

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, _____
(должность) /

(подпись и печать)
« ____ » _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой, д.т.н., профессор

/ И.М. Кирпичникова /
« ____ » _____ 2019 г.

**АНАЛИЗ РЕЖИМОВ РАЙОННОЙ СЕТИ 110 КВ. ПРИСОЕДИНЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ
110/10КВ.**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2019. 226 ВКР
(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель работы
к.т.н., доцент

_____ В.В. Тарасенко
« ____ » _____ 2019 г.

Автор проекта
студент группы П – 471

_____ А.С. Павлов
« ____ » _____ 2019 г.

Нормоконтролер
к.т.н., доцент

_____ В.В. Тарасенко
« ____ » _____ 2019 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

(Ф. И.О. полностью)

Группа _____

1. Тема выпускной квалификационной работы

Анализ режимов районной сети 110 кВ. Присоединение подстанции 110/10
кВ

утверждена приказом по университету от _____ 201_ 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) Развитие сети 110 кВ с вводом новых объектов.
- 3) Расчет режимов сети 110/35 кВ;
- 4) Разработка подстанции 110/10 кВ
- 5) Выбор опор для проектируемой подстанции;

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

- 1) Чертеж «Схема электрическая подстанция 110/10 кВ»;
- 2) Чертеж «План ПС 110/10 кВ»;
- 3) Плакат «Карты режимов сети»;
- 4) Чертеж «Электрическая схема сети»;
- 5) Плакат «Карты режимов сети».

Всего 5 листов

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

АННОТАЦИЯ

А.С.Павлов. Анализ режимов районной сети 110 кВ. Присоединение подстанции 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2019 г, 72с., 14 ил., 25 табл., библиогр. список - 9 наим., 6 листов чертежа формата А1.

В выпускной квалификационной работе было определено действующее оборудование сети, его параметры. Произведена проверка состояния данного оборудования. Произведено развитие сети 110кВ и ввод новых объектов.

С помощью программы NetWorks произведён расчет сети 110/35 кВ после её реконструкции.

Была разработана новая подстанция 110/10 кВ. Выбрано оборудование и подобрана схема распределительного устройства.

					13.03.02.2019.226 ВКР			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Выполнил		Павлов А.С.			Анализ режимов районной сети 110 кВ. Присоединение подстанции 110/10 кВ.	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Тарасенко В.В.					6	79
Н. Контр.		Тарасенко В.В.				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Утверд.		Кирпичникова И.М.						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	10
1 АНАЛИЗ ЭС 110КВ	12
1.1. Действующее оборудование и его параметры	12
1.1.1. Действующие подстанции	12
1.1.2. Действующие электростанции	13
1.1.3. Эксплуатаия ЛЭП	14
1.2. Параметры основного электрооборудования	15
1.3. Оценка баланса активной и реактивной мощности в существующей сети ..	16
1.3.1. Баланс активной мощности	16
1.3.2. Баланс реактивной мощности	18
1.4. Проверка состояния действующего оборудования сети	19
1.4.1. Проверка загрузки трансформаторов ЭС-I	20
1.4.2. Проверка загрузки ВЛ 35кВ в максимальном режиме	21
1.4.3. Проверка трансформаторов 2×ТМТН-6300/110	24
2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ	26
2.1. Оценка баланса мощностей с учётом ввода нескольких объектов	26
2.2. Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ для ЭС-II	28
2.3. Выбор новых трансформаторов и замена старых	30
2.4. Выбор конфигурации сети 110кВ и сечения новых ВЛ	31
2.4.1. Выбор конфигурации ЭС-II	32
2.4.2. Выбор конфигурации п/ст-6	33
2.4.3. Выбор конфигурации п/ст-7	33
2.5. Выбор сечения проводов ВЛ для намеченных вариантов подключения	34
2.6. Выбор варианта развития сети по укрупнённым технико-экономическим показателям	37
2.6.1. Выбор варианта исполнения п/ст-6	38
3 РАССЧЁТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35КВ	41
3.1. Расчёт максимального режима работы сети	41
3.2. Расчёт минимального режима работы сети	42
3.2. Расчёт послеаварийного режима работы сети	43

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

4	РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ.....	49
4.1.	Выбор структурной схемы подстанции	49
4.2.	Выбор оборудования подстанции	51
4.2.1.	Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах.....	51
4.2.2.	Расчет токов короткого замыкания	52
4.2.2.	Выбор аппаратуры	56
5	ВЫБОР ОПОР ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	69
6	ИССЛЕДОВАНИЕ АРКТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	71
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	79

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ВВЕДЕНИЕ

В связи с постоянным увеличением числа потребителей электроэнергии в настоящее время многие участки электрических сетей находятся в перегруженном состоянии, что крайне негативно влияет на их надежность и срок службы. Кроме того, современный потребитель более требовательно стал относиться к качеству электроэнергии.

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является состояние электрических сетей.

Таким образом, поиск путей повышения уровня электроэнергетики нашей страны является актуальной проблемой. Необходима модернизация линий электропередачи и подстанций, что обеспечит бесперебойное электроснабжение современного потребителя.

В данной выпускной квалификационной работе решаются следующие задачи:

- 1) анализ исходной схемы городской электрической сети, проверка режимов ее работы, выявление возможных проблем;
- 2) разработка перспективного варианта развития исходной сети с подключением новых потребителей и генерируемых мощностей;
- 3) разработка подстанции 110/10 кВ для нового потребителя;

Их выполнение позволит обеспечить электроснабжение потребителей в соответствии со всеми современными требованиями.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1 - Исходные данные к проекту

Схема сети (рис. 1-4)	Длины линий (табл. 2)	Нагрузки в узлах (табл. 4)	Генерация в узле ЭС-II (табл. 5)	Напряжение в узле БУ (табл. 3)
Рисунок 1	6	20	2	1

Таблица 2 - Длины линий

№ вар.	Длины новых линий, км					
	П'	П''	6'	6''	7'	7''
6	50	50	25	30	30	25

Таблица 3 - Напряжение в узле БУ

№ вар.	U п/ст I		
	U _{макс} , кВ	U _{мин} , кВ	U _{пав} , кВ
1	115	114	112

Таблица 4 - Нагрузки в узлах

№ вар.	п/ст 2 ш.110 кВ P ₂ /tgφ	п/ст 3 ш.110 кВ P ₃ /tgφ	п/ст 4 ш.110 кВ P ₄ /tgφ	п/ст 41 ш.110 кВ P ₄₁ /tgφ	п/ст 42 ш.110 кВ P ₄₂ /tgφ
20	29/0,54	39/0,48	18/0,36	4/0,48	7/0,45

Продолжение таблицы 4

№ вар.	п/ст 5 ш.110 кВ P ₂ /tgφ	п/ст 6 ш.110 кВ P ₃ /tgφ	п/ст 7 ш.110 кВ P ₄ /tgφ	ЭС-1 ш. 10,5кВ P ₄₁ /tgφ	ЭС-2 ш.ВН кВ P ₄₂ /tgφ
20	44/0,51	30/0,45	30/0,39	45/0,51	50/0,48

Таблица 5 - Генерация в узле ЭС-II

№ вар.	$n \times P_{\text{ном Г}}, \text{ МВт}$
2	$2 \times 60 + 110$

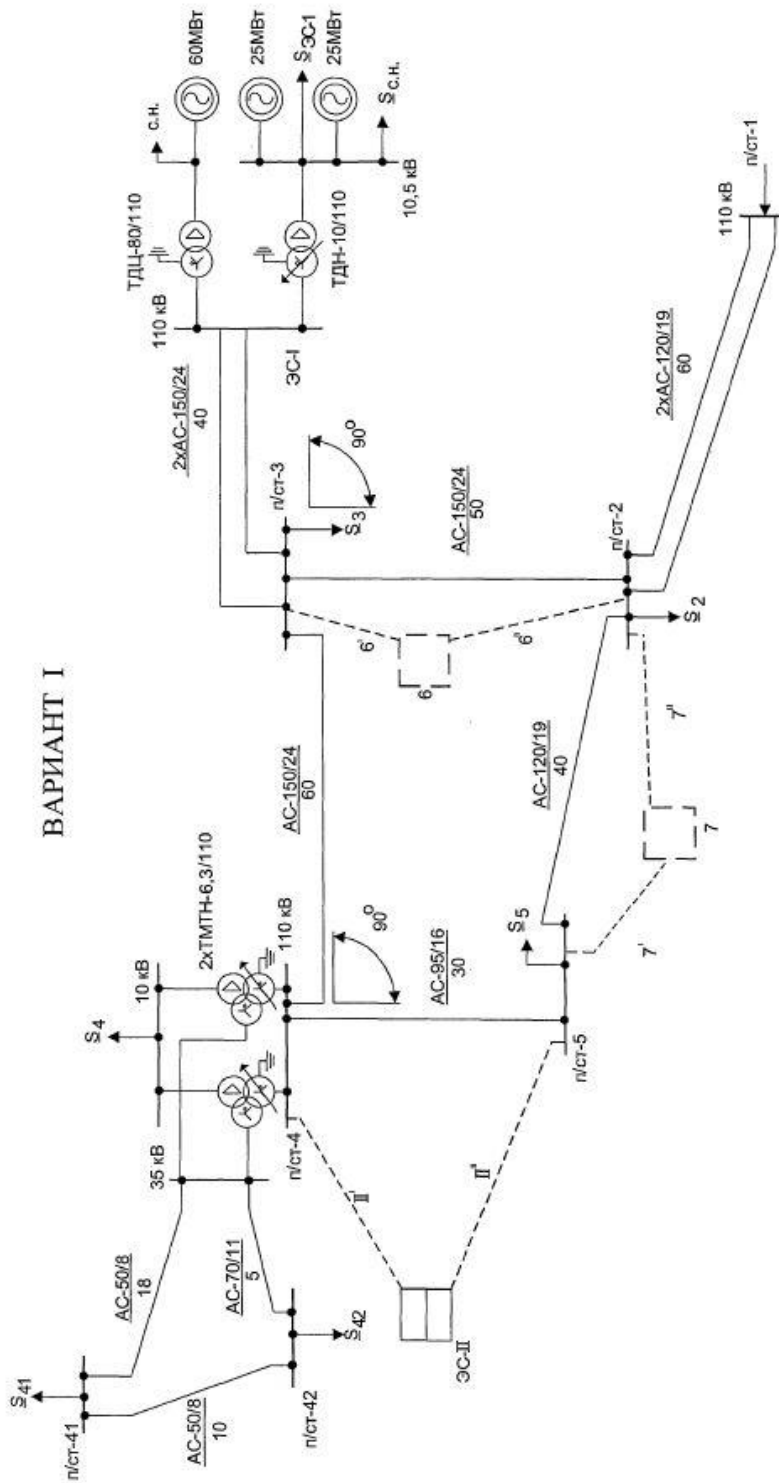


Рисунок 1 – Схема сети

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

130302.2018.102 ПЗ

Лист

11

1 АНАЛИЗ ЭС 110КВ

1.1. Действующее оборудование и его параметры

1.1.1. Действующие подстанции

Предварительные расчеты

Из таблицы 3 по варианту находим P и Q подстанций:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (1)$$

где Q – реактивная мощность данной подстанции, МВАр;

P – активная мощность данной подстанции, МВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности.

$$Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg}\varphi_2;$$

$$Q_2 = 39 \cdot 0,54 = 15,66;$$

$$Q_3 = P_3 \cdot \operatorname{tg}\varphi_3;$$

$$Q_3 = 39 \cdot 0,48 = 18,72;$$

$$Q_4 = P_4 \cdot \operatorname{tg}\varphi_4;$$

$$Q_4 = 18 \cdot 0,36 = 6,48;$$

$$Q_5 = P_5 \cdot \operatorname{tg}\varphi_5;$$

$$Q_5 = 44 \cdot 0,51 = 22,44;$$

$$Q_{41} = P_{41} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{41};$$

$$Q_{41} = 4 \cdot 0,48 = 1,92;$$

$$Q_{42} = P_{42} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{42};$$

$$Q_{42} = 7 \cdot 0,45 = 3,15.$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 5 – Действующие подстанции

п/ст	Нагрузка, МВА			Силовые трансформаторы
	ВН	СН	НН	
1	-	-	-	-
2	$29 + j15,66$	-	-	-
3	$39 + j18,72$	-	-	-
4	-	-	$18 + j6,48$	2xТМТН-6.3/110
5	$44 + j22,44$	-	-	-
41	$4 + j1,92$	-	-	-
42	$7 + j3,15$	-	-	-

1.1.2. Действующие электростанции

Таблица 6 – Действующие электростанции

$S_{эл ст}$	$P_{г}$, МВт	$S_{нагр}$, МВА	Силовые тр-ры
ЭС-1	110	$S_{ЭС-1}$	ТДЦ-80000/110 ТДН-10000/110

Принимаем, что генераторы работают с номинальным $\cos\varphi = 0,85$.

Тогда:

$$Q_{г} = P_{г} \cdot tg(\phi_{г}) = P_{г} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos(\phi_{г})^2} - 1} = 110 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,8^2} - 1} = 68.2 \text{ МВар}$$

$$S_{ЭС-1} = 110 + j68,2 \text{ МВА.}$$

1.1.3. Эксплуатация ЛЭП

Таблица 7 – Эксплуатация ЛЭП

ЛЭП	Марка	Число цепей	Длина ЛЭП, км
1-2	АС-120/19	2	60
2-3	АС-150/24	1	50
3-4	АС-150/24	1	60
4-5	АС-95/16	1	30
2-5	АС-120/19	1	40
3-ЭС1	АС-150/24	2	40
4-41	АС-50/8	1	18
4-42	АС-70/11	1	5
41-42	АС-50/8	1	10

1.2. Параметры основного электрооборудования

Таблица 8 – Параметры трансформаторов [3]

марка	U _{НОМ} , кВ			U _к %			ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _{хх} %	r _Т , Ом	X _Т , Ом
	ВН	СН	НН	В-Н	С-Н	Н-Н					
ТДЦ- 8000/110	121	-	6,3 10,5	10,5	10,5	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2
ТДН- 10000/110	115	-	6,6 11	10,5	10,5	10,5	60	14	0,7	7,95	139
ТМТН- 6300/110	115	38,5	6,6 11	10,5	17	6	58	14	1,2	9,7	223,7

Таблица 9 – Параметры ЛЭП [3]

ЛЭП	$r_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$X_{уд}, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$b_{уд}, \frac{\text{См}}{\text{км}}$	$r_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$b_{л}, \text{См}$
1-2	0,244	0,427	$2,658 \cdot 10^{-6}$	29,28	51,24	$318,96 \cdot 10^{-6}$
2-3	0,204	0,42	$2,707 \cdot 10^{-6}$	10,2	21	$135,35 \cdot 10^{-6}$
3-4	0,204	0,42	$2,707 \cdot 10^{-6}$	12,24	25,2	$162,42 \cdot 10^{-6}$
4-5	0,301	0,434	$2,611 \cdot 10^{-6}$	9,03	13,02	$78,33 \cdot 10^{-6}$
2-5	0,244	0,427	$2,658 \cdot 10^{-6}$	9,76	17,08	$106,32 \cdot 10^{-6}$
4-41	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$	7,6	8	$45,846 \cdot 10^{-6}$
4-42	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$	2,11	2,22	$12,735 \cdot 10^{-6}$
41-42	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$	4,22	4,44	$25,47 \cdot 10^{-6}$
3-ЭС-I	0,204	0,42	$2,707 \cdot 10^{-6}$	16,32	33,6	$216,56 \cdot 10^{-6}$

Где $r_{уд}$ - удельное активное сопротивление линии, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

$X_{уд}$ - удельное реактивное сопротивление линии, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$;

$r_{л}$ - полное активное сопротивление линии, Ом;

$X_{л}$ - полное реактивное сопротивление линии, Ом;

$b_{уд}$ - удельная проводимость линии, См;

$b_{л}$ - полная проводимость линии, См;

L – длина ЛЭП, км;

$$r_{л} = r_{уд} \cdot L;$$

$$X_{л} = X_{уд} \cdot L;$$

$$b_{л} = b_{уд} \cdot L.$$

1.3. Оценка баланса активной и реактивной мощности в существующей сети

Оценка баланса активной мощности необходима для выявления достаточности мощностей существующих электростанций и определения наличия и величины перетоков активной мощности между существующей сетью и остальной энергосистемой.

1.3.1 Баланс активной мощности

Нам нужно найти разницу мощностей нагрузок и электростанций:

$$P_{\Sigma \text{нагр}} - P_{\Sigma \text{эл станций}} = ? , \quad (2)$$

где $P_{\Sigma \text{нагр}}$ – сумма мощностей нагрузок

$P_{\Sigma \text{эл станций}}$ – сумма мощностей генераторов

Формулу можно уточнить, если учесть потери и собственные нужды генераторов.

Для подстанций собственные нужды уже учтены в приведённых (в задании) нагрузках

$$P_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta P + P_{\text{собс.нужд}} - P_{\Sigma \text{эл станций}} = \Delta P_{\text{НБ}} , \quad (3)$$

где $P_{\Sigma \text{нагр}} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}}$ – сумма всех активных мощностей;

$$\Delta P = \Delta P_{\Sigma \text{лэп}} + \Delta P_{\Sigma \text{Т}} ;$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$\Delta P_{\Sigma \text{лэп}}$ – суммарная активная нагрузка на ЛЭП;

$\Delta P_{\Sigma \text{т}}$ – суммарная активная нагрузка на трансформаторы;

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot (P_{41} + P_{42} + P_{\text{ЭС1}} + P_4) + \Delta P_{\text{л}} \cdot (P_2 + P_3 + P_5);$$

$$(\Delta P_{\text{л}} = 2.3\%) [1];$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{т}} = \Delta P_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\Sigma \text{нагр}} ;$$

$$\Delta P_{\text{т}} = 0,0135[1];$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = P_{\Sigma \text{эл станций}} \cdot P_{\text{с.н.}} \cdot K_{\text{с}};$$

$$P_{\text{с.н.}} = 8\%; K_{\text{с}} = 0,8 [2];$$

$K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса.

$\Delta P_{\text{НБ}}$ – величина небаланса активной мощности. Если это значение больше нуля, то получаем дефицит положительной мощности в сети и перегруженность текущей электростанции. Если меньше нуля - наличие запаса активной мощности в сети и возможность подключения новых потребителей без строительства и реконструкции электростанций.

Получаем:

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = 29 + 39 + 18 + 44 + 4 + 7 + 45 = 186 \text{ МВт};$$

$$\Delta P = 0,03 \cdot (4 + 7 + 18) + 0,02 \cdot (29 + 39 + 44) + 0,0135 \cdot 186 = 6,971 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = 110 \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 7,04 \text{ МВт};$$

$$P_{\Sigma \text{эл станций}} = 60 + 25 + 25 = 110 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 186 + 6,971 + 7,04 - 110 = 90,01. \quad (4)$$

Как результат мы получаем дефицит активной мощности в сети, что приводит к перегруженности электростанции.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

1.3.2 Баланс реактивной мощности

Для расчета реактивной мощности воспользуемся формулой [1]:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta Q_{\Sigma} + Q_{\Sigma \text{с.н.}} - Q_{\Sigma \text{эл.станций}} - Q_{\Sigma \text{комп.}} - \Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = \Delta Q_{\text{нб}}, \quad (5)$$

где $Q_{\Sigma \text{нагр}}$ – потребляемая реактивная мощность;

$Q_{\Sigma \text{эл.станций}}$ – реактивная мощность, вырабатываемая генераторами;

$Q_{\Sigma \text{комп.}}$ – реактивная мощность, вырабатываемая компенсаторами;

$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}}$ – зарядная мощность линии;

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС1}};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma \text{Т}};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} = 0,05 \cdot (Q_2 + Q_3 + Q_5) + 0,015 \cdot (Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС1}});$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = \text{tg}(\phi_{\text{с.н.}}) \cdot P_{\Sigma \text{с.н.}};$$

$$\text{tg}(\phi_{\text{с.н.}}) = 0,62 \cdot 0,75;$$

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = \cos(\phi_{\text{ном}}) \cdot P_{\Sigma \text{Г}};$$

$$\cos(\phi_{\text{ном}}) = 0,85;$$

$$Q_{\Sigma \text{комп.}} = 0, \text{ т.к. у нас нет компенсаторов};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 0,03 \cdot L_{\Sigma};$$

L_{Σ} – сумма длин линий 110 кВ.

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 16,66 + 18,72 + 6,48 + 22,44 + 1,92 + 3,15 + 22,95 = 91,32 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 0,05 \cdot (15,66 + 18,72 + 22,44) + 0,015 \cdot (6,48 + 1,92 + 3,15 + 22,95) + 0,07 \cdot 91,32 = 9,73 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = 0,69 \cdot 7,04 = 4,85 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = 0,85 \cdot 110 = 93,5 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 0,03 \cdot (2 \cdot 60 + 50 + 60 + 30 + 40 + 40 \cdot 2) = 11,4 \text{ МВАр};$$

									Лист
									18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

$$\Delta Q_{\text{нб}} = 1 \text{ МВАр.} \quad (6)$$

Таким образом, в сети присутствует дефицит реактивной мощности, что может привести к снижению напряжения в сети ниже допустимого.

Из расчётов следует, что необходима реконструкция сети.

Варианты модернизации сети:

- 1) Снижение уровня потребления реактивной мощности у потребителя
- 2) Строительство новой электростанции (дорого, но наиболее перспективно)
- 3) Установка компенсирующих устройств на стороне ВН (УПК, СТК)
- 4) Установка БСК (батарея синхронных генераторов) на стороне НН
- 5) Перевод ВЛ с переменного тока на постоянный (строительство ВЛ постоянного тока, фазовращающее устройство на базе силовой электроники). Применяются в сетях 110 – 330 кВ, но отличаются большой стоимостью и большим сроком окупаемости, что затрудняет их применение.

1.4. Проверка состояния действующего оборудования сети

Предполагается, что в ходе развития сети будет модернизирована часть сети 110 кВ, введены подстанции 6 и 7 и электростанция ЭС-II. При этом сохранится сеть 35 кВ и электростанция ЭС-I. Так как не предполагается их модернизация и реконструкция, то проверим загрузку линий 35 кВ в максимальном режиме и загрузку трансформаторов на электростанции ЭС-I.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

1.4.1 Проверка загрузки трансформаторов ЭС-I

Оценим возможность электростанции выдавать установленную мощность и снабжать потребителя $S_{ЭС-1}$ 10 кВ в максимальном и минимальном режимах.

Проверим трансформатор ТДН-80000/110

$$\dot{S}_{Г_{уст}} = P_{Г_{ном}} - P_{С.Н.} + j(Q_{Г_{ном}} - Q_{С.Н.}); \quad (7)$$

$$\dot{S}_{Г_{уст}} = 60 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 60 + j(0,62 \cdot 60 - (0,08 \cdot 0,8 \cdot 60) \cdot 0,69) = 56,16 + j \cdot 48,35 \text{ МВА};$$

$$S_{Г_{уст}} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = 74,1 \text{ МВА} < S_{ном};$$

$$S_{Г_{уст}} < S_{ном}.$$

Из этого следует, что трансформатор не перегружен.

Рассчитаем 2 варианта загрузки трансформатора:

1) Режим максимальной выдачи

Должны работать 2 синхронные генератора с $P_{ном}$ и $\cos(\phi)_{ном}$, а

$$S_{ЭС-1} = \min = 0,7 \cdot S_{ЭС-1};$$

$$S_{уст} = 2 \cdot P_{Г_{ном}} - P_{ЭС-1} \cdot 0,7 - 0,08 \cdot (2 \cdot P_{Г_{ном}}) \cdot 0,8 + j(2 \cdot P_{Г_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos(\phi)^2} - P_{СНЭ}} - P_{СНЭ} \cdot 0,69);$$

$$S_{уст} = 80,82 + j79,7 \text{ МВА}.$$

2) Режим максимального потребления

Работает только один трансформатор.

$$S_{ЭС-1} = \max \Rightarrow 40 \text{ МВт при } tg(\phi) = 0,7;$$

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

$$S_{уст} = P_{ГНОМ} - P_{ЭС-1} \cdot 0,7 - 0,08 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot P_{ГНОМ} + j(2 \cdot P_{ГНОМ} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos(\phi)^2}} - P_{СНЭ} \cdot 0,69);$$

$$S_{уст} = 11,16 + j11,6 \text{ МВА.}$$

Трансформатор ТДН-10000/110 будет аналогично перегружаться.

Вывод: необходима замена трансформаторов, т.к. они будут перегружаться при отключении другого генератора, что приведёт к отключению потребителя.

1.4.2 Проверка загрузки ВЛ 35кВ в максимальном режиме

Сеть 35кВ эксплуатируется всегда в разомкнутом режиме, т.к. не имеет направленных РЗ, способных правильно определить место повреждения, следовательно, рассчитать загрузку линий можно без использования специальных программ.

Рассмотрим ситуации, при которых возможна максимальная нагрузка на каждой из трёх линий.

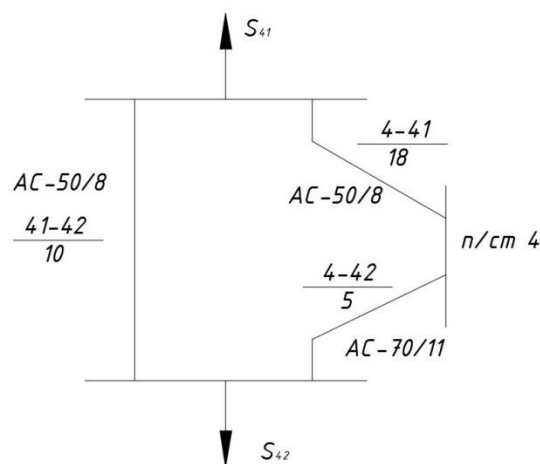


Рисунок 2 – Схема сети 35кВ

						130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			21

Выполним перебор вариантов режима сети с отключением одной из вл 35 кВ.

Для каждой линии оцениваем максимальный $K_{\text{загр}}$ (коэффициент загрузки) если он превышает 1, то следует сделать вывод о реконструкции данной линии. Так как в случае отключения других линий планового или аварийного, данная линия будет перегружена и потребует отключать потребителя.

Таблица 10 – Оценка загруженности линий сети 35кВ

Отключение	Загрузка ВЛ 4-41	$I_{\text{пред}}$, А	$K_{\text{загр}}$
4-41	-	-	-
4-42	$\dot{S}_{\text{л}} = \dot{S}_{41} + \dot{S}_{41-42} + \left(\frac{\dot{S}_{41-42} + \dot{S}_{41}}{U_{\text{л}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{\text{л}} = 13,82 \text{ МВА}$ $I_{\text{л}} = \frac{\dot{S}_{\text{л}}}{U_{\text{л}} \cdot \sqrt{3}} = 228 \text{ А}$	210	1,08
41-42	$\dot{S}_{\text{л}} = \dot{S}_{41} + \left(\frac{\dot{S}_{41}}{U_{\text{л}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{\text{л}} = 4,6 \text{ МВА}$ $I_{\text{л}} = \frac{\dot{S}_{\text{л}}}{U_{\text{л}} \cdot \sqrt{3}} = 73,5 \text{ А}$	210	0,35

Продолжение таблицы 10

Отключение	Загрузка ВЛ 42-41	$I_{\text{пред}}$, А	$K_{\text{загр}}$
4-41	$\dot{S}_{\text{л}} = \dot{S}_{41} + \left(\frac{\dot{S}_{41}}{U_{\text{л}}}\right)^2 \cdot \dot{Z}_{\text{л}} = 4,53 \text{ МВА}$ $I_{\text{л}} = \frac{\dot{S}_{\text{л}}}{U_{\text{л}} \cdot \sqrt{3}} = 74,7 \text{ А}$	210	0,35

4-42	$\dot{S}_л = \dot{S}_{42} + \left(\frac{\dot{S}_{42}}{U_л}\right)^2 \cdot \dot{Z}_л = 8 \text{ МВА}$ $I_л = \frac{\dot{S}_л}{U_л \cdot \sqrt{3}} = 132 \text{ А}$	210	0,5
41-42	-	-	-

Продолжение таблицы 10

Отключе- ние	Загрузка ВЛ 4-42	И _{пред} , А	К _{загр}
4-41	$\dot{S}_л = \dot{S}_{42} + \dot{S}_{41-42} + \left(\frac{\dot{S}_{41-42} + \dot{S}_{42}}{U_л}\right)^2 \cdot \dot{Z}_л = 12,6 \text{ МВА}$ $I_л = \frac{\dot{S}_л}{U_л \cdot \sqrt{3}} = 207,8 \text{ А}$	265	0,78
4-42	-	-	-
41-42	$\dot{S}_л = \dot{S}_{42} + \left(\frac{\dot{S}_{42}}{U_л}\right)^2 \cdot \dot{Z}_л = 7,83 \text{ МВА}$ $I_л = \frac{\dot{S}_л}{U_л \cdot \sqrt{3}} = 129,1 \text{ А}$	265	0,49

Т.к. у линии 4-41 при отключении линии 4-42 $K_{загр} > 1$, то следует произвести реконструкцию линии 4-41.

Воспользуемся таблицей 10 и определим точку размыкания сети 35 кВ, для этого достаточно посчитать потери в линиях для каждого из трёх случаев.

Воспользуемся формулой [1]:

$$\Delta \dot{S}_\Sigma = 3 \cdot I_{4-41}^2 \cdot \dot{Z}_{4-41} + 3 \cdot I_{4-42}^2 \cdot \dot{Z}_{4-42} + 3 \cdot I_{41-42}^2 \cdot \dot{Z}_{41-42} \quad (8)$$

Для первого случая:

$$\Delta \dot{S}_{1\Sigma} = 3 \cdot I_{4-42}^2 \cdot \dot{Z}_{4-42} + 3 \cdot I_{41-42}^2 \cdot \dot{Z}_{41-42} = 0,5 \text{ МВА}$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Для второго случая:

$$\Delta \dot{S}_{2\Sigma} = 3 \cdot I_{4-41}^2 \cdot \dot{Z}_{4-41} + 3 \cdot I_{41-42}^2 \cdot \dot{Z}_{41-42} = 2,04 \text{ МВА}$$

Для третьего случая:

$$\Delta \dot{S}_{3\Sigma} = 3 \cdot I_{4-41}^2 \cdot \dot{Z}_{4-41} + 3 \cdot I_{4-42}^2 \cdot \dot{Z}_{4-42} = 0,33 \text{ МВА}$$

Наименьшие потери будут в третьем случае. Этот вариант размыкания сети и примем за рабочий.

1.4.3 Проверка трансформаторов 2×ТМТН-6300/110

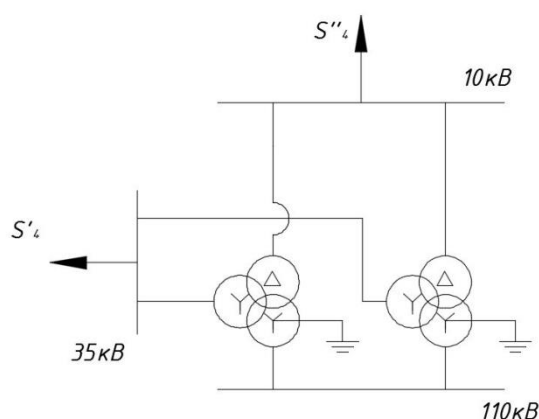


Рисунок 3 – Схема включения трансформаторов на п/ст 4

$$\dot{S}''_4 = 18 + j9,72 = 20,45 \text{ МВА}$$

$$\dot{S}'_4 = 13,82 \text{ МВА (из предыдущего расчёта для случая наибольших нагрузок)}$$

Таблица 11 – Расчётные значения трансформатора

Трансформатор	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$K_{\text{загр}}$	$K_{\text{пер}}$
ТМТН-6300/110	6.3	$\frac{S_{\text{Н}}}{2 \cdot S_{\text{ТНОМ}}}$	$\frac{S_{\text{Н}}}{S_{\text{НОМ}}}$

$$S_{\text{Н}} = S'_4 + S''_4 = 20,45 + 13,82 = 34,27 \text{ МВА}$$

$$K_{\text{загр}} = \frac{34,27}{2 \cdot 6,3} = 2,7$$

$$K_{\text{пер}} = \frac{34,27}{6,3} = 5,4$$

Т.к. потребители на стороне 10кВ и 35 кВ относятся к 3 категории надёжности, то коэффициенты должны удовлетворять условию:

$$\begin{cases} K_{\text{загр}} \leq 0.7 \\ K_{\text{пер}} \leq 1.4 \end{cases}$$

Из этого можно сделать вывод, что данных трансформаторов недостаточно, их нужно заменить более мощными.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

2 РАЗВИТИЕ СЕТИ 110КВ С ВВОДОМ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ

2.1. Оценка баланса мощностей с учётом ввода нескольких объектов

Необходимо аналогично предыдущему разделу произвести баланс активной и реактивной мощности, учитывая следующее:

- 1) Наличие новой электростанции ЭС-II
- 2) Наличие параллельно работающей нагрузки на ЭС-II
- 3) Наличие новой подстанции п/ст-6
- 4) Наличие новой подстанции п/ст-7

Баланс активной мощности:

Воспользуемся ранее используемой формулой (1.3), добавив новые величины P_6 , P_7 и $P_{ЭС2}$,

где P_6 – активная мощность на подстанции п/ст-6, кВт;

P_7 – активная мощность на подстанции п/ст-7, кВт;

$P_{ЭС2}$ – активная мощность на электростанции 2, кВт.

$$P_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta P + P_{\text{собс.нужд}} - P_{\Sigma \text{эл станций}} = \Delta P_{\text{НБ}};$$

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

$$\Delta P = \Delta P_{\Sigma \text{лэп}} + \Delta P_{\Sigma \text{т}};$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{лэп}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot (P_{41} + P_{42} + P_{ЭС1} + P_4 + P_{ЭС2}) + \Delta P_{\text{л}} \cdot (P_2 + P_3 + P_5 + P_6 + P_7);$$

$$\Delta P_{\Sigma \text{т}} = \Delta P_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\Sigma \text{нагр}};$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = P_{\Sigma \text{эл станций}} \cdot P_{\text{с.н.}} \cdot K_{\text{с}}.$$

Получаем:

$$P_{\Sigma \text{нагр}} = 29 + 39 + 18 + 44 + 4 + 7 + 45 + 30 + 30 + 50 = 296 \text{ МВт};$$

$$\Delta P = 0,03 \cdot (4 + 7 + 18 + 50) + 0,02 \cdot (29 + 39 + 44 + 30 + 30) + 0,0135 \cdot 296 = 11,15 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{собс.нужд}} = (110 + 60 + 60 + 25 + 25 + 60) \cdot 0,08 \cdot 0,8 = 21,76 \text{ МВт};$$

									Лист
									26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

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

$$\Delta P_{\text{НБ}} = 296 + 11,15 + 21,76 - 340 = -11,09. \quad (9)$$

В результате мы имеем избыток активной мощности.

Баланс реактивной мощности:

Воспользуемся ранее используемой формулой (1.4), добавив новые величины Q_6 , Q_7 и $Q_{\text{ЭС2}}$,

где Q_6 – реактивная мощность на подстанции п/ст-6, кВт;

Q_7 – реактивная мощность на подстанции п/ст-7, кВт;

$Q_{\text{ЭС2}}$ – реактивная мощность на электростанции 2, кВт.

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} + \Delta Q_{\Sigma} + Q_{\Sigma \text{с.н.}} - Q_{\Sigma \text{эл.станций}} - Q_{\Sigma \text{комп.}} - \Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = \Delta Q_{\text{НБ}};$$

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС1}} + Q_{\text{ЭС2}};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\Sigma \text{Т}};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{ЛЭП}} = 0,05 \cdot (Q_2 + Q_3 + Q_5 + Q_6 + Q_7) + 0,015 \cdot (Q_4 + Q_{41} + Q_{42} + Q_{\text{ЭС1}} + Q_{\text{ЭС2}});$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = \text{tg}(\phi_{\text{с.н.}}) \cdot P_{\Sigma \text{с.н.}};$$

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = \cos(\phi_{\text{ном}}) \cdot P_{\Sigma \text{Г}};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 0,03 \cdot L_{\Sigma};$$

Получаем:

$$Q_{\Sigma \text{нагр}} = 16,66 + 18,72 + 6,48 + 22,44 + 1,92 + 3,15 + 22,95 + 13,5 + 11,7 + 24 = 140,52 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 0,05 \cdot (15,66 + 18,72 + 22,44 + 13,5 + 11,7) + 0,015 \cdot (6,48 + 1,92 + 3,15 + 22,95 + 24) + 0,07 \cdot 140,52 = 14,8 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\Sigma \text{с.н.}} = 0,69 \cdot 21,76 = 15 \text{ МВАр};$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\Sigma \text{эл.станций}} = 0,85 \cdot 340 = 289 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\Sigma \text{з.}} = 0,03 \cdot (2 \cdot 60 + 50 + 60 + 30 + 40 + 40 \cdot 2) = 11,4 \text{ МВАр};$$

$$\Delta Q_{\text{нб}} = -130 \text{ МВАр}. \quad (10)$$

В результате мы имеем избыток реактивной мощности.

В итоге реконфигурации сети мы получили достаточно активной мощности с новой электростанции для покрытия нагрузки сети. В то же время появилась необходимость компенсации реактивной мощности на 130МВАр.

2.2. Выбор напряжения передачи электроэнергии и схемы РУ для ЭС-II

Оценим экономически выгодный класс напряжения выдачи электроэнергии электростанции. Для этого воспользуемся формулой Илларионова[3]:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (11)$$

где L – длина одной линии, км;

P – мощность, передаваемая по одной цепи, МВт.

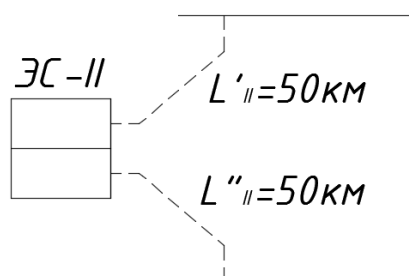


Рисунок 4 – Отходящие линии от ЭС-II

						130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			28

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{50} + \frac{2500}{(2 \cdot 60 + 110 - 45) \cdot 2}}} = 154,8 \text{ кВ};$$

Есть 2 варианта развития сети:

- 1) ВЛ 110кВ + тр-ры на ЭС-II
- 2) ВЛ 220кВ + тр-ры 220кВ на ЭС-II + АТ 220/110 кВ + подстанция:

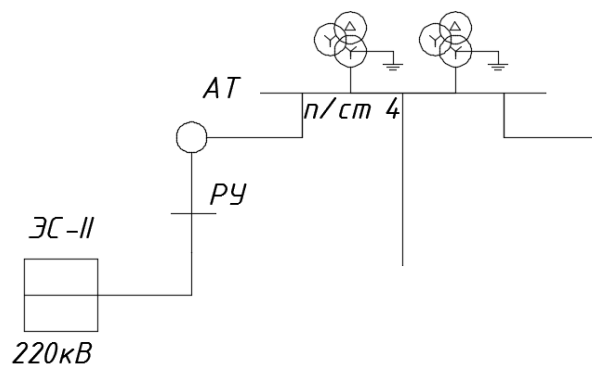


Рисунок 5 – Возможный вариант развития схемы РУ для ЭС-II

Выберем 1 вариант развития сети с $U_{\text{ЭС2}} = 110 \text{ кВ}$, т.к. он не требует модернизации действующих подстанций и дополнительных капитальных вложений.

Так как мощности генераторов более 50 МВт, а также не предполагается потребитель с напряжением 6-10 кВ, то выберем блочную схему для электростанции.

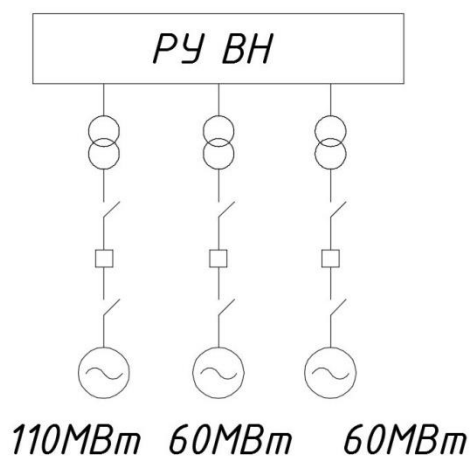


Рисунок 6 – Блочная схема для ЭС-II

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

2.3. Выбор новых трансформаторов и замена старых

Выберем трансформатор на ЭС-II:

По условию $S_{ТНОМ} > S_{ТУСТ}$

Для каждого блока:

$$S_{ТУСТ} = |S_{ТУСТ}^{\cdot}| = P_{ГНОМ} - P_{С.Н} + j(Q_{ГНОМ} - Q_{С.Н});$$

$$S_{ТУСТ} = 230 - 6,08 + j(195,5 - 4,2) = 223,92 + j191,3 \text{ МВА};$$

$$S_{ТУСТ} = \sqrt{223,92^2 + j191,3^2} = 295 \text{ МВА}.$$

Выберем трансформатор по мощности (ближайшая большая номинальная мощность 400МВА).

Выберем трансформатор ТДЦ-400000/110.

Трансформатор на ЭС-I не перегружен и заметы не требует.

Трансформатор на п/ст-4 перегружен, его нужно заменить, соблюдая условия:

$$\begin{cases} K_{загр} \leq 0,7 \\ K_{пер} \leq 1,4 \end{cases};$$

$$S_{ТНОМ} \geq \frac{S_{п/ст4}}{K_{пер}};$$

$$S_{п/ст4} = S_{Н} = S'_{4} + S''_{4} = 20,45 + 13,82 = 34,27 \text{ МВА};$$

$$S_{ТНОМ} \geq \frac{34,27}{1,4} = 24,48 \text{ МВА}.$$

Выберем трансформаторы 2×ТДТН-25000/110, которые имеют $S_{ТНОМ} = 25 \text{ МВА}$.

Проверим условия:

$$\begin{cases} K_{загр} = \frac{34,27}{2 \cdot 25} = 0,68 < 0,7 \\ K_{пер} = \frac{34,27}{25} = 1,37 < 1,4 \end{cases};$$

$$S_{ТНОМ} = 25 > 24,48;$$

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Этот трансформатор удовлетворяет всем условиям, его и выберем.

Выберем трансформатор на п/ст-6:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{S_{\text{п/ст6}}}{K_{\text{пер}}};$$

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{32,9}{1,4} = 23,5 \text{ МВА};$$

Выберем трансформатор ТДТН-25000/110, который имеет $S_{\text{ТНОМ}} = 25 \text{ МВА}$.

$$S_{\text{ТНОМ}} = 25 > 23,5.$$

Выберем трансформатор на п/ст-7:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{S_{\text{п/ст7}}}{K_{\text{пер}}};$$

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{32,2}{1,4} = 23 \text{ МВА};$$

Выберем трансформатор ТДТН-25000/110, который имеет $S_{\text{ТНОМ}} = 25 \text{ МВА}$.

$$S_{\text{ТНОМ}} = 25 > 23.$$

2.4. Выбор конфигурации сети 110кВ и сечения новых ВЛ

Используем формулу приведённых затрат [3]:

$$Z = \alpha \cdot Z_{\text{к}} + \beta \cdot Z_{\text{э}}, \quad (12)$$

где Z – приведённые затраты;

$Z_{\text{к}}$ – капитальные затраты;

α – коэффициент капитальных затрат;

$Z_{\text{э}}$ – эксплуатационные затраты;

β – коэффициент эксплуатационных затрат.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Выбор конфигурации сети осуществляется на основе экономического критерия, таким критерием является минимум приведённых затрат. Чтобы выбрать оптимальный вариант сети достаточно:

- 1) Перебрать возможные варианты подключения объектов
- 2) Отбросить варианты, при которых $Z_k \rightarrow \max$
- 3) Выбрать сечения новых ВЛ в оставшихся вариантах сети
- 4) Рассчитать приведённые затраты в каждом варианте
- 5) Выбрать вариант, в котором приведённые затраты минимальные

2.4.1 Выбор конфигурации ЭС-II

Согласно ПУЭ [4] пункту 1.2.19 связь электростанции с энергосистемой должна осуществляться минимум по двум независимым линиям. При этом в случае отключения одной линии другая должна пропустить всю мощность электростанции.

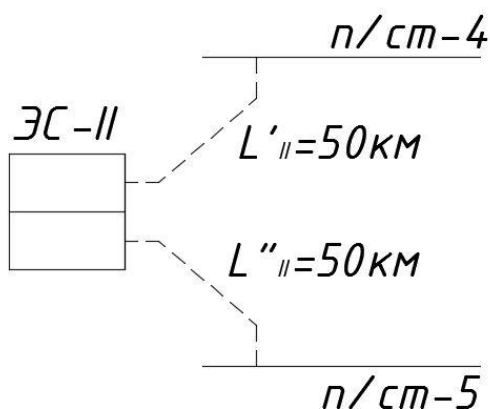


Рисунок 7 – Варианты конструкции ЛЭП для ЭС-II

Для ЭС-II (см. рис. 4) остаётся один вариант подключения:

$$\begin{cases} \text{ВЛ ЭС}_{II} - \text{п/ст} - 4 \\ \text{ВЛ ЭС}_{II} - \text{п/ст} - 5 \end{cases}$$

По затратам этот вариант не отличается от других, т.к. $L'_{II} = L''_{II}$.

2.4.2 Выбор конфигурации п/ст-6

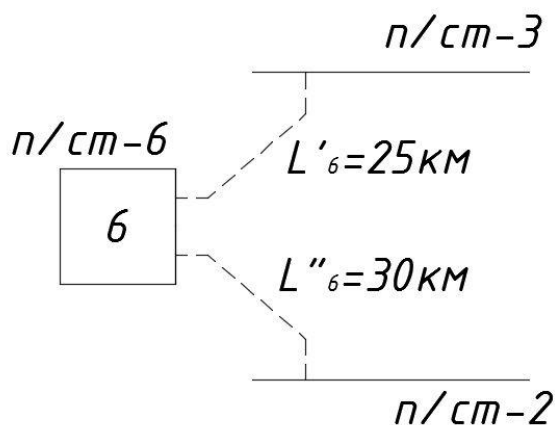


Рисунок 8 – Варианты конструкции ЛЭП для п/ст-6

Т.к. п/ст-6 – тупиковая, то согласно ПУЭ [4] питание от двух независимых источников не обязательно и можно рассмотреть 3 варианта подключения:

- 1) 2×п/ст-6 – п/ст-3;
- 2) 2× п/ст-6 – п/ст-2;
- 3) $\begin{cases} \text{п/ст-6} - \text{п/ст-3} \\ \text{п/ст-6} - \text{п/ст-2.} \end{cases}$

2.4.3 Выбор конфигурации п/ст-7

Т.к. п/ст-7 – транзитная, то согласно ПУЭ [4] необходимо питание от двух независимых источников, так что остаётся один вариант:

$$\begin{cases} \text{п/ст-7} - \text{п/ст-5} \\ \text{п/ст-7} - \text{п/ст-2.} \end{cases}$$

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

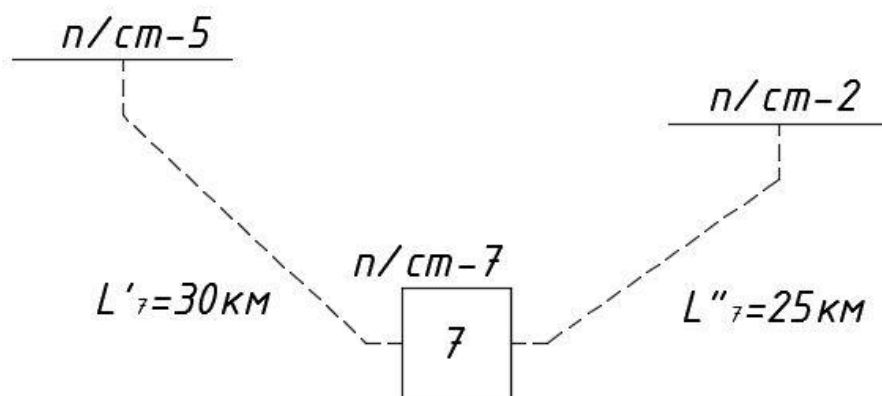


Рисунок 9 – Варианты конструкции ЛЭП для п/ст-7

2.5. Выбор сечения проводов ВЛ для намеченных вариантов подключения

На данном этапе определим приближённо токи новых ВЛ исходя из мощностей подключаемых объектов. Оценку выполним для нормальных длительных режимов.

Выбор сечения ВЛ для ЭС-II:

$$I_{II'} = I_{II''} = \frac{\sqrt{P_{ЭС-II}^2 + Q_{ЭС-II}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (13)$$

где $I_{II'} = I_{II''}$, т.к. $L'_{II} = L''_{II}$;

$$P_{ЭС-II} = P_{Г} - P_{СН} - P_{ЭС2} = 2 \cdot 60 + 110 - 230 \cdot 0,8 \cdot 0,08 - 50 = 165,3 \text{ МВА};$$

$$Q_{ЭС-II} = Q_{Г} - Q_{СН} - Q_{ЭС2} = 195,5 - 10,15 - 24 = 161,4 \text{ МВАр};$$

$$I_{II} = I_{II'} = I_{II''} = \frac{\sqrt{(165,3^2 + 161,4^2) \cdot 10^6}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 606,3 \text{ А}.$$

Найдём экономическую плотность тока:

$$F_{II'} = F_{II''} = \frac{I_{II'}}{j_{\text{э}}} = \frac{I_{II''}}{j_{\text{э}}},$$

						Лист
					130302.2018.102 ПЗ	34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $j_{\text{Э}} = \frac{j_{\text{баз}}}{\alpha_i \cdot \alpha_t}$ из [4];

F – экономическая плотность тока данной линии, мм²;

$j_{\text{Э баз}}$ - базовый коэффициент плотности тока;

$j_{\text{баз}}$ для АС проводов представлен в таблице 12;

α_i – коэффициент прироста нагрузки (~1.05 для 110-220 кВ) [3];

α_t – коэффициент участия ВЛ в максимуме нагрузки;

α_t представлен в таблице 13.

Таблица 12 – Соотношения базового коэффициента плотности тока и часов максимума нагрузки

T_{max}	1000 - 3000	3000 - 5000	5000+
$j_{\text{Э баз}}$	1	0,9	0,8

Таблица 13 – Соотношения базового коэффициента участия ВЛ в максимуме нагрузки и часов максимума нагрузки

T_{max}	4000-	4000-6000	6000+
α_t	0,8	1	1,3

Из условия известно, что $T_{\text{max}} = 6000$ ч .

Поэтому $j_{\text{Э баз}} = 0,8$ и $\alpha_t = 1$.

$$F_{\text{II}} = \frac{I_{\text{II}}}{j_{\text{Э}}} = \frac{606,3}{\frac{0,8}{1,05}} = 795,8 \text{ мм}^2$$

Для ЭС-II выберем 2×АС-400/51, который имеет $I_{\text{д}} = 830$ А.

Проверим АС-400/51 на корону:

Для 110кВ ВЛ должна быть не менее, чем АС-70/11 [3], следовательно, наш провод проходит по условию короны.

Проверим АС-400/51 по допустимому току:

Провод должен удовлетворять условию $I_{ВЛ_{max}} < I_d$ [3],

где I_d – допустимый ток ВЛ;

$$I_{ВЛ_{max}} = I_{II} \cdot 2;$$

$$I_{ВЛ_{max}} = 606,3 \cdot 2 = 1212,6 \text{ А.}$$

Для $2 \times \text{АС-400/51}$ $I_d = 2 \cdot 830 = 1660 \text{ А.}$

$1660 > 1212,6$, следовательно, наш провод удовлетворяет условию.

Выберем сечение ВЛ для п/ст-6.

$$I_6 = I_{6'} = I_{6''} = \frac{\sqrt{P_6^2 + Q_6^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (14)$$

$$I_6 = \frac{\sqrt{30^2 + (30 \cdot 0.45)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 86 \text{ А;}$$

$$F_6 = \frac{I_6}{j_э} \quad (15)$$

$$F_6 = \frac{86}{\frac{0,8}{1,05}} = 112,86 \text{ мм}^2.$$

При выборе ВЛ должно соблюдаться условие:

$$F_6 < F_{\text{типовое}}$$

Ближайшее большее сечение 120 мм^2 , возьмём АС-120/19 [3].

Проверим АС-120/19 на корону:

Для 110кВ ВЛ должна быть не менее, чем АС-70/11 [3], следовательно, наш провод проходит по условию короны.

Проверим АС-120/19 по допустимому току:

Провод должен удовлетворять условию $I_{ВЛ_{max}} < I_d$ [3],

где I_d – допустимый ток ВЛ;

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$I_{ВЛ_{max}} = I_6 \cdot 2;$$

$$I_{ВЛ_{max}} = 86 \cdot 2 = 172 \text{ А.}$$

Для АС-120/19 $I_d = 375 \text{ А.}$

$375 > 172$, следовательно, наш провод удовлетворяет условию.

Выберем сечение ВЛ для п/ст-7.

Посчитаем аналогично формуле (14):

$$I_7 = \frac{\sqrt{30^2 + (30 \cdot 0.39)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 84,5 \text{ А.}$$

Посчитаем аналогично формуле (15):

$$F_7 = \frac{84,5}{\frac{0,8}{1,05}} = 110,9 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее большее сечение 120 мм^2 , возьмём АС-120/19 [3].

Провод АС-120/19 удовлетворяет всем требованиям, что было доказано ранее.

2.6. Выбор варианта развития сети по укрупнённым технико-экономическим показателям

На данном этапе ограничимся учётом только тех параметров, которые можно оценить, используя укрупнённые показатели. А именно:

- 1) Капитальные вложения на возведение объектов
- 2) Амортизационные отчисления на их эксплуатацию

Приведённые затраты: $Z = E_n \cdot K + И;$

K – капитальные затраты;

$И$ – амортизация;

E_n – коэффициент, учитывающий эффективность использования капитальных затрат (в энергетике ~ 20 [3]).

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Алгоритм выбора:

$$З_1 = 0.2 \cdot K_{\text{ВЛ}_1} + \frac{P_{\text{ВЛ}\%}}{100\%} \cdot K; \quad (16)$$

$$K_{\text{ВЛ}} = L_{\text{ВЛ}} \cdot З_{\text{ВЛ}} \cdot K_{\text{инф}}, \quad (17)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капитальные вложения при возведении ВЛ, руб;

$L_{\text{ВЛ}}$ – длина линии, км;

$З_{\text{ВЛ}}$ – удельная стоимость возведения одного километра, руб/км;

$K_{\text{инф}}$ – коэффициент инфляции рубля текущего года к предыдущему;

$$K_{\text{инф}} = 100,27 [3];$$

$P_{\text{ВЛ}}$ – амортизационные затраты ВЛ (= 5% [3]);

$$З_2 = 0.2 \cdot K_{\text{ВЛ}_2} + \frac{P_{\text{ВЛ}\%}}{100\%};$$

$$\text{Относительная разница затрат: } \delta = \frac{|З_1 - З_2|}{0.5 \cdot (З_1 + З_2)} \cdot 100\%.$$

Если δ не превышает 5% то варианты считаются равнозначными, и мы можем выбрать любой, иначе выбираем тот, что меньше стоит.

Рассчитаем только п/ст-6 по укрупнённым технико-экономическим показателям, т.к. она единственная имеет несколько вариантов развития.

2.6.1 Выбор варианта исполнения п/ст-6

Для п/ст-6 мы имеем 3 возможных варианта исполнения:

- 1) 2×п/ст-6 – п/ст-3;
- 2) 2× п/ст-6 – п/ст-2;
- 3) $\left\{ \begin{array}{l} \text{п/ст-6 – п/ст-3} \\ \text{п/ст-6 – п/ст-2.} \end{array} \right.$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Для ВЛ протяжённость менее 150км (у нас именно такие) стоимость возведения 1км линии будет стоить[3]:

Таблица 14 – Удельная стоимость опор

	$z_{вл}$ стальных опор, тыс руб/км	$z_{вл}$ железобетонных опор, ты. руб/км
Одноцепная линия	42	34
Двухцепная линия	64	57

Т.к. нам неизвестна средняя влажность воздуха в данной среде и плотность грунта местности, выберем сразу более дешёвый вариант опор, т.е. железобетонные.

Разберём каждый из них по укрупнённым технико-экономическим показателям:

1) 2×п/ст-6 – п/ст-3

По формулам (16) и (17) получим:

$$K_{вл1} = 25 \cdot 57 \cdot 100,27 = 142\,884 \text{ тыс руб};$$

$$z_1 = 0,2 \cdot K_{вл1} + \frac{P_{вл}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{вл1} = 35\,721 \text{ тыс руб.}$$

2) 2× п/ст-6 – п/ст-2

$$K_{вл2} = 30 \cdot 57 \cdot 100,27 = 171\,468 \text{ тыс руб};$$

$$z_2 = 0,2 \cdot K_{вл2} + \frac{P_{вл}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{вл1} = 42\,867 \text{ тыс руб.}$$

3)

$\left\{ \begin{array}{l} \text{п/ст-6 – п/ст-3} \\ \text{п/ст-6 – п/ст-2} \end{array} \right.$

$$K_{вл3.1} = 25 \cdot 34 \cdot 100,27 = 85\,229 \text{ тыс руб};$$

$$z_{3.1} = 0,2 \cdot K_{вл3.1} + \frac{P_{вл}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{вл1} = 48\,129 \text{ тыс руб};$$

$$K_{вл3.2} = 30 \cdot 34 \cdot 100,27 = 102\,275 \text{ тыс руб};$$

$$z_{3.2} = 0,2 \cdot K_{вл3.2} + \frac{P_{вл}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{вл1} = 25\,568 \text{ тыс руб};$$

$$K_{\text{ВЛЗ}} = K_{\text{ВЛЗ.1}} + K_{\text{ВЛЗ.2}} = 85\,229 + 102\,275 = 187\,504 \text{ тыс руб};$$

$$З_3 = K_{\text{ВЛЗ}} \cdot 0,25 = 46\,876 \text{ тыс руб.}$$

Таким образом, 1 вариант оказался самым бюджетным, следовательно, проложим двухцепную линию между 6 и 3 подстанции на железобетонных опорах.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

3 РАСЧЁТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35КВ

Нам необходимо рассчитать следующие режимы:

1) Режим максимальных нагрузок

Необходим для проверки загруженности сечений сети в условиях наибольшего потребления электроэнергии. Расчёт режима позволяет оценить перегрузочную способность сети, а также оценить качество электроэнергии при максимальных нагрузках (насколько поднимется ток в линиях I_{gl} и насколько просядет напряжение у потребителя $U_{нагр}$).

2) Режим минимальных нагрузок

Необходим для проверки напряжения в узлах сети, когда потребление электроэнергии минимально. Позволяет выявить рост напряжения в узлах цепи.

3) Послеаварийные режимы по схеме $n - 1$

Необходим для поиска перегружающихся сечений сети при отключении любой из линий или любого трансформатора релейной защитой.

3.1. Расчёт максимального режима работы сети

Для расчета максимального режима работы возьмём мощности потребителей и электростанций, заданные изначально и взятые из таблицы 4. Значение напряжения базисного узла взяты из таблицы 3.

Карта максимального режима работы сети представлена на плакате 1.

Для обеспечения номинального напряжения использовалось регулирование с помощью РПН трансформатора.

Таблица 15 – Ступени РПН на трансформаторах, отличные от нуля

Трансформатор	Ступень РПН
ТДЦ-80000/110	2

Рассмотрим величины напряжений у потребителей и их отклонение от номинальных значений.

Таблица 16 – Уровни и отклонения напряжений в максимальном режиме

Потребитель	Уровень напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
п/ст-2	112,39	2,1
п/ст-3	114,37	3,9
п/ст-4	116,38	5,7
п/ст-5	114,66	4,1
п/ст-6	112,73	2,4
п/ст-7	111,73	1,48
п/ст-41	33,27	-5
п/ст-42	33,48	-4,45

Из таблицы становится ясно, что отклонения напряжения находятся в допустимых рамках ($\pm 10\%$) [3].

3.2. Расчёт минимального режима работы сети

Исходными данными для минимального режима работы сети принимаются мощности потребителей и электростанций, принимаемые 0,6...0,7 от расчётных значений. Значение напряжения базисного узла взяты из таблицы 3.

Карта минимального режима работы сети представлена на плакате 1.

Для обеспечения номинального напряжения использовалось регулирование с помощью РПН трансформатора.

Таблица 17 – Ступени РПН на трансформаторах, отличные от нуля

Трансформатор	Ступень РПН
ТДЦ-80000/110	2
ТДТН-25000/110	9

Таблица 18 – Уровни и отклонения напряжений в минимальном режиме

Потребитель	Уровень напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
п/ст-2	114,74	4,14
п/ст-3	117,32	6,42
п/ст-4	118,9	7,79
п/ст-5	117,3	6,35
п/ст-6	116,26	5,47
п/ст-7	114,82	4,16
п/ст-41	35,42	1,2
п/ст-42	35,56	1,6

Из таблицы становится ясно, что отклонения напряжения находятся в допустимых рамках ($\pm 10\%$) [3].

3.3. Расчёт послеаварийного режима работы сети

Для расчета максимального режима работы возьмём мощности потребителей и электростанций, заданные изначально и взятые из таблицы 4. Значение напряжения базисного узла взяты из таблицы 3.

Карта послеаварийного режима работы сети представлена на плакате 1.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблица 19 – Уровни мощностей при аварии на линии

	п\ст1 - п\ст2 цепь 1	п\ст1 - п\ст2 цепь 2	п\ст2 - п\ст3	п\ст2 - п\ст5	п\ст2 - п\ст7
п\ст1 - п\ст2 цепь1	-	53,3-j46,5	53-j42,6	50,3-j49,9	53-j45
п\ст1 - п\ст2 цепь2	53,3-j46,5	-			
п\ст2 - п\ст3	22,7-j0,75	22,7-j0,75	-	38,3-j3,2	28-j3,1
п\ст2 - п\ст5	52,5-j9,1	52,5-j9,1	66,15-j5,52	-	68,4-j18,1
п\ст2 - п\ст7	20,1-j15,9	20,1-j15,9	29,6-j13,9	54-j24,8	-
п\ст3 - п\ст4	33,05-j4,62	33,05-j4,62	9,1-j9,13	49,7-j5,9	38,6-j7,5

Продолжение таблицы 19

п\ст3 – ЭС1 цепь1	51,6+j37,7	51,6+j37,7	51,7+j38,5	51,6+j38	51,6+j38
п\ст3 – ЭС1 цепь2					
п\ст3 - п\ст6 цепь1	30,2+j18,8	30,2+j18,8	30,2+j17,9	30,2+j18,4	30,2+j18,4
п\ст3 - п\ст6 цепь2					
п\ст4 – ЭС2 цепь1	89,4+j13,4	89,4+j13,4	80+j7,3	96,7+j14,8	92,2+j12,6
п\ст4 – ЭС2 цепь2					
п\ст4 - п\ст5	25-j3,7	25-j3,7	39,4-j3	16-j0,2	22,4-j0,7
п\ст4 - п\ст41	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35
п\ст4 - п\ст42	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7
п\ст5 - п\ст7	50,3-j1,43	50,3-j1,43	59,8+j0,4	84,1-j10,5	30,1+j14,4
п\ст5 – ЭС2 цепь1	126+j27,6	126+j27,6	135,2+j33,7	118,5+j26,2	123+j28,4
п\ст5 – ЭС2 цепь2					
п\ст41 - п\ст42	1,13+j0,55	1,13+j0,55	1,13+j0,55	1,13+j0,55	1,13+j0,57

Продолжение таблицы 19

	п\ст3 - п\ст4	п\ст3 – ЭС1 цепь1	п\ст3 – ЭС1 цепь2	п\ст3 - п\ст6 цепь1	п\ст3 - п\ст6 цепь2
п\ст1 - п\ст2 цепь1	51,1-j50,1	53-j35,4	53-j35,4	53,7-j43,3	53,7-j43,3
п\ст1 - п\ст2 цепь2					
п\ст2 - п\ст3	9,2-j4,4	22,1-j1,6	22,1-j1,6	22,6-j0,3	22,6-j0,3
п\ст2 - п\ст5	71,2-j12	52,5-j8,5	52,5-j8,5	52,6-j8,1	52,6-j8,1
п\ст2 - п\ст7	32,9-j19,1	20,2-j15,2	20,2-j15,2	20,3-j14,9	20,3-j14,9
п\ст3 - п\ст4	-	33,3-j3,5	33,3-j3,5	33,1-j4	33,1-j4
п\ст3 – ЭС1 цепь1	51,6+j37,7	-	51,7+j38,3	51,6+j38	51,6+j38
п\ст3 – ЭС1 цепь2		51,7+j38,3	-		
п\ст3 - п\ст6 цепь1	30,2+j18,7	30,2+j18,4	30,2+j18,4	-	30,2+j18,6
п\ст3 - п\ст6 цепь2				30,2+j18,6	-
п\ст4 – ЭС2 цепь1	75+j10,1	89,5+j13,5	89,5+j13,5	89,5+j13,2	89,5+j13,2
п\ст4 – ЭС2 цепь2					
п\ст4 - п\ст5	43,2-j9,7	24,9-j3,6	24,9-j3,6	25,1-j3,2	25,1-j3,2
п\ст4 - п\ст41	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35
п\ст4 - п\ст42	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7
п\ст5 - п\ст7	63-j4,7	50,4-j1	50,4-j1	50,5-j0,5	50,5-j0,5
п\ст5 – ЭС2 цепь1	140,3+j31	126+j27,5	126+j27,5	126+j27,8	126+j27,8
п\ст5 – ЭС2 цепь2					
п\ст41 - п\ст42	1,13+j0,57	1,13+j0,57	1,13+j0,57	1,13+j0,57	1,13+j0,57

Продолжение таблицы 19

	п\ст4 – ЭС2 цепь1	п\ст4 – ЭС2 цепь2	п\ст4 - п\ст5	п\ст4 - п\ст41	п\ст4 - п\ст42
п\ст1 - п\ст2 цепь1	53,3-j50,2	53,3-j50,2	54-j44,4	54-j41,6	53,1-j43,3
п\ст1 - п\ст2 цепь2					

п\ст2 - п\ст3	18,4-j1,6	18,4-j1,6	28,9-j1,8	22,9+j0,8	22,6+j0,3
п\ст2 - п\ст5	55-j10,9	55-j10,9	49-j8	52,6-j7,8	52,2-j8,5
п\ст2 - п\ст7	21,9-j17,2	21,9-j17,2	17,9-j14,6	50,51-j0,3	50,2-j0,8
п\ст3 - п\ст4	28,4-j6,8	28,4-j6,8	39,5-j6,3	33-j4,7	32,7-j5,1
п\ст3 – ЭС1 цепь1	51,6+j38	51,6+j38	51,6+j38	51,6+j38,1	51,6+j38
п\ст3 – ЭС1 цепь2					
п\ст3 - п\ст6 цепь1	30,2+j18,5	30,2+j18,5	30,2+j18,4	30,2+j18,3	30,2+j18,4
п\ст3 - п\ст6 цепь2					
п\ст4 – ЭС2 цепь1	-	67,3+j13,1	69,8+j12,1	89,5+j13	89,7+j13,6

Продолжение таблицы 19

п\ст4 – ЭС2 цепь2	67,3+j13,1	-	69,8+j12,1	89,5+j13	89,7+j13,6
п\ст4 - п\ст5	8-j3,2	8-j3,2	-	25,2-j3	24,7-j3,5
п\ст4 - п\ст41	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35	-	11,2+j5,3
п\ст4 - п\ст42	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7	11,1+j5,13	-
п\ст5 - п\ст7	52,1-j2,8	52,1-j2,8	48-j0,2	50,5-j0,3	50,2-j0,8
п\ст5 – ЭС2 цепь1	148+j27,9	148+j27,9	145,4+j28,9	125,7+j28	125,6+j27,4
п\ст5 – ЭС2 цепь2					
п\ст41 - п\ст42	1,13+j0,57	1,13+j0,57	1,13+j0,57	4+j2	7+j3,15

Продолжение таблицы 19

	п\ст5 - п\ст7	п\ст5 – ЭС2 цепь1	п\ст5 – ЭС2 цепь2	п\ст41 - п\ст42
п\ст1 - п\ст2 цепь1	50,2-j49	51,2-j54,2	51,2-j54,2	54,2-j41,2
п\ст1 - п\ст2 цепь2				
п\ст2 - п\ст3	34,9+j0,6	28,6-j1,4	28,6-j1,4	22,9+j1
п\ст2 - п\ст5	92,3-j6,2	47,7-j13,6	47,7-j13,6	52,7-j7,6
п\ст2 - п\ст7	30,1+j14,5	16,9-j18,8	16,9-j18,8	20,4-j14,5
п\ст3 - п\ст4	45,9-j3	39,2-j5,5	39,2-j5,5	33,1-j4,6

п\ст3 – ЭС1 цепь1	51,6+j38	51,6+j37,9	51,6+j37,9	51,6+j38
п\ст3 – ЭС1 цепь2				
п\ст3 - п\ст6 цепь1	30,2+j18,4	30,2+j18,5	30,2+j18,5	30,2+j18,3
п\ст3 - п\ст6 цепь2				
п\ст4 – ЭС2 цепь1	94,8+j15,3	120,6+j16,3	120,6+j16,3	89,5+j12,9
п\ст4 – ЭС2 цепь2				
п\ст4 - п\ст5	17,8-j1,9	48,1-j5,8	48,1-j5,8	25,3-j2,8
п\ст4 - п\ст41	2,87+j1,35	2,87+j1,35	2,87+j1,35	4+j1,92
п\ст4 - п\ст42	8,13+j3,7	8,13+j3,7	8,13+j3,7	7+j3,15
п\ст5 - п\ст7	-	47-j4,3	47-j4,3	50,6-j0,2
п\ст5 – ЭС2 цепь1	120,5+j25,7	-	94,6+j24,7	123,5+j19,1
п\ст5 – ЭС2 цепь2		94,6+j24,7	-	
п\ст41 - п\ст42	1,13+j0,57	1,13+j0,57	1,13+j0,57	-

Рассмотрим токи в нормальном режиме и допустимые токи в ЛЭП.

Таблица 20 – Рабочие и допустимые токи в ЛЭП

ЛЭП	S_{max} МВА	I_H А	$I_{доп}$ А
п\ст1 - п\ст2	68,02	348,6	780
п\ст2 - п\ст3	22,6	117,92	450
п\ст2 - п\ст5	53,26	269,44	390
п\ст2 - п\ст7	24,63	128,48	390
п\ст3 - п\ст4	33,4	166,14	450
п\ст3 – ЭС1	63,37	323,64	900
п\ст3 - п\ст6	35	181	780
п\ст4 – ЭС2	88,9	444,55	1620
п\ст4 - п\ст5	25,96	129,45	330
п\ст4 - п\ст41	3,22	49,14	210
п\ст4 - п\ст42	9	137,97	265

п\ст5 - п\ст7	52,13	264,41	390
п\ст5 – ЭС2	124,96	633,65	1620
п\ст41 - п\ст42	1,25	19,48	210

Исходя из полученных данных, понятно, что реконструкция линий не требуется.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

4. РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ

4.1 Выбор структурной схемы подстанции

Выберем распределительное устройство на ВН[5].

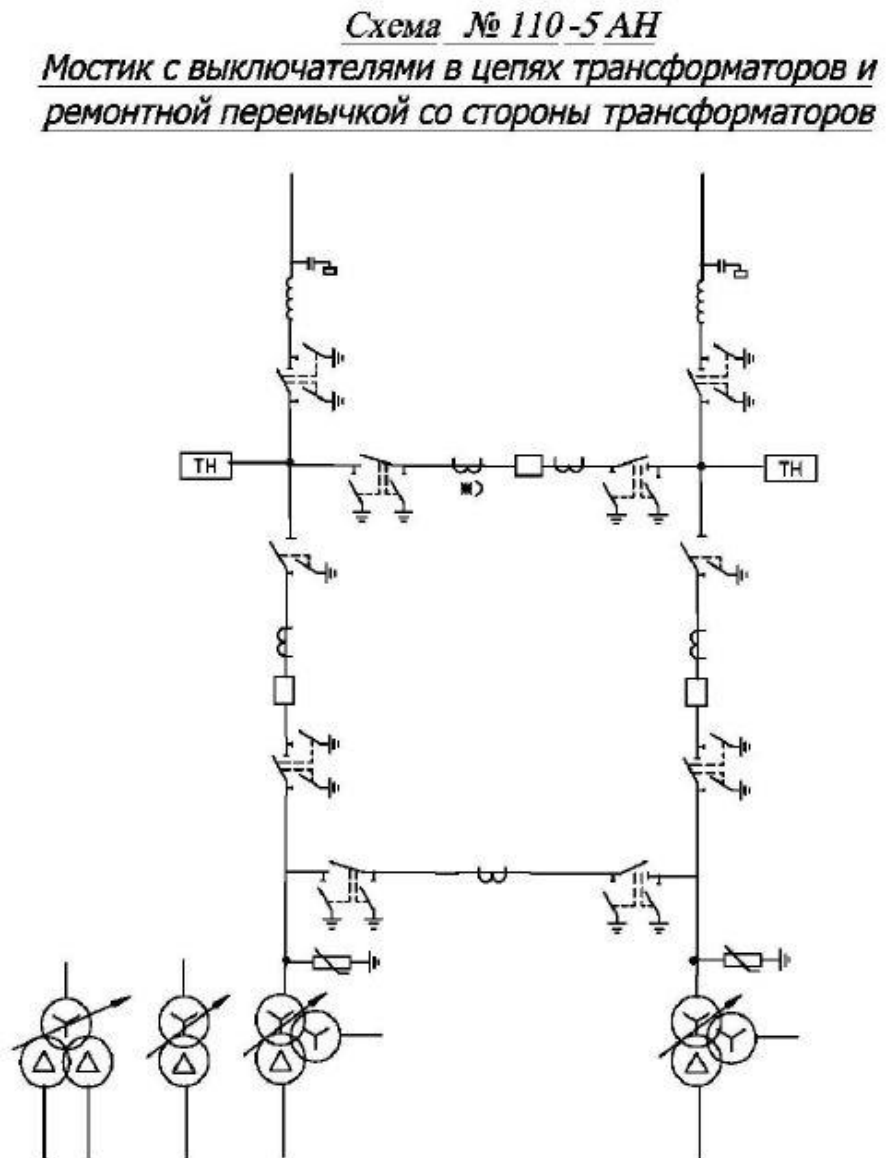


Рисунок 10 – Схема распределительного устройства ВН

Выберем распределительное устройство на НН[5].

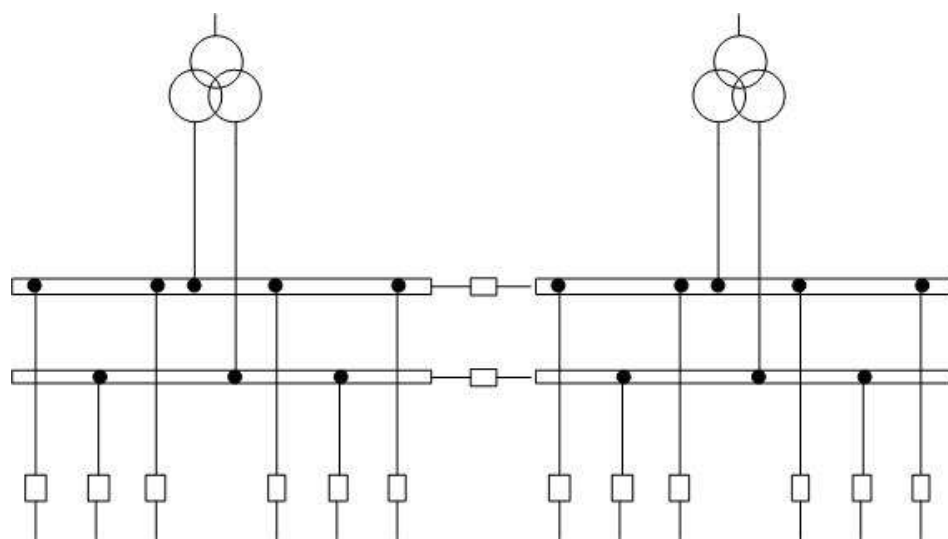


Рисунок 11 – Схема распределительного устройства с одной секционированной системой шин

Эта схема применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

Схема с двумя системами шин позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в рабочем состоянии все присоединения. Для этого все присоединения переводят на одну систему шин путем соответствующих переключений коммутационных аппаратов. Данная схема является гибкой и достаточно надежной.

4.2 Выбор оборудования подстанции

4.2.1 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Для стороны ВН трансформатора:

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{ВВ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}}; \quad (18)$$

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{33 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 87 \text{ A};$$

$$I_{\text{утяж}} = 2 \cdot I_{\text{норм.раб}}; \quad (19)$$

$$I_{\text{утяж}} = 154 \text{ A.}$$

Для стороны НН трансформатора:

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{ВВ}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}}; \quad (20)$$

$$I_{\text{норм.раб}} = \frac{33 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 907 \text{ A};$$

$$I_{\text{утяж}} = 2 \cdot I_{\text{норм.раб}}; \quad (21)$$

$$I_{\text{утяж}} = 1814 \text{ A.}$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

4.2.2 Расчет токов короткого замыкания

Выберем точку трёхфазного короткого замыкания, при которой в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания.

Примем ЭДС системы $E = 1$ о.е., реактанс системы $X_c = 0,0035$.

Расчёт токов, при коротком замыкании на стороне ВН

Ток трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах I_1 будет равен:

$$I_{1*} = \frac{E_{c*}}{X_{c*}} = \frac{1}{0,0035} = 28,57 \text{ о.е.} \quad (22)$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 110 кВ $U_{\text{ср.ном.кз}} = 115$ кВ

Ток трёхфазного короткого замыкания $I_1^{(3)}$ будет равен:

$$I_1^{(3)} = I_1 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}} = 28,57 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 14,34 \text{ кА} \quad (23)$$

«Система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными ЛЭП напряжением 110-220 кВ» [6]

Периодическая составляющая времени $T_{a1} = 0,03$ с;

Ударный коэффициент $K_{y1} = 1,608$;

Тогда ударный ток короткого замыкания на стороне ВН i_{y1} :

$$i_{y1} = K_y \cdot I_1^{(3)} = 1,608 \cdot 14,34 = 23,07 \text{ кА} \quad (24)$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Расчёт токов, при коротком замыкании на стороне ВН

Рассмотрим расчетную схему замещения:

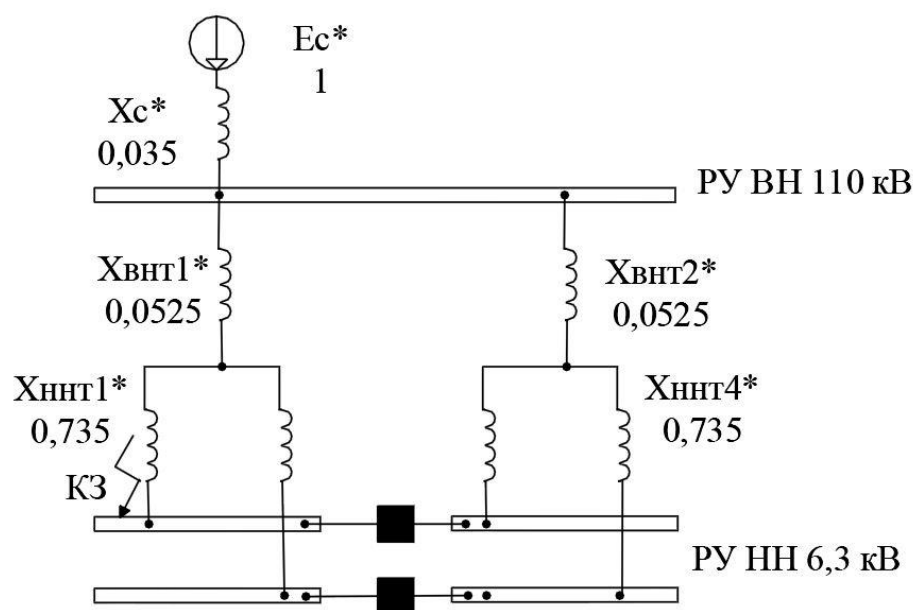


Рисунок 12 – Схема замещения подстанции

Напряжение короткого замыкания $U_k = 10,5 \%$

Так как в данной работе используются два одинаковых трансформатора, их реактивное сопротивление одинаковое и в относительных единицах равно:

$$X_{\text{внт1}} = X_{\text{внт2}} = 0,125 \cdot \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном.т}}} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{25 \cdot 10^6} = 0,0328 \text{ о. е.} \quad (25)$$

$$X_{\text{ннт1}} = X_{\text{ннт2}} = 1,75 \cdot \frac{U_k}{100\%} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном.т}}} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{40 \cdot 10^6} = 0,46 \text{ о. е.} \quad (26)$$

Так как обмотки НН $X_{\text{ННТ1}}$ и $X_{\text{ННТ3}}$ параллельны друг другу и подключены к одной соединительной шине, аналогичны им $X_{\text{ННТ2}}$ и $X_{\text{ННТ4}}$, то для рассмотрения точки КЗ на стороне НН возьмём первую соединительную шину.

Сопротивление трансформатора в относительных единицах:

$$X_{\text{T1}} = X_{\text{ВНТ1}} + X_{\text{ННТ1}} = 0,0328 + 0,46 = 0,4928 \text{ о. е.} \quad (27)$$

Тогда промежуточная схема замещения будет выглядеть:

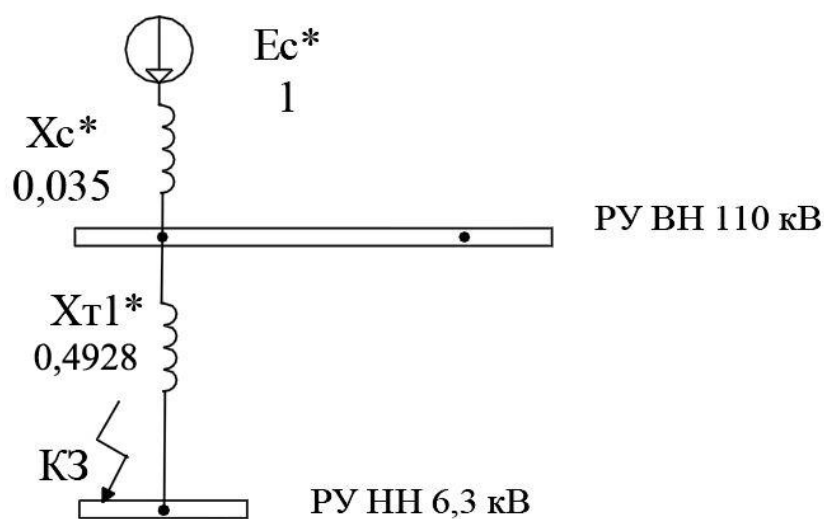


Рисунок 13 – Промежуточная схема замещения

Сложим последовательные реактивные сопротивления

$$X_0 = X_c + X_{\text{T1}} = 0,035 + 0,4928 = 0,5278 \text{ о. е.} \quad (28)$$

Конечная схема замещения:

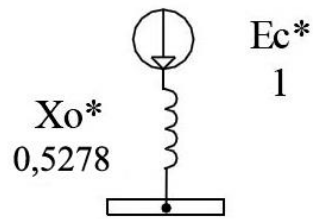


Рисунок 14 – Конечная схема замещения

Вычислим ток короткого замыкания на НН I_2 в относительных единицах:

$$I_2 = \frac{E_c}{X_0} = \frac{1}{0,5278} = 1,894 \text{ о. е.} \quad (29)$$

Среднее номинальное напряжение короткого замыкания для напряжения 10 кВ $U_{\text{ср.ном.кз}} = 10,5 \text{ кВ}$

Ток трёхфазного короткого замыкания $I_2^{(3)}$ будет равен:

$$I_2^{(3)} = I_2 \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном.кз}}} = 1,894 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 10,41 \text{ кА} \quad (30)$$

«Система, связанная со сборными шинами 6 - 10 кВ через трансформаторы единой мощностью 32 – 80 МВА»

Периодическая составляющая времени $T_{a2} = 0,04 \text{ с}$

Ударный коэффициент $K_{y2} = 1,77$

Тогда ударный ток короткого замыкания i_{y2} на стороне НН:

$$i_{y2} = K_y \cdot I_2^{(3)} = 1,77 \cdot 10,41 = 18,42 \text{ кА} \quad (31)$$

Мы определили величины требуемые для выбора электрического оборудования.

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

4.2.3 Выбор аппаратуры

Силовой трансформатор для нашей подстанции был подобран ранее (п. 2.3), выбор пал на ТРДН-25000/110, его и установим.

На нашей подстанции необходимо установить следующее вспомогательное оборудование:

Линия 110кВ: Амперметр, ваттметр, ваттметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях.

Линия 10,5кВ: Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Цепь понизительного трансформатора: ВН: –, НН: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Сборные шины 110 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях, фиксирующий прибор (U_0).

Сборные шины 10,5 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепь секционного или шиносоединительного выключателя: амперметр.

Трансформатор собственных нужд: ВН: –, НН: амперметр, счетчик активной энергии.

Распределительное устройство ВН

Выбор выключателей и разъединителей

При выборе выключателей, как и прочего оборудования, следует стремиться к однотипности, что упрощает эксплуатацию.

Выключатели выбирают:

по номинальному напряжению $U_{уст} < U_{ном}$, (32)

по номинальному току $I_{ном} < I_{ном}$; $I_{max} < I_{ном}$, (33)

по отключающей способности:

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

а) номинальным током отключения $I_{отк.ном}$ в виде действующего значения периодической составляющей отключаемого тока;

б) допустимым относительным содержанием апериодической составляющей в токе отключения b_n , %;

в) нормированными параметрами переходного восстанавливающего напряжения (ПВН).

Время t от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяют по выражению:

$$\tau = t_{3,MIN} + t_{C.B} \quad (34)$$

где $t_{3,min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;
 $t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу).

Основываясь на пунктах (2.11) и (2.12) подберём элегазовый выключатель.

Выберем выключатель ВГБУ-110 У1 и сверим остальные характерные величины.

Рассчитаем время t от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3,MIN} + t_{C.B} = 0,01 + 0,02 = 0,03c \quad (35)$$

где $t_{3,min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу)

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{НО.220} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 14,34 \cdot e^{\frac{-0,03}{0,03}} = 2,14кА \quad (36)$$

Тепловой импульс:

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$\beta_k = I_{\text{п0220}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 14,34^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 37 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (37)$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$; $t_{\text{р.з.}}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с; $t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя ВЭБ-220, равное 0,05 с.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$\beta_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (38)$$

где β_k – тепловой импульс по расчету; $I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости по каталогу; $t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$$\beta_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (39)$$

Выбираем разъединители

Разъединители, отделители, выключатели нагрузки выбираются:

по номинальному напряжению $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$

по номинальному длительному току $I_{\text{раб макс}} < I_{\text{ном}}$

по току динамической стойкости $I_y < I_d$

по термической стойкости $\beta_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

Выберем разъединитель РДЗ-110-2000Н УХЛ1.

$$\beta_k = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \quad (40)$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Таблица 21 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей на ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-110 У1	Разъединитель РДЗ-110-2000Н УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 154 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{ном} = 564 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{a.г} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{п.о} = 14,34 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$ (периодич. составляющая)	—
$i_y = 23,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$ (ПИКОВЫЙ)	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 191,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

по номинальному напряжению $U_{уст} < U_{ном}$;

по номинальному току $I_{раб\ max} < I_{ном}$ (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки);

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости $I_y < I_d$;

по термической стойкости.

Выберем трансформатор тока ТВ–110-1000/5-0,5/10Р-У3 с коэффициентом трансформации 1000/5.

Эти трансформаторы имеют вторичные обмотки с номинальным током $I_2 = 5 \text{ А}$.

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТВ–110-1000/5-0,5/10Р-У3
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 154 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 23,07 \text{ кА}$	$i_{дин} = 50 \text{ кА}$
$B_k = 191,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов, остальные предназначены для релейной защиты.

Упростим задачу, выбрав многофункциональное комплексное устройство ЩМ120, мощность потребления которого $S_{приб1} = 15 \text{ ВА}$.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{2приб1} = \frac{S_{приб1}}{I_2^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом} \quad (41)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{2пров} = Z_{пров} - r_{2приб} - r_{конт} = 1,2 - 0,6 - 0,05 = 0,55 \text{ Ом} \quad (42)$$

где $z_{2ном}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 1,2 Ом ;

$r_{конт}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, поскольку число приборов меньше 3.

В качестве соединительных проводов применяем провода с медными жилами, удельное сопротивление которых $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$, с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм^2 .

Приблизительная длина кабеля для РУ 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 80}{0,55} = 2,54 \text{ мм}^2 \quad (43)$$

Принимаем к установке контрольный кабель КРВГ (медный, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм^2 .

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям :

по номинальному напряжению $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

по конструкции и схеме соединения обмоток;

по классу точности;

по вторичной нагрузке $S_{2\Sigma} \leq S_{2 \text{ ном}}$ ($S_{2 \text{ ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле)

Рассчитаем нагрузку всех измерительных приборов.

Выберем ещё одно многофункциональное комплексное устройство ЩМ120.

Потребляемая мощность измерительного прибора равна 15ВА.

Выберем измерительный трансформатор напряжения 3хЗНОГ–110/100-0,5/10Р-79 У3 с номинальной вторичной нагрузкой 200ВА.

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

Токоведущие части

Токоведущие части выполним гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО.

Необходимо выполнить проверку по допустимому току в максимальном режиме. Сборные шины электроустановок в открытых и закрытых РУ проверке по экономической плотности тока не подлежат.

Также шины на термическое действие тока КЗ не проверяются, т.к. находятся под открытым небом.

Для соответствия требованиям по условию короны необходимо правильно подобрать сечение провода (минимально допустимое сечение для напряжения 110кВ – 120мм²).

Сборные шины:

$$I_{\text{шин}} = I_{\text{maxЛЭП ВН}} = 907 \text{ А} \quad (44)$$

Выбираем провод марки АС-500/27 с длительно допустимым током $I_{\text{дд}} = 960\text{А}$.

Линия трансформатора:

Ток в нормальном режиме:

$$I_{\text{max.н}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 105 \text{ А} \quad (45)$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{max.п}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 210 \text{ А} \quad (46)$$

Выбираем провод марки АС-120/19 с длительно допустимым током $I_{\text{дд}} = 390\text{А}$, так как это минимальное сечение провода по условиям короны и радиопомех для напряжения 110 кВ.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Изоляторы

Выбираем подвесные стеклянные изоляторы марки ПС-70Е. В гирлянде на напряжение 110 кВ устанавливаем по 8 изоляторов.

Распределительное устройство НН

Поскольку РУ на стороне НН нужно выполнить в виде КРУ, подберём ОНН.

Выбранные ячейки КРУ должны удовлетворять следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}},$$

где I_{\max} – наибольший ток послеаварийного режима на стороне НН трансформатора; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток главных цепей ячеек и сборных шин КРУ.

$$I_{\max} = 907 \text{ А} \quad I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$$

Таблица 23 – Каталожные данные ячейки КРУ серии КУ-10С

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение КРУ, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение КРУ, кВ	12
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КРУ, А	1250
Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3 с, кА	31,5
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячейки КРУ, кА	81

Выбор выключателя

Выберем выключатель ВРС-10-20/1250 У2, предназначены для работы в шкафах комплектных распределительных устройств внутренней установки серии КУ10С. Его собственное время отключения $\tau=0,055$.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{по10,5} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,18 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,05}} = 4,8 \text{ кА} \quad (47)$$

Тепловой импульс:

$$\beta_k = I_{по10,5}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 17,18^2 \cdot (0,7 + 0,05) = 221,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (48)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,05 + 0,065 = 0,7$ с; $t_{р.з.}$ – время действия токовой защиты, равное 0,05 с; $t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, равное 0,065 с.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$\beta_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (49)$$

где β_k – тепловой импульс по расчету; $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

$$\beta_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (50)$$

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Таблица 24 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВРС-10-20/1000 У2
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 907 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{a.т} = 4,8 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 8 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 10,41 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ (периодич. составляющая)
$i_y = 18,42 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 52 \text{ кА}$ (ПИКОВЫЙ)
$B_k = 221,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока

В вводных ячейках и в ячейке секционного выключателя выбираем трансформаторы тока ТОЛ-10-1000 0,5/10Р УХЛ (для КРУ).

Таблица 25– Выбор трансформаторов тока на вводных и секционных ячейках

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТОЛ-10-1000 0,5/10Р УХЛ
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 907 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 18,42 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 221,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Подберём измерительные приборы на стороне ВН.

Упростим задачу, выбрав многофункциональное комплексное устройство ЩМ120, мощность потребления которого $S_{приб1} = 15 \text{ ВА}$.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{2\text{приб2}} = \frac{S_{\text{приб2}}}{I_2^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом} \quad (51)$$

Сопротивления проводов:

$$r_{2\text{пров}} = Z_{\text{пров}} - r_{2\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,6 - 0,05 = 0,55 \text{ Ом} \quad (52)$$

где $z_{2\text{ном}}$ - номинальное сопротивление трансформатора тока в классе точности 0,5, равно 1,2 Ом ;

$r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов принимаем равным 0,05 Ом, поскольку число приборов меньше 3.

В качестве соединительных проводов применяем провода с медными жилами, удельное сопротивление которых $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$, с сечением (по условию механической прочности) не менее 4 мм^2 .

Приблизительная длина кабеля для РУ 10 кВ принимается равным 4 м, тогда сечение:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0175 \cdot 4}{0,55} = 0,13 \text{ мм}^2 \quad (53)$$

Принимаем к установке контрольный кабель КРВГ (медный, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм^2 .

Трансформаторы напряжения

Примем к установке трансформаторы напряжения типа НТМК-10-71УЗ (трехфазный трехстержневой маслонаполненный трансформатор напряжения).

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 120 ВА.

Упростим задачу, выбрав многофункциональное комплексное устройство ЩМ120, потребляемая мощность которого равна 15ВА.

Трансформаторы напряжения будут работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 4 мм²

Токоведущие части

Выберем алюминиевые шины 60×10 мм марки АД311.

Выбор сечения произведём по допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} ,$$

где $I_{\max} = 1128 \text{ А}$ – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора; $I_{\text{доп}} = 1180 \text{ А}$ – длительно допустимый ток алюминиевых шин 60×10 мм. Шина проходит по требованиям допустимого тока.

Выполним проверку шин на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q , \quad (54)$$

где $B_k = 221,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ – тепловой импульс тока КЗ;

$C = 91 \text{ Ас}^{-2} / \text{мм}^2$ (для алюминиевых шин),

$q = 600 \text{ мм}^2$ – выбранное сечение;

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{221,3 \cdot 10^6}}{91} = 163,4 \text{ мм}^2 ;$$

$$q_{\min} \leq q .$$

Выбранные шины удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Выбор изоляторов

Наметим к установке опорно-штыревые изоляторы наружной установки типа ОНШ 10-6, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ и разрушающую силу при изгибе $F_{\text{разр}} = 6,0$ кН.

В качестве проходных изоляторов выберем изоляторы типа ИПУ-10/1250, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1250$ А и разрушающую силу при изгибе $F_{\text{разр}} = 12,5$ кН.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

5 ВЫБОР ОПОР ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Произведём выбор опор для линии п/ст-3 – п/ст6.

Исходные климатические условия представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Климатические условия

T_{\max} °С	T_{\min} °С	$T_{\text{э}}$ °С	$T_{\text{гол}}$ °С	Район по гололёду	Район по ветру
+40	-50	-5	-5	II	II

Для определения габаритов провеса требуется рассмотреть внешние воздействия на опоры. Для этого введено [9] понятие весового пролёта ВЛ, создано районирование по толщине стенки гололёда и районирование по ветру.

Таблица 27 – Районирование по толщине стенки гололёда

№ района	$L_{\text{уст}}$, мм
I	10
II	15
III	20
IV	25
Особый	>25

Таблица 28 – Районирование по ветровой нагрузке

№ района	$V_{\text{уст}}$, м/с
I	25
II	29
III	32
IV	36
Особый	>36

Исходная сеть расположена во II районе гололёду и во II районе по ветровой нагрузке.

Выберем для установки железобетонные опоры, т.к. мы выбрали их ранее по укрупнённым технико-экономическим показателям. Подберём типовые опоры 110 кВ с указанием всех размеров [9].

Для провода АС-120/19 будет оптимальным подобрать опору ПБ110-1, которая имеет длину пролётов:

- Габаритный – 285 м
- Ветровой – 350 м
- Весовой – 340 м

В качестве анкерной опоры возьмём стальную опору П110-4.

Принципиальное расположение опор представлено на плакате 3.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

6. ИССЛЕДОВАНИЕ АРКТИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1 Предпосылки развития электросетей в Арктической зоне и в зоне вечной мерзлоты.

Освоение арктических и субарктических регионов обосновывается тем фактом, что Арктическая зона обладает высокой концентрацией минеральных ресурсов. По оценкам Геологической службы США Арктика богата запасами нефти и газового конденсата. По тем же оценкам, около 1/5 неразведанных ресурсов углеводородов планеты находятся именно в Арктике, причём у берегов Аляски сосредоточены нефтяные месторождения, тогда как газовые — вблизи побережья России. Разработка и обустройство месторождений на арктическом шельфе требует обеспечения арктических нефтегазовых промыслов электроэнергией.

6.2 Особенности развития генерирующих мощностей арктических зон.

Основу энергетики Арктического региона составляет завозимое из других регионов ископаемое топливо. Сложности транспортировки топлива влекут за собой высокие транспортные издержки, которые сказываются на конечной себестоимости вырабатываемой энергии.

Наиболее перспективным с точки зрения снижения затрат на транспортировку топлива в арктические районы России, представляется локальное использование:

- атомной энергии;
- энергии ветра;
- энергии солнца;
- воды;
- биомассы.

									Лист
									71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

6.3 Перспективы развития атомной энергетики.

Для разведки и освоения месторождений углеводородного сырья, которые обнаружены в Арктическом регионе, необходимо иметь наиболее подходящие к местным условиям надёжные источники энергии, которыми, согласно исследованиям, являются атомные установки небольшой мощности (до 300-х МВт).

Тяжёлые климатические условия Арктики делают возможными только кластерные (на дрейфующих станциях) структуры экономического освоения этого региона.

Благодаря высокой энергоёмкости ядерного топлива и его экологической чистоте, применение атомной энергетики в отдалённых и труднодоступных регионах Арктики представляется очень выгодным и высокоэффективным мероприятием. В арктической зоне работают две самые северные в мире атомные электростанции: Билибинская и Кольская АЭС. До 2030 года в российском арктическом регионе планируется ввести 2091 МВт установленной мощности, в том числе АЭС — 600 МВт.

Не меньшее значение имеет так называемая транспортабельная атомная энергетика. Именно такие реакторы могут стать основой энергетики локальных труднодоступных территорий Арктического региона.

Арктической зоны не представляется возможным без атомных ледоколов и малых атомных электростанций. В отдалённых районах следует устанавливать станции с реакторами малой мощности.

Перспектива развития именно атомной генерации энергии обосновывается исключительно при необходимости генерации больших мощностей, требуемых на промышленных предприятиях по выработке ресурсов.

Для обычных потребителей эффективнее и безопаснее будет прибегнуть к другим возобновляемым источникам электроэнергии.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

6.4 Особенности развития солнечной энергии приарктических зон.

Сегодня больше внимания уделяется прямому преобразованию солнечной энергии с помощью полупроводниковых фотоэлементов. В основном это плоские кремниевые фотоэлементы, способные преобразовывать как прямой, так рассеянный свет. Цена такой энергии все еще слишком высока. Солнечные электростанции (СЭС) работают в комбинации с ДЭС и в летнее время питают потребителей, в то время как ДЭС выводятся в ремонт. К примеру, на территории города Якутска, средняя энергия солнечной радиации летом составляет $6,19 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2/\text{день}$. Это доказывает экономическую эффективность использования СЭС. С учетом постоянного роста тарифов на перевозки и на само дизельное топливо выгода развития альтернативной энергетики становится очевидной.. Для оптимальной производительности в течение сезона панель необходимо установить, учитывая δ как среднее значение за сезон. В северном полушарии δ летом изменяется от 0° до $23,45^\circ$. Таким образом, средний угол эклиптики летом равен $14,93^\circ$.

Значит, для лучшей производительности летом, панель должна быть установлена под углом $\varphi = -14,93$. А зимой, соответственно, наоборот, панель должна быть установлена под углом $\varphi = 14,93$. Чтобы солнечная панель поглотила еще больше солнечной радиации, она должна следовать за положением солнца в течение дня. Однако для больших систем, таких как фотоэлектрические станции, крайне желательно использовать механизм слежения, так как это позволит получать до 30% больше энергии. Как правило, функционирование СЭС наиболее приоритетнее и эффективнее с 21:00 до 07:00 при минимальной нагрузке со стороны потребителя. А с 07:00 до 21:00 функционирование ДГУ. В это время производится зарядка суперконденсаторов с помощью солнечных панелей для последующей «ночной смены».

Для уменьшения стоимости энергии используются гибридные энергетические установки (ДГУ + СЭС + суперконденсаторы).

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

6.5 Энергия ветра.

Ветер в качестве первичного источника энергии не стоит ничего. Кроме того, такой источник энергии можно использовать децентрализованно. Не нужно создавать инфраструктуры, как при производстве и передаче электрической энергии, вырабатываемой за счет сжигания природного газа или нефти.

6.6 Энергия волн.

В основе работы волновых энергетических станций лежит воздействие волн на рабочие органы, выполненные в виде поплавков, маятников, лопастей, оболочек и т.п. Механическая энергия их перемещений с помощью электрогенераторов преобразуется в электрическую.

6.7 Риски производства в арктических зонах.

Различные типы генерации, использующие возобновляемые источники энергии в Арктической зоне России, подвержены специфическим видам рисков, которые обусловлены климатическими особенностями региона и его удалённостью от центра. Отдельно стоит выделить фактор риска, связанный с происходящими сейчас глобальными климатическими изменениями.

На территории Российской Федерации за 2016 г. среднегодовая температура на всей территории России продолжала расти более чем в 2.5 раза быстрее глобальной, со скоростью 0.45°C за 10 лет, и особенно быстро в полярной области, где скорость роста достигает 0.8°C за 10 лет.

Как ожидается, дальнейший рост числа осадков в Арктике приведёт к её заболачиванию. Этот эффект может проявиться сильнее всего в центральной и восточной части арктического побережья.

Как это может сказаться на перспективах развития энергетического хозяйства региона?

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Прежде всего, это может привести к повышению риска возникновения опасных криогенных явлений, таких как солифлюкция, термокарст и просадка грунта.

Солифлюкция – течение увлажнённых грунтовых масс по склонам, развивающееся в результате повторяющегося их промерзания – протаивания.

Термокарст – вытаивание подземных льдов, сопровождающееся просадками поверхности Земли и появлением отрицательных форм рельефа и микрорельефа.

Глобальные изменения климата в Арктическом регионе будут способствовать нарушению устойчивой работы всех отраслей хозяйства, включая энергетический комплекс, и дополнительному повышению себестоимости вырабатываемой энергии. В таких условиях единственным путём обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей может стать развитие малой энергетики и локальное использование доступных местных возобновляемых энергоресурсов.

Для защиты оборудования от воздействия суровых климатических условий используется блочно-модульный принцип исполнения основного оборудования с размещением дизель-генераторов, накопителей в контейнерах с высокой степенью защиты от внешнего воздействия окружающей среды, с внутренней системой климат-контроля. Механизмы лопасти ветроустановок требуют дополнительных мер по защите от обледенения и буревых нагрузок при их конструировании и изготовлении.

В случае возникновения поверхностного обледенения наблюдается резкое снижение номинальной мощности оборудования ВЭУ.

В условиях арктической зоны России в существующих местах расположения ветряной генерации количество дней в году, когда может наблюдаться активное обледенение лопастей ВЭУ варьируется от 60 до 110 дней.

Поэтому в регионах с высоким риском обледенения требуется выполнение специальных мероприятий по адаптации технологического оборудования ВЭУ.

Экономически обосновать эффективность применения систем адаптации оборудования ВИЭ можно путём сравнения эффекта от снижения потерь $S_{эф}$, вызванных

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

воздействием неблагоприятных условий окружающей среды, и стоимости самих адаптационных мероприятий в отношении оборудования ВИЭ $S_{мер}$. Для этого воспользуемся следующими соотношениями:

$$S_{эф} = S_{п1} - S_{п2}$$

$$S_{пi} = P_{\Sigma i} \cdot W \cdot S_{ээ}$$

$$S_{мер} = S_{уст} + S_{то} + W_{сн} \cdot S_{ээ}$$

где $S_{ээ}$ – тариф на электроэнергию, руб./кВт·ч;

$S_{пi}$ – стоимость потерь без применения адаптационных мероприятий ($i = 1$) и с применением ($i = 2$), руб.;

$P_{\Sigma i}$ – суммарные потери без применения адаптационных мероприятий ($i = 1$) и с их применением ($i = 2$), %;

W – годовая выработка электроэнергии без потерь от неблагоприятного воздействия окружающей среды, кВт·ч;

$W_{сн}$ – годовой расход электроэнергии на проведение мероприятий по адаптации, кВт·ч;

$S_{уст}$ – стоимость защитного мероприятия, руб.;

$S_{то}$ – стоимость технического обслуживания мероприятия в процессе эксплуатации, руб.

Так, например, выполненные оценки эффективности применения активных систем обогрева ВЭУ показали, что для пос. Амдермы такие системы неэффективны, так как минимальное число дней эффективного использования систем превышает число дней, когда происходят обледенения. В г. Анадыре, наоборот, минимальное число дней эффективного использования систем гораздо меньше числа дней с обледенениями, т.е. активные системы адаптации будут наиболее эффективны.

Анализ случаев неправильного срабатывания микропроцессорных релейных защит подтвердил их высокую чувствительность к геоиндуцированным токам, которые соизмеримы с токами уставки реле. Естественным источником этих токов являются мировые геомагнитные бури. Функционирование энергосистем в северных регионах усложняется под воздействием климатических и природных усло-

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ				

вий: наличием северных сияний - электромагнитных процессов, вызывающих дополнительные токи в длинных линиях электропередачи (геомагнитных штормов). Примерно четверть Российской Федерации относится к Арктике, территории которой сильнее подвержены влиянию геомагнитных штормов. Из этого следует, что планируя развитие электроэнергетических систем в арктических регионах, следует принимать во внимание влияние космической погоды на функционирование энергосистем.

Анализ отказов оборудования по причинам возникновения аварий показал, что чаще всего (почти в 50% случаев) аварии происходят на ЛЭП 110кВ и выше, в 16 % случаев – на оборудовании ЛЭП 110 кВ и выше, 14% - на трансформаторах(автотрансформаторах), шунтирующих реакторах 110кВ и выше, около 7% - неправильные действия РЗАи ПА, 3% - СДТУ, прочие - 11%.

Выбор адекватных решений при практическом создании электростанций на основе возобновляемых источников энергии должен предусматривать использование только таких инновационных технологий, которые обеспечивают минимальные риски для окружающей среды и надёжную эксплуатацию в различных климатических условиях.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была проанализирована исходная схема электрической сети. Проанализирована сеть энергосистемы, рассчитаны режимы максимальных, минимальных нагрузок и послеаварийный режим.

Произведена реконфигурация сети. Методом экономического сравнения по укрупненным показателям был выбран самый рациональный вариант перспективного развития исходной электрической сети.

К исходной сети были подключены новые потребители и генерируемые мощности.

Была разработана новая подстанция и выбрано оборудование.

					130302.2018.102 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Коржов А.В. Электроэнергетические системы и сети: учебное пособие по курсовому проектированию. – Москва: Изд. ЭНАС, 2012. – 71 с.
2. Л. Д. Рожкова; В. С. Козулин Электрооборудование станций и подстанций. – Москва: Второе издание, 1980 г. – 292 с.
3. Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей/ Под редакцией Д.Л.Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с. ил.
4. Правила устройства электроустановок – 7-е издание – М.: Издательство стандартов, 2011. – 330 с.
5. Стандарт организации ОАО “ФСК ЕЭС” Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750кВ. типовые решения, 2007 г. – 132 с.
6. Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2002.–59с
7. СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск:Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.
8. Комиссарова, Е.Д. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие для самостоятельной работы студентов / Е.Д. Комиссарова, А.В.Коржов; под ред. Е.Д. Комиссаровой. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2007. – Ч. 1. – 140 с.
9. И.А. Баумштейн, С. А. Бажанов. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения – 3-е издание – Москва, «Энергоатомиздат» 1989 г.

										Лист
										79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	130302.2018.102 ПЗ					