

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.

**РАЗВИТИЕ РАЙОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110 КВ С
ПРИСОЕДИНЕНИЕМ ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ «УРАЛЬСКАЯ»**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02. 2019. 230 ВКР
(код направления, год, номер студенческого билета)

Руководитель работы
к.т.н., доцент

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

Автор проекта
студент группы П – 471
_____ К.А. Пономарёв
« ____ » _____ 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)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя

Заведующий кафедрой _____ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы _____ / _____ /

Студент _____ / _____ /

АННОТАЦИЯ

К.А. Пономарёв. Развитие районной электрической сети 110 кВ с присоединением подстанции 110/10 кВ «Уральская». – Челябинск: ЮУрГУ, П-471, 2019 г, 77с., 14 ил., 25 табл., библиогр. список - 9 наим., 5 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.

					13.03.02.2019.230 ВКР			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Развитие районной электрической сети 110 кВ с присоединением подстанции 110/10 кВ «Уральская»	Лит.	Лист	Листов
Выполнил		Пономарёв К.А.						
Провер.		Тарасенко В.В.					6	77
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. Эксплуатация 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

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЧЁТЧИКОВ	71
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	76
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	77

					13.03.02.2019.230 ВКР	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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	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	15	1	7	2

Таблица 2 - Длины линий

№ вар.	Длины новых линий, км					
	П'	П''	6'	6''	7'	7''
15	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
2	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
1	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
1	44/0,51	30/0,45	30/0,39	45/0,51	50/0,48

Таблица 5 - Генерация в узле ЭС-II

№ вар.	$n \times P_{\text{НОМ Г}}, \text{ МВт}$
7	$2 \times 60 + 110$

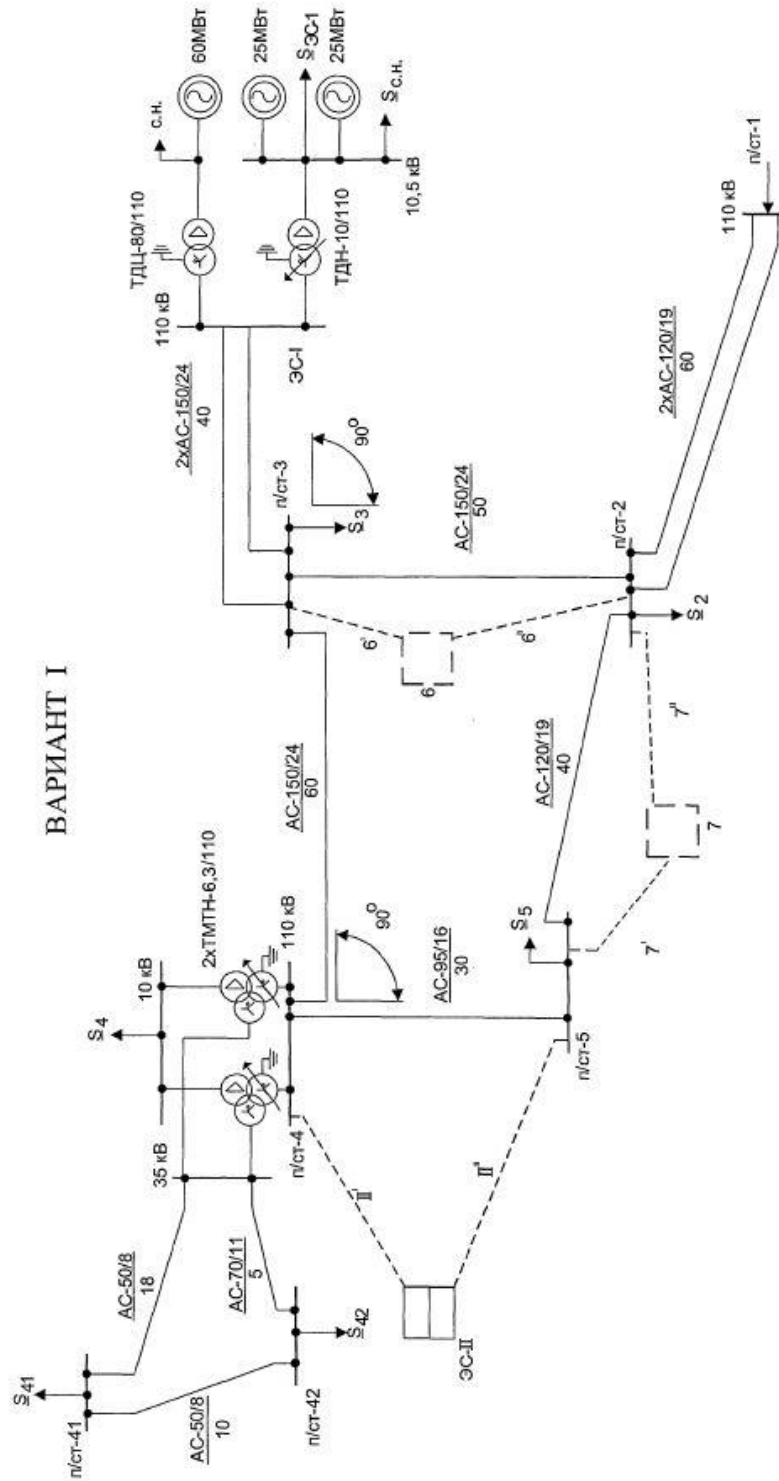


Рисунок 1 – Схема сети

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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	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;

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	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.

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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.

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

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

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

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

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

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

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 статических компенсаторов) 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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	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

$$\dot{S}_{\text{Густ}} = P_{\text{Гном}} - P_{\text{С.Н.}} + j(Q_{\text{Гном}} - Q_{\text{С.Н.}}); \quad (7)$$

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

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

$$S_{\text{Густ}} < S_{\text{ном}}.$$

Из этого следует, что трансформатор не перегружен.

Рассчитаем 2 варианта загрузки трансформатора:

1) Режим максимальной выдачи:

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

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

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

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

2) Режим максимального потребления

Работает только один генератор.

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

									Лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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

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

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.

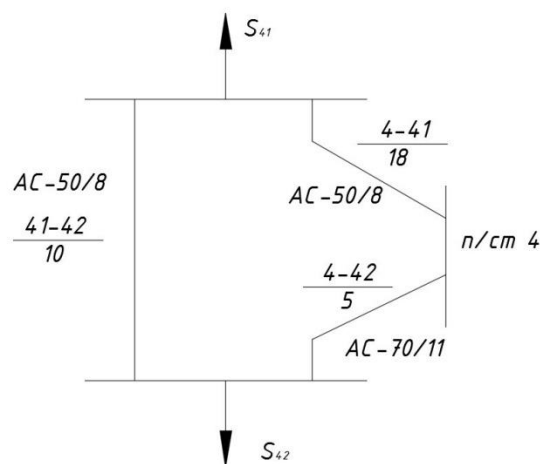


Рисунок 2 – Схема сети 35кВ

						Лист
					13.03.02.2019.230 ВКР	21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 для планового или аварийного ремонта, данная линия будет перегружена и потребуются 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:

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	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 примем за рабочий.

1.4.3 Проверка трансформаторов 2×ТМТН-6300/110

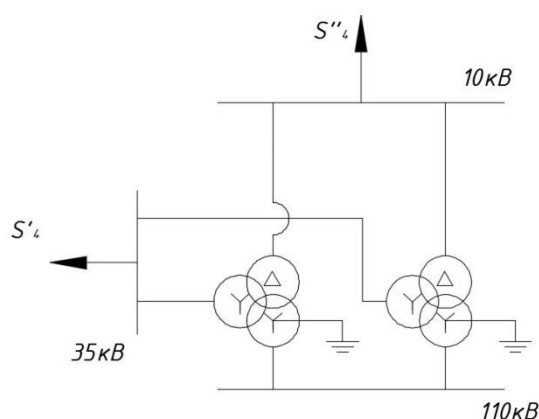


Рисунок 3 – Схема включения трансформаторов на п/ст 4

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

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

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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	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:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

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

$$\Delta P = 0,03 \cdot (4 + 7 + 18 + 50) + 0,02 \cdot (29 + 39 + 44 + 30 + 30) + 0,0135 \cdot 296 =$$

$$11,15 \text{ МВт};$$

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

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

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

В результате мы имеем избыток активной мощности.

Баланс реактивной мощности:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Получаем:

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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

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

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

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

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

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

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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

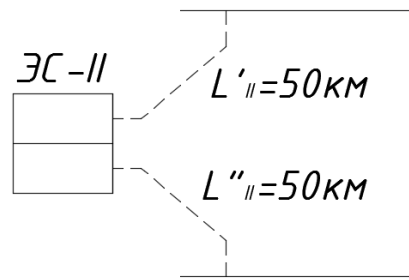


Рисунок 4 – Отходящие линии от ЭС-II

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

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:

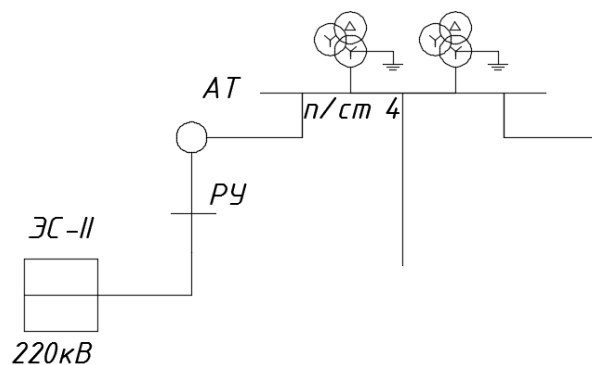


Рисунок 5 – Возможный вариант развития схемы РУ для ЭС-II

Выберем 1 вариант развития сети с $U_{\text{ЭС}2} = 110 \text{ кВ}$, 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.

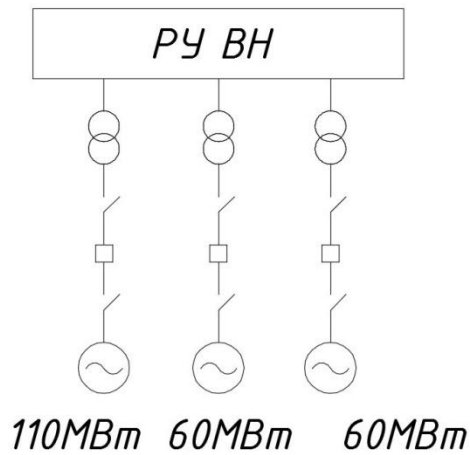


Рисунок 6 – Блочная схема для ЭС-II

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:

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

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

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

$$S_{п/ст4} = S_H = S'_4 + S''_4 = 20,45 + 13,82 = 34,27 \text{ МВА};$$

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

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

Проверим условия:

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

$$S_{ТНОМ} = 25 > 24,48;$$

Этот трансформатор удовлетворяет всем условиям, его и выберем.

Выберем трансформатор на п/ст-6:

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

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

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

$$S_{ТНОМ} = 25 > 23,5.$$

Выберем трансформатор на п/ст-7:

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

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

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

$$S_{ТНОМ} = 25 > 23.$$

2.4. Выбор конфигурации сети 110кВ и сечения новых ВЛ

Используем формулу приведённых затрат [3]:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

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

где Z – приведённые затраты;

Z_k – капитальные затраты;

α – коэффициент капитальных затрат;

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

β – коэффициент эксплуатационных затрат.

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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

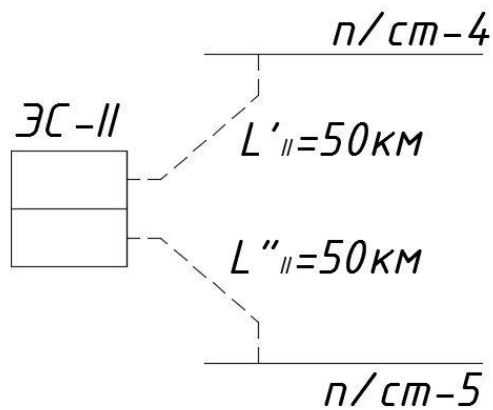


Рисунок 7 – Варианты конструкции ЛЭП для ЭС-II

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

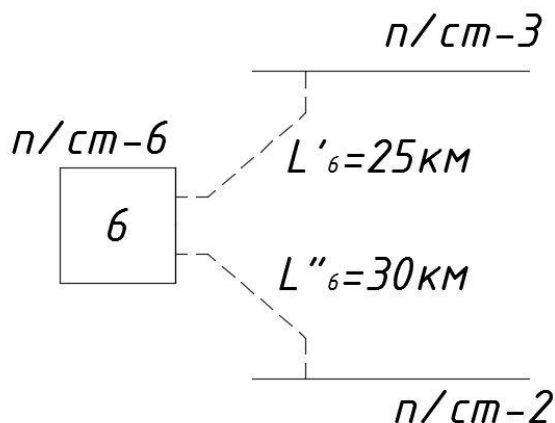


Рисунок 8 – Варианты конструкции ЛЭП для п/ст-6

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

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

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:

- $$\left\{ \begin{array}{l} \text{п/ст-7 – п/ст-5} \\ \text{п/ст-7 – п/ст-2.} \end{array} \right.$$

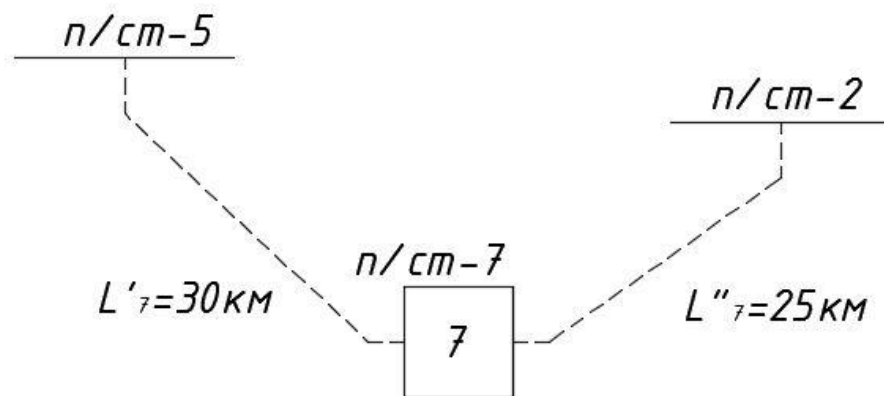


Рисунок 9 – Варианты конструкции ЛЭП для п/ст-7

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:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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

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

$$P_{\text{ЭС-II}} = P_{\Gamma} - P_{\text{сн}} - P_{\text{эс2}} = 2 \cdot 60 + 110 - 230 \cdot 0,8 \cdot 0,08 - 50 = 165,3 \text{ МВА};$$

$$Q_{\text{ЭС-II}} = Q_{\Gamma} - Q_{\text{сн}} - Q_{\text{эс2}} = 195,5 - 10,15 - 24 = 161,4 \text{ МВАр};$$

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

Найдём экономическую плотность тока:

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

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

F – экономическая плотность тока данной линии, мм^2 ;

$j_{\text{Э баз}}$ – 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 $T_{\max} = 6000$ 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 $I_{\text{ВЛmax}} < I_{\text{д}}$ [3],

где $I_{\text{д}}$ – допустимый ток ВЛ;

$$I_{\text{ВЛmax}} = I_{\text{II}} \cdot 2;$$

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

Для 2×АС-400/51 $I_{\text{д}} = 2 \cdot 830 = 1660$ А.

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

Выберем сечение ВЛ для п/ст-б.

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

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

$$F_6 = \frac{I_6}{j_{\text{Э}}} \quad (15)$$

						13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			36

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

При выборе ВЛ должно соблюдаться условие:

$$F_6 < F_{\text{типовое}}$$

Ближайшее большее сечение 120мм^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 $I_{\text{ВЛ}_{\text{max}}} < I_{\text{д}}$ [3],

где $I_{\text{д}}$ – допустимый ток ВЛ;

$$I_{\text{ВЛ}_{\text{max}}} = I_6 \cdot 2;$$

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

Для АС-120/19 $I_{\text{д}} = 375 \text{ А.}$

$375 > 172$, 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 120мм^2 , возьмём АС-120/19 [3].

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

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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]).

Алгоритм выбора:

$$Z_1 = 0.2 \cdot K_{\text{вл}_1} + \frac{P_{\text{вл}\%}}{100\%} \cdot K; \quad (16)$$

$$K_{\text{вл}} = L_{\text{вл}} \cdot Z_{\text{вл}} \cdot K_{\text{инф}}, \quad (17)$$

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

$L_{\text{вл}}$ – длина линии, км;

$Z_{\text{вл}}$ – 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]);

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

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

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

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

Таблица 14 – Удельная стоимость опор

	$З_{\text{ВЛ}}$ стальных опор, тыс руб/км	$З_{\text{ВЛ}}$ 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:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

1) 2×п/ст-6 – п/ст-3

По формулам (16) и (17) получим:

$$K_{\text{ВЛ1}} = 25 \cdot 57 \cdot 100,27 = 142\,884 \text{ тыс руб};$$

$$З_1 = 0,2 \cdot K_{\text{ВЛ1}} + \frac{P_{\text{ВЛ}}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{\text{ВЛ1}} = 35\,721 \text{ тыс руб.}$$

2) 2× п/ст-6 – п/ст-2

$$K_{\text{ВЛ2}} = 30 \cdot 57 \cdot 100,27 = 171\,468 \text{ тыс руб};$$

$$З_2 = 0,2 \cdot K_{\text{ВЛ2}} + \frac{P_{\text{ВЛ}}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{\text{ВЛ2}} = 42\,867 \text{ тыс руб.}$$

3)

{ п/ст-6 – п/ст-3
п/ст-6 – п/ст-2

$$K_{\text{ВЛ3.1}} = 25 \cdot 34 \cdot 100,27 = 85\,229 \text{ тыс руб};$$

$$З_{3.1} = 0,2 \cdot K_{\text{ВЛ3.1}} + \frac{P_{\text{ВЛ}}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{\text{ВЛ3.1}} = 48\,129 \text{ тыс руб};$$

$$K_{\text{ВЛ3.2}} = 30 \cdot 34 \cdot 100,27 = 102\,275 \text{ тыс руб};$$

$$З_{3.2} = 0,2 \cdot K_{\text{ВЛ3.2}} + \frac{P_{\text{ВЛ}}\%}{100\%} = 0,25 \cdot K_{\text{ВЛ3.2}} = 25\,568 \text{ тыс руб};$$

$$K_{\text{ВЛ3}} = K_{\text{ВЛ3.1}} + K_{\text{ВЛ3.2}} = 85\,229 + 102\,275 = 187\,504 \text{ тыс руб};$$

$$З_3 = K_{\text{ВЛ3}} \cdot 0,25 = 46\,876 \text{ тыс руб.}$$

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

3 РАССЧЁТ РЕЖИМОВ СЕТЕЙ 110/35КВ

Нам необходимо рассчитать следующие режимы:

1) Режим максимальных нагрузок

Необходим для проверки загруженности сечений линий 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 $I_{вл}$ 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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

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 расчёта 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	Степень 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.

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

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\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_n 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.

4. РАЗРАБОТКА ПОДСТАНЦИИ 110/10 КВ

4.1 Выбор структурной схемы подстанции

Выберем распределительное устройство на ВН[5].

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Схема № 110-5 АН
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и
ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов

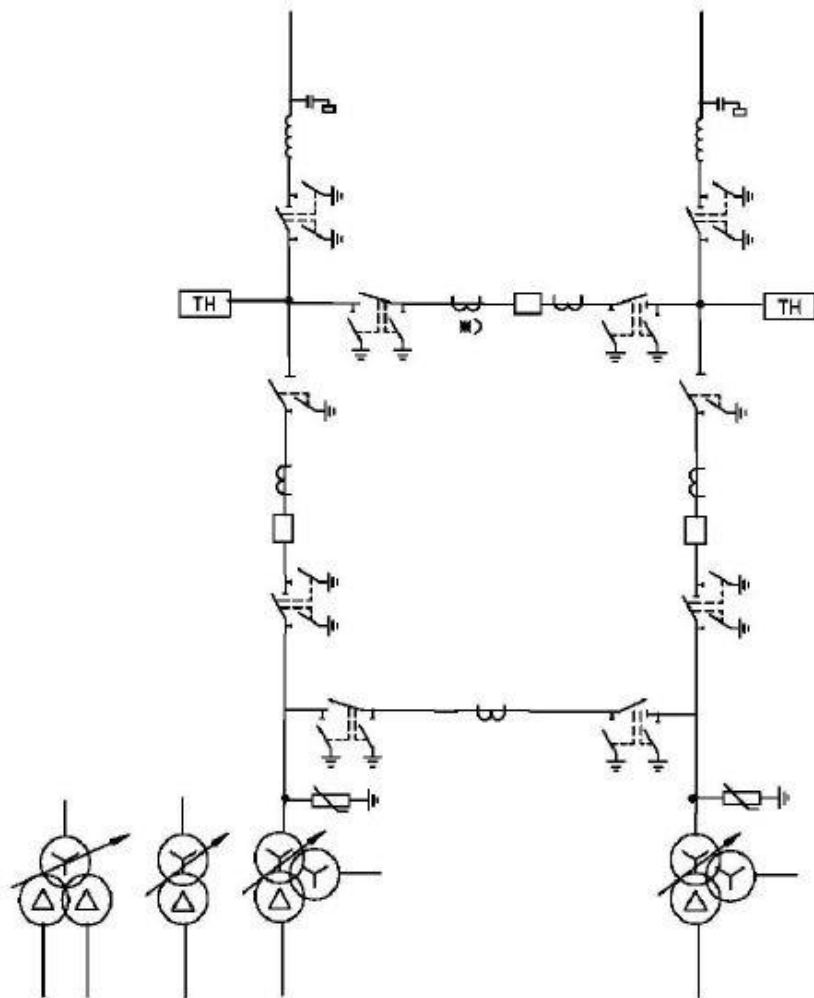


Рисунок 10 – Схема распределительного устройства ВН

Выберем распределительное устройство на НН[5].

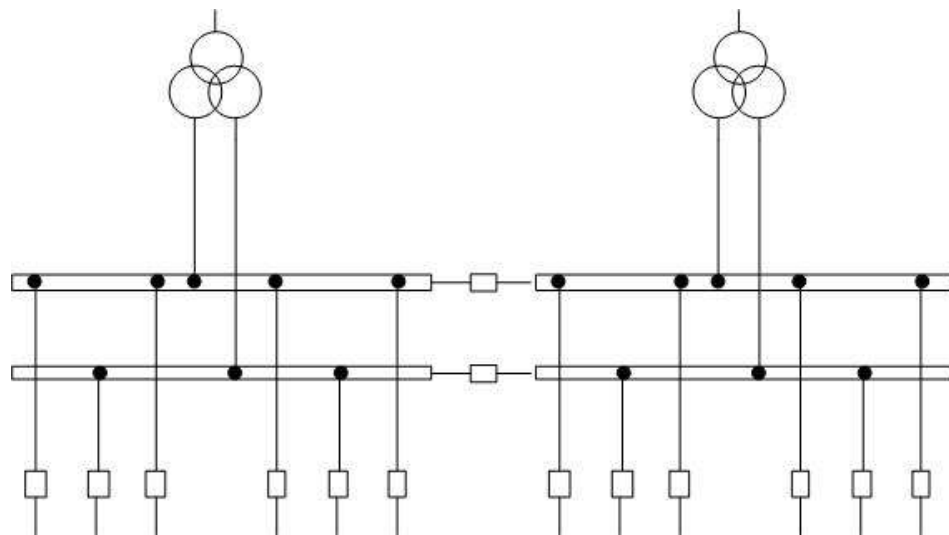


Рисунок 11 – Схема распределительного устройства с одной секционированной системой шин

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

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:

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

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

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

$$I_{\text{утяж}} = 1814 \text{ A}.$$

4.2.2 Расчет токов короткого замыкания

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

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} :

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

Расчёт токов, при коротком замыкании на стороне ВН

Рассмотрим расчетную схему замещения:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

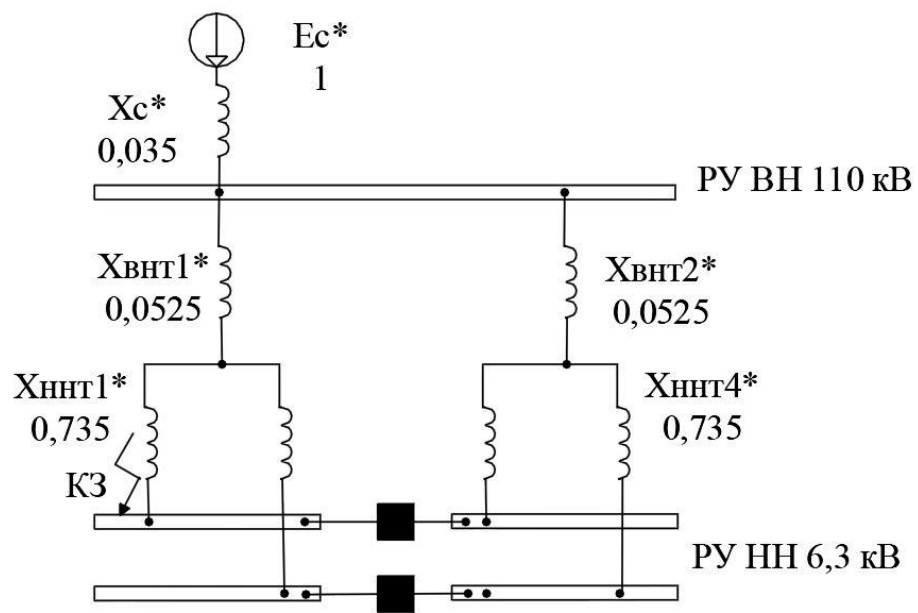


Рисунок 12 – Схема замещения подстанции

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:

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

Тогда промежуточная схема замещения будет выглядеть:

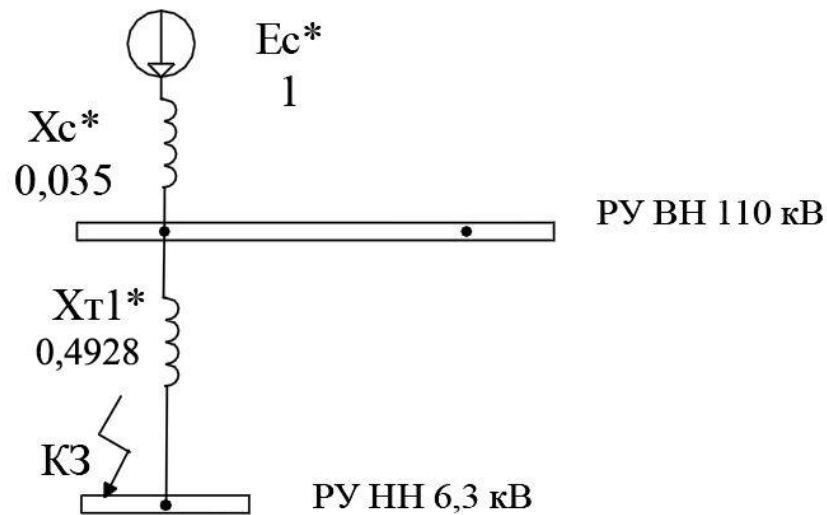


Рисунок 13 – Промежуточная схема замещения

Сложим последовательные реактивные сопротивления

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

Конечная схема замещения:

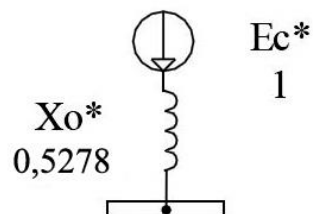


Рисунок 14 – Конечная схема замещения

Вычислим ток короткого замыкания на НН I_2 в относительных единицах:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

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

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.

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, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

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 $I_{ном} < I_{ном}; I_{мах} < I_{ном}$, (33)

по отключающей способности:

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:

$$\tau = t_{3.MIN} + t_{C.B}$$

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

(34)

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

$t_{с.в}$ – 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:

$$\beta_k = I_{НО220}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 14,34^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 37кА^2 \cdot c \quad (37)$$

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

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

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

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

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

Выбираем разъединители

Разъединители, отделители, выключатели нагрузки выбираются:

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

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

по току динамической стойкости $I_y < I_d$

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

Выберем разъединитель РДЗ-110-2000Н УХЛ1.

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

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

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-110 У1	Разъединитель РДЗ-110-2000Н УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 154 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$

$I_{\text{норм}} = 564 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A}$
$i_{\text{а.т}} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 22,6 \text{ кА}$	—
$I_{\text{п.о}} = 14,34 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА}$ (периодич. составляющая)	—
$i_{\text{y}} = 23,07 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$ (ПИКОВЫЙ)	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{k}} = 191,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

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

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

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости $I_{\text{y}} < I_{\text{д}}$;

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 $I_2 = 5 \text{ A}$.

Таблица 22 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТВ–110-1000/5-0,5/10Р-У3
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 154 \text{ A}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A}$
$i_{\text{y}} = 23,07 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТВ-110-1000/5-0,5/10Р-У3
$B_k = 191,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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 $S_{\text{приб1}} = 15 \text{ ВА}$.

Общее сопротивление приборов:

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

Сопротивления проводов:

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

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 110 кВ принимается равной 80 м, тогда сечение:

									Лист
									61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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

Принимаем к установке контрольный кабель КРВГ (медный, контрольный, изоляция жил из резины, оболочка из ПВХ, отсутствие защитных покровов) с сечением жил 4 мм².

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 multifunctional 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.

Токоведущие части

Токоведущие части выполним гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

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:

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

Ток в послеаварийном режиме:

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

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.

Изоляторы

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

									Лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

Распределительное устройство НН

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

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.

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

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:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{НО,10,5} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,18 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,05}} = 4,8 \text{ кА} \quad (47)$$

Тепловой импульс:

$$\beta_k = I_{НО,10,5}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 17,18^2 \cdot (0,7 + 0,05) = 221,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (48)$$

где $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,05 + 0,065 = 0,7 \text{ с}$; $t_{р.з.}$ – 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.

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

Таблица 24 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВРС-10-20/1000 У2
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 907 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{a,\tau} = 4,8 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 8 \text{ кА}$

$I_{п.о} = 10,41 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ (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 ЦМ120, мощность потребления которого $S_{приб1} = 15 \text{ ВА}$.

Общее сопротивление приборов:

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

Сопротивления проводов:

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

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

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). 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.

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР					

Для соединения трансформатора напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КРВГ с сечением жил 4 мм^2

Токоведущие части

Выберем алюминиевые шины $60 \times 10 \text{ мм}$ марки АДЗ11.

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 $60 \times 10 \text{ мм}$. 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.

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 $F_{\text{разр}} = 6,0 \text{ кН}$.

									Лист
									68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

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

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

$T_{\max} \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{\min} \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{\text{э}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{\text{гол}} \text{ } ^\circ\text{C}$	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	$L_{\text{уст}} \text{ , мм}$
I	10
II	15
III	20
IV	25
Особый	>25

Таблица 28 – Районирование по ветровой нагрузке

№ района	$V_{\text{уст}} \text{ , м/с}$
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].

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

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.

6. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЧЁТЧИКОВ

6.1 Что такое умный счетчик.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Счетчик, или прибор учета ресурсов, – устройство преобразующее израсходованные воду, газ, тепло и электричество в цифры (кубометры, кВт·ч). Не умный счетчик выводит расход только на встроенный индикатор. Умный передает показания через Интернет.

Счетчики часто размещают за плиткой, под раковиной, выше или ниже уровня глаз, поэтому сама возможность смотреть показания на экране телефона или компьютера приятна.

Дополнительные достоинства: сдавать показания из отпуска или командировки, показания сдаваемой квартиры или квартиры пожилых родителей; видеть не только месячный результат, но аналитику потребления, управлять расходом воды, газа, электричества и тепла.

Большинство счетчиков НЕ умные. Разум, а заодно и доступ ко всемирной паутине, счетчикам выдает контроллер. Контроллер может быть встроен в счетчик (встречается редко) или быть внешним устройством. В любом случае функция контроллера – получать показания от счетчиков и передавать на сервер.

Серверы располагаются в специализированных дата-центрах, хранят полученные показания и имеют выход в Интернет. Благодаря этому владельцы счетчиков видят состояние приборов учета на экране компьютера, планшета, смартфона.

Так модель «счетчик → контроллер → сервер → Интернет → владелец» делает счетчик умным.

В связке «счетчик → контроллер» сенсаций нет – контроллеры к счетчикам всегда подключаются проводом.

Взаимодействие "сервер → Интернет" безразлично покупателю. Связь обеспечивают производители, все технические нюансы за кадром.

В связке "Интернет → владелец" все производители предоставляют личный кабинет, у большинства есть мобильные приложения, некоторые предлагают аналитику расхода, контроль протечки и работы котла, оповещение об аварийных ситуациях.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

6.2 Типы контроллеров и варианты передачи показаний на сервер

Контроллер передает показания на сервер по проводам (проводные технологии), по воздуху (беспроводные технологии) или гибридным способом.

Не умаляя значимости проводных и гибридных способов передачи данных, признаем, что они – прошлое. В промышленности, крупных офисах провода еще уместны, но в жилых домах нет, так как существуют более удобные и менее дорогие способы передачи данных.

Беспроводные контроллеры выходят на связь с миром используя одну из технологий связи:

- GPRS;
- LPWAN;
- Wi-Fi;

6.3 GPRS-контроллеры.

В GPRS-контроллер, как в мобильный телефон, устанавливается sim-карта. Контроллер проводом подключается к счетчикам, а на сервер передает показания по общедоступной сотовой связи. По такому принципу работают большинство охранных и пожарных сигнализаций.

Механизм понятен, проверен временем, но не избавлен от недостатков.

У вас появляется еще одна sim-карта. Она не потребует больших расходов, но остаток денег на ней нужно контролировать.

Не во всех районах, и даже квартирах одинаково хорош уровень сотовой связи.

Лучше всего GPRS-контроллеры работают от электрической розетки, которую редко кто предусматривает рядом со счетчиками.

Модели на батарейках есть, но сама технология энергозатратна и производители вынуждены идти на компромисс между сроком службы, дорогими элементами питания и частотой сеансов связи между контроллером и сервером.

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.230 ВКР				

Представители группы GPRS-технологий – контроллеры компании TELEOFIS.

6.4 LPWAN-контроллеры.

По сути, LPWAN – та же сотовая сеть, но только для датчиков и умных счетчиков.

Основная идея – сделать передачу данных менее энергозатратной по сравнению с GPRS. Для этого поставщики LPWAN-решений разворачивают в районе автоматизируемого дома или квартала специальную вышку для связи домашних контроллеров с сервером.

Вышка принимает и передает небольшие объемы данных, на невысокой скорости достаточной для умных устройств. Она бережет энергоресурсы контроллеров и обеспечивает стабильно высокий уровень сигнала. К сожалению, у каждой медали есть обратная сторона.

Установка вышки – масштабная инженерная операция, хоть и в распределенном виде, но ложится финансовым бременем на владельцев домов и квартир.

Вышки надо поддерживать и обслуживать, поэтому все LPWAN-технологии подразумевают абонентскую плату.

Владелец счетчиков не может установить LPWAN-контроллер только в свою квартиру или частный дом. Решение всегда коллективное – или участвует весь многоквартирный дом (район, квартал), или все остаются с листочками и карандашами.

Представители LPWAN – технологии: СТРИЖ, LORA, SIGFOX ...

6.5 Wi-Fi-контроллеры.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Wi-Fi-контроллеры, как и любые другие, проводом подключаются к счетчикам воды, газа, тепла и электричества, а на связь с Интернет выходят через Wi-Fi-роутеры. Так обычный счетчик становится Wi-Fi-счетчиком.

Технология совмещает в себе достоинства двух предыдущих.

Благодаря низкому энергопотреблению, Wi-Fi-контроллеры прекрасно работают на батарейках. При ежедневном выходе на связь на одном комплекте стандартных, продающихся в любом супермаркете, батареек АА прибор проработает более трех лет. Электрическую розетку в сантехнический шкаф можно не ставить, а батарейки менять самостоятельно.

Wi-Fi-контроллер – это персональный бытовой прибор. Его установку не нужно согласовывать с соседями, управляющей компанией или инженерной службой. Конечно возникает разумное понимание, что для установки Wi-Fi-контроллеров в квартире/доме нужен Wi-Fi. Но он нужен и без контроллеров.

Wi-Fi – самый интенсивно развивающийся в мире стандарт связи. Он открывает доступ в Интернет не только смартфонам, компьютерам, планшетами и телевизорам, в продаже уже есть Wi-Fi-кофемашины, мультиварки, дверные замки. В конце концов если Wi-Fi точки уже есть на Эвересте, Фудзияме и Северном полюсе.

В настоящий момент единственный серийно выпускаемый представитель группы Wi-Fi-контроллеров – контроллер Saures.

6.6 Заключение и выводы.

Итак, выбор умного счетчика – это в первую очередь выбор технологии работы контроллера.

Если вы планируете застройку квартала многоэтажек, автоматизацию промышленного или сельскохозяйственного предприятия, присмотритесь к технологии LPWAN.

Если дом находится вдали от цивилизации и по финансовым или личным соображениям вы не рассматриваете установку Wi-Fi-точки, обратите внимание на GPRS-контроллеры.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Если вы уже привыкли свободно перемещаться по дому с ноутбуком, в равной степени легко получаете почту на компьютер, планшет или смартфон, идите за Wi-Fi-контроллером.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

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.

Так же были рассмотрены различные способы подключения Smart-счетчиков, основные их достоинства и недостатки.

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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

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.

					13.03.02.2019.230 ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78