + 15 + j8,1 = 15,09 + j9,3 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

На рисунке 7 представлена карта режима первого варианта развития сети. Линии электропередач для новых объектов выполним с минимально возможным для сети 110 кВ проводов – АС-70/11. ЛЭП между п/ст 2 и ЭС-2,

пс/4 – ЭС-2 выполним двухцепными.

Поскольку напряжения в некоторых узлах сети превышают допустимое значение, снизим вырабатываемую реактивную мощность в узле ЭС-2 до значения 50 МВАр. Также заменим провода ЛЭП с учетом экономической плотности тока: п/с 2 – ЭС-2 и п/с 4 – ЭС-2 – АС 240/32, п/с 5 – п/с 6 – АС-120/19, п/с 6 – п/с 3 – АС 185/29, п/с 7 – п/с 3 – АС 150/24. Карта полученного режима приведена на рисунке 8.

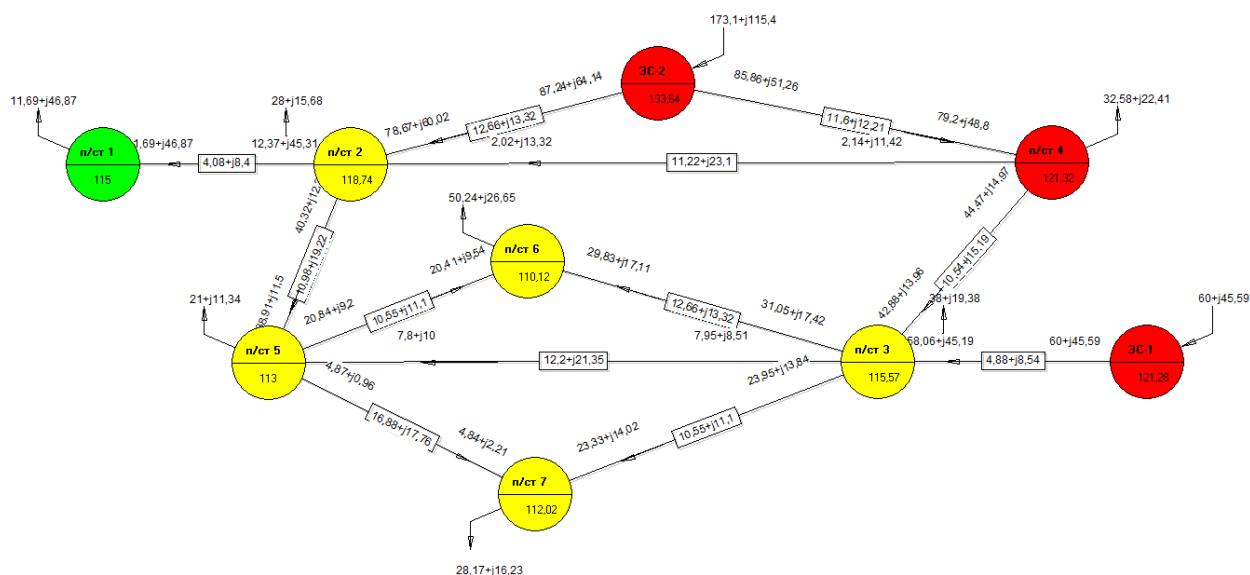


Рисунок 7 – Карта режима первого вариант развития сети

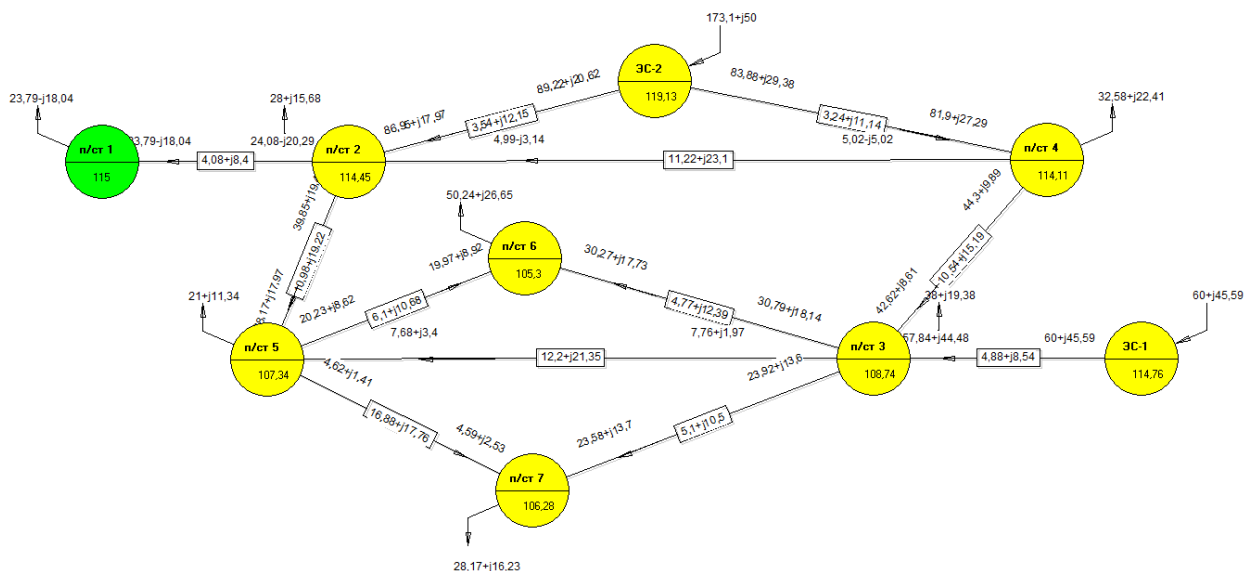


Рисунок 8 – Карта режима первого варианта развития сети после изменения генерации

Достоинства первого варианта:

- надежное электроснабжение новых потребителей;
- питание новых потребителей от двух независимых источников.

Недостатки первого варианта:

- линии электропередач между подстанциями 4-2, 7-5 слабо загружены;
- неравномерная токовая нагрузка сети.

Суммарные потери активной мощности в сети: 11,212 МВт.

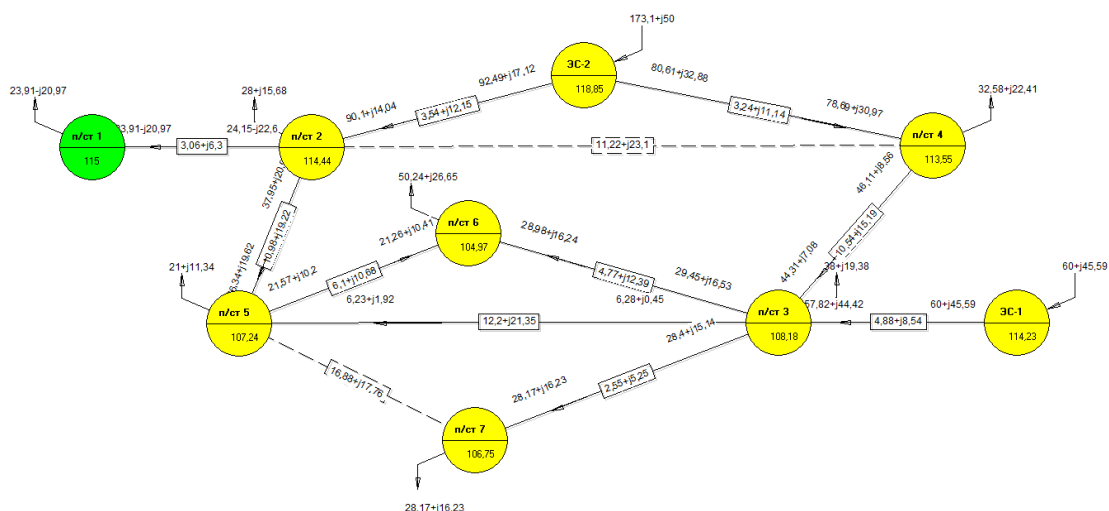


Рисунок 9 – Карта режима второго вариант развития сети

Комментарии к схеме:

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

2.5 Выбор сечений ЛЭП

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

Сведем полученные данные в таблицу 13.

Таблица 8 – Выбор сечений новых ЛЭП

Наименование	Кол-во цепей	$S_{\text{лин}}$, МВА	$I_{\text{лин}}$, А	Марка провода
Вариант 2				
ЭС-2 – ПС2	2	94	236	2хАС-240/32
ЭС-2 – ПС4	2	87	218,5	2хАС-240/32
ПС5 – ПС6	1	23,86	119,8	АС-120/19
ПС6 – ПС3	1	33,8	170	АС-185/29
ПС7 – ПС3	2	32,2	80,8	2хАС-95/16
Вариант 3				
ЭС-2 – ПС2	2	96	241	2хАС-240/32
ЭС-2 – ПС 4	2	85,2	214	2хАС-240/32
ПС-5 – ПС 6	1	19,5	98	АС-120/19
ПС-3 – ПС 6	1	38,2	191,7	АС-240/32
ПС-7 – ПС 3	2	32,2	80,8	2хАС-95/16

2.6 Анализ работы сети

Для каждого из двух намеченных вариантов сети необходимо провести ряд расчётов. Необходимо рассмотреть все возможные послеаварийные ситуации. Для этого необходимо последовательно отключить каждую линию и для каждой из схем рассчитать потокораспределение, а также найти наибольшее отклонение напряжения.

Для решения данной задачи воспользуемся программой расчёта сети NetWORKS. Проверка проводов по нагреву будет производиться по справочным данным.

При рассмотрении послеаварийных режимов первого и второго варианта принято решение о построении второй цепи между подстанциями 2-5, так как при отключении данной ЛЭП наблюдалось расхождение итерационного процесса.

Анализ полученных данных первого варианта показал отсутствие перегруженных ЛЭП, однако в некоторых режимах наблюдаются повышенные уровни напряжений. Было решено снизить вырабатываемую на ЭС-2 реактивную мощность до 40 МВАр.

Анализ второго варианта развития сети также продемонстрировал отсутствие перегруженных ЛЭП во всех послеаварийных режимах, однако в некоторых режимах уровни напряжений выходят за допустимые пределы. Было решено построить вторую цепь между подстанциями 5-6, а также снизить вырабатываемую на ЭС-2 реактивную мощность до 40 МВАр, а на ЭС-1 до 35 МВАр

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Таблица 14 – Режимы сети для первого варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС4	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС2	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС5- ПС6
Норм. Реж	30+ j22,8	30+ j22,8	40,1+ j4	37,2+ j13,5	37,2+ j13,5	49,6+ j11,5	49,6+ j11,5	12,8- j9,1	12,8- j9,1	24,2+ j11,8
ЭС1-ПС3	-	60+ j45,6	40,6+ j5,7	37,4+ j14,5	37,4+ j14,5	49,2+ j10,5	49,2+ j10,5	11,7- j11,7	11,7- j11,7	24,8+ j13,3
ЭС1-ПС3	60+ j45,6	-	40,6+ j5,7	37,4+ j14,5	37,4+ j14,5	49,2+ j10,5	49,2+ j10,5	11,7- j11,7	11,7- j11,7	24,8+ j13,3
ПС3-ПС4	30+ j22,8	30+ j22,8	-	16,5+ j9,6	16,5+ j9,6	70+ j15,4	70+ j15,4	10,8- j14,5	10,8- j14,5	43,8+ j15,7
ЭС2-ПС4	30+ j22,8	30+ j22,8	27,7- j0,1	-	62,5+ j27,6	55,3+ j11,2	55,3+ j11,2	12- j12,9	12- j12,9	30+ j14
ЭС2-ПС4	30+ j22,8	30+ j22,8	27,7- j0,1	62,5+ j27,6	-	55,3+ j11,2	55,3+ j11,2	12- j12,9	12- j12,9	30+ j14
ЭС2-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	55,8+ j4,5	45,3+ j14,7	45,3+ j14,7	-	82,6+ j20,8	11,6- j13,2	11,6- j13,2	17+ j12,1
ЭС2-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	55,8+ j4,5	45,3+ j14,7	45,3+ j14,7	82,6+ j20,8	-	11,6- j13,2	11,6- j13,2	17+ j12,1
ПС1-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	40,1+ j4	37,2+ j13,6	37,2+ j13,6	49,9+ j11,4	49,9+ j11,4	-	25,3- j18,5	24,2+ j12
ПС1-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	40,1+ j4	37,2+ j13,6	37,2+ j13,6	49,9+ j11,4	49,9+ j11,4	25,3- j18,5	-	24,2+ j12
ПС5-ПС6	30+ j22,8	30+ j22,8	48+ j10,5	41,3+ j17,6	41,3+ j17,6	45,3+ j7,4	45,3+ j7,4	11,8- j11,8	11,8- j11,8	-
ПС5-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	46,2+ j8,6	40,3+ j16,5	40,3+ j16,5	47,2+ j8,5	47,2+ j8,5	12- j11,4	12- j11,4	21,6+ j10,2
ПС5-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	46,2+ j8,6	40,3+ j16,5	40,3+ j16,5	47,2+ j8,5	47,2+ j8,5	12- j11,4	12- j11,4	21,6+ j10,2
ПС6-ПС3	30+ j22,8	30+ j22,8	32,2- j0,9	33+ j10,5	33+ j10,5	53,6+ j14,5	53,6+ j14,5	11,8- j11,1	11,8- j11,1	52,1+ j29,1
ПС5-ПС3	30+ j22,8	30+ j22,8	38,9+ j4,6	36,5+ j13,8	36,5+ j13,8	50+ j11,2	50+ j11,2	14,7- j10	14,7- j10	21,9+ j12,3

Продолжение таблицы 14

ПС3-ПС7	30+ j22,8	30+ j22,8	40,2+ j4,5	37,2+ j13,8	37,2+ j13,8	49,4+ j11,2	49,4+ j11,2	12,5- j9,9	12,5- j9,9	24,3+ j12,3
ПС3-ПС7	30+ j22,8	30+ j22,8	40,2+ j4,5	37,2+ j13,8	37,2+ j13,8	49,4+ j11,2	49,4+ j11,2	12,5- j9,9	12,5- j9,9	24,3+ j12,3
I _{нб.пав} , А	378,3	378,3	281,5	343	343	427,6	427,6	157,4	157,4	300
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 95/16	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 120/19
I _{доп} , А	390	390	330	610	610	610	610	450	450	390

Продолжение таблицы 14

Наим Наим	ПС5-ПС2	ПС5-ПС2	ПС6-ПС3	ПС5-ПС3	ПС3-ПС7	ПС3-ПС7	δU _{нб} , %
Норм. Реж	21,4+ j10,4	21,4+ j10,4	26,8+ j14,6	3,5- j1,1	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,9
ЭС1-ПС3	22,1+ j12,3	22,1+ j12,3	26,2+ j13,2	2,74- j2,54	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	10,3
ЭС1-ПС3	22,1+ j12,3	22,1+ j12,3	26,2+ j13,2	2,74- j2,54	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	10,3
ПС3-ПС4	42,6+ j15,8	42,6+ j15,8	7,7+ j11,6	16,9+ j1,2	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	9,7
ЭС2-ПС4	27,7+ j13,1	27,7+ j13,1	21+ j13	2,7+ j1,1	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,7
ЭС2-ПС4	27,7+ j13,1	27,7+ j13,1	21+ j13	2,7+ j1,1	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,7
ЭС2-ПС2	13,9+ j11	13,9+ j11	34+ j14,6	10,9- j2	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	11,2
ЭС2-ПС2	13,9+ j11	13,9+ j11	34+ j14,6	10,9- j2	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	11,2
ПС1-ПС2	21,4+ j10,8	21,4+ j10,8	26,8+ j14,6	3,5- j1,2	14,3+ 7,6	14,3+ 7,6	8,6
ПС1-ПС2	21,4+ j10,8	21,4+ j10,8	26,8+ j14,6	3,5- j1,2	14,3+ 7,6	14,3+ 7,6	8,6
ПС5-ПС6	18,3+ j10	18,3+ j10	51,7+ j29,6	14,8+ j10,3	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	7,7
ПС5-ПС2	-	38+ j21	21,6+ j10,2	6,2+ j0,4	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8
ПС5-ПС2	38+ j21	-	21,6+ j10,2	6,2+ j0,4	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8
ПС6-ПС3	26,2+ j15	26,2+ j15	-	22,9+ j9,8	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	9,4
ПС5-ПС3	22+ j11,2	22+ j11,2	29,1+ j14,2	-	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,8
ПС3-ПС7	21,5+ j11,2	21,5+ j11,2	26,7+ j14,2	3,3- j1,6	-	28,9+ j16,4	8,8
ПС3-ПС7	21,5+ j11,2	21,5+ j11,2	26,7+ j14,2	3,3- j1,6	28,9+ j16,4	-	8,8
I _{нб.пав} , А	218	218	299	125	166,8	166,8	-
F	АС-120/19	АС-120/19	АС-185/29	АС-120/19	АС-95/16	АС-95/16	-
I _{доп} , А	390	390	510	390	330	330	-

Таблица 15 – Режимы сети для второго варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС4	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС2	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС5- ПС6
Норм. Реж	30+ j22,8	30+ j22,8	38,9+ j5,1	36+ j14,1	36+ j14,1	50+ j11	50+ j11	12,7- j10	12,7- j10	21,8+ j11,8
ЭС1-ПС3	-	60+ j45,6	39,6+ j7,3	36,9+ j15,3	36,9+ j15,3	49,7+ j9,7	49,7+ j9,7	11,7- j12,6	11,7- j12,6	23+ j14,3
ЭС1-ПС3	60+ j45,6	-	39,6+ j7,3	36,9+ j15,3	36,9+ j15,3	49,7+ j9,7	49,7+ j9,7	11,7- j12,6	11,7- j12,6	23+ j14,3
ПС3-ПС4	30+ j22,8	30+ j22,8	-	16,5+ j9,6	16,5+ j9,6	70+ j15,4	70+ j15,4	10,3- j16,5	10,3- j16,5	61,6+ j20,3
ЭС2-ПС4	30+ j22,8	30+ j22,8	28,4+ j1,2	-	63,3+ j29,3	55+ j10,4	55+ j10,4	11,9- j13,9	11,9- j13,9	32,1+ j15,6
ЭС2-ПС4	30+ j22,8	30+ j22,8	28,4+ j1,2	63,3+ j29,3	-	55+ j10,4	55+ j10,4	11,9- j13,9	11,9- j13,9	32,1+ j15,6
ЭС2-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	52,6+ j5,8	43,6+ j15,1	43,6+ j15,1	-	86+ j19,8	11,7- j14,3	11,7- j14,3	9,1+ j12,8
ЭС2-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	52,6+ j5,8	43,6+ j15,1	43,6+ j15,1	86+ j19,8	-	11,7- j14,3	11,7- j14,3	9,1+ j12,8
ПС1-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	38,9+ j5,2	36+ j14,1	36+ j14,1	50+ j10,9	50+ j10,9	-	25,3- j20,4	21,8+ j11,9
ПС1-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	38,9+ j5,2	36+ j14,1	36+ j14,1	50+ j10,9	50+ j10,9	25,3- j20,4	-	21,8+ j11,9
ПС5-ПС6	30+ j22,8	30+ j22,8	65,8+ j28,9	51+ j29,7	51+ j29,7	35,5- j4,7	35,5- j4,7	10,2- j17,1	10,2- j17,1	-
ПС5-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	44,2+ j9,5	39,3+ j16,8	39,3+ j16,8	47,2+ j8,2	47,2+ j8,2	12- j12,2	12- j12,2	17,1+ j8,9
ПС5-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	44,2+ j9,5	39,3+ j16,8	39,3+ j16,8	47,2+ j8,2	47,2+ j8,2	12- j12,2	12- j12,2	17,1+ j8,9
ПС6-ПС3	30+ j22,8	30+ j22,8	8,4- j12,7	20,7+ j3,3	20,7+ j3,3	65,8+ j21,7	65,8+ j21,7	11,1- j13,4	11,1- j13,4	52,2+ j29,3
ПС3-ПС7	30+ j22,8	30+ j22,8	39,1+ j15,8	36,6+ j14,4	36,6+ j14,4	49,9+ j10,7	49,9+ j10,7	12,5- j10,7	12,5- j10,7	22+ j12,5
ПС3-ПС7	30+ j22,8	30+ j22,8	39,1+ j15,8	36,6+ j14,4	36,6+ j14,4	49,9+ j10,7	49,9+ j10,7	12,5- j10,7	12,5- j10,7	22+ j12,5

Продолжение таблицы 15

I _{нб.пав} , А	378,3	378,3	265,7	350,2	350,2	443	443	163,2	163,2	300,5
F	АС-120/19	АС-120/19	АС-95/16	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-150/24	АС-150/24	АС-120/19
I _{доп} , А	390	390	330	610	610	610	610	450	450	390

Продолжение таблицы 15

Наим Наим	ПС5-ПС2	ПС5-ПС2	ПС6-ПС3	ПС3-ПС7	ПС3-ПС7	δU _{нб} , %
Норм. Реж	21,9+ j10,9	21,9+ j10,9	29,1+ j14,7	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,8
ЭС1-ПС3	22,6+ j12,3	22,6+ j12,3	28+ j12,2	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	9,86
ЭС1-ПС3	22,6+ j12,3	22,6+ j12,3	28+ j12,2	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	9,86
ПС3-ПС4	43,2+ j17,8	43,2+ j17,8	9,1- j9,6	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	9,5
ЭС2-ПС4	27,3+ j13,4	27,3+ j13,4	19+ j11	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,4
ЭС2-ПС4	27,3+ j13,4	27,3+ j13,4	19+ j11	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,4
ЭС2-ПС2	15,4+ j11,1	15,4+ j11,1	41,9+ j14,2	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	11
ЭС2-ПС2	15,4+ j11,1	15,4+ j11,1	41,9+ j14,2	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	11
ПС1-ПС2	21,9+ j11	21,9+ j11	26,8+ j14,6	14,3+ 7,6	14,3+ 7,6	8,3
ПС1-ПС2	21,9+ j11	21,9+ j11	26,8+ j14,6	14,3+ 7,6	14,3+ 7,6	8,3
ПС5-ПС6	10,6+ j4,3	10,6+ j4,3	51,7+ j30,7	14,3+ j7,9	14,3+ j7,9	-18
ПС5-ПС2	-	39,8+ j21,9	33,9+ j18	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	7,9
ПС5-ПС2	39,8+ j21,9	-	33,9+ j18	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	7,9
ПС6-ПС3	32,3+ j21,7	32,3+ j21,7	-	14,3+ j7,4	14,3+ j7,4	14,9
ПС3-ПС7	22,1+ j11,3	22,1+ j11,3	28,9+ j13,9	-	28,9+ j16,5	8,6
ПС3-ПС7	22,1+ j11,3	22,1+ j11,3	28,9+ j13,9	28,9+ j16,5	-	8,6
I _{нб.пав} , А	234,6	234,6	301,9	167,1	167,1	-
F	АС-120/19	АС-120/19	АС-240/32	АС-95/16	АС-95/16	-
I _{доп} , А	390	390	610	330	330	-

2.7 Анализ работы сети после модернизации

В таблицах 16-17 приведены режимы рассматриваемых вариантов развития сети в нормальных и аварийных режимах после модернизации исходных вариантов.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение таблицы 16

ПС5-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	45,7+ j7,2	40,1+ j15,8	40,1+ j15,8	46,4+ j4,2	46,4+ j4,2	11,9- j16,8	11,9- j16,8	21,8+ j11,1
ПС5-ПС2	30+ j22,8	30+ j22,8	45,7+ j7,2	40,1+ j15,8	40,1+ j15,8	46,4+ j4,2	46,4+ j4,2	11,9- j16,8	11,9- j16,8	21,8+ j11,1
ПС6-ПС3	30+ j22,8	30+ j22,8	31,8- j2,3	32,8+ j9,8	32,8+ j9,8	53,8+ j10,2	53,8+ j10,2	11,8- j16,4	11,8- j16,4	52,1+ j29,2
ПС5-ПС3	30+ j22,8	30+ j22,8	38,5+ j3,1	36,3+ j13,1	36,3+ j13,1	50,1+ j6,8	50,1+ j6,8	12,6- j15,3	12,6- j15,3	22,3+ j14
ПС3-ПС7	30+ j22,8	30+ j22,8	39,8+ j2,7	37+ j13	37+ j13	49,6+ j7	49,6+ j7	12,4- j15,1	12,4- j15,1	24,5+ j13,3
ПС3-ПС7	30+ j22,8	30+ j22,8	39,8+ j2,7	37+ j13	37+ j13	49,6+ j7	49,6+ j7	12,4- j15,1	12,4- j15,1	24,5+ j13,3
I _{нб.пав,А}	378	378	277,2	338,4	338,4	423,3	423,3	195,2	195,2	299,8
F	АС- 120/ 19	АС- 120/19	АС- 95/16	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 120/19
I _{доп, А}	390	390	330	610	610	610	610	450	450	390

Продолжение таблицы 16

Наим Наим	ПС5-ПС2	ПС5-ПС2	ПС6-ПС3	ПС5-ПС3	ПС3-ПС7	ПС3-ПС7	$\delta U_{нб}, \%$
Норм. Реж	21,7+ j11,8	21,7+ j11,8	26,6+ j13,7	3,2- j2,1	14,3+ j7,8	14,3+ j7,8	7,7
ЭС1-ПС3	22,4+ j13,4	22,4+ j13,4	26+ j12,3	2,5- j3,5	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	9,4
ЭС1-ПС3	22,4+ j13,4	22,4+ j13,4	26+ j12,3	2,5- j3,5	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	9,4
ПС3-ПС4	42,6+ j15,9	42,6+ j15,9	7,7+ j11,5	16,9+ j1,3	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	8,3

Продолжение таблицы 16

ЭС2-ПС4	27,7+ j14,1	27,7+ j14,1	20,9+ j1,8	2,9+ j1,9	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	7,4
ЭС2-ПС4	27,7+ j14,1	27,7+ j14,1	20,9+ j1,8	2,9+ j1,9	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	7,4
ЭС2-ПС2	14,3+ j12,7	14,3+ j12,7	33,7+ j12,9	10,5- j3,7	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	9,4
ЭС2-ПС2	14,3+ j12,7	14,3+ j12,7	33,7+ j12,9	10,5- j3,7	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	9,4
ПС1-ПС2	21,7+ j11,5	21,7+ j11,5	26,6+ j13,6	3,1- j2,2	14,3+ 7,6	14,3+ 7,6	6,7
ПС1-ПС2	21,7+ j11,5	21,7+ j11,5	26,6+ j13,6	3,1- j2,2	14,3+ 7,6	14,3+ 7,6	6,7
ПС5-ПС6	18,6+ j11	18,6+ j11	51,8+ j29,8	15,4+ j12,1	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	6,3
ПС5-ПС2	-	38,7+ j23	29,2+ j15,7	6- j0,4	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,7
ПС5-ПС2	38,7+ j23	-	29,2+ j15,7	6- j0,4	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,7
ПС6-ПС3	26,9+ j15,8	26,9+ j15,8	-	22,5+ j8,2	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	8,1
ПС5-ПС3	22,2+ j12,1	22,2+ j12,1	28,7+ j12,6	-	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	7,5
ПС3-ПС7	21,8+ j12,2	21,8+ j12,2	26,5+ j13,3	3- j2,5	-	28,9+ j16,5	7,5
ПС3-ПС7	21,8+ j12,2	21,8+ j12,2	26,5+ j13,3	3- j2,5	28,9+ j16,5	-	7,5
I _{нб.пав, А}	228,3	228,3	300	120,2	167	167	-
F	АС-120/19	АС-120/19	АС-185/29	АС-120/19	АС-95/16	АС-95/16	-
I _{доп, А}	390	390	510	390	330	330	-

Таблица 17 – Режимы сети для второго варианта

Наим Наим	ЭС1- ПС3	ЭС1- ПС3	ПС3- ПС4	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС4	ЭС2- ПС2	ЭС2- ПС2	ПС1- ПС2	ПС1- ПС2	ПС6- ПС3
Норм. Реж	30+ j17,5	30+ j17,5	36,4+ j6,3	35,3+ j14,7	35,3+ j14,7	51,3+ j5,3	51,3+ j5,3	12,7- j20,3	12,7- j20,3	26,9+ j5,6
ЭС1-ПС3	-	60+ j35	37+ j8,1	35,6+ j15,7	35,6+ j15,7	51+ j4,3	51+ j4,3	11,7- j12,7	11,7- j12,7	25,8+ j3,1
ЭС1-ПС3	60+ j35	-	37+ j8,1	35,6+ j15,7	35,6+ j15,7	51+ j4,3	51+ j4,3	11,7- j12,7	11,7- j12,7	25,8+ j3,1
ПС3-ПС4	30+ j17,5	30+ j17,5	-	16,5+ j8,7	16,5+ j8,7	70+ j10,3	70+ j10,3	10,8- j25,4	10,8- j25,4	8,7+ j0,5
ЭС2-ПС4	30+ j17,5	30+ j17,5	25,4+ j1,9	-	60,2+ j29,8	56,4+ j5,1	56,4+ j5,1	11,9- j24,1	11,9- j24,1	16,4+ j1,5
ЭС2-ПС4	30+ j17,5	30+ j17,5	25,4+ j1,9	60,2+ j29,8	-	56,4+ j5,1	56,4+ j5,1	11,9- j24,1	11,9- j24,1	16,4+ j1,5

Продолжение таблицы 17

ЭС2-ПС2	30+ j17,5	30+ j17,5	51+ j5,4	42,8+ j15,1	42,8+ j15,1	-	87,5+ j9,8	11,5- j25	11,5- j25	40,5+ j3,2
ЭС2-ПС2	30+ j17,5	30+ j17,5	51+ j5,4	42,8+ j15,1	42,8+ j15,1	87,5+ j9,8	-	11,5- j25	11,5- j25	40,5+ j3,2
ПС1-ПС2	30+ j17,5	30+ j17,5	36,4+ j6,5	35,3+ j15	35,3+ j15	51,3+ j5	51,3+ j5	-	25,1- j42,2	26,8+ j5,3
ПС1-ПС2	30+ j17,5	30+ j17,5	36,4+ j6,5	35,3+ j15	35,3+ j15	51,3+ j5	51,3+ j5	25,1- j42,2	-	26,8+ j5,3
ПС6-ПС3	30+ j17,5	30+ j17,5	8,2- j1,9	20,7+ j9	20,7+ j9	65,9+ j11	65,9+ j11	11,9- j22,7	11,9- j22,7	-
ПС5-ПС2	30+ j17,5	30+ j17,5	42,2+ j12,3	38,3+ j18,4	38,3+ j18,4	48,2+ j2,6	48,2+ j2,6	11,8- j23,1	11,8- j23,1	32+ j10,2
ПС5-ПС2	30+ j17,5	30+ j17,5	42,2+ j12,3	38,3+ j18,4	38,3+ j18,4	48,2+ j2,6	48,2+ j2,6	11,8- j23,1	11,8- j23,1	32+ j10,2
ПС5-ПС6	30+ j17,5	30+ j17,5	38,1+ j8,6	36,7+ j16,1	36,7+ j16,1	50,4+ j3,9	50,4+ j3,9	12,5- j21,2	12,5- j21,2	28,4+ j7,4
ПС5-ПС6	30+ j17,5	30+ j17,5	38,1+ j8,6	36,7+ j16,1	36,7+ j16,1	50,4+ j3,9	50,4+ j3,9	12,5- j21,2	12,5- j21,2	28,4+ j7,4
ПС3-ПС7	30+ j17,5	30+ j17,5	36,6+ j6,9	35,3+ j15	35,3+ j15	51,2+ j4,9	51,2+ j4,9	12,5- j21,1	12,5- j21,1	26,6+ j4,8
ПС3-ПС7	30+ j17,5	30+ j17,5	36,6+ j6,9	35,3+ j15	35,3+ j15	51,2+ j4,9	51,2+ j4,9	12,5- j21,1	12,5- j21,1	26,6+ j4,8
I _{нб.пав} , А	348,7	348,7	257,5	337,2	337,2	442	442	246,5	246,5	204
F	АС- 120/19	АС- 120/19	АС- 95/16	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 240/32	АС- 150/24	АС- 150/24	АС- 120/19
I _{доп} , А	390	390	330	610	610	610	610	450	450	390

Продолжение таблицы 17

Наим Наим	ПС5- ПС2	ПС5- ПС2	ПС5- ПС6	ПС5- ПС6	ПС3- ПС7	ПС3-ПС7	$\delta U_{нб},$ %
Норм. Реж	23,1+ j15,3	23,1+ j15,3	11,9+ j9,9	11,9+ j9,9	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,7
ЭС1-ПС3	23,2+ j16,7	23,2+ j16,7	12,5+ j11,7	12,5+ j11,7	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,6
ЭС1-ПС3	23,2+ j16,7	23,2+ j16,7	12,5+ j11,7	12,5+ j11,7	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,6
ПС3-ПС4	42,6+ j21,4	42,6+ j21,4	30,1+ j13,9	30,1+ j13,9	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	7,7
ЭС2-ПС4	28,3+ j17,9	28,3+ j17,9	17,3+ j11,9	17,3+ j11,9	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	6,5
ЭС2-ПС4	28,3+ j17,9	28,3+ j17,9	17,3+ j11,9	17,3+ j11,9	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	6,5
ЭС2-ПС2	16,2+ j16,5	16,2+ j16,5	5,2+ j11,5	5,2+ j11,5	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,2
ЭС2-ПС2	16,2+ j16,5	16,2+ j16,5	5,2+ j11,5	5,2+ j11,5	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	8,2
ПС1-ПС2	23,2+ j16,2	23,2+ j16,2	12+ j10,1	12+ j10,1	14,3+ 7,7	14,3+ 7,7	5
ПС1-ПС2	23,2+ j16,2	23,2+ j16,2	12+ j10,1	12+ j10,1	14,3+ 7,7	14,3+ 7,7	5
ПС5-ПС6	37,7+ j20,9	37,7+ j20,9	25,6+ j13,4	25,6+ j13,4	14,3+ j7,5	14,3+ j7,5	9,4
ПС5-ПС2	-	42,2+ j29,7	9,4+ j7,9	9,4+ j7,9	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	5,6
ПС5-ПС2	42,2+ j29,7	-	9,4+ j7,9	9,4+ j7,9	14,3+ j7,7	14,3+ j7,7	5,6
ПС5-ПС6	22,4+ j15	22,4+ j15	-	22,6+ j19,2	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,4
ПС5-ПС6	22,4+ j15	22,4+ j15	22,6+ j19,2	-	14,3+ j7,6	14,3+ j7,6	6,4
ПС3-ПС7	23,3+ j15,7	23,3+ j15,7	12+ j10,3	12+ j10,3	-	28,9+ j16,5	6,6
ПС3-ПС7	23,3+ j15,7	23,3+ j15,7	12+ j10,3	12+ j10,3	28,9+ j16,5	-	6,6
$I_{нб.пав}, A$	259,1	259,1	166,5	166,5	167,1	167,1	-
F	АС-120/19	АС-120/19		АС-240/32	АС-95/16	АС-95/16	-
$I_{доп}, A$	390	390		610	330	330	-

2.8 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:

$$Z = E_n K + I + \Delta W_{\Gamma}, \quad (61)$$

где K – капиталовложения в объект по укрупненным показателям;

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ				

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

I – ежегодные издержки эксплуатации;

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

Рассмотрим более подробно процесс нахождения затрат для каждого из вариантов.

2.8.1 Приведенные затраты для варианта № 1

Первый вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-240/32, 60 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-240/32, 55 км;
- 3) ПС5 – ПС6, АС-120/19, 25 км;
- 4) ПС6 – ПС3, АС-185/29, 30 км;
- 5) ПС7 – ПС3, 2хАС-95/16, 25 км.

Используя данные [1] о стоимости строительства различных ЛЭП, а также зональный повышающий коэффициент, найдем стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

- 1) $1440 \cdot 60 \cdot 1,1 = 95\ 040$ тыс.руб;
- 2) $1440 \cdot 55 \cdot 1,1 = 87\ 120$ тыс.руб;
- 3) $850 \cdot 25 \cdot 1,1 = 23\ 375$ тыс.руб;
- 4) $890 \cdot 30 \cdot 1,1 = 29\ 370$ тыс.руб;
- 5) $1150 \cdot 25 \cdot 1,1 = 31\ 625$ тыс.руб.

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

$$16 \cdot 1,1 \cdot 7000 = 123\ 200 \text{ тыс.руб.} \quad (62)$$

Согласно [3] индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2018 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет 3,99.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

$$K=(95\ 040+ 87\ 120+ 23\ 375+ 29\ 370+ 31\ 625)\cdot 3,99+123\ 200\cdot 3,99= \\ =1\ 063\ 454,7+ 491\ 568=1\ 555\ 022,7 \text{ тыс.руб.} \quad (63)$$

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

Тогда:

$$И=0,008\cdot 1\ 063\ 454,7+0,059\cdot 491\ 568 =37\ 510,1 \text{ тыс.руб.} \quad (64)$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (65)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}}=10,175$ МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

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

τ – средневзвешенное время потерь для потребителей:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (66)$$

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau \quad (67)$$

$$\Delta W_{\Gamma} = 10,175 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 96\ 665,8 \text{ тыс.руб}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

В результате:

$$З = E_{\text{н}}K + И + \Delta W_{\Gamma} \quad (68)$$

$$З = 0,2 \cdot (1555022,7) + 37510,1 + 96665,8 = 445\,180,4 \text{ тыс.руб.}$$

2.8.2 Приведенные затраты для варианта № 2

Второй вариант предполагает строительство следующих линий:

- 1) ЭС2 – ПС2, 2хАС-240/32, 60 км;
- 2) ЭС2 – ПС4, 2хАС-240/32, 55 км;
- 3) ПС5 – ПС6, 2хАС-120/19, 25 км;
- 4) ПС6 – ПС3, АС-240/29, 30 км;
- 5) ПС7 – ПС3, 2хАС-95/16, 25 км;

Используя данные [1] о стоимости строительства различных ЛЭП, а также зональный повышающий коэффициент, найдем стоимость строительства приведенных выше ЛЭП:

- 1) $1440 \cdot 60 \cdot 1,1 = 95\,040$ тыс.руб;
- 2) $1440 \cdot 55 \cdot 1,1 = 87\,120$ тыс.руб;
- 3) $1150 \cdot 25 \cdot 1,1 = 31\,625$ тыс.руб;
- 4) $890 \cdot 30 \cdot 1,1 = 29\,370$ тыс.руб;
- 5) $1150 \cdot 25 \cdot 1,1 = 31\,625$ тыс.руб;

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

$$18 \cdot 1,1 \cdot 7000 = 138\,600 \text{ тыс.руб.} \quad (69)$$

Согласно [3] индекс изменения сметной стоимости на I квартал 2018 года по отношению к базовым ценам 2000 г. Для электроэнергетики составляет 3,99. Таким образом, суммарные капитальные затраты для первого варианта составляют:

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$K = (95\,040 + 87\,120 + 31\,625 + 29\,370 + 31\,625) \cdot 3,99 + \quad (70)$$

$$+ 138\,600 \cdot 3,99 = 1\,096\,372,2 + 553\,014 = 1\,649\,386,2 \text{ тыс.руб.}$$

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

Тогда:

$$И = 0,008 \cdot 1\,096\,372,2 + 0,059 \cdot 553\,014 = 41\,398,8 \text{ тыс.руб.} \quad (71)$$

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

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau, \quad (72)$$

где $\Delta P_{\text{нб}}$ – наибольшие потери активной мощности в элементах сети при заданном максимуме нагрузки потребителей $\Delta P_{\text{нб}}=10,196$ МВт (значение потерь найдено при расчете в программе NetWorks);

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

τ – средневзвешенное время потерь для потребителей:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (73)$$

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

В результате:

$$\Delta W_{\Gamma} = \Delta P_{\text{нб}} \cdot z_3 \cdot \tau = 10,196 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 96\,865,3 \text{ тыс.руб} \quad (74)$$

В результате:

$$З = E_{\text{н}} K + И + \Delta W_{\Gamma} \quad (75)$$

$$З = 0,2 \cdot (1\,649\,386,2) + 41\,398,8 + 96\,865,3 = 468\,141,3 \text{ тыс.руб.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

2.8.3 Сравнение приведенных затрат

Сравним между собой два варианта:

$$\left| \frac{Z_2 - Z_1}{(Z_2 + Z_1) / 2} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{468141,3 - 445180,4}{(468141,3 + 445180,4) / 2} \right| \cdot 100\% = 5,5\%. \quad (76)$$

Поскольку разница в затратах составляет более 5%, то выбираем первый вариант развития электрической сети.

3 Расчет основных установившихся режимов работы сети

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

Рассмотрим следующие характерные нормальные режимы:

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

При рассмотрении послеаварийных режимов сети во многих режимах напряжение снижается до недопустимых значений. Было принято решение о строительстве еще одной цепи между подстанциями 3-4.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

3.1 Режим максимальных нагрузок

Карта сети в режиме максимальных нагрузок приведена на рисунке 14.

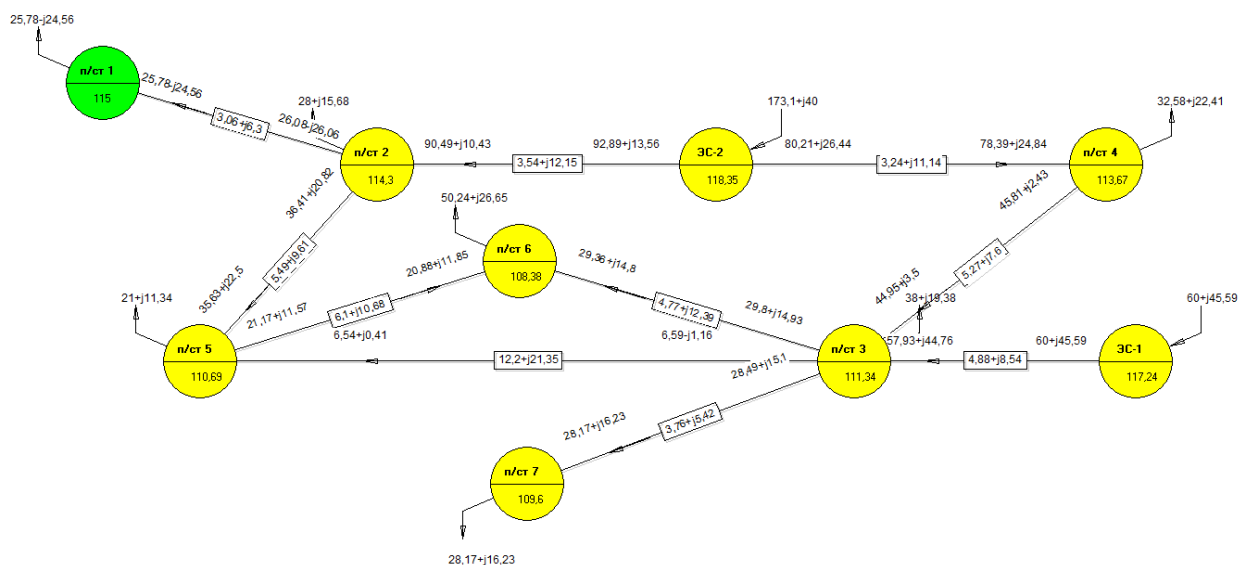


Рисунок 14 – Карта сети в режиме максимальных нагрузок

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

В таблице 18 приведена токовая загрузка линий в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 18 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Загрузка, %
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-120/19	189,2	390	48,5
ПС-3 – ПС-4	2хАС-95/16	115,2	330	34,9
ПС-3 – ПС-5	АС-120/19	33,6	390	8,6
ПС-5 – ПС-6	АС-120/19	121,1	390	31
ПС-3 – ПС-7	2хАС-95/16	80,9	330	24,5
ПС-6 – ПС-3	АС-185/29	167,3	510	32,8
ЭС-2 – ПС-2	2хАС-240/32	235,6	610	38,6
ПС-2 – ПС-1	2хАС-150/24	92,5	450	20,6
ПС-5 – ПС-2	2хАС-120/19	105,3	390	27

Продолжение таблицы 18

ЭС-2 – ПС-4	2хАС-240/32	212	610	34,8
-------------	-------------	-----	-----	------

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

Таблица 19 – Данные о напряжениях в узлах сети

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U_y , кВ	δ , кВ
Электростанция – 1	110	117,24	6,6
Электростанция – 2	110	118,35	7,6
Подстанция – 2	110	114,3	3,9
Подстанция – 3	110	111,34	1,2
Подстанция – 4	110	113,67	3,3
Подстанция – 5	110	110,69	0,6
Подстанция – 6	110	108,38	-1,5
Подстанция – 7	110	109,6	-0,4

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

3.2 Режим минимальных нагрузок

Сначала найдем приведенные к шинам высшего напряжения мощности источников и нагрузок.

1) Подстанция №2

$$P_2 = P_{2max} \cdot 0,7 \quad (77)$$

$$P_2 = 29 \cdot 0,7 = 20,3 \text{ МВт};$$

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

$$Q_2 = 29 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 11,37 \text{ МВАр}. \quad (78)$$

2) Подстанция №3

$$P_3 = P_{3\max} \cdot 0,7 \quad (79)$$

$$P_3 = 47 \cdot 0,7 = 32,9 \text{ МВт};$$

$$Q_3 = P_{3\max} \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot 0,7 \quad (80)$$

$$Q_3 = 47 \cdot 0,51 \cdot 0,7 = 16,78 \text{ МВАр.}$$

3) Подстанция №4

$$P_{41} = P_{41\max} \cdot 0,7 \quad (81)$$

$$P_{41} = 4 \cdot 0,7 = 2,8 \text{ МВт};$$

$$Q_{41} = P_{41\max} \operatorname{tg} \varphi_{41} \cdot 0,7 \quad (82)$$

$$Q_{41} = 4 \cdot 0,56 \cdot 0,7 = 1,57 \text{ МВАр.}$$

$$P_{42} = P_{42\max} \cdot 0,7 \quad (83)$$

$$P_{42} = 8 \cdot 0,7 = 5,6 \text{ МВт};$$

$$Q_{42} = P_{42\max} \operatorname{tg} \varphi_{42} \cdot 0,7 \quad (84)$$

$$Q_{42} = 8 \cdot 0,54 \cdot 0,7 = 3,024 \text{ МВАр.}$$

Найдем мощность, приведенную к шинам 35 кВ. На рисунке 14 приведено приблизительное потокораспределение в сети 35 кВ. Как видно из рисунка, узел 4/1 является точкой потокораздела. Разделим сеть по точке потокораздела и найдем потоки с учетом потерь.

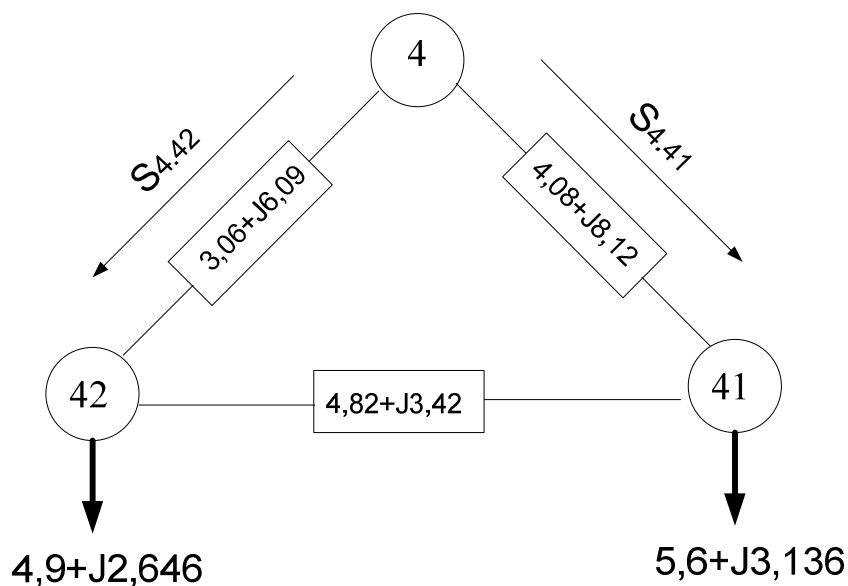


Рисунок 15 – Расчетная схема сети 35 кВ

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4-41:

$$S_{4-41} = \frac{S_{41}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}) + S_{42}\bar{Z}_{42-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} \quad (85)$$

$$S_{4-41} = \frac{(5,6 + j3,136)(4,82 - j3,42 + 3,06 - j6,09) + (4,9 + j2,646)(3,06 - j6,09)}{4,08 - j8,12 + 4,82 - j3,42 + 3,06 - j6,09} = 4,722 + j2,756 \text{ МВА}$$

Мощность, протекающая по линии между подстанциями 4 и 42:

$$S_{4-42} = \frac{S_{42}(\bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{41-4}) + S_{41}\bar{Z}_{41-4}}{\bar{Z}_{4-41} + \bar{Z}_{41-42} + \bar{Z}_{42-4}} \quad (86)$$

$$S_{4-42} = \frac{(4,9 + j2,646)(4,82 - j3,42 + 4,08 - j8,12) + (5,6 + j3,136)(3,06 - j6,09)}{4,08 - j8,12 + 4,82 - j3,42 + 3,06 - j6,09} = 5,778 + j3,026 \text{ МВА}$$

Узел 41 является точкой потоко раздела.

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

$$S_{42-41} = S_{4-42} - S_{42} \quad (87)$$

$$S_{42-41} = 5,778 + j3,026 - 4,9 - j2,646 = 0,878 + j0,38 \text{ МВА}$$

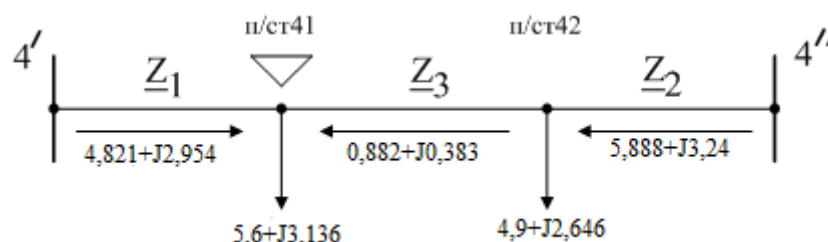


Рисунок 16 – Развернутая кольцевая сеть 35 кВ

Определим поток мощности между 4' и 41:

$$\Delta S_{4-41} = \frac{P_{4-41}^2 + Q_{4-41}^2}{U_{\text{ном}}^2} (r_{4-41} + jx_{4-41}) \quad (88)$$

$$\Delta S_{4-41} = \frac{4,772^2 + 2,756^2}{35^2} (4,08 + j8,12) = 0,099 + j0,198 \text{ МВА};$$

$$S_{4-41\text{H}} = S_{4-41} + \Delta S_{4-41} \quad (89)$$

$$S_{4-41H} = 4,772 + j2,756 + 0,099 + j0,198 = 4,821 + j2,954 \text{ МВА.}$$

Определим поток мощности между 4" и 41:

$$\Delta S_{41-42} = \frac{P_{42-41}^2 + Q_{42-41}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{41-42} + jx_{41-42}) \quad (90)$$

$$\Delta S_{41-42} = \frac{0,878^2 + 0,38^2}{35^2} (4,82 + j3,42) = 3606 + j2553 \text{ ВА;}$$

$$S_{42-41H} = S_{42-41K} + \Delta S_{42-41} \quad (91)$$

$$S_{42-41H} = 0,882 + j0,383 \text{ МВА.}$$

$$S_{4-42K} = S_{42-41H} + S_{42} \quad (92)$$

$$S_{4-42K} = 0,882 + j0,383 + 4,9 + j2,646 = 5,782 + j3,029 \text{ МВА;}$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{P_{4-42K}^2 + Q_{4-42K}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} (r_{4-42} + jx_{4-42}) \quad (93)$$

$$\Delta S_{4-42} = \frac{5,782^2 + 3,029^2}{35^2} (3,06 + j6,09) = 0,106 + j0,212 \text{ МВА;}$$

$$S_{4-42H} = S_{4-42K} + \Delta S_{4-42} \quad (94)$$

$$S_{4-42H} = 5,782 + j3,029 + 0,106 + j0,212 = 5,888 + j3,24 \text{ МВА.}$$

Таким образом, приведенная к шинам 35 кВ мощность:

$$S_{4/35} = S_{4-41H} + S_{4-42H} \quad (95)$$

$$S_{4/35} = 4,829 + j2,954 + 5,888 + j3,24 = 10,71 + j6,194 \text{ МВА.}$$

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

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

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$\Delta S_{CH} = \frac{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТЧН} + jx_{ТЧН}) \quad (96)$$

$$\Delta S_{CH} = \frac{10,71^2 + 6,194^2}{115^2} \cdot (0,4 + j0) = 0,00463 \text{ MBA};$$

$$S_{CH} = \Delta S_{CH} + S_{35} \quad (97)$$

$$S_{CH} = 0,00463 + 10,71 + j6,194 = 10,71 + j6,194 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{P_{HH}^2 + Q_{HH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТНН} + jx_{ТНН}) \quad (98)$$

$$\Delta S_{HH} = \frac{11,9^2 + 7,378^2}{115^2} \cdot (0,4 + j11,15) = 0,006 + j0,165 \text{ MBA};$$

$$S_{HH} = \Delta S_{HH} + S_{HH} \quad (99)$$

$$S_{HH} = 0,006 + j0,165 + 11,9 + j7,378 = 11,91 + j7,543 \text{ MBA};$$

$$S_{BH} = S_{CH} + S_{HH} \quad (100)$$

$$S_{BH} = 10,71 + j6,194 + 11,91 + j7,543 = 22,62 + j13,74 \text{ MBA};$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot (r_{ТБН} + jx_{ТБН}) + \Delta S_{XX} \quad (101)$$

$$\Delta S_{BH} = \frac{22,62^2 + 13,74^2}{115^2} \cdot (0,4 + j17,75) + 0,086 + j0,48 = 0,107 + j1,42 \text{ MBA};$$

$$S_4 = \Delta S_{BH} + S_{BH} \quad (102)$$

$$S_4 = 0,107 + j1,42 + 22,62 + j13,74 = 22,73 + j15,16 \text{ MBA}$$

4) Подстанция №5

$$P_5 = P_{5\max} \cdot 0,7 \quad (103)$$

$$P_5 = 23 \cdot 0,7 = 16,1 \text{ МВт};$$

$$Q_5 = P_{5\max} \cdot \text{tg}\varphi_5 \cdot 0,7 \quad (104)$$

$$Q_5 = 23 \cdot 0,54 \cdot 0,7 = 8,7 \text{ МВАр.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

5) Подстанция №6

$$P_{6\text{HH}} = P_{6\text{max}} \cdot 0,7 \quad (105)$$

$$P_{6\text{HH}} = 36 \cdot 0,7 = 25,2 \text{ МВт};$$

$$Q_{6\text{HH}} = P_{6\text{max}} \text{tg}\varphi_6 \cdot 0,7 \quad (106)$$

$$Q_{6\text{HH}} = 36 \cdot 0,45 \cdot 0,7 = 11,34 \text{ МВАр.}$$

$$\Delta S_{T6} = \frac{P_{\text{HH6}}^2 + Q_{\text{HH6}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{XX}} \quad (107)$$

$$S_6 = \Delta S_{T6} + S_{\text{H6}} \quad (108)$$

$$S_6 = 2,91 + j74,44 + 25,2 + j11,34 = 28,11 + j85,78 \text{ МВА.}$$

6) Подстанция №7

$$P_{7\text{HH}} = P_{7\text{max}} \cdot 0,7 \quad (109)$$

$$P_{7\text{HH}} = 15 \cdot 0,7 = 10,5 \text{ МВт};$$

$$Q_{7\text{HH}} = P_{7\text{max}} \text{tg}\varphi_7 \cdot 0,7 \quad (110)$$

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

$$\Delta S_{T7} = \frac{P_{\text{HH7}}^2 + Q_{\text{HH7}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (r_T + jx_T) + \Delta S_{\text{XX}} \quad (111)$$

$$S_7 = S_{7\text{HH}} + \Delta S_T \quad (112)$$

$$S_7 = 10,5 + j5,67 + 0,033 + j0,523 = 10,53 + j6,19 \text{ МВА.}$$

7) Электростанция 1

$$S_{\text{HH1}} = (\Sigma P_T - 0,7P_H - 0,1 \Sigma P_T) + j(\Sigma Q_T - 0,7Q_H - 0,01 \Sigma P_T \cdot \text{tg}\varphi_{\text{CH}}) \quad (113)$$

$$S_{\text{HH1}} = (50 - 0,7 \cdot 45 - 0,1 \cdot 50) + j(50 \cdot 0,75 - 0,7 \cdot 45 \cdot 0,56 - 0,685 \cdot 0,1 \cdot 50) = \\ = 13,5 + j16,43 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (114)$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{13,5^2 + 16,43^2}{115^2} \cdot (4,38 + j86,7) + 0,019 + j0,112 = 0,169 + j3,077 \text{ МВА};$$

$$S_{HH2} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}) \quad (114)$$

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

$$\Delta S_{T2} = \frac{P_{HH2}^2 + Q_{HH2}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (115)$$

$$\Delta S_{T2} = \frac{56,4^2 + 42,534^2}{115^2} \cdot (0,71 + j19,2) + 0,07 + j0,48 = 0,338 + j7,725 \text{ МВА}; \quad (116)$$

Мощность, приведенная к шинам 110 кВ ЭС-1:

$$S_{ЭС1} = S_{HH1} + S_{HH2} - \Delta S_{T1} - \Delta S_{T2}; \quad (117)$$

$$S_{ЭС1} = 69,39 + j69,77 \text{ МВА}.$$

8) Электростанция 2

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-80000/110:

$$S_{HH1} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}) \quad (118)$$

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

$$\Delta S_{T1} = \frac{P_{HH1}^2 + Q_{HH1}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (119)$$

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

Мощность, поступающая через трансформатор ТДЦ-200000/110:

$$S_{HH3} = (\Sigma P_{\Gamma} - P_{CH}) + j(\Sigma Q_{\Gamma} - Q_{CH}) \quad (120)$$

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

Потери в трансформаторе ТДЦ-200000/110:

$$\Delta S_{T3} = \frac{P_{HH3}^2 + Q_{HH3}^2}{U_{ном}^2} \cdot (r_{\tau} + jx_{\tau}) + \Delta S_{xx} \quad (121)$$

$$\Delta S_{T3} = \frac{103,4^2 + 77,979^2}{115^2} \cdot (0,2 + j7,7) + 0,17 + j1 = 0,424 + j10,765 \text{ МВА}. \quad (122)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

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

$$S_{эс-2} = 2S_{нн1} + S_{нн3} - 2\Delta S_{Т1} - \Delta S_{Т3} - S_H \quad (123)$$

$$S_{эс-2} = 2(56,4+j42,534) + 103,4 + j77,979 - 2(0,338+j7,725) - (0,424+j10,765) - 0,7(30+j19,2) = 194+j123,4 \text{ МВА.}$$

На рисунке 16 показаны карта режима сети в режиме минимальных нагрузок. В минимальном режиме отклонения напряжения во всех узлах выходят за допустимые значения.

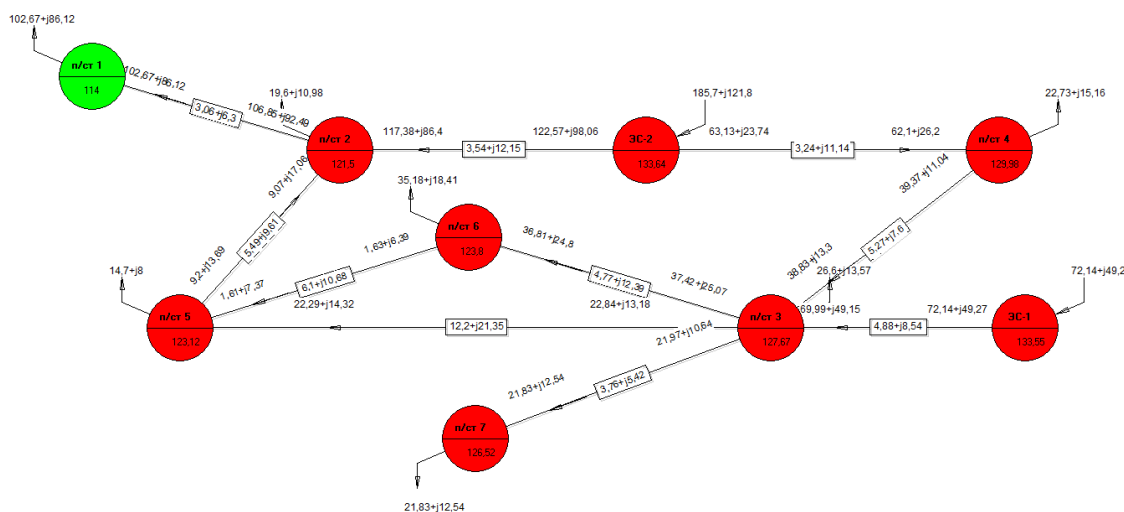


Рисунок 17 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

В такой ситуации целесообразным решением является снижение вырабатываемой электростанциями реактивной мощности. Для восстановления режима мощность, вырабатываемая электростанциями составит:

$$S_{эс-1} = 69,39 + j69,77 \text{ МВА.}$$

$$S_{эс-2} = 194 + j123,4 \text{ МВА.}$$

Режим сети при минимальных нагрузках с новыми значениями реактивной мощности ЭС приведен на рисунке 17.

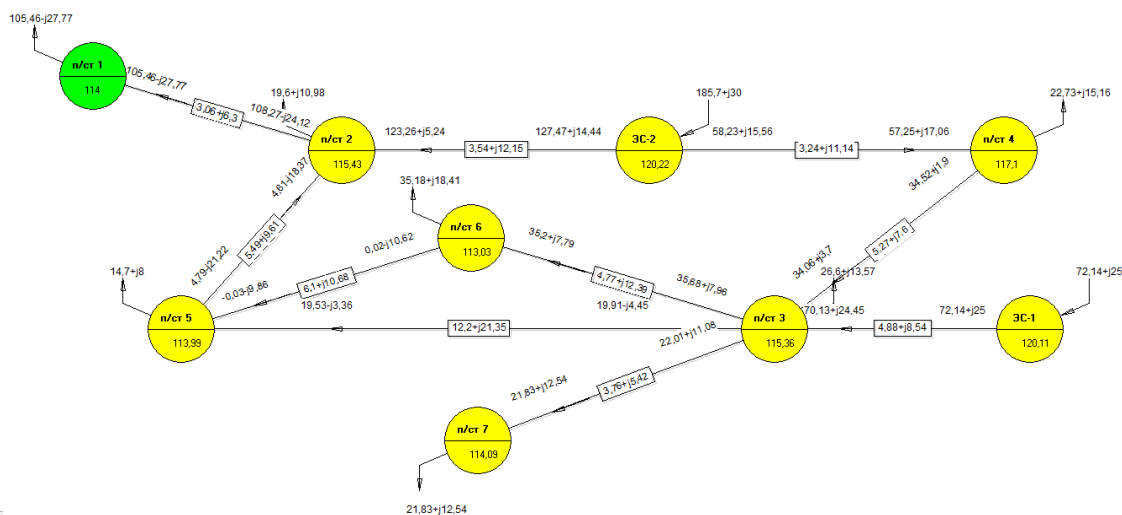


Рисунок 18 – Карта режима сети в режиме минимальных нагрузок

В таблице 19 приведена токовая загрузка сети в режиме минимальных нагрузок.

Таблица 19 – Токковая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Загрузка, %
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-120/19	191,7	390	49,2
ПС-3 – ПС-4	2хАС-95/16	86,8	330	26,3
ПС-3 – ПС-5	АС-120/19	102,4	390	26,3
ПС-5 – ПС-6	АС-120/19	53,3	390	13,7
ПС-3 – ПС-7	2хАС-95/16	61,9	330	18,8
ПС-6 – ПС-3	АС-185/29	183,5	510	36
ЭС-2 – ПС-2	2хАС-240/32	322	610	52,8
ПС-2 – ПС-1	2хАС-150/24	278,4	450	61,9
ПС-5 – ПС-2	2хАС-120/19	54,6	390	14
ЭС-2 – ПС-4	2хАС-240/32	151,3	610	24,8

В таблице 20 приведены данные о напряжения в узлах сети в режиме минимальных нагрузок.

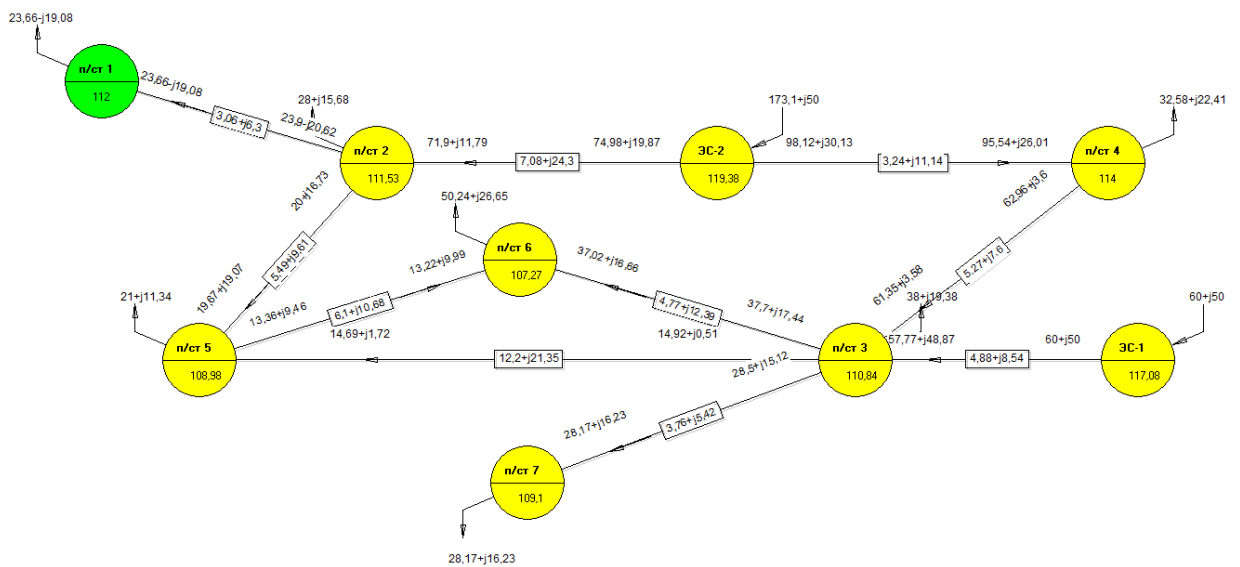


Рисунок 19 – Карта режима сети в послеаварийном режиме

В таблице 21 приведена токовая загрузка сети в послеаварийном режиме.

Таблица 21 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	Сечение	$I_{\text{лин}}, \text{A}$	$I_{\text{доп}}, \text{A}$	Загрузка, %
ЭС-1 – ПС-3	2хАС-120/19	196	390	50,3
ПС-3 – ПС-4	2хАС-95/16	158,3	330	48
ПС-3 – ПС-5	АС-120/19	75	390	19,2
ПС-5 – ПС-6	АС-120/19	82,2	390	21,1
ПС-3 – ПС-7	2хАС-95/16	81	330	24,5
ПС-6 – ПС-3	АС-185/29	208,5	510	40,9
ЭС-2 – ПС-2	АС-240/32	389,4	610	63,8
ПС-2 – ПС-1	2хАС-150/24	79,2	450	17,6
ПС-5 – ПС-2	2хАС-120/19	65,5	390	16,8
ЭС-2 – ПС-4	2хАС-240/32	257,7	610	42,2

В таблице 22 приведены данные о напряжения в узлах сети в послеаварийном режиме.

Таблица 22 – Данные о напряжениях в узлах сети в послеаварийном режиме

Наименование узла	$U_{ном}$, кВ	U_y , кВ	δ , кВ
Электростанция - 1	110	117,08	6,4
Электростанция - 2	110	119,38	8,5
Подстанция – 2	110	111,53	1,4
Подстанция – 3	110	110,84	0,8
Подстанция – 4	110	114	3,6
Подстанция – 5	110	108,98	-1
Подстанция – 6	110	107,27	-2,5
Подстанция – 7	110	109,1	-0,8

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

4 Обеспечение требуемого напряжения в сети и выбор отпаек трансформаторов

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

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

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

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

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

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

Произведем выбор отпаяк для двухобмоточных трансформаторов понижающих подстанций следующим образом:

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

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

$$\Delta U_{г. max} = \frac{P_{пр. max} \cdot r_{г} + Q_{пр. max} \cdot X_{г}}{U_{вн. max}} \quad (124)$$

$$\Delta U_{г. max} = \frac{12,59 \cdot 1,46 + 7,05 \cdot 38,4}{2 \cdot 108,38} = 2,51 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{г. min} = \frac{P_{пр. min} \cdot r_{г} + Q_{пр. min} \cdot X_{г}}{U_{вн. min}} \quad (125)$$

$$\Delta U_{г. min} = \frac{24,71 \cdot 1,46 + 13,84 \cdot 38,4}{2 \cdot 113,03} = 1,315 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{г. ав} = \frac{P_{пр. ав} \cdot r_{г} + Q_{пр. ав} \cdot X_{г}}{U_{вн. ав}} \quad (126)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

$$\Delta U_{г.аб} = \frac{19,19 \cdot 1,46 + 10,74 \cdot 38,4}{2 \cdot 107,27} = 2,06 \text{ кВ};$$

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

$$U_{НН.мах} = U_{ВН.мах} - \Delta U_{г.мах} \quad (127)$$

$$U_{НН.мах} = 108,38 - 2,51 = 105,87 \text{ кВ};$$

$$U_{НН.мин} = U_{ВН.мин} - \Delta U_{г.мин} \quad (128)$$

$$U_{НН.мин} = 113,03 - 1,315 = 111,72 \text{ кВ};$$

$$U'_{НН.аб} = U_{ВН.аб} - \Delta U_{г.аб} \quad (129)$$

$$U_{НН.аб} = 107,27 - 2,06 = 105,21 \text{ кВ}.$$

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

$$U_{отв.В} = \frac{U'_{НН} \cdot U_{хх}}{U_{жел.н}}, \quad (130)$$

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

$$U_{отв.мах} = \frac{U'_{НН.мах} \cdot U_{хх}}{U_{жел.н}} \quad (131)$$

$$U_{отв.мах} = \frac{105,87 \cdot 11}{10,5} = 110,9 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.мин} = \frac{U'_{НН.мин} \cdot U_{хх}}{U_{жел.н}} \quad (132)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$U_{\text{отв. min}} = \frac{111,72 \cdot 11}{10,5} = 117,04 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{отв. ав}} = \frac{U'_{\text{нн. ав}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{жел. н}}} \quad (133)$$

$$U_{\text{отв. ав}} = \frac{105,21 \cdot 11}{10,5} = 110,22 \text{ кВ}.$$

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.

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

$$\text{min: } U_{\text{отв. ст. В}} = 115 + 0 \cdot 2,047 = 115 \text{ кВ};$$

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

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

$$U_{\text{нн. max}} = \frac{U'_{\text{нн. max}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{отв. ст. В. max}}} \quad (134)$$

$$U_{\text{нн. max}} = \frac{110,9 \cdot 11}{108,9} = 11,202 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн. min}} = \frac{U'_{\text{нн. min}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{отв. ст. В. min}}} \quad (135)$$

$$U_{\text{нн. min}} = \frac{117,04 \cdot 11}{115} = 11,19 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{нн. ав}} = \frac{U'_{\text{нн. ав}} \cdot U_{\text{хх}}}{U_{\text{отв. ст. В. ав}}} \quad (136)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$$U_{\text{нн.ав}} = \frac{110,22 \cdot 11}{106,8} = 11,35 \text{ кВ.}$$

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

$$V = \left| \frac{U_{\text{нн}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right| \cdot 100\% \leq V_{\text{доп}}, \quad (137)$$

$$V_{\text{max}} = \left| \frac{11,202 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 6,7\% \leq 10;$$

$$V_{\text{min}} = \left| \frac{11,19 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 6,5\% \leq 10;$$

$$V_{\text{ав}} = \left| \frac{11,35 - 10,5}{10,5} \right| \cdot 100\% = 8\% \leq 10;$$

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

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

Таблица 23 – Выбор отпаяк на подстанции №7

№ ПС	Тип трансформатора	Пределы регулир.	Реж	$U_{\text{вн}}$, кВ	ΔU_{T} , кВ	$U'_{\text{нн}}$, кВ	$U_{\text{отв.В}}$, кВ	Отп.	$U_{\text{отв.сн.В}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	V, %
7	2×ТДН-25000/110 $U_{\text{вн.хх}}$, кВ 115	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	max	109,6	7,219	102,4	107,3	-4	106,8	10,54	0,4
			min	114,09	4,854	109,2	114,4	0	115	10,45	0,5
			ав	109,1	7,252	101,8	106,7	-4	106,8	10,49	0,1

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов отпайки выбираются по следующему алгоритму:

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

$$\Delta U_{BH} = \frac{P_B \cdot r_B + Q_B \cdot x_B}{U_{BH}}, \quad (138)$$

$$\Delta U_{CH} = \frac{P_C \cdot r_C + Q_C \cdot x_C}{U_{BH} - \Delta U_{BH}}, \quad (139)$$

$$\Delta U_{HH} = \frac{P_H \cdot r_H + Q_H \cdot x_H}{U_{BH} - \Delta U_{BH}}, \quad (140)$$

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

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

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

4) выбирают отпайки.

5) рассчитывают действительное напряжение на шинах СН:

$$U_{CH} = \frac{U'_{CH} \cdot U_{xx}}{U_{отв.ст.В}}, \quad (141)$$

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

Результаты выбора отпаяк на трехобмоточных трансформаторах подстанции № 4 сведены в таблицу 24. На трехобмоточных трансформаторах отпайки выберем со стороны ВН, со стороны СН и НН проверим отклонение напряжения.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Для шин 10 кВ принимаем желаемое напряжение 10,5 кВ, считаем, что дальше продолжается сеть к потребителю. Для шин 35 кВ отклонение от желаемого напряжения допускается до 10%, т.к. далее идет протяженная сеть.

Таблица 24 – Выбор отпаяк на подстанции №4

№ подстанции	4		
Тип трансформатора	2×ГДТН – 40000/110		
Пределы регулирования	РПН ±9×1,78%		
U _{ВН.хх} , кВ	115		
Режим	max	min	п/ав
U _{ВН} , кВ	113,67	117,1	114
ΔU _{ВН} , кВ	2,778	1,868	2,791
ΔU _{СН} , кВ	0,04	0,03	0,04
ΔU _{НН} , кВ	0,8	0,5	0,8
U' _{СН} , кВ	110,9	115,2	111,2
U' _{НН} , кВ	110,1	114,7	110,4
U _{отв.В.} , кВ	115,3	120,3	115,7
Отпайка	0	+2	0
U _{отв.ст.В.} , кВ	115	119,1	115
U _{НН} , кВ	10,53	10,59	10,56
V _{НН} , %	0,3	0,9	0,6
U _{СН} , кВ	35,1	35,31	35,2
V _{СН} , %	0,3	0,9	0,6

5 Технико-экономические показатели сети

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

$$k = k_{ЛЭП} + k_{ЭС} + k_{ПС}, \quad (142)$$

Произведем приближение к ценам 2018 года. Для удобства сведем все в таблицы: стоимость ЛЭП таблицу 25; стоимость трансформаторов в таблицу 26; стоимость генераторов в таблицу 27.

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

№ линии	Сечение мм ²	Длина, км	Стоимость, тыс.руб	Полная стоимость с учетом коэф. приведения тыс.руб.
ЭС2 – ПС2	2хАС-240/32	60	95 040	379 209,6
ЭС2 – ПС4	2хАС-240/32	55	87 120	347 608,8
ПС5 – ПС6	АС-120/19	25	23 375	93 266,3
ПС6 – ПС3	АС-189/29	30	29 370	117 186,3
ПС7 – ПС3	2хАС-95/16	25	31 625	126 183,8
ПС5 – ПС2	АС-120/19	45	42 075	167 879,3
ПС3 – ПС4	АС-95/16	35	32 725	130 572,8
ПС4 – ПС41	АС-150/24	20	16 280	64 957,2
ПС4 – ПС42	АС-150/24	15	12 210	48 717,9
Итого:				1 475 582

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

№ п/ст	Оборудование	Расчетная стоимость тыс.руб.	Полная стоимость с учетом коэффициента приведения тыс.руб.
ПС3, ПС2, ПС4, ПС6, ПС7, ЭС-1,	16 элегазовых выключателей	123 200	491 568
ПС4	2хТДТН-40000/110	20 900	83 391
ЭС-2	2хТДЦ-80000/110 ТДЦ-200000/110	64 460	257 195,4
ЭС-1	ТДН-25000/100	15 620	62 323,8
ПС6	2х ТДН-40000/110	18 920	75 490,8
ПС7	2х ТДН-25000/110	15 620	62 323,8
Итого:			1 032 292,8

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

№	Генератор	Расчетная стоимость тыс.руб.	Полная стоимость с учетом коэфф. приведения тыс.руб.
ЭС – 2	ТВФ – 110 – 2 2хТВФ – 60 – 2	28184,2	112455
Итого:			112455

Определим капитальные вложения:

$$K = 1\,475\,582 + 1\,032\,292,8 + 112\,455 = 2\,620\,329,8 \text{ тыс.руб.} \quad (143)$$

Определим удельные капитальные затраты:

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_y = \frac{k}{\Sigma P_n}. \quad (144)$$

$$k_y = \frac{2620329,8}{280} = 9\,358,3 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}}$$

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

$$И = И_{л} + И_{(эс+пс)} + И_{\Delta W} = \frac{P_{л}}{100} k_{л} + \frac{P_{об}}{100} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W}, \quad (145)$$

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

$$И_{\Delta W} = 3_{э} \Delta W = 3_{э} \Delta P \tau \quad (146)$$

$$И_{\Delta W} = 10,175 \cdot 4925 \cdot 1,929 = 96\,665,8 \text{ тыс.руб};$$

$$И = \frac{0,8}{100} 1\,475\,582 + \frac{5,9}{100} (1\,032\,292,8 + 112455) + 96\,665,8 = 176\,010,6 \text{ тыс.руб.}$$

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

$$W_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{нi}} T_{\text{нбi}} \quad (147)$$

$$W_{\Gamma} = 280 \cdot 6000 = 1\,680\,000 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Себестоимость передачи электрической энергии:

$$C = \frac{И}{W_{\Gamma}} \quad (148)$$

$$C = \frac{176\,010,6}{1\,680\,000} = 0,105 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Выше указанные технико – экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_n k + И \quad (149)$$

$$З = 0,2 \cdot 2\,620\,329,8 + 176\,010,6 = 700\,076,6 \text{ тыс.руб.}$$

Расчетная стоимость передачи электроэнергии определяется как:

$$C_{\text{рас}} = \frac{З}{W_r} \quad (150)$$

$$C_{\text{рас}} = \frac{700\,076,6}{1\,680\,000} = 0,42 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

6 Разработка подстанции 110/10 кВ

6.1 Исходные данные

Для новой подстанции выпишем известные значения мощностей и линий. Данные внесем в таблицу 28.

Таблица 28 – Исходные данные разрабатываемой подстанции

Сторона ВН		Сторона НН			
$U_{ВН}$, кВ	Число вводов	$U_{НН}$, кВ	Число линий	$P_{нагр}$	$Q_{нагр}$
110	2	10,5	8	36	16

$$S_{нагр} = \sqrt{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2} \quad (151)$$

$$S_{нагр} = \sqrt{1296 + 256} = 39,4 \text{ (МВА)}$$

6.2 Разработка структурной схемы

6.2.1 Выбор схемы соединений основного оборудования

Структурная схема разрабатываемой подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) трех ступеней напряжения, а так же понизительные автотрансформаторы.

Проектируемая подстанция должна отвечать требованиям экономичности и надежности. Районная подстанция относится к потребителям 1 категории, таким образом, целесообразно установить на подстанции два автотрансформатора. В случае отказа одного автотрансформатора, другой должен полностью передавать мощность нагрузки в течение определенного времени. Таким образом, структурная схема подстанции будет иметь вид:

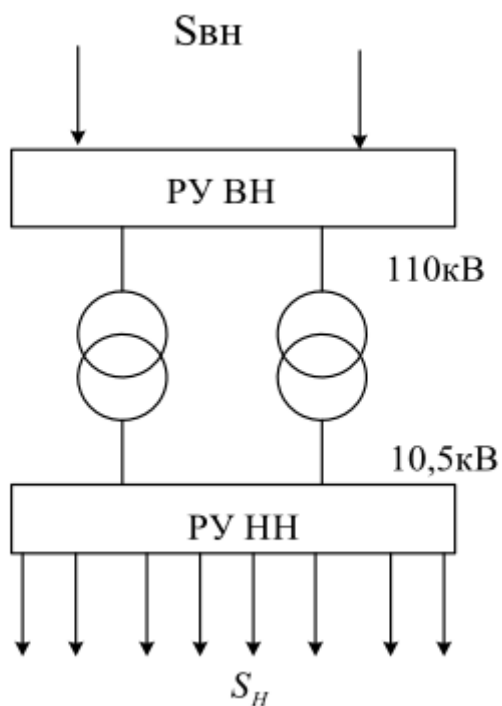


Рисунок 20 – Структурная схема подстанции

Распределение потоков мощности

Через трансформаторы протекает мощность, равная мощности нагрузки. Изобразим на структурной схеме распределение мощности.

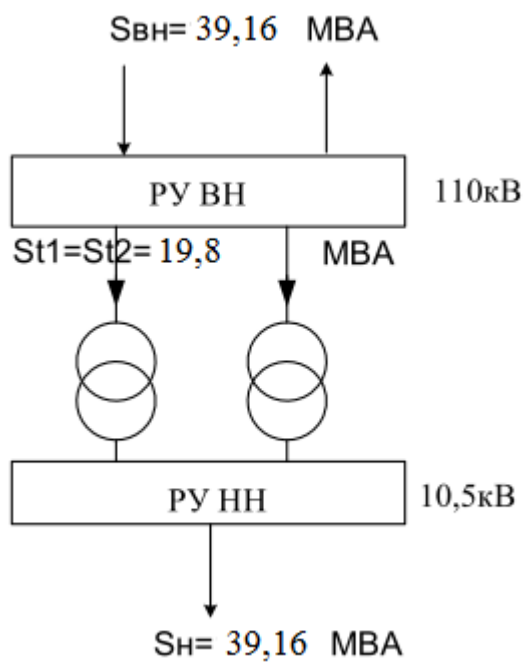


Рисунок 21 – Потокораспределение мощности на подстанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ

Лист

78

6.3 Выбор трансформаторов подстанции

Выбор трансформаторов включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности трансформаторов структурной схемы проектируемой электроустановки. Рекомендуется применять трехфазные трансформаторы, и только в случае невозможности изготовления заводами трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение групп из двух трехфазных или трех однофазных трансформаторов.

Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также двухобмоточные трансформаторы подстанций и станций, кроме включенных в блоки с генераторами, должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Так как большей частью от подстанции питаются потребители всех трех категорий, и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

При установке на подстанции более одного трансформатора расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передавать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{max}}}{\cos \varphi \cdot (N_T - 1)} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав.}} \quad (152)$$

С учетом условия

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п.ав.}}} \quad (153)$$
$$S_{\text{ном}} \geq \frac{39,16}{1,4} = 27,97 \text{ МВА.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при разработке принимается равным 1,4. Эта перегрузка допустима на непродолжительное время, но не более 6 часов в сутки.

Примем к установке два автотрансформатора ТРДН-40000/110. Технические характеристики трансформаторов приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Технические характеристики трансформатора

Тип	S _{ном} , МВА	Регулирование напряжения	Каталожные данные						Расчетные данные		
			U _{ном} , кВ		u _к , %	ΔP _к , ВН- НН кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %	R, Ом	X, Ом	ΔQ _х квар
			ВН	НН							
ТРДН- 40000/ 110	40	±9×1,78%	115	36,5; 10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260

6.4 Выбор линий электропередач

6.4.1 Выбор линий электропередач для питающих ВЛ

Определим рабочий ток в нормальном режиме питающих линий электропередач:

$$I_{\text{норм.пит.л}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n} \quad (154)$$

$$I_{\text{норм.пит.л}} = \frac{39,16}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 98 \text{ А,}$$

где n – количество линий;

U_{ВН} – напряжение средней ступени.

С учетом отказа одной линии:

$$I_{\text{макс.пит.л.}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot (n-1)} \quad (155)$$

$$I_{\text{макс.пит.л.}} = \frac{39,16}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (2-1)} = 197 \text{ А},$$

Для потребителей на стороне НН ток нормального режима:

$$I_{\text{норм.отх.л.}} = \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot n} \quad (156)$$

$$I_{\text{норм.отх.л.}} = \frac{39,16}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8} = 269 \text{ А}.$$

В случае аварии на одной из линий, другая будет работать под двойной нагрузкой:

$$I_{\text{макс.отх.л.}} = 2 \cdot I_{\text{норм.отх.л.}} \quad (157)$$

$$I_{\text{макс.отх.л.}} = 2 \cdot 269 = 538 \text{ А}.$$

6.5 Разработка главной схемы

6.5.1 Выбор схем распределительных устройств

Функциональное назначение РУ как элемента электрической системы заключается в непрерывном приеме и распределении потоков электроэнергии в рабочих режимах.

Требования к схемам, влияющие на работу РУ:

- надежность поставки электроэнергии потребителям;
- возможность проведения ремонтных работ без перерывов электроэнергии;
- возможность расширения и развития без нарушения работы;
- оперативная гибкость электрической схемы, т.е. приспособленность ко всем режимам и переключениям;

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- экономическая целесообразность, т.е. приведенные затраты на эксплуатацию и амортизацию;

- безопасность и маневренность в эксплуатации.

6.5.2 Распределительное устройство ВН

Выбрана схема «Мостик с выключателями в цепях линий № 110-5Н»

Данная схема имеет ряд преимуществ:

- применяется для тупиковых подстанций;
- возможно расширение до схемы с одной или двумя системами сборных шин;
- занимает минимальную площадь с учетом количества присоединений;
- наиболее дешевая схема для двух трансформаторов и двух линий.

В этой схеме в нормальном режиме все выключатели включены.

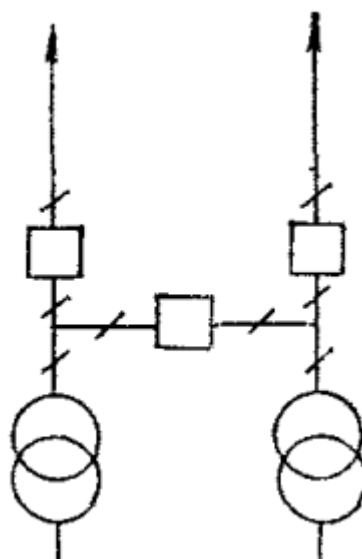


Рисунок 22 – Схема «Мостик 110-5Н»

6.5.3 Распределительное устройство НН

Распределительное устройство низкого напряжения выбрано по типовой схеме: одна секционированная выключателем система шин 10(6)-1. Эта схема применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

Такая схема является наиболее простой и надежной для питания потребителей. В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен и питание каждого потребителя осуществляется от двух трансформаторов. В случае наступления аварийного режима потребитель может получать резервное питание от другой рабочей секции.

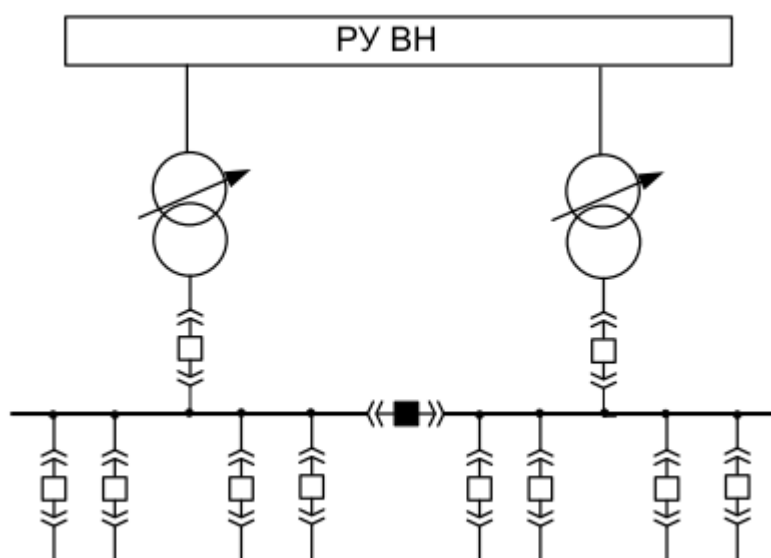


Рисунок 23 – Схема распределительного устройства НН

6.6 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

1. Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки.

2. Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В этом режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка.

3. Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{нав. max}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в элементе электроустановки проходит наибольший ток I_{max} .

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются:

$I_{норм}$ – наибольший ток нормального режима; I_{max} – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима.

Найдем максимальные рабочие токи ввода ВН:

$$I_{т.норм} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \quad (158)$$

$$I_{т.норм} = 0,7 \cdot \frac{39,16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 137 \text{ А};$$

$$I_{т. max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \quad (159)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

$$I_{т.маx} = 1,4 \cdot \frac{39,16}{\sqrt{3} \cdot 115} = 275 \text{ А.}$$

Найдем максимальные рабочие токи ввода НН:

$$I_{т.норм} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} \quad (160)$$

$$I_{т.норм} = 0,7 \cdot \frac{39,16}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 753 \text{ А.};$$

$$I_{т.маx} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} \quad (161)$$

$$I_{т.маx} = 1,4 \cdot \frac{39,16}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1510 \text{ А.}$$

Сборные шины, цепи секционных, шиносоединительных выключателей. Ток нормального режима определяется с учетом токораспределения по шинам. Для РУ ВН таким режимом оказывается питание всех потребителей по двум цепям питания:

$$I_{норм.РУВН} = \frac{S_{НН} + S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{номВН}} \quad (162)$$

$$I_{норм.РУВН} = \frac{39,16 + 78,32}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 115} = 295 \text{ А.};$$

Ток аварийного режима определяется питанием по одной цепи ЛЭП:

$$I_{маx.РУВН} = \frac{S_{НН} + S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot U_{номВН}} \quad (163)$$

$$I_{маx.РУВН} = \frac{39,16 + 78,32}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 115} = 590 \text{ А.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

6.7 Расчет токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить расчетные токи короткого замыкания, предварительно составив расчетную схему и наметив расчетные точки короткого замыканий. В качестве расчетной точки короткого замыкания следует принимать точку, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток [1].

Составим схему замещения. На данной схеме ЭДС системы равно 1 в относительных единицах. $S_{\delta} = 100$ МВА; $U_{\delta} = 115$ кВ

Короткое замыкание в точке К1.

$$x_m = \frac{u_K \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.т.}} \quad (164)$$

$$x_m = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,262 \text{ о.е.}$$

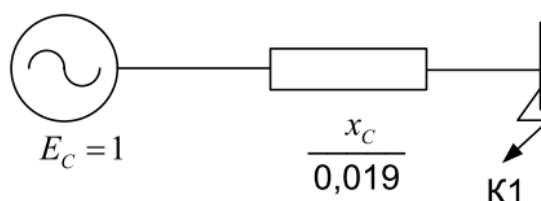


Рисунок 24 – Схема замещения при КЗ в точке 1

В относительных единицах:

$$I_{п.0к1*} = \frac{E_C}{x_C} \quad (164)$$

$$I_{П.0К1*} = \frac{1}{0,019} = 55,5.$$

В именованных единицах:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} \quad (165)$$

$$I_{\sigma} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{П.0К1} = I_{П.0К1*} \cdot I_{\sigma} \quad (166)$$

$$I_{П.0К1} = 55,5 \cdot 0,502 = 27,86 \text{ кА}.$$

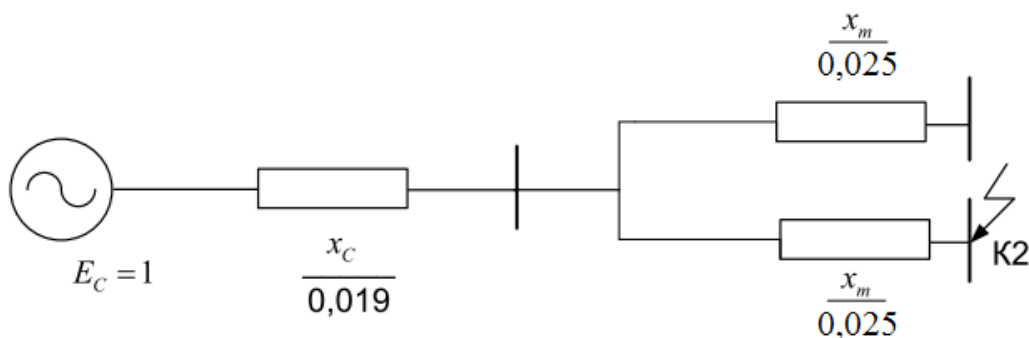


Рисунок 25 – Схема замещения при КЗ в точке К2

В относительных единицах:

$$I_{П.0К2*} = \frac{E_C}{x_m + x_C} \quad (167)$$

$$I_{П.0К2*} = \frac{1}{0,262 + 0,019} = 3,57 \text{ о.е.}$$

В именованных единицах:

$$I_{П.0К2} = I_{П.0К2*} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} \quad (168)$$

$$I_{П.0К2} = 3,57 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 19,6 \text{ кА.}$$

Для системы, связанной с шинами, где рассматривается КЗ, воздушными линиями напряжением 110 кВ значение ударного коэффициента: $k_y = 1,608$
Ударный ток (амплитудное значение) КЗ в точке К1:

$$I_{УК1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П.0К1} \quad (169)$$

$$I_{УК1} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 27,86 = 63,35 \text{ кА.}$$

Ударный ток (амплитудное значение) КЗ в точке К2:

$$I_{УК2} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{П.0К2} \quad (170)$$

$$I_{УК2} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 19,6 = 44,56 \text{ кА.}$$

где k_{y1} – ударный коэффициент.

Ограничение токов короткого замыкания: анализируя полученные токи короткого замыкания видим, что применять средства для ограничения оков нет смысла. Отключающая способность элегазовых выключателей с запасом превышает ударные токи КЗ

6.8 Выбор коммутирующих аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений

Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

На стороне ВН проектируемой подстанции в качестве коммутационной аппаратуры следует применять элегазовые выключатели колонковые и баковые взрывобезопасные, преимущественно с пружинными приводами.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

Разъединители пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа, оснащенные электродвигательными приводами, в том числе и для заземляющих ножей, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, высоконадежными переключающими устройствами для реализации схем электромагнитной блокировки [Зп.2.3.3.2].

Выбор параметров и характеристик выключателя производится по следующим условиям:

– номинальное напряжение выключателя должно соответствовать номинальному напряжению электрической сети;

– номинальный ток выключателя должен быть больше рабочего максимального тока: $I_{В.НОМ} > I_{В.МАКС.ВЛ}$:

Выберем к установке элегазовый баковый выключатель ВЭБ-110 П-40/2500 с приводом ППрК-2000СМ и разъединители РДЗ-110Б/1250Н с приводом ПР-2Б. В выключателе встроены трансформаторы тока ТВГ-110. Трансформаторы тока с высоким классом точности, так как используются сердечники из нанокристаллического магнитомягкого сплава. Проведем вычисления для проверки выключателя по расчетным условиям.

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

$$\tau = t_{3.min} + t_{С.В.} \quad (171)$$

где $t_{3.min}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{С.В.}$ – собственное время отключения выключателя;

– номинальный ток отключения должен быть больше наибольшего возможного значения периодической составляющей ТКЗ в месте установки выключателя;

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

– аperiodическая составляющая ТКЗ в момент размыкания контактов выключателя не должна превышать значения, нормированного для выключателя.

Аperiodическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени определяется по формуле [6 п.3.3]:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0к1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (172)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 27,86 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,02}} = 4,15 \text{ кА},$$

где T_a – постоянная времени затухания, с;

$I_{п.0}$ - начальное значение аperiodической составляющей.

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_H}{100} I_{откл.ном} \quad (173)$$

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

где $\beta_H = 40\%$ - допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения.

Тепловой импульс тока КЗ
выключателя:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (173)$$

$$B_k \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$I_{тер}^2$ – предельный ток термической стойкости;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

Расчетный тепловой импульс

$$B_K = I_{п.о}^2 (t_{отк} + T_a) \quad (174)$$

$$B_K = 27,86^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 135,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк} = t_{рз} + t_{пв} = 0,1 + 0,055 = 0,155(\text{с})$.

$t_{рз}$ – время действия основной релейной защиты;

$t_{пв}$ – полное время отключения выключателя по справочнику.

Таблица 30 – Выбор выключателя и разъединителя на РУ ВН

Параметры	ВЭБ- 110П- 40/250 0	РДЗ- 110Б/1250 Н	Расчетные значения	Условия выбора
Номинальное напряжение, кВ	110	110	110	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.РУВН}$
Номинальный ток, кА	2	1,25	0,295	$I_{ном.РУВН} \leq I_{ном}$
			0,590	$I_{maxРУВН} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения, кА	40		27,86	$I_{пг} \leq I_{отк.ном}$

Продолжение таблицы 30

Допустимое относительное содеожание апериодической	22,63		4,15	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$, где $i_{a,ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_H}{100} I_{отк.ном}$
---	-------	--	------	---

составляющей в токе отключения, $кА$				
Проверка включающей способности, $кА$	40	80	27,86	$I_{П.0} \leq I_{вкл}$
	102		63,355	$i_y \leq i_{вкл}$
Проверка на электродинамическую стойкость, $кА$	40	80	27,86	$I_{П.0} \leq I_{дин}$
	102		63,355	$i_y \leq i_{дин}$
По тепловому импульсу ток короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$	4800	1875	135,83	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

По этим же расчетным значениям выбираем разъединители для РУ ВН. Установим разъединитель РДЗ-110Б/1250Н УХЛ1 с приводом ПР-2Б-УХЛ1. Для разъединителя тепловой импульс:

$$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (175)$$

$$B_k = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

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

При установке оборудования на стороне НН также придерживаются принципа однотипности. Разработаем установку КРУ-105 с вакуумными выключателями после трансформаторов ВВЭ-10-20/1000 УЗ и на отходящих

Линиях ВВЭ-10-20/630 УЗ. Данные выключатели отличаются лишь номинальным током. К-105 представляет собой набор отдельных отсеков с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратами диагностики, измерения, защиты и автоматики, управления и сигнализации, а также с дугоуловителями, предназначенными для защиты ячеек КРУ от разрушений открытой электрической дугой. Корпуса отсеков не вызывают потерь на вихревые токи и устойчивы к коррозии. Разделение устройства на модульные отсеки с изоляционными перегородками обеспечивает локализацию возможной аварии. В ячейках серии К-105 применяются любые устройства РЗА с использованием электромеханической аппаратуры и на базе микропроцессорных устройств.

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

$$\tau = t_{3,\min} + t_{\text{С.В.}} \quad (176)$$

$$\tau = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0КЗ}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (177)$$

$$i_{\text{ар}} = \sqrt{2} \cdot 19,6 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,02}} = 1,07 \text{ кА.}$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \frac{\beta_{\text{Н}}}{100} I_{\text{откл.ном}} \quad (178)$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}.$$

Тепловой импульс тока КЗ выключателя:

$$B_K \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (179)$$

$$B_K \leq 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетный тепловой импульс:

$$B_K = I_{п.о}^2 (t_{отк} + T_a) \quad (180)$$

$$B_K = 6,406^2 \cdot (0,15 + 0,02) = 4,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{п.в.} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$.

Таблица 31 - Выбор выключателей на стороне НН

Параметры	ВВЭ-10-20/1000 УЗ	ВВЭ-10-0/630 УЗ	Расчетные значения	Условия выбора
Номинальное	10	10	10	$U_{ном.выкл} \geq U_{ном.р.у.в.л}$
Номинальный ток, кА	1	0,63	0,197	$I_{т.п.в.х} \leq I_{ном}$
			0,538	$I_{п.в.х.отк.л.} \leq I_{ном}$
Номинальный ток отключения, кА	20	20	5,148	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном}$
Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения, кА	11,31	11,31	0,282	$i_{a.т} \leq i_{a.ном}$, где $i_{a.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_H}{100} I_{откл.л}$

Продолжение таблицы 31

Проверка включающей способности, $кА$	20	20	5,148	$I_{П.0} \leq I_{вкл}$
	52	52	11,7	$i_y \leq i_{вкл}$
Проверка на электродинамическ ую стойкость, $кА$	20	20	5,148	$I_{П.0} \leq I_{дин}$
	52	52	11,7	$i_y \leq i_{дин}$
По тепловому импульсу короткого замыкания, $кА^2 \cdot с$	1200	1200	4,5	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Ячейки комплектуются втычными разъединителями, которые рассчитаны на параметры соответствующих ячеек. Поэтому дополнительный расчет не требуется. Секционные выключатели на стороне НН выбираются типа ВВЭ-10-20/630 УЗ.

Выбор средств измерения и контроля

Контроль режима работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции необходимо установить следующие приборы:

- В цепь ВН понизительного трансформатора: амперметр.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

- Воздушная линия 220 кВ: амперметр в каждой фазе, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, счетчики активной и реактивной энергии.

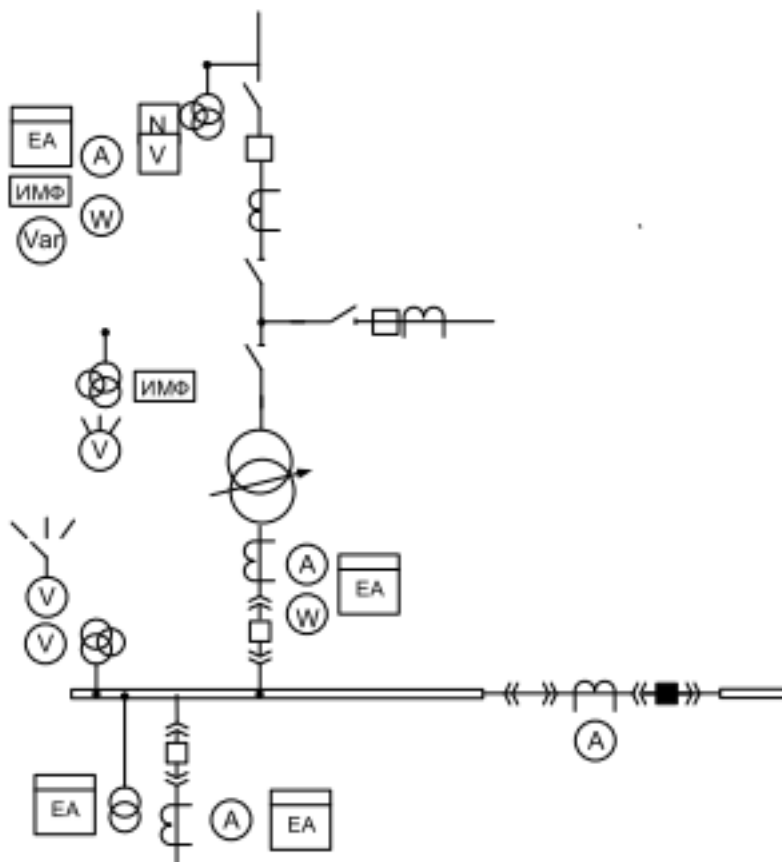


Рисунок 26 – Средства измерения и контроля подстанции

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются по номинальному напряжению, по номинальному току, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки и большой запас первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей по электродинамической стойкости.

Выбранный выключатель является бакового типа, поэтому в него встроены трансформаторы тока ТШЛ-10. Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными данными в таблице 9.

Таблица 32 – Выбор трансформатора тока на РУВН

Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{УСТ} = 10 \text{ КВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{РАБ.МАКС.} = 590 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 63,35 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 100 \text{ кА}$
$B_K = 963,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}^2 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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

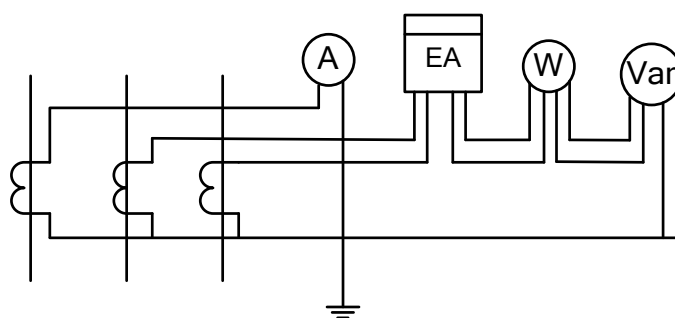


Рисунок 27 – Схема включения измерительных приборов

Таблица 33 – Используемые приборы

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счётчик активной энергии	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счётчик реактивной энергии	СР-И689	2,5	-	2,5
Итого		5,5	-	5,0

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

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}$$

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

$$r_k = 0,05 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

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

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Трансформаторы тока включены в неполную звезду,

$$I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83 \text{ м.}$$

поэтому

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} \quad (182)$$

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 .

Выбор трансформатора тока на стороне НН

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

Данные трансформаторы также установим в ячейки выбранного КРУ-105. Выберем трансформаторы тока типа ТЛК-10-2000-0,5/10Р-3У. Номинальная

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

нагрузка в классе точности 0,5: $r_{ном} = 0,40 \text{ Ом}$. Сравним каталожные данные трансформатора с расчетными в таблице.

Таблица 34 – Выбор трансформатора тока в ячейке КРУ.

Расчетные данные	ТЛК-10-2000-0,5/10Р-3У
$I_{тр.мах} = 1,51 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$U_y = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_y = 44,56 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100$
$B_k = 4,5 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_{мер}^2 \cdot i_{мер} = 2976 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Согласно [2]:

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

2. На цепь секционного и шиносоединительного выключателей устанавливается только амперметр.

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

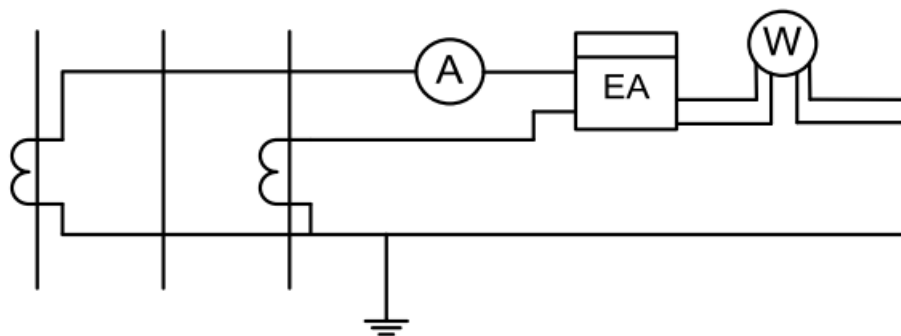


Рисунок 28 – Схема включения измерительных приборов.

Таблица 35 – Используемые приборы

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

Наиболее загружен трансформатор тока в фазе В и С. Проверим его на допустимую вторичную нагрузку.

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (183)$$

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

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

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Номинальная нагрузка:

$$r_{ном} = \frac{S_{ном}}{I_2^2} \quad (184)$$
$$r_{ном} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом}.$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = r_{ном} - r_k - r_{приб} \quad (185)$$
$$r_{пров} = 2 - 0,05 - 0,12 = 1,83 \text{ Ом}.$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабельс алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Согласно [2]: ориентировочная длина соединительных проводов в РУВН $l = 80$ м. Для подстанции эта длина составляет 15%, т.е. 68 м. Трансформаторы тока включены в звезду и расчетная длина будет составлять 68 м. Поэтому:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пров}} \quad (186)$$
$$q = \frac{0,0283 \cdot 68}{1,83} = 1,05 \text{ мм}^2.$$

6.9 Выбор трансформаторов напряжения

6.9.1 Выбор трансформаторов напряжения на шинах 10 кВ.

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения и для отделения цепей измерения и

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. В данном случае трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю.

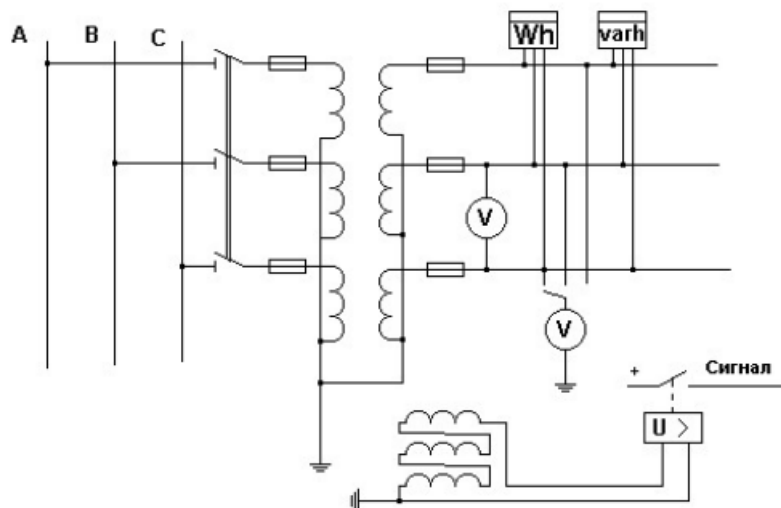


Рисунок 29 – Схема включения ТН и приборов

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке. В выбранно КРУ серии К-105 установим три трансформатора напряжения типа ЗНОЛ-06-10 с номинальным напряжением 10 кВ и номинальной мощностью 75 ВА в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых соединена в звезду и к ней подключаются катушки напряжения измерительных приборов, а другая соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции. Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции. Расчет вторичной нагрузки приведен в таблице.

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (187)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{37^2 + 0^2} = 37 \text{ ВА.}$$

Три трансформатора ЗНОЛ-06-10 соединенных в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225$ ВА, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5. Выбираем данный трансформатор напряжения, т.к. для сетей 6...35 кВ следует применять три трансформатора данного типа.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил 4 мм² по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-12У3 и втычной разъединитель.

6.9.2 Выбор трансформаторов напряжения на рабочих шинах 110 кВ.

На рабочие шины высшего напряжения установим три трансформатора напряжения типа ЗНОГ-110-82У3, рассчитанные на номинальное напряжение 110 кВ и номинальную мощность 400 ВА в классе точности 0,5.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждую секцию сборных шин.

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (188)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{37^2 + 0^2} = 37 \text{ ВА.}$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

Три трансформатора, соединенных в звезду, имеют мощность $3 \cdot 400 = 1200$ ВА, что больше $S_{2\text{Э}}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через разъединитель РДЗ-110Б/1250Н.УХЛ1.

Для обслуживания приборов обходного выключателя на ОСШ устанавливаем трансформатор напряжения типа НКФ-110-58У1.

7 Выбор токоведущих частей распределительного устройства

7.1 Выбор токоведущих частей распределительного устройства НН:

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы, синхронные компенсаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединяются между собой проводниками различного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

Выбор соединения трансформатора с распределительным устройством на 10 кВ:

соединение может осуществляться гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом.

Расчетные токи продолжительного режима были определены:

$$I_{\text{т.норм}} = 137 \text{ А};$$

$$I_{\text{т.мах}} = 275 \text{ А}.$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как токопровод небольшой длины и находится в пределах подстанции. Выберем закрытый комплектный токопровод ТЗК-10-1600-51У1.

Таблица 36 – Выбор токопровода

Расчетные данные	Каталожные данные
	Токопровод ТЗК-10-1600-51У1
$U_{уст} - 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} - 1510 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$i_y - 3,25 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$

Так как $I_{Тmax.} \leq I_{доп.}$, то шины проходят по условию нагрева.

Данный токопровод имеет расположение шин по треугольнику без междуфазных перегородок. Токопровод находится в стальном цилиндрическом кожухе.

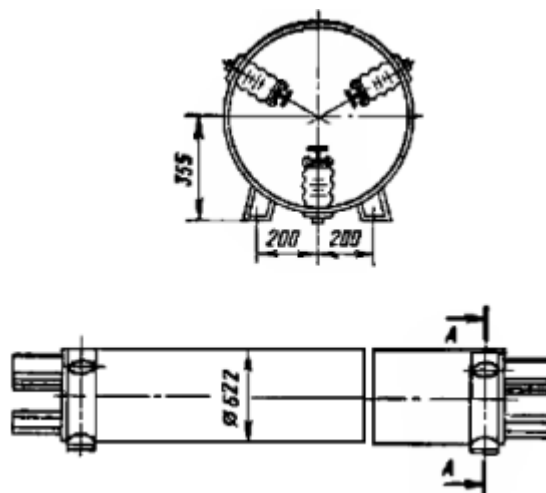


Рисунок 29 – Закрытый комплектный токопровод.

Выбор токоведущих частей распределительного устройства 110 кВ:

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше обычно выполняются гибкими сталеалюминиевыми проводами АС или АСО. Гибкие

шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с большим расстоянием между фазами. Для сборных шин это расстояние составляет 3 м.

Выбор токоведущих частей РУ ВН будем проводить по допустимому току и условиям короны:

$$I_{\text{норм.РУВН}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (189)$$

$$295 \text{ A} \leq 610 \text{ A}.$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$ выбираем провод марки АС-240/39, который также проходит по условиям короны. Ошиновка питающей линии 110 кВ

Так как ошиновка по экономической плотности тока не выбирается, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на питающей линии:

$$I_{\text{max.РУВН}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (190)$$

$$590 \text{ A} \leq 610 \text{ A}.$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$ выбираем провод марки АС 240/39

Ошиновка транзитной линии

Выбор ошиновки производится по току нормального режима и условию короны и при повреждении передача прекратится:

$$I_{\text{норм.тр.л.}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (191)$$

$$137 \text{ A} \leq 330 \text{ A}.$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}$ выбираем провод марки АС-95/16

Ошиновка трансформатора

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

Так как ошиновка по экономической плотности тока не выбирается, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на питающей линии:

$$I_{\text{норм.отх.л.}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (192)$$

$$275 \text{ A} \leq 330 \text{ A}.$$

По допустимому току $I_{\text{доп}} = 330 \text{ A}$ выбираем провод марки АС-95/16.

Так как $i_y = 63,35 \text{ кА} > 000 \text{ кА}$ и $I_k = 27,86 \text{ кА} > 20 \text{ кА}$, следовательно, проведем проверку гибких шин РУ и проводов ВЛ на электродинамическое действие.

Определим усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ по:

$$f = \frac{1,5 \cdot I_{n,o}^{(3)^2}}{D} \cdot 10^{-7} \text{ Н/м}, \quad (193)$$

где D – расстояние между фазами

$$f = \frac{1,5 \cdot 27,86^2}{3} \cdot 10^{-7} = 38,8 \text{ Н/м}.$$

Определим силу тяжести 1м токопровода с учетом внутрифазных распорок по:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (194)$$

Где m – удельная масса провода на 1км длины, $m = 276 \text{ кг/км}$, $1,6\text{кг}$ – масса колец.

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot (0,276 + 1,6) = 20,22 \text{ кг}.$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

Определим отношение $\sqrt{h}/t_{\text{ЭК}}$, где h – максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете, при максимальной расчетной температуре, м; $t_{\text{ЭК}}$ – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с; определяется по:

$$t_{\text{ЭК}} = t_{\text{З}} + 0,05, \quad (195)$$

Где $t_{\text{З}}$ – действительная выдержка времени защиты от токов КЗ; 0,05 – учитывает влияние апериодической составляющей.

$$t_{\text{ЭК}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с},$$

$$\sqrt{h}/t_{\text{ЭК}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,$$

$$f/g = \frac{38,8}{20,22} = 1,92,$$

По диаграмме определим отклонение провода b и угол α :

$$b = 0,62 \text{ м}, \quad \alpha = 38^\circ$$

Найденное значение b сравним с максимально допустимым по:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}, \quad (196)$$

где d – диаметр токопровода, для АС-70/11 $d = 0,0114$ м;

$a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения. По ПУЭ $a_{\text{доп}} = 0,45$ м.

$$b_{\text{доп}} = \frac{3 - 0,0114 - 0,45}{2} = 1,27 \text{ м}.$$

Т.к. $b < b_{\text{доп}}$, т.е. $0,62 \text{ м} < 1,27 \text{ м}$, следовательно сближение фаз при протекании токов короткого замыкания будет в установленных пределах.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

7.2 Выбор изоляторов

В качестве опорного изолятора выберем ИО-10-3,75 УЗ со следующими параметрами:

Таблица 37 – Характеристики опорного изолятора ИО-10-3,75 УЗ

Тип	U _{ном} , кВ	F _{мин.изг.} , кН	l, мм
ИО-10-3,75 УЗ	10	3,75	100

Таблица 38 – Проверка выбранного опорного изолятора

Условие проверки	Расчетный параметр	ИО-6-3,75 УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$F_{расч} \leq F_{доп}$	1,56 кН	2,25 кН

Примечания к таблице:

$F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (197)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{63355^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 1,56 \text{ кН.}$$

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр} \quad (198)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3,75 = 2,25 \text{ кН.}$$

В качестве проходного изолятора выберем ИП-10/630-7,5 УХЛ1 со следующими параметрами:

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		109

Таблица 39 – Характеристики опорного изолятора ИП-10-630-7,5 УХЛ2

Тип	U _{ном} , кВ	I _{ном} , А	F _{мин.изг} , кН	l, мм
ИП–10/630–7,5 УХЛ 1	10	630	7,5	620

Таблица 40 – Проверка выбранного проходного изолятора

Условие проверки	Расчетный параметр	ИП-10/4000-15 УХЛ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{max} \leq I_{доп}$	538 А	630 А
$F_{расч} \leq F_{доп}$	1,56 кН	4,5 кН

F_{расч} – сила, действующая на изолятор

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (197)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{63550^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 1,56 \text{ кН.}$$

F_{доп} – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6F_{разр} \quad (198)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7,5 = 4,5 \text{ кН.}$$

7.3 Определение мощности собственных нужд

Оборудование на подстанции, наличие компенсаторов и другого электрооборудования, а также ее мощности определяет потребителей собственных нужд.

Главными потребителями собственных нужд являются контрольные и оперативные цепи, система связи, аварийное охлаждение трансформаторов, система пожаротушения и др.

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

Трансформаторы собственных нужд питают маломощные потребители и подключаются к РУ-10 кВ, тогда как сами потребители от сети 220/380 В.

Мощность потребителей собственных нужд.

Таблица 41 – Потребители собственных нужд на подстанции

Вид потребителя	Мощность на единицу,	Количество, шт.	Общая мощность, кВт
Подогрев выключателя	0,035+4,32	8	34,84
Подогрев привода выключателя	0,05+1,6	8	16,8
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	1	10	10
Подогрев приводов разъединителей	0,6	26	15,6
Подогрев релейного шкафа	1		1
Отопление, освещение, вентиляция 10	7		7
Освещение ОРУ 110 кВ	10		10
Здание разъездного персонала	5,5		5,5
ВАЗП	26,2	2	52,4
Охлаждение ТРДН 40000/110	1	2	2
Итого			155,14

7.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Установим два трансформатора собственных нужд, что необходимо с точки зрения потребителей с учетом коэффициента одновременной загрузки $k_c = 0,8$, а также по условию допустимой аварийной перегрузки определим мощность трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} \quad (199)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot \sqrt{155,14^2 + 1,24^2} = 155,2 \text{ МВА}.$$

По условию $S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п.ав}}$:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п.ав}}} \quad (200)$$

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{155,2}{1,4} = 110,86 \text{ МВА}$$

По результатам расчета выбираем трансформатор ТМ160/10, характеристики которого приведены ниже.

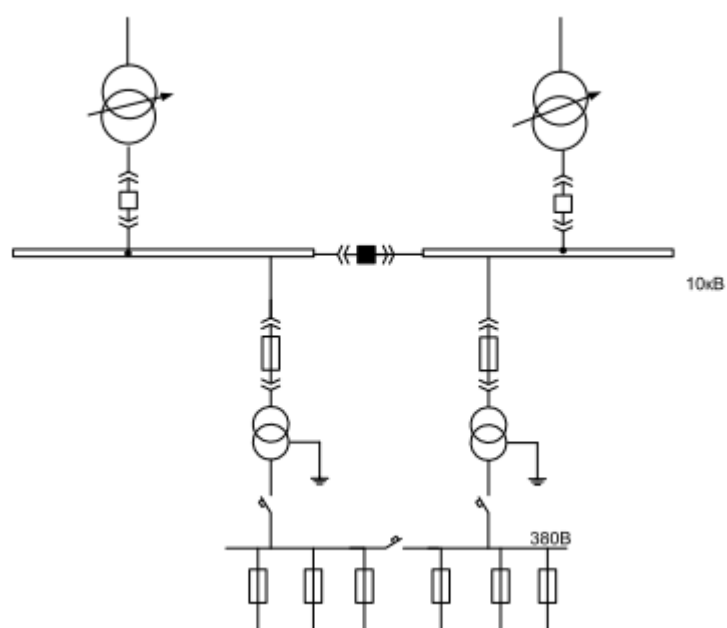
Таблица 42 – Параметры трансформатора ТМ-160/10

$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{номВН}}$, кВ	$U_{\text{номНН}}$, кВ	$U_{\text{кВН}}$, %	$P_{\text{х}}$, кВт	$P_{\text{ю}}$, кВт	Сх. и гр. соед.	ПБВ
0,1	10	0,4	4,5	0,33	1,97	Y/Y ₀ -	±2·2,5

Схема питания потребителей собственных нужд подстанции

Питание собственных нужд осуществляется от сети 0,4 кВ, секционированные и для этого необходима малая мощность потребления, постоянный оперативный ток, которые получают от понижающих трансформаторов. Понижающие трансформаторы присоединяются к шинам НН, для рассматриваемой подстанции – 10 кВ.

Рисунок 30 – Схема собственных нужд



8 Выбор аккумуляторной батареи

В качестве источника оперативного тока для питания устройств управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики главной схемы соединений предусмотрено энергопотребление 220 В от аккумуляторных батарей.

Емкость АБ определяется длительностью питания нагрузки потребителей и должна проверяться по уровню напряжения на шинах при действии суммарной толчковой и длительной нагрузок. Также должны учитываться некоторые пусковые токи и коммутации.

На подстанциях 110 кВ и выше применяется оперативный постоянный ток напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея, работающая с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянной подзарядки.

На подстанциях 110 кВ устанавливается одна АБ и два ЗПА.

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

$$n_0 = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{ПЗ}}, \quad (201)$$

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

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

$$n_0 = \frac{230}{2,23} = 103,1 \approx 104.$$

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_{maxЭ} = 2,35$ В, минимальное число элементов n_{min} :

$$n_{min} = \frac{U_{ш}^{max}}{U_{Э}^{max}}, \quad (202)$$
$$n_{min} = \frac{230}{2,35} = 97,9 \approx 98.$$

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

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

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\min}}{U_{\ominus}^{\min}}, \quad (203)$$

$$n = \frac{220}{1,75} = 125,7 \approx 126.$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется

$$n_{\text{эл}} = n - n_{\text{мин}} = 126 - 98 = 28 \text{ элементов.}$$

Нагрузку в аварийном режиме $I_{\text{ав}}$ вычислим по формуле:

$$I_{\text{ав}} = I_n + I_{\text{вр}}, \quad (204)$$

где I_n – нагрузка постоянно подключенных потребителей (15 А);

$I_{\text{вр}}$ – временная нагрузка (65 А);

$$I_{\text{ав}} = 15 + 65 = 80 \text{ А.}$$

Определим тип аккумуляторов VARTA по допустимому току разряда $I_{\text{разр}}$ при получасовом режиме разряда:

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}} \quad (205)$$

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

Выбираем аккумулятор VARTA типа Vb-2305.

Условное обозначение аккумуляторов серии VARTA bloc:

Vb – стационарные, намазные закрытого типа;

2 – напряжение, В;

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		114

3 – тип положительных электродов $3 = 50$ Ач;

05 – число положительных электродов.

Таблица 43 – Характеристики аккумулятора VARTA типа Vb-2305.

Разрядный ток (А)		
Часы		
1	0,5	30" ... 0"
145	222,5	650

Проверим выбранный аккумулятор по толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30')} \geq I_{\text{Tmax}}, \quad (205)$$

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

I_{Tmax} – максимальный толчковый ток, определяемый по формуле:

$$I_{\text{Tmax}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{нр}}, \quad (206)$$

где $I_{\text{нр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, которые включаются в конце аварийного режиме (2,5 А для выключателя ВЭБ-110).

Учитывается одновременное включение двух выключателей.

$$I_{\text{нр}} = 2,5 \cdot 2 = 5 \text{ А},$$

$$I_{\text{Tmax}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{нр}} = 80 + 5 = 85 \text{ А}, \quad (207)$$

$$I_{\text{разр}(30')} = 650 \text{ А} \geq I_{\text{Tmax}} = 85 \text{ А}.$$

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

Определим ток разряда, отнесенный к одной пластине аккумулятора:

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{T, \max}}{k}, \quad (208)$$

где k – число положительных электродов (5);

$$I_{p(k=1)} = \frac{85}{5} = 17 \text{ А.}$$

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

Вычислим отклонение напряжения, % на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{н\text{юм}}} = \frac{U_p \cdot n}{U_{н\text{юм}}} \cdot 100\%, \quad (209)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{н\text{юм}}} = \frac{1,8 \cdot 126}{220} \cdot 100 = 103,1\%.$$

Данное отклонение допустимо для всех электроприемников.

Определение мощности подзарядного и зарядного устройств.

Ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_n = 0,025 \cdot 5 + 15 = 15,2 \text{ А.} \quad (210)$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 104 = 232 \text{ В.} \quad (211)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = U_{пз} \cdot I_{пз} = 232 \cdot 15,2 = 3,53 \text{ кВт.} \quad (212)$$

Ток зарядного устройства:

$$I_z = 5 \cdot k + I_n = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А.} \quad (213)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

					13.03.02.2019.766.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116