

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

«Развитие сетевого района с подключением подстанции 110 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.309-05-271 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

_____ / Ю.В. Коровин /

« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-471

_____ / Н.А. Никулов /

« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

_____ / Ю.В. Коровин /

« ___ » _____ 2020 г.

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ / И.М. Кирпичникова /
« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Никулов Никита Алексеевич

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие сетевого района с подключением подстанции 110 кВ» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____

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

3. Исходные данные к работе

- Участок сетевого района 110 кВ;
- Нагрузки всех потребителей в сети;
- Протяженность воздушных линий электропередач и марка провода, которыми они выполнены;
- Типы трансформаторов сети

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1) Баланс активной и реактивной мощностей сети
- 2) Анализ работы трансформаторов в сети
- 3) Поиск вариантов схем развития сети
- 4) Расчёт основных установившихся режимов работы сети

- 5) Разработка структурной и главной схемы сети
- 6) Выбор оборудования подстанции
- 7) Релейная защита и автоматика подстанции
- 8) выбор оборудования молниезащиты подстанции

5. Перечень графического материала

- 1) Схема исходной электрической сети 110 кВ, 1 лист формата А1;
- 2) Карты режимов исследуемого участка сети 110 кВ, 1 лист формата А1;
- 3) Главная электрическая схема подстанции ПС МЗ, 1 лист формата А1;
- 4) План подстанции ПС МЗ;
- 5) Презентация, выполненная в программе Microsoft PowerPoint.

6. Дата выдачи задания « 21 » марта 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Расчёт баланса мощностей	1 неделя	
Анализ работы трансформаторов в сети	2 неделя	
Сравнение схем вариантов развития сети	3 неделя	
Анализ работы сети в выбранном варианте развития	4-5 неделя	
Расчёт основных установившихся режимов работы сети	6-7 неделя	
Разработка главной схемы подстанции	8 неделя	
Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	9-10 неделя	
Выбор молниезащиты подстанции	11 неделя	
Оформление пояснительной записки	12 неделя	
Оформление графической части и презентации	13-14 неделя	

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы

_____ / Ю.В. Коровин /

Студент

_____ / Н.А. Никулов /

АННОТАЦИЯ

Никулов Н.А. Развитие сетевого района с подключением подстанции 110 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-471, 2020 г., 93 страницы, 16 иллюстраций, 31 таблица, библиографический список – 19 наименований.

В выпускной квалификационной работе был рассмотрен участок сети 110 кВ, на котором вводились в работу две новые подстанции. Для этого разрабатывается эскизный проект развития сети в связи с вводом новых объектов.

Производится выбор варианта схемы электрической сети с экономическим обоснованием конфигурации, номинальных напряжений, числа и мощности трансформаторов, сечений проводов ЛЭП.

В программе NetWorks производится расчёт различных установившихся режимов сети, проверяется, допустимы ли получившиеся изменения напряжения в узлах сети и проходят ли провода по условию длительно допустимого тока.

Производится выбор коммутационной, измерительной аппаратуры, релейной защиты и автоматики. Так же производится расчёт и выбор молниезащиты подстанции при помощи программы FlashProt экономичной.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР			
Изм	Лист	№ докум.	Подпис	Дат				
Разраб.	Никулов				Развитие сетевого района с подключением подстанции 110 кВ	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Коровин						5	38
Н. Контр.	Коровин					ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
Утверд.	Кирпичникова							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА.....	9
1.1 Исходные данные.....	9
1.2 Баланс активных и реактивных мощностей.....	11
1.2.1 Баланс активных мощностей.....	11
1.2.2 Баланс реактивных мощностей.....	12
1.3 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе.....	15
1.4 Параметры схемы замещения линий сети и расчет режима сети.....	17
2 РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	
2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети.....	20
2.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новых подстанций.....	21
2.3 Разработка вариантов развития и их сравнение.....	22
2.4 Сравнение двух выбранных вариантов развития сети.....	32
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ.....	35
3.1 Расчет режима максимальных нагрузок.....	35
3.2 Расчет режима минимальных нагрузок.....	38
4 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ	
4.1 Выбор схемы соединений основного оборудования.....	46
4.2 Определение потоков мощности.....	46
4.3 Выбор трансформаторов.....	46
4.4 Выбор линий электропередач.....	47
5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ	
5.1 Выбор схем распределительных устройств.....	50
5.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах.....	50
5.3 Расчет токов короткого замыкания.....	51
5.4 Ограничение токов короткого замыкания.....	53
5.5 Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений.....	53
6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	
6.1 Определение мощности потребителей собственных нужд.....	64
6.2 Выбор трансформатора собственных нужд.....	65
6.3 Выбор схемы питания собственных нужд.....	65
6.4 Выбор аккумуляторной батареи.....	65
7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ	

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		6

7.1	Выбор видов релейной защиты и автоматики.	69
7.2	Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики.	72
7.2.1	Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики для РУ цеха... ..	72
7.2.2	Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики для РУ НН проектируемой подстанции	74
7.2.3	Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики для РУ ВН проектируемой подстанции	77
8	РАССТАНОВКА МОЛНИЕОТВОДОВ	81
8.1	Анализ молниезащиты подстанции МЗ при степени надежности 0,9	82
8.2	Окончательный выбор варианта молниезащиты подстанции.....	83
8.3	Проверка подстанции на грозоупорность	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	85
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	86
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	88
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	93

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		7

ВВЕДЕНИЕ

Энергетику по праву можно назвать основой современной жизни, она является фундаментом развития производственных сил и неотъемлемой составляющей жизни каждого человека. Электрическая сеть должна быть спроектирована таким образом, чтобы обеспечивалась работоспособность во всех режимах, ведь от этого зависит качество жизни населения, работа промышленных предприятий, сельского и коммунального хозяйств, транспорта и связи.

Для рациональной работы электрической сети, все ее элементы должны быть оптимально рассчитаны и подобраны. Рост нагрузочных мощностей, ввод в эксплуатацию новых генераторов, подключение новых потребителей, словом, любое изменение, вносимое в сеть должно тщательно анализироваться путем расчетов с учетом новых параметров и проверки установленного оборудования на соответствие новым условиям эксплуатации. Такая работа является хорошим направлением для использования и закрепления теоретических знаний.

В данной выпускной квалификационной работе в качестве объекта исследования рассматривается существующая сеть промышленного района. Предметом исследования является расчет и анализ режимов сети. Полученные данные впоследствии можно будет использовать для развития и модернизации этой сети.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						8
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

1. Анализ существующей схемы электрической сети района

Рассмотрим схему электрической сети района: в нее входят 25 подстанций 110 кВ. Также сеть включает в себя одну электростанцию.

1.1 Исходные данные

Исходные данные включают в себя: первоначальную схему городской электрической сети, марки проводов ЛЭП, длины ЛЭП, информацию об используемых трансформаторах, информацию о генерируемых и потребляемых мощностях. Эти данные представлены в таблицах.

Данные о нагрузках сети: их мощности в режиме наибольших нагрузок $R_{\max} + jQ_{\max}$ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные о нагрузках сети

Название	Нагрузка, МВА	Название	Нагрузка, МВА
Есаулка	11,1+j31,2	Аэродромная	57,9+ j20,2
Краснопольская	37,7+j22	ЧЭР31	10,8+ j4
Полевая	5,6+j1,2	Северная1	12,9+ j4,1
Новоградская	33,6+ j9,7	ЧГРЭС	-142+-j10,4
Шершневецкая	15,5+ j6,6	Северная2	7,7+ j3,4
Сосновская	10,7+j0,9	ЧЭР32	14,2+ j5,7
ЧАМЗ	-13- j7	Цинковая1	5,8+ j2,1
Паклинская1	8,3+ j1,4	Восточная	37,3+ j15,6
Западная1	24,8+ j8,9	Заречная	20,9+ j5,4
Спортивная	34,3+ j13,7	Цинковая2	3,7+ j1
Западная2	28,4+ j11,3	С/з Котельная	3,9 + j2,5
Паклинская2	9,3+ j2,5	КПД	-13,6- j23,4
Кременкуль	4,3+ j1	Томино	19,7+ j7,2

Первоначальная схема городской электрической сети представлена на рисунке 1, а также в приложении А.

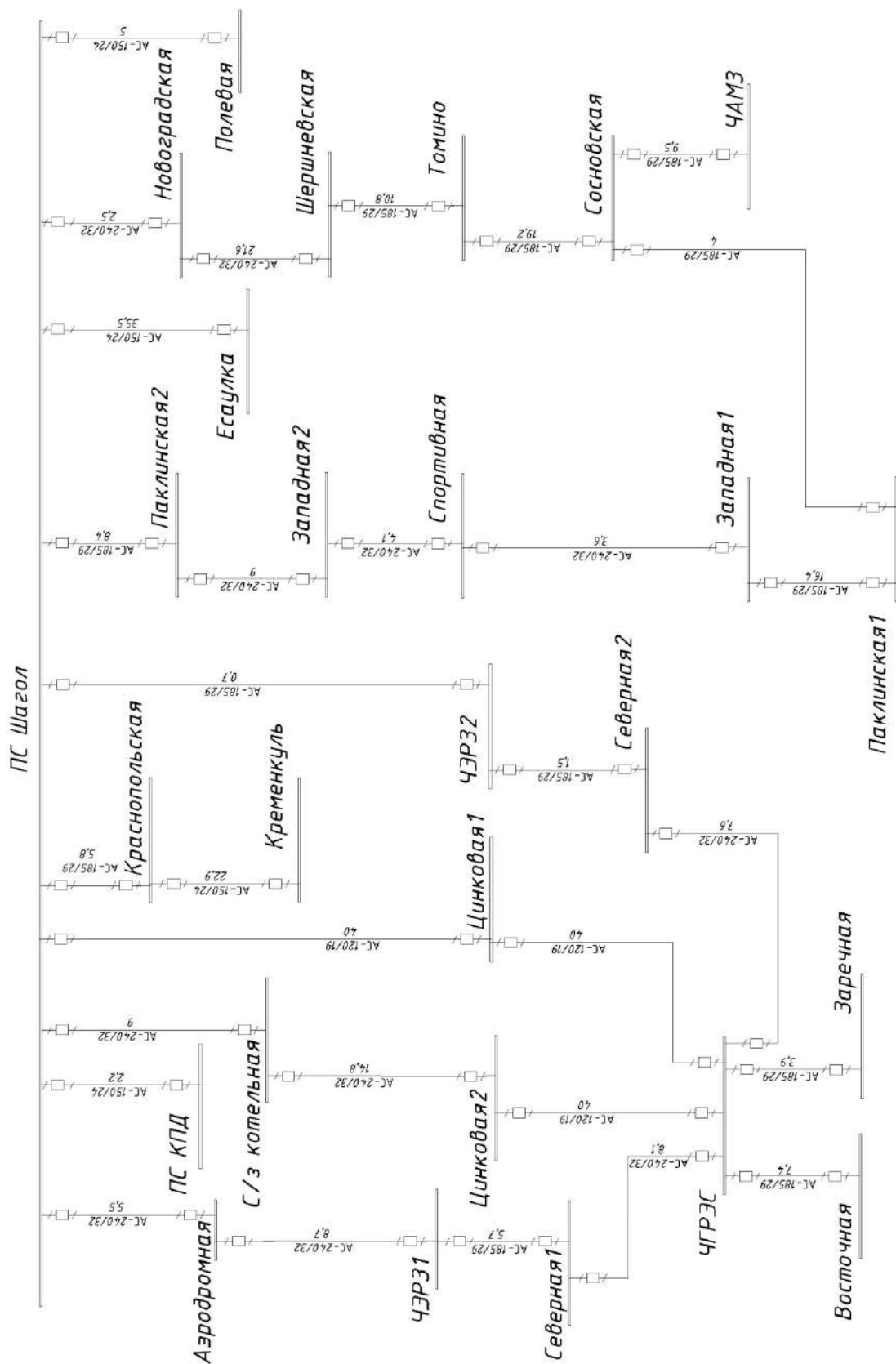


Рисунок 1 – Исходная схема электрической сети

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		10

1.2 Баланс активных и реактивных мощностей

1.2.1 Баланс активных мощностей

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

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}, \quad (1)$$

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

$\sum P_{П}$ – суммарное потребление активной мощности.

Баланс активных мощностей в проектируемом сетевом районе, согласно исходным данным, обеспечивается за счет обменной мощности соседней энергосистемы (п/ст Шагол, ЧГРЭС, п/ст ЧАМЗ, п/ст КПД). Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при ее дефиците в сетевом районе либо потребляет ее при избытке.

Потребление электрической мощности в сети складывается из нагрузок потребителей ($\sum P_{Н}$), собственных нужд электростанции ($\sum P_{СН}$), потерь мощности в линиях ($\sum \Delta P_{Л}$) и потерь в трансформаторах ($\sum \Delta P_{Т}$):

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}; \quad (2)$$

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum P_{Н} = P_{Есаулка} + P_{Краснопольская} + P_{Новоградская} + P_{Шершневская} + P_{Сосновская} + P_{Паклинская1} + \quad (3)$$

$$P_{Западная1} + P_{Спортивная} + P_{Западная2} + P_{Паклинская2} + P_{Кременкуль} + P_{Аэродромная} + P_{ЧЭР31} +$$

$$P_{Северная1} + P_{Северная2} + P_{ЧЭР32} + P_{Цинковая1} + P_{Восточная} + P_{Заречная} + P_{Цинковая2} +$$

$$P_{С/зКотельная} + P_{Томино};$$

$$\sum P_{Н} = 418,4 \text{ МВт.}$$

Мощность собственных нужд электростанций:

$$\sum P_{СН} = 0,06 \cdot \sum P_{Г \text{ уст}} = 0,06 \cdot (\sum P_{Г \text{ уст}}^{\text{ЧГРЭС}});$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		11

где $\sum P_{густ}^{чгрэс}$ – суммарная установленная активная мощность турбогенераторов Челябинской ГРЭС.

$$\sum P_{сн} = 0,06 \cdot 142 = 8,52 \text{ МВт.}$$

Потери мощности в линиях электропередачи:

$$\sum \Delta P_{л} = 0,025 \cdot \sum P_{н};$$

$$\sum \Delta P_{л} = 0,025 \cdot 418,4 = 10,46 \text{ МВт.}$$

Потери в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{т} = 0,014 \cdot \sum P_{н};$$

$$\sum \Delta P_{т} = 0,014 \cdot 418,4 = 5,86 \text{ МВт.}$$

Тогда суммарное потребление активной мощности:

$$\sum P_{п} = 418,4 + 8,52 + 10,46 + 5,86 = 443,24 \text{ МВт.}$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций:

$$\sum P_{г} = 13 + 142 + 13,6 + 254,38 = 422,98 \text{ МВт.}$$

Определим необходимую обменную мощность:

$$P_{с} = \sum P_{г} - \sum P_{п};$$

$$P_{с} = 422,98 - 443,24 = -20,26 \text{ МВт.}$$

Обменная мощность отрицательная – необходима генерация этой мощности балансирующим узлом.

1.2.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивных мощностей в рассматриваемой системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{п} = \sum Q_{з} + \sum Q_{г} + Q_{с}, \quad (4)$$

где $\sum Q_{г}$ – суммарная реактивная мощность вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального значения;

$\sum Q_{з}$ – зарядная мощность, генерируемая линией;

$Q_{с}$ – величина обменной реактивной мощности;

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		12

ΣQ_p – суммарное потребление реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности в электрической системе складывается из нескольких составляющих:

$$\Sigma Q_p = \Sigma Q_n + \Sigma Q_{сн} + \Sigma \Delta Q_{л} + \Sigma Q_{ку} + \Sigma \Delta Q_{т}; \quad (5)$$

где ΣQ_n – потребление реактивной мощности нагрузкой;

$\Sigma Q_{сн}$ – нагрузка собственных нужд электростанции, которая оценивается коэффициентом мощности собственных нужд ($\text{tg} \varphi_{сн} = 0,62 \dots 0,75$);

$\Sigma Q_{ку}$ – реактивная мощность компенсирующих устройств;

$\Sigma \Delta Q_{л}$ – Потери мощности в линиях (5% при 110кВ от модуля полной мощности);

$\Sigma \Delta Q_{т}$ – потери мощности в трансформаторах (оцениваются примерно в 7% от полной мощности, проходящей через трансформатор St).

Суммарная генерируемая реактивная мощность:

$$\Sigma Q_{г} = Q_{Шагол} + Q_{ЧАМЗ} + Q_{ЧГРЭС} + Q_{КПД}; \quad (6)$$

$$\Sigma Q_{г} = 144,16 + 7 + 10,4 + 23,4 = 184,96 \text{ Мвар.}$$

Находится реактивная мощность, генерируемая воздушными линиями Q_3 , приближенно принимая для одноцепных линий 110кВ 30кВАр/км. Поэтому для вычислений используется общая длина линий 110кВ:

$$\Sigma Q_3 = 0,03 \cdot \Sigma L = 9,5 \text{ Мвар.}$$

Реактивная мощность БСК:

$$\Sigma Q_{ку} = 46,2 \text{ Мвар.}$$

Далее необходимо выяснить потребление реактивной мощности нагрузкой:

$$\Sigma Q_n = Q_{Есаулка} + Q_{Краснопольская} + Q_{Новоградская} + Q_{Шершневская} + Q_{Сосновская} + \quad (7)$$

$$Q_{Паклинская1} + Q_{Западная1} + Q_{Спортивная} + Q_{Западная2} + Q_{Паклинская2} + Q_{Кременкуль} + \\ Q_{Аэродромная} + Q_{ЧЭРЗ1} + Q_{Северная1} + Q_{Северная2} + Q_{ЧЭРЗ2} + Q_{Цинковая1} + Q_{Восточная} + \\ Q_{Заречная} + Q_{Цинковая2} + Q_{С/зКотельная} + Q_{Томино};$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		13

$$\sum Q_H = 181,6 \text{ Мвар.}$$

Определяются реактивные мощности собственных нужд электростанций:

$$Q_{CH} = 0,7 \cdot \sum P_{CH}; \quad (8)$$

$$Q_{CH} = 0,7 \cdot 8,52 = 5,96 \text{ Мвар.}$$

Находятся потери мощности в линиях:

$$\sum \Delta Q_L = 0,02 \cdot \sum |S_H^{110}|, \quad (9)$$

где $\sum |S_H^{110}|$ – полная мощность, передаваемая по ЛЭП 110 кВ.

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_L = 0,02 \cdot |11,1 + j31,2 + 37,7 + j22 + 5,6 + j1,2 + 33,6 + j9,7 + 15,5 + \\ j6,6 + 10,7 + j0,9 + 8,3 + j1,4 + 24,8 + j8,9 + 34,3 + j13,7 + 28,4 + j11,3 + \\ 9,3 + j2,5 + 4,3 + j1 + 57,9 + j20,2 + 10,8 + j4 + 12,9 + j4,1 + 7,7 + j3,4 + \\ 14,2 + j5,7 + 5,8 + j2,1 + 37,3 + j15,6 + 20,9 + j5,4 + 3,7 + j1 + 3,9 + j2,5 + \\ 19,7 + j7,2| = 9,1 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Рассчитываются потери мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_T = 0,07 \cdot \sum |S_H^{110}|$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_T = 0,07 \cdot |11,1 + j31,2 + 37,7 + j22 + 5,6 + j1,2 + 33,6 + j9,7 + 15,5 + \\ j6,6 + 10,7 + j0,9 + 8,3 + j1,4 + 24,8 + j8,9 + 34,3 + j13,7 + 28,4 + j11,3 + \\ 9,3 + j2,5 + 4,3 + j1 + 57,9 + j20,2 + 10,8 + j4 + 12,9 + j4,1 + 7,7 + j3,4 + \\ 14,2 + j5,7 + 5,8 + j2,1 + 37,3 + j15,6 + 20,9 + j5,4 + 3,7 + j1 + 3,9 + \\ j2,5 + 19,7 + j7,2| = 31,9 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Теперь возможно рассчитать $\sum Q_P$ – суммарное потребление реактивной мощности:

$$\sum Q_P = \sum Q_H + \sum Q_{CH} + \sum \Delta Q_L + \sum \Delta Q_T;$$

$$\sum Q_P = 181,6 + 5,96 + 9,1 + 31,9 = 228,56 \text{ Мвар.}$$

Определяется необходимая обменная мощность:

$$Q_C = \sum Q_T + \sum Q_{ку} + \sum Q_3 - \sum Q_P,$$

$$Q_C = 184,96 + 46,2 + 9,5 - 228,56 = 12,1 \text{ Мвар.}$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		14

1.3 Анализ работы трансформаторов, установленных в системе
Трансформатор должен иметь коэффициент нагрузки в нормальном
режиме:

$$k_n = \frac{S_{\max}}{2 \cdot S_{\Pi}} \leq 0,7.$$

В послеаварийном режиме:

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\max}}{S_{\Gamma}} \leq 1,4.$$

Таблица 2 – Установленные трансформаторы на ПС

Номер	Название	S, МВА	Установленные тр-ры на ПС
0	Есаулка	33,1	ТДН-25000
1	Краснопольская	43,6	ТДН-40000
2	Полевая	5,7	ТДН-6300
3	Новоградская	35,0	ТДН-40000
4	Шершневская	16,8	ТДН-16000
5	Сосновская	10,7	ТДН-10000
6	ЧАМЗ	14,8	ТДН-16000
7	Паклинская1	8,4	ТДН-6300
8	Западная1	26,3	ТДН-25000
9	Спортивная	36,9	ТДН-40000
10	Западная2	30,6	ТДН-25000
11	Паклинская2	9,6	ТДН-10000
12	Аэродромная	61,3	ТРДН-63000
13	ЧЭР31	11,5	ТДН-10000
14	Северная1	13,5	ТДН-10000
15	ЧЭР32	15,3	ТДН-10000
16	Цинковая1	6,2	ТДН-6300
17	Восточная	40,4	ТДН-40000
18	Заречная	21,6	ТДН-25000
19	Цинковая2	3,8	ТДН-6300
20	С/з котельная	4,6	ТДН-6300
21	Шагол	178,7	ТДЦ-125000
22	ЧГРЭС	142,4	ТДЦ-125000
23	Северная2	8,4	ТДН-6300
24	Томино	21,0	ТДН-25000
25	ПС КПД	27,1	ТДН-25000
26	Кременкуль	4,4	ТДН-6300

Таблица 3 – Коэффициенты нагрузки и послеаварийного режима
установленных трансформаторов

Название	S, МВА	St, МВА	kз	kав
Есаулка	33,1	2x25	0,66	1,3
Краснопольская	43,6	2x40	0,55	1,1
Полевая	5,7	2x6,3	0,45	0,9
Новоградская	35,0	2x32	0,55	1,1
Шершневецкая	16,8	2x16	0,53	1,1
Сосновская	10,7	2x10	0,54	1,1
ЧАМЗ	14,8	2x16	0,46	0,9
Паклинская1	8,4	2x6,3	0,67	1,3
Западная1	26,3	2x25	0,53	1,1
Спортивная	36,9	2x32	0,58	1,2
Западная2	30,6	2x25	0,61	1,2
Паклинская2	9,6	2x10	0,48	1,0
Аэродромная	61,3	2x63	0,49	1,0
ЧЭР31	11,5	2x10	0,58	1,2
Северная1	13,5	2x10	0,68	1,4
ЧЭР32	15,3	2x10	0,77	1,5
Цинковая1	6,2	2x6,3	0,49	1,0
Восточная	40,4	2x32	0,63	1,3
Заречная	21,6	2x25	0,43	0,9
Цинковая2	3,8	2x6,3	0,30	0,6
С/з котельная	4,6	2x6,3	0,37	0,7
Шагол	178,7	2x125	0,7	1,4
ЧГРЭС	142,4	2x125	0,57	1,1
Северная2	8,4	2x6,3	0,67	1,3
Томино	21,0	2x25	0,42	0,8
ПС КПД	27,1	2x21	0,64	1,3
Кременкуль	4,4	2x6,3	0,35	0,7

Полученный результат показывает, что не обходима замена трансформатора на ПС ЧЭР32 с ТДН-10000 на более мощный ТДН-16000.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		16

1.4 Параметры схемы замещения линий сети и расчет режима сети

Для расчета режима сети необходимо найти все параметры схемы замещения.

Таблица 4 – Параметры ЛЭП

Номер	Название	Тип	Pн, МВт	Qн, МВт	r, Ом	x, Ом	b, мкСм
1	Шагол - Есаулка	ЛЭП	11,8	31,53	7,24	14,91	96
2	Шагол - Краснопольская	ЛЭП	42,18	22,54	0,92	2,4	16
3	Шагол - Полевая	ЛЭП	5,6	1,04	1,02	2,1	14
4	Шагол - Новоградская	ЛЭП	79,98	24,9	0,29	1,01	7
5	Новоградская - Шершневецкая	ЛЭП	46,21	14,69	2,55	8,75	61
6	ЧАМЗ - Сосновская	ЛЭП	13	7	1,51	3,92	26
7	Сосновская - Паклинская1	ЛЭП	12,58	6,69	0,64	1,65	11
8	Паклинская1 - Западная1	ЛЭП	4,27	5,39	2,61	6,77	45
9	Спортивная - Западная1	ЛЭП	20,56	2,98	0,42	1,46	10
10	Западная2 - Спортивная	ЛЭП	55,01	17,04	0,48	1,66	12
11	Паклинская2 - Западная2	ЛЭП	84,15	30,55	1,06	3,65	25
12	Шагол - Паклинская2	ЛЭП	94,29	35,63	0,99	3,4	24
13	Шагол - Аэродромная	ЛЭП	47,41	23,57	0,65	2,23	15
14	ЧЭР31 - Аэродромная	ЛЭП	10,67	-3,3	1,03	3,52	24
15	Северная1 - ЧЭР31	ЛЭП	21,5	0,61	0,91	2,35	16
16	ЧГРЭС - Северная1	ЛЭП	34,51	4,76	0,96	3,28	23
17	ЧГРЭС - Северная2	ЛЭП	27	-9,61	0,9	3,08	21
18	С/з котельная - Шагол	ЛЭП	3,71	-5,64	1,06	3,65	25
19	Цинковая2 - С/з котельная	ЛЭП	7,62	-3,31	0,63	2,15	15
20	ЧГРЭС - Цинковая2	ЛЭП	11,35	-2,74	1,75	5,99	42
21	ЧГРЭС - Заречная	ЛЭП	20,92	5,33	0,62	1,61	11
22	ЧГРЭС - Восточная	ЛЭП	37,46	15,78	1,18	3,06	20
23	ЧЭР32 - Шагол	ЛЭП	5,02	-18,64	0,11	0,29	2
24	Северная2 - ЧЭР32	ЛЭП	19,23	-12,96	0,24	0,62	4
25	Цинковая1 - Шагол	ЛЭП	4,93	-4,81	1,94	6,64	46
26	ЧГРЭС - Цинковая1	ЛЭП	10,75	-3,11	2,23	5,78	38
27	Шершневецкая - Томино	ЛЭП	30,18	7,09	1,72	4,46	30
28	Томино - Сосновская	ЛЭП	10,34	-0,15	3,05	7,93	53
29	ПС КПД - Шагол	ЛЭП	13,6	23,4	0,45	0,92	6
30	Краснопольская - Кременкуль	ЛЭП	4,31	0,28	4,67	9,62	62

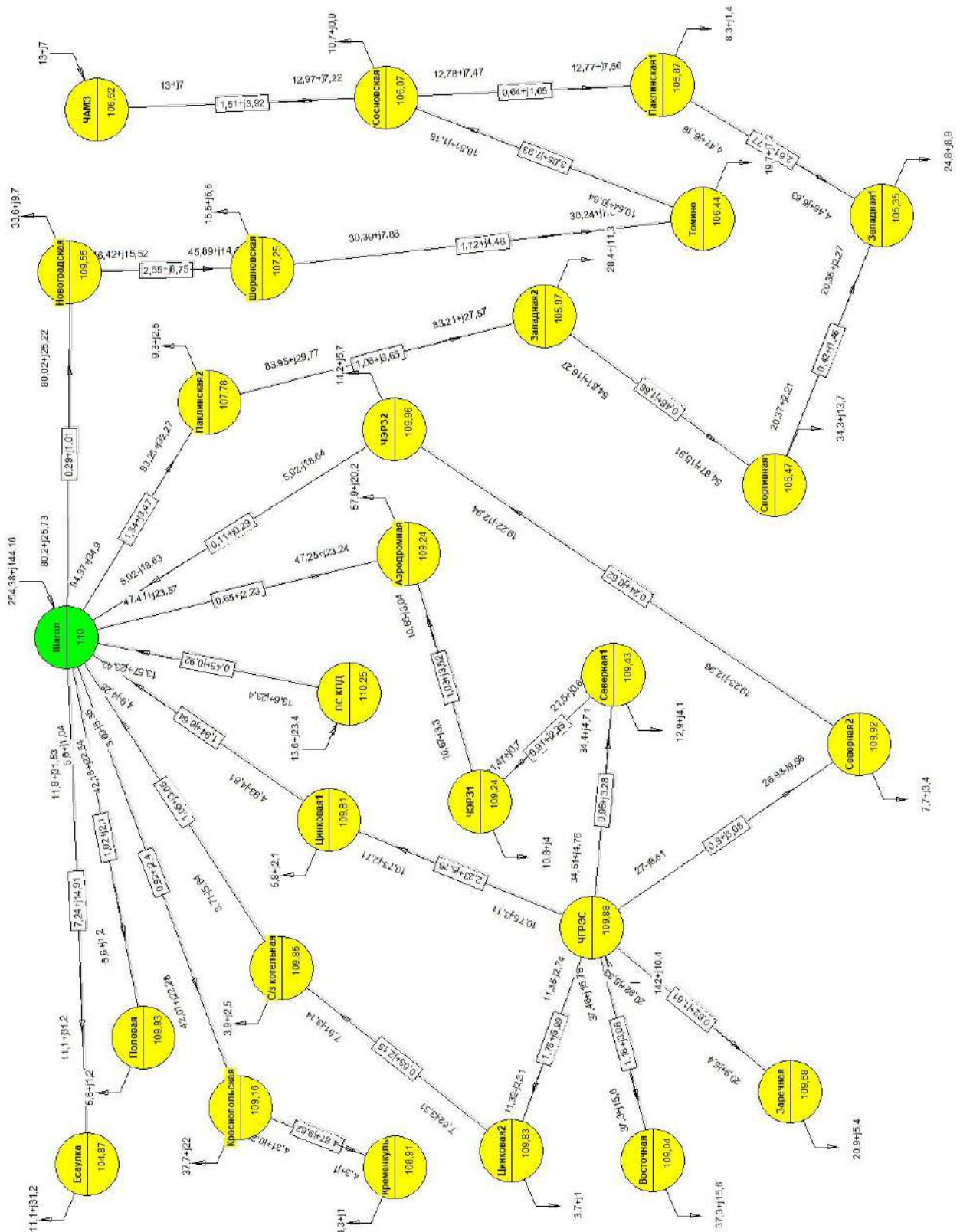


Рисунок 2 – Режим исследуемой сети

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

С помощью расчета в программе NetWorks были получены токи в ветвях. Необходимо провести анализ нагрузки ветвей, выявить перегруженные линии электропередачи. Величины токов представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Токи в ветвях

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм2
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,57	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	42,18	251,27	510	1,358
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	79,98	439,74	610	1,832
5	Новоградская	Шершневская	АС-240/32	46,2	256,06	610	1,067
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	80,28	510	0,434
7	Сосновская	Паклинская1	АС-185/29	12,58	77,61	510	0,42
8	Паклинская1	Западная1	АС-185/29	4,27	38,52	510	0,208
9	Спортивная	Западная1	АС-240/32	20,56	113,48	610	0,473
10	Западная2	Спортивная	АС-240/32	55	313,03	610	1,304
11	Паклинская2	Западная2	АС-240/32	84,14	478,48	610	1,994
12	Шагол	Паклинская2	АС-240/32	94,28	529,29	610	2,205
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭРЗ1	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭРЗ1	АС-185/29	21,5	113,51	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,13	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,35	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,55	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,84	510	1,156
23	ЧЭРЗ2	Шагол	АС-185/29	5,02	101,31	510	0,548
24	Северная2	ЧЭРЗ2	АС-185/29	19,23	121,74	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Шершневская	Томино	АС-185/29	30,18	166,99	510	0,903
28	Томино	Сосновская	АС-185/29	10,34	56,04	510	0,303
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,89	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	4,31	23,04	450	0,154

По данным таблицы 5 видно, что перегруженных ЛЭП нет, следовательно, линии реконструкции не требуют.

2 РАЗРАБОТКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ИСХОДНОЙ ГОРОДСКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

2.1 Выбор номинального напряжения для проектирования сети

В новом варианте схемы необходимо решить следующую задачу: подключить две новые подстанции с разработкой одной из них (через которую будет осуществляться транзит мощности к двум оставшимся подстанциям), а также подключить в исходную сеть одну электростанцию.

Таблица 6 – Потребляемые мощности

Название п/ст	P_n , МВт	Q_n , Мвар
ПС МЗ	29	13,5
ПС Новая	17	5

Предварительный выбор напряжения можно провести по формуле Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}; \quad (10)$$

где $U_{\text{эк}}$ – наивыгоднейшее напряжение в кВ,

L – длина линии в км,

P – передаваемая мощность на одну цепь в МВт.

Подстанция МЗ:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7,4} + \frac{2500}{29}}} = 83 \text{ кВ.}$$

Подстанция Новая:

$$U_{\text{эк1}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{3,2} + \frac{2500}{8,5}}} = 47 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{эк2}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5,6} + \frac{2500}{8,5}}} = 51,3 \text{ кВ.}$$

Предварительная оценка номинального напряжения показала, что номинальное напряжение следует принять равным 110 кВ.

Выбор номинального напряжения электрической сети является в общем случае задачей технико-экономического сравнения различных вариантов. Здесь, как правило, необходимо учитывать затраты не только на линии электропередачи, но и на подстанции.

Поскольку рассматриваемый район электрической сети выполнен на напряжении 110 кВ, номинальное напряжение проектируемых линий принимаем также равным 110 кВ.

2.2 Выбор сечения проводов ЛЭП для новых подстанций

Определим расчетные токи для ЛЭП ПС Новая.

$$S_{\text{Новая}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{17^2 + 5^2} = 17,7 \text{ МВА};$$

В случае отказа одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{Новая}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Новая}}} = \frac{17,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 93 \text{ А};$$

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} \geq \frac{I_{\text{max}}}{1} = 93 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС-95/16.

Определим расчетные токи для ЛЭП ПС МЗ (машиностроительный завод).

$$S_{\text{МЗ}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{29^2 + 13,5^2} = 32 \text{ МВА};$$

В случае отказа одной линии:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{МЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{МЗ}}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 110} = 167 \text{ А};$$

Экономическая площадь сечения провода:

$$F_{\text{эк}} \geq \frac{I_{\text{max}}}{1} = 167 \text{ мм}^2.$$

Выберем провод марки АС-185/29.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		21

2.3 Разработка вариантов развития и их сравнение

Рассмотрим три варианта подключения новых потребителей и электростанции к исходной городской электрической сети. Вводимые объекты необходимо соединить с исходной электрической сетью наикротчайшим путем (так получится сэкономить на возведении линий электропередачи). Полученные в результате расчета данные сведем в таблицы. Проведем анализ токов в ветвях и напряжений в узлах сети. Отметим достоинства и недостатки каждого варианта развития сети. На основании анализа выберем два наилучших варианта для дальнейшего сравнения.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						22
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

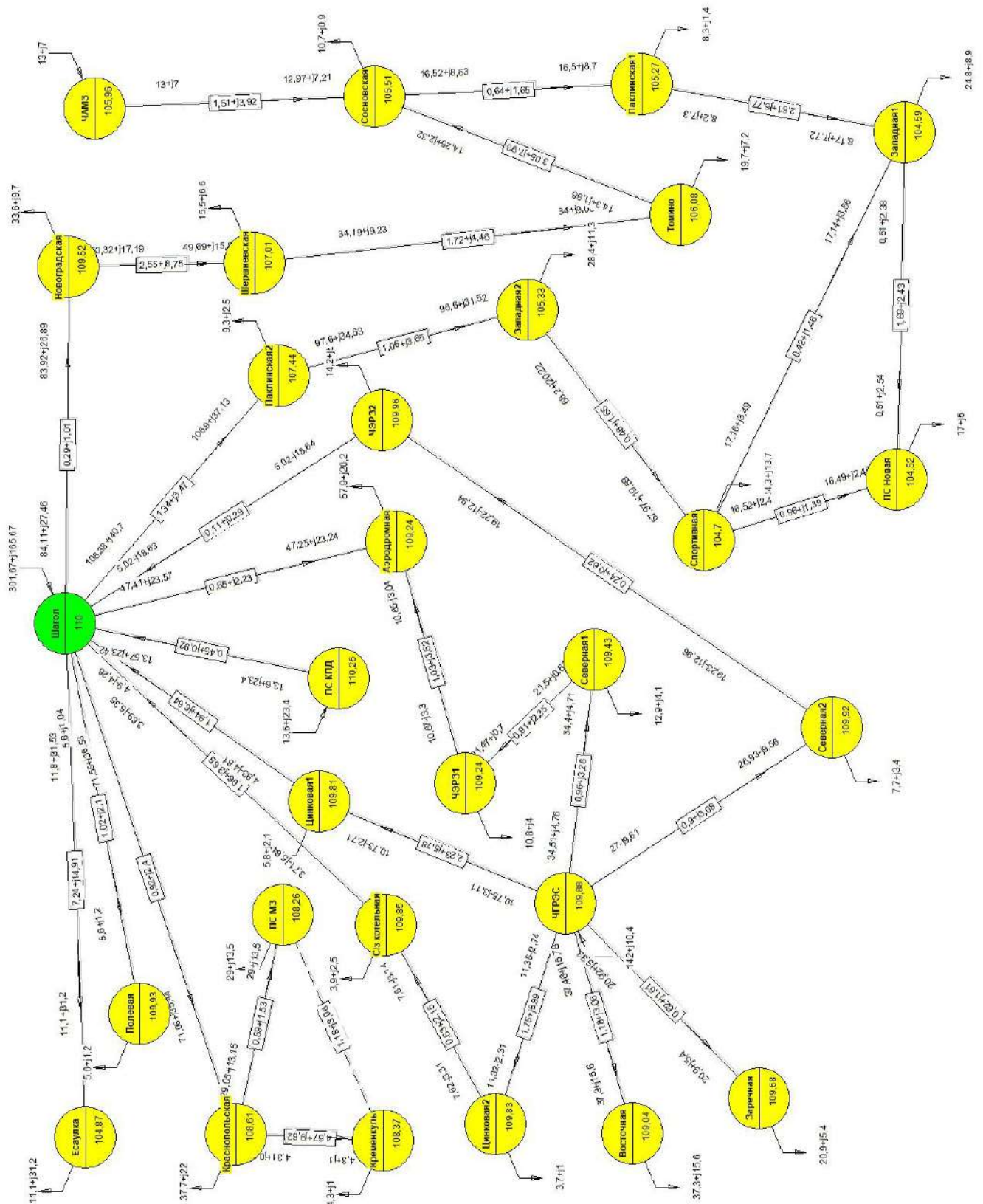


Рисунок 3 – Первый вариант развития сети

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

Таблица 7 – Токи в ветвях первого варианта

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,57	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	71,55	421,89	510	2,28
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	83,85	461,61	610	1,923
5	Новоградская	Шершневецкая	АС-240/32	50,05	277,93	610	1,158
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	80,67	510	0,436
7	Сосновская	Паклинская1	АС-185/29	16,28	98,58	510	0,533
8	Паклинская1	Западная1	АС-185/29	7,96	56,81	510	0,307
9	Спортивная	Западная1	АС-240/32	17,28	97,8	610	0,408
10	Западная2	Спортивная	АС-240/32	68,43	391,44	610	1,631
11	Паклинская2	Западная2	АС-240/32	97,83	557,79	610	2,324
12	Шагол	Паклинская2	АС-240/32	108,24	608,74	610	2,536
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭРЗ1	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭРЗ1	АС-185/29	21,5	113,51	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,13	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,35	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,55	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,84	510	1,156
23	ЧЭРЗ2	Шагол	АС-185/29	5,02	101,31	510	0,548
24	Северная2	ЧЭРЗ2	АС-185/29	19,23	121,74	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Шершневецкая	Томино	АС-185/29	33,95	188,62	510	1,02
28	Томино	Сосновская	АС-185/29	14,07	76,76	510	0,415
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,89	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	4,31	23,16	450	0,154
31	Краснопольская	ПС МЗ	2хАС-185/29	14,53	85,03	510	0,46
32	Кременкуль	ПС МЗ	АС-185/29	-	-	510	0,472
33	Спортивная	ПС Новая	АС-95/16	16,62	92,55	330	0,974
34	ПС Новая	Западная1	АС-95/16	0,4	12,66	330	0,133

Таблица 8 – Напряжения в узлах первого варианта

Номер	Название	Uном, кВ	P, МВт	Q, Мвар	U, кВ	delta, °
0	Есаулка	110	11,1	31,2	104,87	0,28
1	Краснопольская	110	37,7	22	108,61	-0,66
2	Полевая	110	5,6	1,2	109,93	-0,05
3	Новоградская	110	33,6	9,7	109,52	-0,37
4	Шершневецкая	110	15,5	6,6	107,01	-2,3
5	Сосновская	110	10,7	0,9	105,51	-3,53
6	ЧАМЗ	110	-13	-7	105,96	-3,33
7	Паклинская1	110	8,3	1,4	105,27	-3,65
8	Западная1	110	24,8	8,9	104,59	-3,83
9	Спортивная	110	34,3	13,7	104,7	-3,71
10	Западная2	110	28,4	11,3	105,33	-3,17
11	Паклинская2	110	9,3	2,5	107,44	-1,56
12	Аэродромная	110	57,9	20,2	109,24	-0,43
13	ЧЭРЗ1	110	10,8	4	109,24	-0,23
14	Северная1	110	12,9	4,1	109,43	0,01
15	ЧЭРЗ2	110	14,2	5,7	109,96	0,02
16	Цинковая1	110	5,8	2,1	109,81	0,2
17	Восточная	110	37,3	15,6	109,04	0,06
18	Заречная	110	20,9	5,4	109,68	0,38
19	Цинковая2	110	3,7	1	109,83	0,18
20	С/з котельная	110	3,9	2,5	109,85	0,09
21	Шагол	110	-301,67	-165,67	110	0
22	ЧГРЭС	110	-142	-10,4	109,88	0,52
23	Северная2	110	7,7	3,4	109,92	0,09
24	Томино	110	19,7	7,2	106,08	-2,99
25	ПС КПД	110	-13,6	-23,4	110,25	0,01
26	Кременкуль	110	4,3	1	108,37	-0,85
27	ПС МЗ	110	29	13,5	108,26	-0,84
28	ПС Новая	110	17	5	104,52	-3,82

Проведем анализ рассмотренного варианта. Для этого рассмотрим достоинства и недостатки:

1) Напряжения в узлах всей сети удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 4,9%.

2) Для подключения новых ПС к первоначальной сети потребуется провести 3 ЛЭП.

3) Низкая надежность электроснабжения ПС МЗ, так как она соединена с первоначальной сетью только одной ЛЭП.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		25

Второй вариант развития сети:

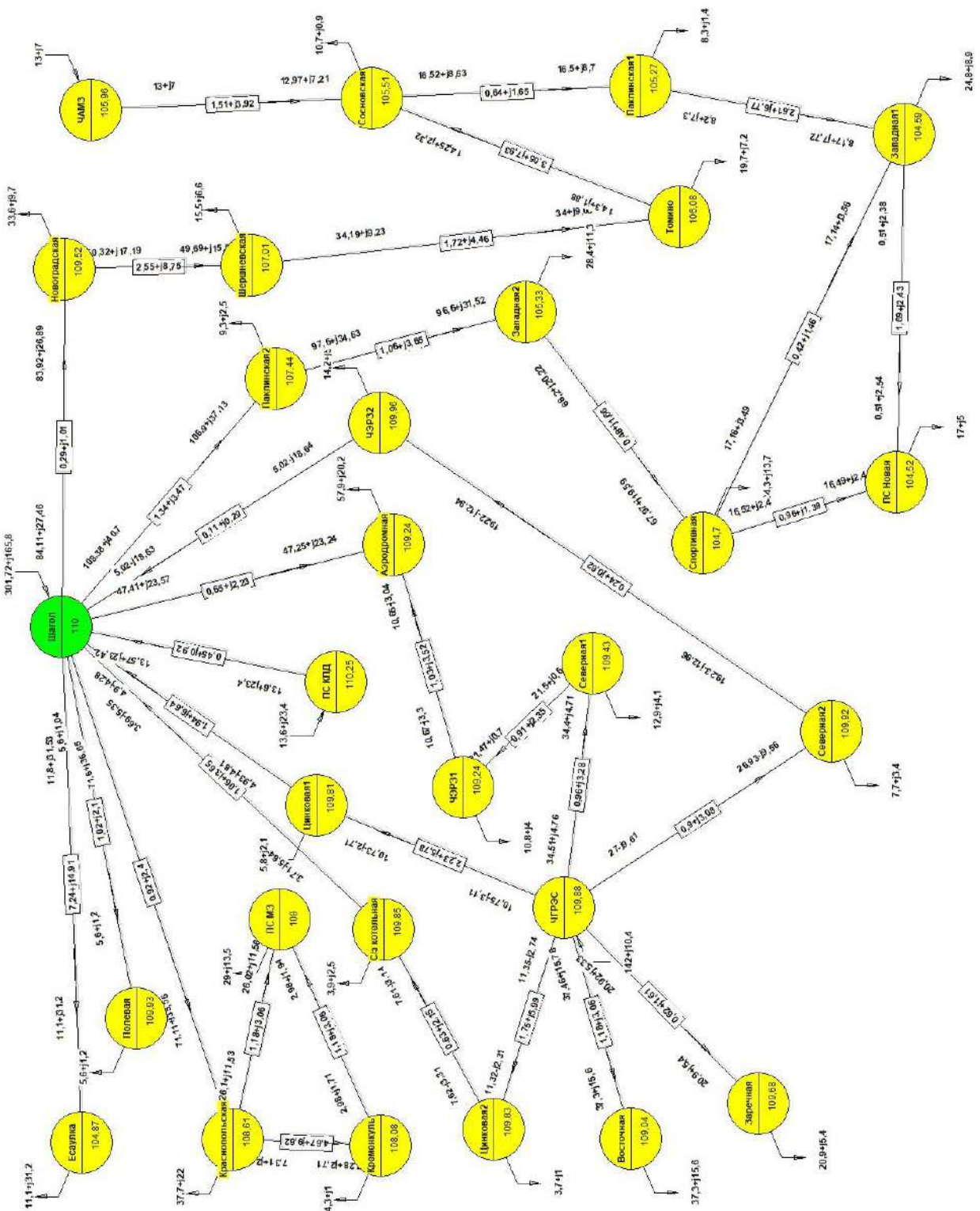


Рисунок 4 – Второй вариант развития сети

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

Таблица 9 – Токи в ветвях второго варианта

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм2
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,57	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	71,6	422,41	510	2,283
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	84,11	464,47	610	1,935
5	Новоградская	Шершневская	АС-240/32	50,31	280,87	610	1,17
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	80,83	510	0,437
7	Сосновская	Паклинская1	АС-185/29	16,52	102,13	510	0,552
8	Паклинская1	Западная1	АС-185/29	8,2	61,13	510	0,33
9	Спортивная	Западная1	АС-240/32	17,16	96,6	610	0,403
10	Западная2	Спортивная	АС-240/32	68,2	389,99	610	1,625
11	Паклинская2	Западная2	АС-240/32	97,59	556,74	610	2,32
12	Шагол	Паклинская2	АС-185/29	108,38	607,88	510	3,286
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭРЗ1	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭРЗ1	АС-185/29	21,5	113,51	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,13	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,35	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,55	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,84	510	1,156
23	ЧЭРЗ2	Шагол	АС-185/29	5,02	101,31	510	0,548
24	Северная2	ЧЭРЗ2	АС-185/29	19,23	121,74	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Шершневская	Томино	АС-185/29	34,19	191,31	510	1,034
28	Томино	Сосновская	АС-185/29	14,3	78,74	510	0,426
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,89	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	7,31	40,87	450	0,272
31	Краснопольская	ПС МЗ	АС-185/29	26,1	151,94	510	0,821
32	Кременкуль	ПС МЗ	АС-185/29	2,98	18,68	510	0,101
33	Спортивная	ПС Новая	АС-95/16	16,52	92,06	330	0,969
34	Западная1	ПС Новая	АС-95/16	0,51	13,89	330	0,146

Таблица 10 – Напряжения в узлах второго варианта

Номер	Название	U _{ном} , кВ	P, МВт	Q, Мвар	U, кВ	delta, °
0	Есаулка	110	11,1	31,2	104,87	0,28
1	Краснопольская	110	37,7	22	108,61	-0,66
2	Полевая	110	5,6	1,2	109,93	-0,05
3	Новоградская	110	33,6	9,7	109,52	-0,37
4	Шершневецкая	110	15,5	6,6	107,01	-2,3
5	Сосновская	110	10,7	0,9	105,51	-3,53
6	ЧАМЗ	110	-13	-7	105,96	-3,33
7	Паклинская1	110	8,3	1,4	105,27	-3,65
8	Западная1	110	24,8	8,9	104,59	-3,83
9	Спортивная	110	34,3	13,7	104,7	-3,71
10	Западная2	110	28,4	11,3	105,33	-3,17
11	Паклинская2	110	9,3	2,5	107,44	-1,56
12	Аэродромная	110	57,9	20,2	109,24	-0,43
13	ЧЭРЗ1	110	10,8	4	109,24	-0,23
14	Северная1	110	12,9	4,1	109,43	0,01
15	ЧЭРЗ2	110	14,2	5,7	109,96	0,02
16	Цинковая1	110	5,8	2,1	109,81	0,2
17	Восточная	110	37,3	15,6	109,04	0,06
18	Заречная	110	20,9	5,4	109,68	0,38
19	Цинковая2	110	3,7	1	109,83	0,18
20	С/з котельная	110	3,9	2,5	109,85	0,09
21	Шагол	110	-301,72	-165,8	110	0
22	ЧГРЭС	110	-142	-10,4	109,88	0,52
23	Северная2	110	7,7	3,4	109,92	0,09
24	Томино	110	19,7	7,2	106,08	-2,99
25	ПС КПД	110	-13,6	-23,4	110,25	0,01
26	Кременкуль	110	4,3	1	108,08	-0,95
27	ПС МЗ	110	29	13,5	108	-0,98
28	ПС Новая	110	17	5	104,52	-3,82

Проведем анализ рассмотренного варианта:

1) Максимальное отклонение напряжения составляет 4,9%, т.е. оно удовлетворяет разрешенному (5%), также, как и в первом варианте.

2) Увеличена надежность электроснабжения ПС МЗ, так как теперь она соединена с первоначальной системой 2 ЛЭП.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		28

3) Увеличение надежности с помощью постройки дополнительных ЛЭП отрицательно сказывается на затратах.

Третий вариант развития сети:

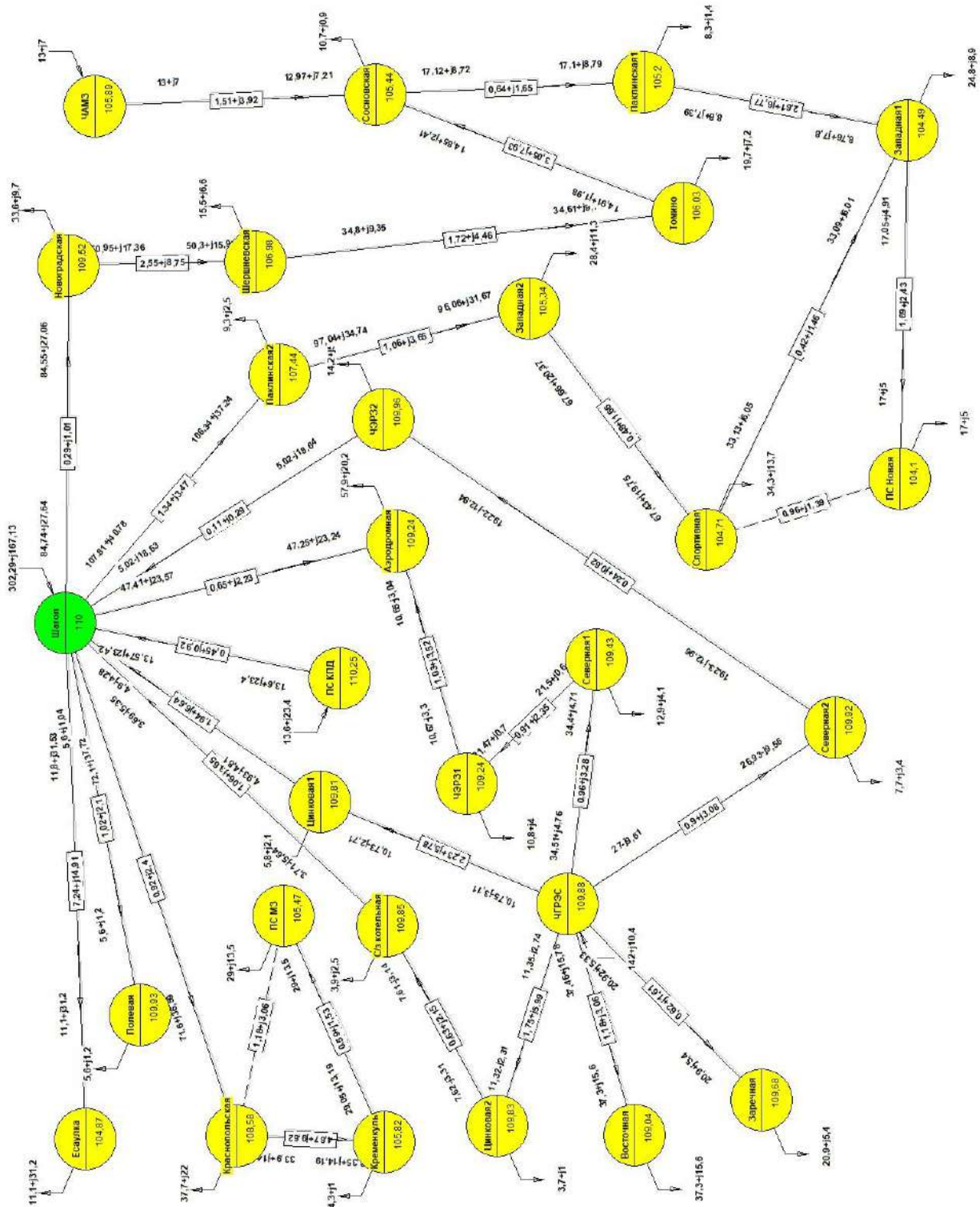


Рисунок 5 – Третий вариант развития сети

Таблица 11 – Токи в ветвях третьего варианта

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм2
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,5	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	72,1	427,3	510	2,31
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	84,74	467,9	610	1,95
5	Новоградская	Шершневецкая	АС-240/32	50,93	284,2	610	1,185
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	80,88	510	0,437
7	Сосновская	Паклинская1	АС-185/29	17,12	105,3	510	0,569
8	Паклинская1	Западная1	АС-185/29	8,8	63,92	510	0,346
9	Спортивная	Западная1	АС-240/32	33,13	185,7	610	0,774
10	Западная2	Спортивная	АС-240/32	67,65	387,3	610	1,614
11	Паклинская2	Западная2	АС-240/32	97,04	554,1	610	2,309
12	Шагол	Паклинская2	АС-240/32	107,8	605,2	610	3,272
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭРЗ1	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭРЗ1	АС-185/29	21,5	113,5	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,1	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,3	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,5	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,8	510	1,156
23	ЧЭРЗ2	Шагол	АС-185/29	5,02	101,3	510	0,548
24	Северная2	ЧЭРЗ2	АС-185/29	19,23	121,7	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Шершневецкая	Томино	АС-185/29	34,8	194,7	510	1,053
28	Томино	Сосновская	АС-185/29	14,91	82,11	510	0,444
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,8	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	33,9	197,0	450	1,313
31	Краснопольская	ПС МЗ	АС-185/29	-	-	510	0,821
32	Кременкуль	ПС МЗ	2хАС-185/29	14,53	87,3	510	0,472
33	Спортивная	ПС Новая	АС-95/16	-	-	330	0,969
34	Западная1	ПС Новая	АС-95/16	17,05	98,15	330	1,033

Таблица 12 - Напряжения в узлах третьего варианта

Номер	Название	U _{ном} , кВ	P, МВт	Q, Мвар	U, кВ	delta, °
0	Есаулка	110	11,1	31,2	104,87	0,28
1	Краснопольская	110	37,7	22	108,58	-0,66
2	Полевая	110	5,6	1,2	109,93	-0,05
3	Новоградская	110	33,6	9,7	109,52	-0,37
4	Шершневская	110	15,5	6,6	106,98	-2,33
5	Сосновская	110	10,7	0,9	105,44	-3,6
6	ЧАМЗ	110	-13	-7	105,89	-3,39
7	Паклинская1	110	8,3	1,4	105,2	-3,72
8	Западная1	110	24,8	8,9	104,49	-3,92
9	Спортивная	110	34,3	13,7	104,71	-3,68
10	Западная2	110	28,4	11,3	105,34	-3,15
11	Паклинская2	110	9,3	2,5	107,44	-1,55
12	Аэродромная	110	57,9	20,2	109,24	-0,43
13	ЧЭРЗ1	110	10,8	4	109,24	-0,23
14	Северная1	110	12,9	4,1	109,43	0,01
15	ЧЭРЗ2	110	14,2	5,7	109,96	0,02
16	Цинковая1	110	5,8	2,1	109,81	0,2
17	Восточная	110	37,3	15,6	109,04	0,06
18	Заречная	110	20,9	5,4	109,68	0,38
19	Цинковая2	110	3,7	1	109,83	0,18
20	С/з котельная	110	3,9	2,5	109,85	0,09
21	Шагол	110	-302,29	-167,13	110	0
22	ЧГРЭС	110	-142	-10,4	109,88	0,52
23	Северная2	110	7,7	3,4	109,92	0,09
24	Томино	110	19,7	7,2	106,03	-3,03
25	ПС КПД	110	-13,6	-23,4	110,25	0,01
26	Кременкуль	110	4,3	1	105,82	-1,94
27	ПС МЗ	110	29	13,5	105,47	-2,13
28	ПС Новая	110	17	5	104,1	-4,1

Проведем анализ рассмотренного варианта:

1) Напряжения в узлах всей сети не удовлетворяют разрешенному отклонению (5%). Максимальное отклонение составляет 6,0%.

2) ПС МЗ и ПС Новая подключены к системе с помощью одной ЛЭП, следовательно надежность электроснабжения уменьшена.

Далее рассмотрим первый и второй вариант развития сети.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		31

2.4 Сравнение двух выбранных вариантов развития сети и выбор наилучшего из них.

Из двух представленных вариантов развития сети 110кВ необходимо выбрать один. Выбор осуществляется на основе технико-экономических расчётов.

Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект [4].

Важнейшим технико-экономическим показателем являются капитальные вложения:

$$k = K_3 \cdot (k_{л} + k_{эс} + k_{пс}); \quad (11)$$

где K_3 – зональный повышающий коэффициент к базисной стоимости электросетевых объектов, для Урала равен примерно 1,15;
 $k_{л}$ – капитальные вложения, необходимые для сооружения ЛЭП;
 $k_{эс}$ – капитальные вложения в сооружение электростанций;
 $k_{пс}$ – капитальные вложения в сооружение подстанций.

Капитальные вложения при сооружении линий состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку, затрат на приобретение опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы.

При этом, капитальные вложения в сооружение электростанций и подстанций для обоих вариантов одинаковы, поэтому учитывать их не будем.

Вторым основным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования в течение одного года:

$$И = И_{л} + И_{эс+пс} + И_{\Delta W} = \frac{p_{л}}{100\%} k_{л} + \frac{p_{об}}{100\%} (k_{эс} + k_{пс}) + И_{\Delta W}; \quad (12)$$

где $p_{л}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП;

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

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						32
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

Так как капитальные вложения в сооружение электростанций и подстанций не учитываются, то и издержки на их обслуживание и ремонт не будут учтены.

Указанные выше технико-экономические показатели позволяют определить приведенные затраты:

$$З = E_n k + И; \quad (13)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капиталовложений.

Пользуясь приведенными выше формулами производится сравнение ранее намеченных вариантов электрической сети района.

Капитальные вложения, необходимые для сооружения ЛЭП взяты из справочной литературы [5].

Стоимость одноцепной ЛЭП 110 кВ на железобетонных свободностоящих промежуточных опорах со сталеалюминевым проводом сечением до 150 мм² – 662,3 тыс. руб/км, сечением 185-240 мм² – 1551 тыс. руб/км.

Для двухцепной ЛЭП 110 кВ со сталеалюминевым проводом сечением до 150 мм² – 971,5 тыс. руб/км, сечением 185-240 мм² – 1068 тыс. руб/км.

Ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание воздушных линий 35 кВ и выше на железобетонных опорах равны 2,8 % от капитальных затрат.

Рассмотрим первый вариант схемы электроснабжения.

Капитальные затраты при первом варианте схемы по формуле (11):

$$k_1 = 1,15 \cdot (1068 \cdot 7,4 + 662,3 \cdot 8,8) = 15791,1 \text{ тыс. руб}$$

Эксплуатационные расходы по формуле (12):

$$И_1 = \frac{p_l}{100} k_l = \frac{2,8\%}{100\%} \cdot 15791,1 = 442,1 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда приведенные затраты в первый вариант схемы электроснабжения:

$$З_1 = 0,15 \cdot 15791,1 + 442,1 = 2810 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим второй вариант схемы электроснабжения.

Капитальные затраты:

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		33

$$k_2 = 1,15 \cdot (662,3 \cdot 8,8 + 1551 \cdot 14,8) = 33100 \text{ тыс. руб}$$

Эксплуатационные расходы:

$$И_2 = \frac{p_l}{100} k_l = \frac{2,8\%}{100\%} \cdot 33100 = 926,8 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты во второй вариант схемы электрической сети:

$$З_2 = 0,15 \cdot 33100 + 926,8 = 5891,8 \text{ тыс. руб.}$$

Сравним полученные значения приведенных затрат:

$$\delta = \frac{|З_1 - З_2|}{(З_1 + З_2)/2} \cdot 100\% = \frac{|2810 - 5891,8|}{(2810 + 5891,8)/2} \cdot 100\% = 70\%$$

Относительная разница затрат много больше, чем 5%. Следовательно окончательный выбор принимается на основе экономических соображений.

Оптимальным принимается первый вариант схемы.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		34

3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов, протекающих по участкам сети; углами расхождения векторов ЭДС и напряжений; потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители.

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных п/ст, режима работы генерирующих источников, условиями обмена мощностями рассматриваемой энергосистемы с соседствующими системами. Ограничимся рассмотрением следующих характерных нормальных режимов:

- Режим максимальных нагрузок;
- Режим минимальных нагрузок;
- Наиболее тяжелый послеаварийный режим.

3.1 Расчет режима максимальных нагрузок

Режим максимальных нагрузок характеризуется повышенным напряжением в узлах сети, а также возникновением потоков мощностей, связанных с наибольшим потреблением электроэнергии. Для расчета режима максимальных нагрузок воспользуемся программой NetWorks. Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 6. Сравним значения полученных токов с допустимыми параметрами исходя их экономической плотности тока $I_{доп} = 1 \text{ А/мм}^2$.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		35

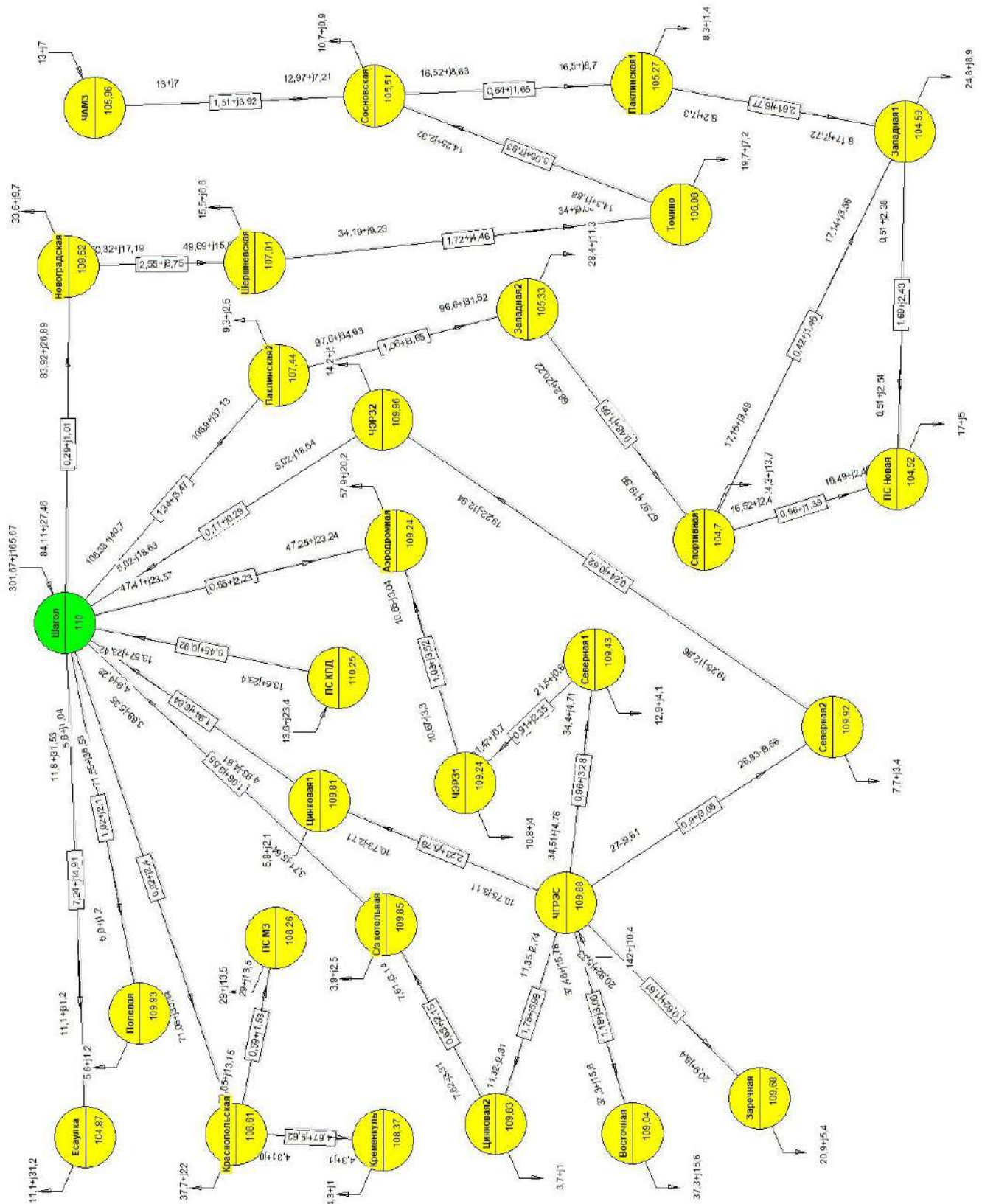


Рисунок 6 – Режим максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

Таблица 13 – Токи в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,57	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	71,55	421,89	510	2,28
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	84,11	464,47	610	1,935
5	Новоградская	Шершневецкая	АС-240/32	50,31	280,87	610	1,17
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	80,83	510	0,437
7	Сосновская	Паклинская1	АС-185/29	16,52	102,13	510	0,552
8	Паклинская1	Западная1	АС-185/29	8,2	61,13	510	0,33
9	Спортивная	Западная1	АС-240/32	17,16	96,6	610	0,403
10	Западная2	Спортивная	АС-240/32	68,2	389,99	610	1,625
11	Паклинская2	Западная2	АС-240/32	97,59	556,74	610	2,32
12	Шагол	Паклинская2	АС-185/29	108,38	607,88	510	3,286
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭР31	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭР31	АС-185/29	21,5	113,51	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,13	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,35	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,55	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,84	510	1,156
23	ЧЭР32	Шагол	АС-185/29	5,02	101,31	510	0,548
24	Северная2	ЧЭР32	АС-185/29	19,23	121,74	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Шершневецкая	Томино	АС-185/29	34,19	191,31	510	1,034
28	Томино	Сосновская	АС-185/29	14,3	78,74	510	0,426
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,89	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	4,31	23,16	450	0,154
31	Краснопольская	ПС МЗ	2хАС- 185/29	14,53	85,03	510	0,46
32	Спортивная	ПС Новая	АС-95/16	16,52	92,06	330	0,969
33	Западная1	ПС Новая	АС-95/16	0,51	13,89	330	0,146

Таблица 14 – Напряжения в узлах в режиме максимальных нагрузок

№	Название	U, кВ	14	Северная1	109,43
0	Есаулка	104,87	15	ЧЭРЗ2	109,96
1	Краснопольская	108,61	16	Цинковая1	109,81
2	Полевая	109,93	17	Восточная	109,04
3	Новоградская	109,52	18	Заречная	109,68
4	Шершневецкая	107,01	19	Цинковая2	109,83
5	Сосновская	105,51	20	С/з котельная	109,85
6	ЧАМЗ	105,96	21	Шагол	110
7	Паклинская1	105,27	22	ЧГРЭС	109,88
8	Западная1	104,59	23	Северная2	109,92
9	Спортивная	104,7	24	Томино	106,08
10	Западная2	105,33	25	ПС КПД	110,25
11	Паклинская2	107,44	26	Кременкуль	108,37
12	Аэродромная	109,24	27	ПС МЗ	108,26
13	ЧЭРЗ1	109,24	28	ПС Новая	104,52

По данным таблиц 13-14 сделаем следующий вывод: Токи в ветвях не превышают допустимых. Отклонение напряжения в узлах сети в режиме максимальных нагрузок не превышает 5%.

3.2 Расчет режима минимальных нагрузок

Режим минимальных нагрузок характеризуется невысоким энергопотреблением. Для расчета режима нагрузки принимаются 0,7 от максимальных. Напряжения не выходят за допустимые пределы (5%).

Анализ загрузки линий проводится не будет, так как в режиме минимальных нагрузок потоки мощности в сети значительно снижаются, а следовательно, токи в линиях будут значительно меньше чем в режиме максимальных нагрузок.

Таблица 15 – Напряжения в узлах в режиме минимальных нагрузок

Номер	Название	U, кВ	14	Северная1	109,83
0	Есаулка	106,5	15	ЧЭР32	109,99
1	Краснопольская	109,04	16	Цинковая1	110,02
2	Полевая	109,95	17	Восточная	109,63
3	Новоградская	109,7	18	Заречная	110,08
4	Шершневская	108,2	19	Цинковая2	110,04
5	Сосновская	107,44	20	С/з котельная	109,99
6	ЧАМЗ	107,89	21	Шагол	110
7	Паклинская1	107,24	22	ЧГРЭС	110,22
8	Западная1	106,6	23	Северная2	110,03
9	Спортивная	106,65	24	Томино	107,66
10	Западная2	107,04	25	ПС КПД	110,25
11	Паклинская2	108,38	26	Кременкуль	108,88
12	Аэродромная	109,53	27	ПС МЗ	108,8
13	ЧЭР31	109,62	28	ПС Новая	106,53

3.3 Расчет послеаварийного режима

Для выявления максимальных значений потоков мощности необходимо рассмотреть особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении либо одной из наиболее нагруженных линий. При этом нагрузки подстанций должны соответствовать максимальному режиму. Отключая по одной линии, мы выявляем такой режим.

Рассматривается аварийный режим, когда отключается линия Шагол-Новоградская. Полученные в результате расчёта в программе Networks данные о загрузке линий представлены в таблице 16.

В таблице 17 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 16 – Данные о загрузке линий в послеаварийном режиме

Линия	УН	УК	Марка	P, МВт	I, А	Iдоп, А	j, А/мм ²
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,57	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	71,55	421,89	510	2,28
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	-	-	610	
5	Шершневская	Новоградская	АС-240/32	34,07	247,15	610	1,03
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	93,71	510	0,507
7	Паклинская1	Сосновская	АС-185/29	70,44	474,16	510	2,563
8	Западная1	Паклинская1	АС-185/29	80,91	525,74	510	2,842
9	Спортивная	Западная1	АС-240/32	82,63	548,99	610	2,287
10	Западная2	Спортивная	АС-240/32	159,14	1007,58	610	4,198
11	Паклинская2	Западная2	АС-240/32	192,03	1185,41	610	4,939
12	Шагол	Паклинская2	АС-185/29	207,47	1237,3	510	6,688
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭР31	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭР31	АС-185/29	21,5	113,51	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,13	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,35	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,55	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,84	510	1,156
23	ЧЭР32	Шагол	АС-185/29	5,02	101,31	510	0,548
24	Северная2	ЧЭР32	АС-185/29	19,23	121,74	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Томино	Шершневская	АС-185/29	50,26	362,34	510	1,959
28	Сосновская	Томино	АС-185/29	72,27	502,94	510	2,719
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,89	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	4,31	23,16	450	0,154
31	Краснопольская	ПС МЗ	2хАС-185/29	14,53	85,03	510	0,46
32	Спортивная	ПС Новая	АС-95/16	40,74	246,13	330	2,591
33	ПС Новая	Западная1	АС-95/16	23,56	141,45	330	1,489

Из таблицы 17 видно, токи в линиях превысили длительно допустимые значения. Рекомендуется произвести реконструкцию следующих линий:

1. 8 (Западная1 – Паклинская1). Провод АС-185/29 заменить на АС-240/32.
2. 10 (Западная2 – Спортивная). Провод АС-240/32 заменить на 2хАС-240/32.
3. 11 (Паклинская2 – Западная2). Провод АС-240/32 заменить на 2хАС-240/32.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		41

4. 12 (Шагол – Паклинская2). Провод АС-185/29 заменить на 2хАС-240/32.

Таблица 17 – Данные о нагрузке линий в послеаварийном режиме с реконструкцией линий

Линия	УН	УК	Марка	Р, МВт	I, А	Идоп, А	j, А/мм ²
1	Шагол	Есаулка	АС-150/24	11,8	179,57	450	1,197
2	Шагол	Краснопольская	АС-185/29	71,55	421,89	510	2,28
3	Шагол	Полевая	АС-150/24	5,6	29,99	450	0,2
4	Шагол	Новоградская	АС-240/32	-	-	610	
5	Шершневецкая	Новоградская	АС-240/32	34,01	227,98	610	0,95
6	ЧАМЗ	Сосновская	АС-185/29	13	87,96	510	0,475
7	Паклинская1	Сосновская	АС-185/29	69,87	438,51	510	2,37
8	Западная1	Паклинская1	АС-185/29	80,03	487,06	510	2,633
9	Спортивная	Западная1	АС-2х240/32	86,36	541,42	1220	1,128
10	Западная2	Спортивная	2хАС-240/32	157,14	943,61	1220	1,966
11	Паклинская2	Западная2	2хАС-240/32	187,52	1113,54	1220	2,32
12	Шагол	Паклинская2	2хАС-240/32	198,85	1164,19	1220	2,425
13	Шагол	Аэродромная	АС-240/32	47,41	278,1	610	1,159
14	ЧЭРЗ1	Аэродромная	АС-240/32	10,66	58,77	610	0,245
15	Северная1	ЧЭРЗ1	АС-185/29	21,5	113,51	510	0,614
16	ЧГРЭС	Северная1	АС-240/32	34,5	183,13	610	0,763
17	ЧГРЭС	Северная2	АС-240/32	26,99	150,35	610	0,626
18	С/з котельная	Шагол	АС-240/32	3,7	34,79	610	0,145
19	Цинковая2	С/з котельная	АС-240/32	7,61	43,45	610	0,181
20	ЧГРЭС	Цинковая2	АС-240/32	11,35	61,04	610	0,254
21	ЧГРЭС	Заречная	АС-185/29	20,92	113,55	510	0,614
22	ЧГРЭС	Восточная	АС-185/29	37,46	213,84	510	1,156
23	ЧЭРЗ2	Шагол	АС-185/29	5,02	101,31	510	0,548
24	Северная2	ЧЭРЗ2	АС-185/29	19,23	121,74	510	0,658
25	Цинковая1	Шагол	АС-240/32	4,92	35,17	610	0,147
26	ЧГРЭС	Цинковая1	АС-185/29	10,75	58,49	510	0,316
27	Томино	Шершневецкая	АС-185/29	50,09	334,56	510	1,808
28	Сосновская	Томино	АС-185/29	71,77	465,17	510	2,514
29	ПС КПД	Шагол	АС-150/24	13,6	141,89	450	0,946
30	Краснопольская	Кременкуль	АС-150/24	4,31	23,16	450	0,154
31	Краснопольская	ПС МЗ	2хАС-185/29	14,53	85,03	510	0,46
32	Спортивная	ПС Новая	АС-95/16	35,84	203,22	330	2,139
33	ПС Новая	Западная1	АС-95/16	18,72	106,25	330	1,118

Таблица 18 – Данные о напряжениях в узлах сети

Номер	Название	U, кВ	14	Северная1	109,43
0	Есаулка	104,87	15	ЧЭРЗ2	109,96
1	Краснопольская	108,61	16	Цинковая1	109,81
2	Полевая	109,93	17	Восточная	109,04
3	Новоградская	88,42	18	Заречная	109,68
4	Шершневецкая	90,38	19	Цинковая2	109,83
5	Сосновская	96,82	20	С/з котельная	109,85
6	ЧАМЗ	97,31	21	Шагол	110
7	Паклинская1	97,69	22	ЧГРЭС	109,88
8	Западная1	101,69	23	Северная2	109,92
9	Спортивная	102,36	24	Томино	92,18
10	Западная2	103,53	25	ПС КПД	110,25
11	Паклинская2	106,72	26	Кременкуль	108,37
12	Аэродромная	109,24	27	ПС МЗ	108,26
13	ЧЭРЗ1	109,24	28	ПС Новая	101,97

Напряжения в узлах в послеаварийном режиме превышают допустимое отклонение. Рекомендуемое мероприятие для увеличения напряжения в узлах – это добавление реактивной мощности вблизи этих подстанций. Решением этой задачи является установка БСК-110-52УХЛ1 на подстанции Томино. Регулируем БСК на выделение в систему 52 МВАр. Этого будет достаточно, чтобы вернуть значения напряжений в допустимую область.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		43

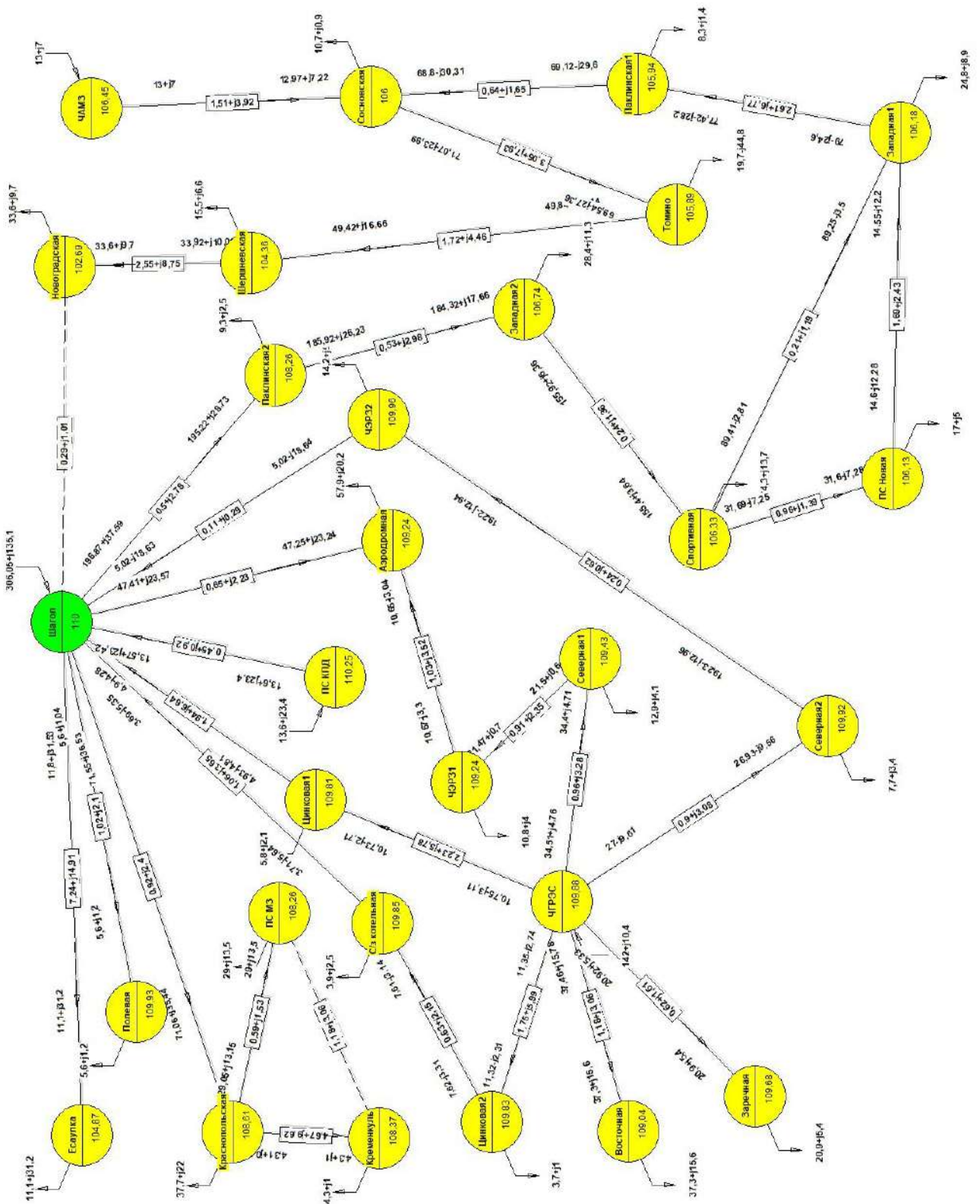


Рисунок 8 – Карта послеаварийного режима

Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

Таблица 19 – Напряжение в узлах в послеаварийном режиме с добавлением БСК

Номер	Название	U, кВ	14	Северная1	109,43
0	Есаулка	104,87	15	ЧЭР32	109,96
1	Краснопольская	108,61	16	Цинковая1	109,81
2	Полевая	109,93	17	Восточная	109,04
3	Новоградская	102,69	18	Заречная	109,68
4	Шершневецкая	104,36	19	Цинковая2	109,83
5	Сосновская	106	20	С/з котельная	109,85
6	ЧАМЗ	106,45	21	Шагол	110
7	Паклинская1	105,94	22	ЧГРЭС	109,88
8	Западная1	106,18	23	Северная2	109,92
9	Спортивная	106,33	24	Томино	105,89
10	Западная2	106,74	25	ПС КПД	110,25
11	Паклинская2	108,26	26	Кременкуль	108,37
12	Аэродромная	109,24	27	ПС МЗ	108,26
13	ЧЭР31	109,24	28	ПС Новая	106,13

Из таблицы 19 видно, что напряжение во всех узлах вернулось в допустимую область значений.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		45

4 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ

4.1 Выбор схемы соединений основного оборудования

Согласно заданию на курсовой проект, число вводов равно 2, число, сторона СН отсутствует, число отходящих линий на стороне НН равно 10.

В связи с этим получаем структурную схему.

4.2 Определение потоков мощности

Мощность нагрузки согласно заданию равна $32 \text{ МВ} \cdot \text{А}$. Категория электроприёмников вторая. Поэтому на каждого потребителя идёт 2 линии. Суммарное число линий на стороне НН равно 10.

Определим мощность, протекаемую по каждой линии в нормальном режиме, исходя из того условия, что вся нагрузка распределена равномерно:

$$S_{\text{лнагр1}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{10} = \frac{32 \cdot 10^6}{10} = 3,2 \cdot 10^6 \text{ В} \cdot \text{А} = 3,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Транзитная мощность равна $25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и протекает по 1 линии.

Что же касается мощности на вводе, то она равна:

$$\dot{S}_{\text{ВВ}} = \dot{S}_{\text{нагр}} = 32 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число линий на вводе равно 2. Найдём мощность, протекаемую по каждой линии в нормальном режиме:

$$S_{\text{ВВ1л}} = \frac{S_{\text{ВВ}}}{2} = \frac{32 \cdot 10^6}{2} = 16 \cdot 10^6 \text{ В} \cdot \text{А} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

4.3 Выбор трансформаторов

Поскольку принята вторая категория надёжности электроприёмников, то количество трансформаторов примем равным 2 ($n = 2$).

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при отключении одного из них (плановом или аварийном) оставшийся в работе трансформатор обеспечивает нормальное электроснабжение потребителей, если его загрузка

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		46

согласно ПУЭ не превышает 40% [2]. В большинстве случаев такой режим для трансформаторов подстанций обеспечивается, если в нормальном режиме трансформатор загружен на 65 ... 70% во время максимума нагрузки подстанции. Коэффициент загрузки k_z трансформатора в нормальном режиме определяется по следующей формуле.

$$k_z = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.тр.}} \cdot n}$$

Коэффициент перегрузки при отключении одного трансформатора находится по формуле:

$$k_{\text{п}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.тр.}} \cdot (n - 1)}$$

Коэффициент перегрузки не должен превышать значения 1,4, тогда получаем формулу для нахождения номинальной мощности трансформатора:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\text{нагр}}}{k_{\text{п}}} \geq \frac{S_{\text{нагр}}}{1,4} \geq \frac{32 \text{ МВ} \cdot \text{А}}{1,4} \geq 22,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выберем трансформатор со стандартным значением: ТДН-25000/110 У(ХЛ)1 с РПН $\pm 16\%$ ($\pm 9 \times 1,78\%$).

4.4 Выбор линий электропередач

Сечение проводов ЛЭП выбираем по экономической плотности тока $j_э$ и по максимальному значению тока I в линии при нормальном режиме работы сети. Значения $j_э$ приведены в ПУЭ в зависимости от марки проводов и времени использования наибольшей нагрузки $T_{\text{НБ}}$. Для проводов $T_{\text{НБ}} > 5000$ ч экономическая плотность тока $j_э = 1 \text{ А/мм}^2$ [2].

Поскольку подстанция проектируется для машиностроительного завода, который можно отнести к «энергоёмкому производству», то $T_{\text{НБ}}$, действительно, больше 5000 ч.

Экономически выгодное сечение провода $F_э$ для линии определяется по формуле:

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		47

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{л}}}{j_{\text{э}}}$$

Определим экономически выгодное сечение проводов на стороне ВН. Необходимо отметить, что на стороне ВН проектируем ВЛ, число линий ввода равно 2. Определим ток в каждой линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{ЛВВ.н.р.}} = \frac{S_{\text{ВВ1Л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{16 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 84 \text{ А.}$$

После этого определяем экономическое сечение:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{ЛВВ.н.р.}}}{j_{\text{э}}} = \frac{84}{1} = 84 \text{ мм}^2.$$

Теперь нужно округлить полученное значение до ближайшего стандартного. Кроме того, следует учесть, что для ЛЭП 110 кВ должна соблюдаться проверка по короне, согласно данной проверке, минимальное сечение для ЛЭП 110 кВ составляет 70 мм². Таким образом, принимаем сечение провода равным 95 мм², а сам провод АС-95/16. Длительно допустимый ток для провода данного сечения равен 330 А [1].

Также определим ток в каждой линии в послеаварийном режиме, чтобы сделать проверку по допустимому току, предположив обрыв одной из двух вводных линий:

$$I_{\text{ЛВВ.па.р.}} = \frac{S_{\text{ВВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 168 \text{ А.}$$

Ток 168 А меньше длительно допустимого тока для провода данного сечения, следовательно, принимаем окончательно провод для двух вводных линий АС-95/16.

Определим экономически выгодное сечение проводов на стороне НН. Число линий, отходящих к нагрузке, равно 10. Определим ток в каждой линии в нормальном режиме:

$$I_{\text{Лнагр.н.р.}} = \frac{S_{\text{Лнагр1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{3,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 176 \text{ А.}$$

После этого определяем экономическое сечение:

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						48
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$F_{\Sigma} = \frac{I_{\text{Лнагр.н.р.}}}{j_{\Sigma}} = \frac{176}{1} = 176 \text{ мм}^2.$$

Теперь нужно округлить полученное значение до ближайшего стандартного. На стороне НН спроектируем КЛ. Таким образом, возьмём три трёхжильных кабеля с сечением жилы равным 50 мм^2 , а сам кабель ААШв-50. Длительно допустимый ток для кабеля данного сечения при прокладке в земле равен 140 А [1].

С учетом того, что кабеля три получаем:

$$I_{\text{Лнагр.н.р.1каб}} = \frac{I_{\text{Лнагр.н.р.}}}{3} = \frac{176}{3} = 58,7 \text{ А.}$$

Также определим ток в каждой линии в послеаварийном режиме, чтобы сделать проверку по допустимому току, предположив обрыв одной из двух линий:

$$I_{\text{Лнагр.па.р.}} = \frac{2 \cdot S_{\text{Лнагр1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{2 \cdot 3,2 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 352 \text{ А.}$$

С учетом того, что кабеля три получаем:

$$I_{\text{Лнагр.па.р.1каб}} = \frac{I_{\text{Лнагр.па.р.}}}{3} = \frac{352}{3} = 117,3 \text{ А.}$$

Ток 103 А меньше длительно допустимого тока для кабеля данного сечения, следовательно, принимаем окончательно кабель для линий нагрузки ААШв-50 [1].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						49
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ

5.1 Выбор схем распределительных устройств

На стороне ВН примем схему: два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Поскольку число линий невелико; напряжение 110 кВ, что входит в область применения данной схемы. Кроме того, она обеспечивает требуемую степень надежности (вторая категория) питания потребителей, возможность производства ремонтных работ, простоту, наглядность, экономическую целесообразность.

На стороне НН примем схему: одна секционированная система сборных шин. Поскольку имеется множество отходящих линий; напряжение 10,5 кВ, что входит в область применения данной схемы. Кроме того, она обеспечивает требуемую степень надежности (вторая категория) питания потребителей, возможность производства ремонтных работ, перспективу развития и возможность расширения, простоту, наглядность, экономическую целесообразность.

5.2 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Токи в каждой линии в нормальном и послеаварийном режимах на стороне ВН определены ранее:

$$I_{ЛВВ.н.р.} = 150 \text{ А};$$

$$I_{ЛВВ.па.р.} = I_{ЛВВ.мах} = 299 \text{ А}.$$

Важно отметить, что ток в нормальном режиме в то же время является и максимальным.

Токи в каждой линии в нормальном и послеаварийном режимах на стороне НН определены ранее:

$$I_{Лнагр.н.р.} = 176 \text{ А};$$

$$I_{Лнагр.н.р.1каб} = 58,7 \text{ А};$$

$$I_{Лнагр.па.р.} = 352 \text{ А};$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		50

$$I_{\text{Лнагр.па.р.1каб}} = 117,3 \text{ А.}$$

Через каждый трансформатор в нормальном режиме ток от половины мощности нагрузки, или 0,7 от номинальной мощности трансформатора:

$$I_{\text{тр.вн}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 118 \text{ А;}$$

$$I_{\text{тр.нн}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{0,7 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 1232 \text{ А.}$$

Также определим ток в каждом трансформаторе в послеаварийном режиме, предположив отключение одного из двух:

$$I_{\text{тр.вн.па}} = I_{\text{тр.вн.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{1,4 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 235 \text{ А.}$$

Ток в цепи на каждую полусекцию исправного трансформатора:

$$I_{\text{тр.нн.па}} = I_{\text{тр.нн.мах}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{персп.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{1,4 \cdot 32 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 2463 \text{ А.}$$

5.3 Расчет токов короткого замыкания

Трансформаторы работают отдельно. Составляется схема замещения. Все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности $S_{\text{б}} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $X_{\text{с}} = 0,018$. Расчетное сопротивление трансформаторов:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{12,5 \cdot 100 \cdot 10^6}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,5;$$

$$I_{\text{б.110}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср1}}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 502 \text{ А;}$$

$$I_{\text{б.10,5}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср2}}} = \frac{100 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 5499 \text{ А;}$$

$$I_{\text{кзвн}} = I_{\text{п.овн}} = \frac{I_{\text{б.110}}}{X_{\text{с}}} = \frac{502}{0,018} = 27,9 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{кзнн}} = I_{\text{п.онн}} = \frac{I_{\text{б.10,5}}}{X_{\text{с}} + X_{\text{тр}}} = \frac{5499}{0,018 + 0,5} = 10,6 \text{ кА.}$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		51

Ударные коэффициенты для расчёта ударных токов берем из табл. 20.
Ударный коэффициент для стороны ВН равен 1,64, а для стороны НН – 1,8.

Таким образом,

$$i_{увн} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.овн} = \sqrt{2} \cdot 1,64 \cdot 27,9 = 64,7 \text{ кА};$$

$$i_{унн} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.онн} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,6 = 27 \text{ кА}.$$

Таблица 20 – Значения постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания и ударного коэффициента

Элементы и части энергосистемы	$T_a, \text{ с}$	k_y
Турбогенераторы мощностью:		
12...60 МВт	0,16...0,25	1,94...1,955
100...1000 МВт	0,4...0,54	1,975...1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора:		
6,3 кВ	0,2	1,95
10 кВ	0,15	1,935
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов:		
100...200 МВт	0,26	1,965
300 МВт	0,32	1,977
500 МВт	0,35	1,983
800 МВт	0,3	1,967
Система, связанная с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением:		
35 кВ	0,02	1,608
110...150 кВ	0,02...0,03	1,608...1,717
220...330 кВ	0,03...0,04	1,717...1,78
500...750 кВ	0,06...0,08	1,85...1,895
Система, связанная со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью:		
80 МВА в единице и выше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80 МВА в единице	0,05...0,1	1,82...1,904
5,6...32 МВА в единице	0,02...0,06	1,6...1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током:		
1000 А и выше	0,23	1,956
630 А и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети напряжением 6...10 кВ	0,01	1,369

5.4 Ограничение токов короткого замыкания

Секционный выключатель на шинах 6 ... 10 кВ понизительных подстанций принят нормально отключенным для ограничения токов короткого замыкания и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов. Как результат, на стороне НН имеем 2 полусекции [3].

5.5 Выбор коммутационных аппаратов, ТВЧ, изоляторов, средств контроля и измерений

При выборе выключателей необходимо уделить внимание таким параметрам, как номинальное напряжение и номинальный ток, более того, важно, чтобы ток отключения был больше, чем периодическая составляющая трёхфазного короткого замыкания, аperiodическая составляющая в отключаемом токе для времени τ была больше, чем аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы, ток электродинамической стойкости (наибольший пик) $i_{дин}$ был больше ударного тока, ток электродинамической стойкости (начальное действующее значение) $I_{дин}$ был больше значения тока короткого замыкания в начальный момент времени $I_{п.о}$, а также произведение квадрата тока термической стойкости и времени протекания тока было больше теплового импульса, выделяемого током короткого замыкания.

Постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания берём из табл. 20. Для стороны ВН: $T_{a.вн} = 0,025$ с. На стороне ВН выберем элегазовый выключатель ВГУ-110-45/3150. Согласно каталожным данным, полное время отключения данного выключателя равно 0,055 с, а собственное время отключения равно 0,025 с. Процентное содержание аperiodической составляющей равно 45% ($\beta_{ном}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,1 с. Таким образом:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с;}$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		53

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.овн} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a.вн}}} = \sqrt{2} \cdot 27,9 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,025}} = 9,7 \text{ кА};$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \cdot 45 = 28,6 \text{ кА};$$

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{п.в.} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с};$$

$$B_k = I_{п.овн}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a.вн}) = 27,9^2 \cdot (0,155 + 0,025) = 140 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{отк.ном} > I_{п.овн};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_k;$$

$$i_{a.ном} > i_{a.\tau};$$

$$I_{дин} > i_{увн};$$

$$I_{дин} > I_{п.овн}.$$

При выборе разъединителей необходимо уделить внимание таким параметрам, как номинальное напряжение и номинальный ток, а также важно, ток электродинамической стойкости $I_{дин}$ был больше ударного тока, а также произведение квадрата тока термической стойкости и времени протекания тока было больше теплового импульса, выделяемого током короткого замыкания.

Выберем разъединитель РПД-110/1000. Данные о разъединителе сведены в табл.

21. Необходимые расчёты и полученные соотношения представлены ниже:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{дин} > i_y;$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_k.$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		54

Таблица 21 – Данные о выключателе, разъединителе и расчётных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГУ-110-45/3150	Разъединитель РПД-110/1000
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 235 \text{ А}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.т} = 27,9 \text{ кА}$	$I_{отк} = 45 \text{ кА}$	–
$i_{а.т} = 9,7 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 28,6 \text{ кА}$	–
$I_{п.о} = 27,9 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 40 \text{ кА}$	–
$i_y = 64,7 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 140 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Постоянную времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания для стороны НН берём: $T_{а.нн} = 0,04 \text{ с}$. На стороне НН выберем для отходящих линий вакуумный выключатель ВВЭ-10-31,5/630У3. Согласно каталожным данным, полное время отключения данного выключателя равно 0,075 с, а собственное время отключения равно 0,055 с. Процентное содержание аperiodической составляющей равно 50% ($\beta_{ном}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,5 с.

Таким образом:

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.онн} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{а.нн}}} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,04}} = 3 \text{ кА};$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot \frac{50}{100} \cdot 31,5 = 22,3 \text{ кА};$$

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{п.в.} = 0,5 + 0,075 = 0,575 \text{ с};$$

$$B_k = I_{п.онн}^2 \cdot (t_{отк} + T_{а.нн}) = 10,6^2 \cdot (0,575 + 0,04) = 69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{отк.ном} > I_{п.онн};$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} > B_k;$$

$$i_{а.ном} > i_{а.т};$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{унн}};$$

$$I_{\text{дин}} > I_{\text{п.онн}}.$$

Также на стороне НН выберем в качестве вводных выключателей вакуумные выключатели ВВЭ-10-31,5/3150У3. Согласно каталожным данным, полное время отключения данного выключателя равно 0,075 с, а собственное время отключения равно 0,055 с. Процентное содержание апериодической составляющей равно 22,5% ($\beta_{\text{ном}}$). Кроме того, важно отметить то, что время действия основной защиты трансформатора равно 0,5 с. Таким образом:

$$\tau = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.онн}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а.нн}}}} = \sqrt{2} \cdot 10,6 \cdot e^{-\frac{0,065}{0,04}} = 3 \text{ кА};$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100} \cdot I_{\text{отк}} = \sqrt{2} \cdot \frac{22,5}{100} \cdot 31,5 = 10 \text{ кА};$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{п.в.}} = 0,5 + 0,075 = 0,575 \text{ с};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.онн}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а.нн}}) = 10,6^2 \cdot (0,575 + 0,04) = 69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{отк.ном}} > I_{\text{п.онн}};$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} > B_{\text{к}};$$

$$i_{\text{а.ном}} > i_{\text{а.т}};$$

$$i_{\text{дин}} > i_{\text{унн}};$$

$$I_{\text{дин}} > I_{\text{п.онн}}.$$

Данные о выключателе и расчётных данных сведены в табл. 22.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		56

Таблица 22 – Данные о выключателях и расчётных данных

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВВЭ-10-31,5/630У3	Выключатель ВВЭ-10-31,5/3150У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 0,3 \text{ и } 2,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{п.т} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{а.т} = 3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 22,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 10 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 10,6 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 27 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с данным выключателем. Проверка разъединителей КРУ не производится. Выберем КРУ К-105/3150.

В цепи отходящей линии 10 кВ установим трансформатор тока типа ТЛК-10/400У3. На линии 10 кВ устанавливаются: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии.

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 23.

Таблица 23 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТЛК-10/400У3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 352 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$
$i_y = 27 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (табл. 24).

Таблица 24 – Нагрузка по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Счётчик активной энергии	СА3-И674	2,5	–	2,5
Счётчик реактивной энергии	СР4-И689	2,5	–	2,5
Итого		5,5	–	5,0

Из табл. 24 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А.

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 равна 0,4 Ом.

В цепи вводного выключателя выберем трансформатор тока ТШЛ-10/3000У3. Вторичная номинальная нагрузка данного трансформатора тока в классе точности 0,5 равна 0,8 Ом. Общее сопротивление приборов также равно 0,22 Ом. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 25.

Таблица 25 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные
	ТШЛ-10/3000У3
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{1\text{ном}} = 3 \text{ кА}$
$i_y = 27,2 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$

В цепи линии 110 кВ установим трансформатор тока наружной установки типа TG-145. На линии 110 кВ устанавливаются: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии.

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 26.

Таблица 26 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчётные данные	Каталожные данные
	TG-145
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 235 \text{ А}$	$I_{1ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 64,7 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 140 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (табл. 27).

Таблица 27 – Нагрузка по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В · А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Счётчик активной энергии	СА3-И674	2,5	–	2,5
Счётчик реактивной энергии	СР4-И689	2,5	–	2,5
Итого		5,5	–	5,0

Из табл. 27 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка данного трансформатора тока в классе точности 0,5 равна 0,4 Ом.

Выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 10 кВ. Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю.

Выберем трансформаторы напряжения 3×ЗНОЛ.06-10УЗ, $U_{ном} = 10$ кВ, $S_{ном} = 75$ В·А в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции. Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ [2].

Подсчёт вторичной нагрузки приведён в табл. 28.

Таблица 28 – Подсчёт вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число Обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, Вар	
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	2	4	–	
Ваттметр Счётчик активный Счётчик реактивный	Ввод 10 кВ от трансформатора	Д-335 САЗ-	1,5	2	1	0	1	3	–
		И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счётчик активный Счётчик реактивный	Линии 10 кВ	САЗ-И674	3 Вт	2	0,38	0,925	5	30	72,5
		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	5	30	72,5
Итого							79	174	

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{79^2 + 174^2} = 191 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Три трансформатора напряжения ЗНОЛ.06-10У3, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5. Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10У3 (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

Выбор трансформатора напряжения на стороне ВН. Выберем 3×ЗНОГ-110-82У3, $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$, $S_{\text{НОМ}} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$ в классе точности 0,5. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ [2].

Подсчёт вторичной нагрузки приведён в табл. 29.

Таблица 29 – Подсчёт вторичной нагрузки

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число Обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность		
							P, Вт	Q, Вар	
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	2	4	–	
Ваттметр Счётчик активный Счётчик реактивный	Ввод 10 кВ от трансформатора	Д-335 СА3-	1,5	2	1	0	1	3	–
		И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счётчик активный Счётчик реактивный	Линии 10 кВ	СА3-И674	3 Вт	2	0,38	0,925	5	30	72,5
		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	5	30	72,5
Итого							79	174	

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{79^2 + 174^2} = 191 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Три трансформатора напряжения ЗНОГ-110-82УЗ, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 400 = 1200 \text{ В} \cdot \text{А}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Выбор соединения силового трансформатора с КРУ-10 кВ. Соединение может осуществляться гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. Расчётные токи продолжительных режимов (предполагается установка перспективного трансформатора) определены ранее: в случае установки перспективного трансформатора (мощность $32 \text{ МВ} \cdot \text{А}$), имеем: через каждый трансформатор в нормальном режиме ток равен:

$$I_{\text{тр.нн}} = 1232 \text{ А}.$$

Ток в каждом трансформаторе в послеаварийном режиме, предположив отключение одного из двух, равен:

$$I_{\text{тр.нн.па}} = I_{\text{тр.нн.мах}} = 2463 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции. Принимаем двухполосные шины $120 \times 8 \text{ мм}^2$, допустимый ток $I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{тр.нн.мах}} = 2463 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{70}}{91} = 92 \text{ мм}^2,$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя отходящей линии;

C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно $91 \frac{\text{А} \cdot \text{с}^{\frac{1}{2}}}{\text{мм}^2}$.

$$F_{\text{min}} = 92 \text{ мм}^2 < 960 \text{ мм}^2.$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		62

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{F}}$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{F}}$$

Если шины расположены горизонтально, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{1,2 \cdot 8^3}{12} = 51,2 \text{ см}^4;$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{51,2}{9,6}} = 2 \text{ м}^2;$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1,42 \text{ м.}$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,2 м, расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определяем напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 78^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2^2}{0,8 \cdot 12,8} = 15 \text{ МПа};$$

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1,2 \cdot 8^2}{6} = 12,8 \text{ см}^3;$$

что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 90$ МПа. Таким образом, шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные штыревые изоляторы наружной установки ОНШ-10-5-1У(ХЛ)1 на $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{разр}} = 5000$ Н.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 64,7^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2}{0,8} = 1088 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = 1581 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н.}$$

Изоляторы проходят по механической прочности [2].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		63

6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

6.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, освещение, электроотопление помещений, электроподогрев коммутационной аппаратуры высокого напряжения и шкафов, установленных на открытом воздухе, связь, сигнализация, система пожаротушения и т.д. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность трансформаторов собственных нужд (ТСН) должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме. Мощность каждого ТСН не должна превышать $630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ для ПС 110 ... 220 кВ. На подстанциях необходимо устанавливать не менее 2-х ТСН. Схема включения ТСН зависит от вида оперативного тока на подстанции. Постоянный оперативный ток применяется на всех подстанциях 330 ... 750 кВ и на подстанциях с распределительными устройствами 110 ... 220 кВ при числе выключателей три и более, на подстанциях 35 ... 110 кВ с воздушными выключателями [3].

Таким образом, на проектируемой подстанции оперативный ток – постоянный.

Определим активную мощность потребителей собственных нужд:

- охлаждение силовых трансформаторов – $2 \times 29,6 \text{ кВт}$;
- подогрев выключателей и приводов (на три полюса) – $4 \times 25,4 \text{ кВт}$;
- подогрев шкафов КРУ – $13 \times 1,0 \text{ кВт}$;
- подогрев приводов разъединителей – $9 \times 0,6 \text{ кВт}$;
- подогрев релейного шкафа – $13 \times 1,0 \text{ кВт}$.

Отопление, освещение, вентиляция:

- ЗРУ, совмещённого с ОПУ – 25 кВт ;

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						64
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

- освещение ОРУ 110 кВ при числе ячеек, равным трём – 2 кВт;
- зарядно-подзарядный агрегат – 39 кВт.

Определим реактивную мощность потребителей собственных нужд:

- охлаждение силовых трансформаторов – $2 \times 18,4 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$.

6.2 Выбор трансформатора собственных нужд

$$P_{\text{уст}} = 2 \cdot 29,6 + 4 \cdot 25,4 + 13 + 9 \cdot 0,6 + 13 + 25 + 2 + 39 = 258,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{уст}} = 2 \cdot 18,4 = 36,8 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Коэффициент спроса равен 0,8. Таким образом:

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{258,2^2 + 36,8^2} = 208 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Поскольку подстанция без постоянного дежурства, то

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq S_{\text{расч}} = 208 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Следовательно, выбираем трансформатор: ТМ-250/10.

6.3 Выбор схемы питания собственных нужд

Для подстанции на постоянном оперативном токе с аккумуляторными батареями ТСН присоединяются через выключатели к шинам распределительного устройства 6 ... 35 кВ [3].

6.4 Выбор аккумуляторной батареи

На электростанциях для поддержания напряжения на шинах постоянного тока применяется тиристорный зарядно-подзарядный агрегат, позволяющий изменять число включенных в работу элементов. Число основных элементов n_0 , присоединяемых к шинам аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_{\text{пз}}} = \frac{230}{2,23} = 103,1;$$

следовательно,

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		65

$$n_0 = 103;$$

где $U_{\text{ш}}^{\text{max}}$ – максимальное напряжение на шинах батареи (230 В); $U_{\text{пз}}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,23 В для аккумуляторов типа Varta).

В режиме полного заряда при максимальном напряжении на элементе $U_3^{\text{max}} = 2,35$ В (для подстанций) к шинам присоединяется минимальное число элементов n_{min} :

$$n_{\text{min}} = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{max}}}{U_3^{\text{max}}} = \frac{230}{2,35} = 97,9;$$

следовательно,

$$n_{\text{min}} = 97.$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_3^{\text{min}} = 1,75$ В, а на шинах батареи не ниже номинального ($U_{\text{ш}}^{\text{min}} = 220$ В) к шинам подключается общее число элементов n :

$$n = \frac{U_{\text{ш}}^{\text{min}}}{U_3^{\text{min}}} = \frac{220}{1,75} = 125,7;$$

следовательно,

$$n = 125.$$

К тиристорному зарядно-подзарядному агрегату присоединяется $n_{\text{зп}} = n - n_{\text{min}} = 125 - 97 = 28$ элементов.

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

В случае отсутствия точной информации в приближенных расчетах можно принимать следующие значения постоянно включенных нагрузок: для подстанций 110 ... 500 кВ – 15 ... 25 А. Примем 20 А. Временную нагрузку для подстанций 110 ... 500 кВ можно принять равной 65 ... 75 А. Примем 70 А.

Для аккумуляторов Varta тип определяют по допустимому току разряда $I_{\text{разр}}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						66
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot I_{\text{ав}};$$

$$I_{\text{ав}} = I_{\text{п}} + I_{\text{вр}} = 20 + 70 = 90 \text{ А};$$

$$I_{\text{разр}} \geq 1,05 \cdot 90 = 94,5 \text{ А}.$$

Таким образом, тип аккумулятора: Varta Vb 2305, $I_{\text{разр}} = 222,5 \text{ А}$.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току: для аккумуляторов типа Varta:

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

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда; $I_{\text{т.мах}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток; $I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима. Учитывается одновременное включение двух выключателей. Для элегазового выключателя данный ток составляет 2,3 А на полюс, а для вакуумного 55 А.

$$I_{\text{пр}} = 2,3 \cdot 3 + 55 = 61,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{т.мах}} = 100 + 61,9 = 161,9 \text{ А};$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ А} \geq I_{\text{т.мах}} = 161,9 \text{ А}.$$

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

На рис. 4.1 представлены кривые зависимости напряжения на аккумуляторе типа Varta с пластинами емкостью 50 и 100 А · ч соответственно от тока разряда в расчете на одну пластину. По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора, определяют величину остаточного напряжения на шинах $U_{\text{ост}} = U_{\text{р}} \cdot n, \text{ В}$, на аккумуляторах при протекании максимального толчкового тока.

$$I_{\text{р}(k=1)} = \frac{I_{\text{т.мах}}}{k} = \frac{161,9}{5} = 32,4 \text{ А}.$$

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

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{р}} \cdot n \cdot 100\%}{U_{\text{ном}}} = \frac{1,75 \cdot 125 \cdot 100\%}{220} = 99,4\%.$$

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		67

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях.

Таблица 30 – Допустимые отклонения напряжения для электроприёмников постоянного тока

Электроприёмник	Номинальное напряжение, В	Допустимые уровни напряжения, % номинального
Аппаратура управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты	220	80 – 110
Приводы масляных выключателей:		
электромагниты включения	220	80 – 110
электромагниты отключения	220	65 – 120
Электромагниты управления воздушными выключателями	220	65 – 120
Аварийное освещение	220	95 – 105
Электродвигатели	220	95 – 105

Определение мощности подзарядного и зарядного устройств: ток подзарядного устройства:

$$I_{пз} = 0,025 \cdot k + I_{п} = 0,025 \cdot 5 + 25 = 25,1 \text{ А};$$

для аккумуляторов типа *Varta* с пластинами емкостью 50 А · ч.

Напряжение подзарядного устройства: для аккумуляторов типа *Varta*

$$U_{пз} = 2,23 \cdot n_0 = 2,23 \cdot 103 = 230 \text{ В.}$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{пз} = I_{пз} \cdot U_{пз} = 25,1 \cdot 230 = 5,8 \text{ кВт.}$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда. Для аккумуляторов типа *Varta* с пластинами емкостью 50 А · ч:

$$I_3 = 5 \cdot k + I_{п} = 5 \cdot 5 + 25 = 50 \text{ А.}$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_3 = 2,75 \cdot n = 2,75 \cdot 125 = 343,8 \text{ В.}$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_3 = I_3 \cdot U_3 = 50 \cdot 343,8 = 17,2 \text{ кВт.}$$

Таким образом, выбираем аккумуляторную батарею *Varta Vb 2305* [1].

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

7.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики.

Информация по выбранным видам релейной защиты и автоматики (РЗА) будет занесена в таблицу 31.

Таблица 31 – Выбранная релейная защита и автоматика

Защищаемый объект	Вид РЗА	Примечание
Трансформатор 10/0,4 кВ	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная от повреждения внутри бака и на выводах ВН
	Максимальная токовая защита (МТЗ)	2-х фазная, 3-х релейная от внешних междуфазных и однофазных КЗ, с независимой выдержкой времени
	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал.
	ЗДЗ	
	УРОВ	
	Вводной выключатель 10 кВ	МТЗ с пуском по напряжению
ЗМН		От потери питания
ЗДЗ		-
УРОВ		-

Таблица 31 – Продолжение

Секционный выключатель 10 кВ	МТЗ	От коротких замыканий. По схеме неполная звезда с дополнительным реле
	Автоматическое включение резерва (АВР)	-
	ЗДЗ	-
	УРОВ	-
Шины 10 кВ	ЗДЗ	-
	Логическая защита шин (ЛЗШ)	Ускорение отключения КЗ на шинах
	Устройство контроля изоляции	Неселективная сигнализация однофазного замыкания на землю (ОЗЗ)
	Автоматическая частотная разгрузка / частотное АПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистеме/автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты
	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к трансформаторам тока нулевой последовательности (ТТНП) всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера
КЛ НН	Токовая отсечка	Без выдержки времени
	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна ступени селективности
	МТЗ	С зависимой выдержкой времени
	Централизованная токовая защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
	ЗДЗ	-
	УРОВ	-

Таблица 31 – Окончание

Трансформатор 110/10 кВ	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла. Две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
	Резервная защита НН1 и НН2	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН2
	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
	Автоматика управления выключателем ВН	-
	УРОВ	Для выключателя стороны ВН
Воздушная линия 110 кВ. (2 комплекта ступенчатых защит КСЗ)	Дистанционная защита	Две ступени, от многофазных коротких замыканий
	Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП)	Три ступени, от однофазных коротких замыканий
	Автоматика управления выключателем (АУВ)	Для каждого выключателя
	Трехфазное автоматическое повторное включение	Двукратное, простое АПВ
	УРОВ	Для каждого выключателя

Выбор видов РЗА проводился исходя из требований ПУЭ [2] и НТП ПС [8].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		71

7.2 Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики.

7.2.1 Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики для РУ цеха.

Выбор исполнения устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА) производится по информации, предоставляемой фирмами-производителями в каталогах или непосредственно с сайтов изготовителей. УРЗА присоединений 10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ. УРЗА объектов 110 кВ размещаются в шкафах, размещаемых на общеподстанционном пункте управления.

1) Выбирается исполнение УРЗА трансформатора, подключенного к РУ цеха.

Ранее были выбраны следующие виды защит: токовая отсечка; МТЗ; защита от перегрузки; ЗДЗ; УРОВ.

УРЗА должно не только выполнять необходимые защиты, но и осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»[13].

Выбирается терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ТСН БЭ2502А1901 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Данный терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет все необходимые функции защиты, а так же имеет некоторые избыточные функции, такие как:

- газовая защита;
- АПВ;
- АУВ;

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		72

- ЗМН;
- защита от несимметричного режима;
- защита от однофазных замыканий на землю.

3) Выбирается исполнение УРЗА вводного выключателя РУ цеха.

Ранее были выбраны следующие виды защит: МТЗ с пуском по напряжению; ЗМН; ЗДЗ; УРОВ.

УРЗА должно не только выполнять необходимые защиты, но и осуществлять местное/дистанционное управление вводным выключателем РУ цеха.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению в сетях с номинальным напряжением 6-35 кВ терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА»[13].

Выбирается терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода БЭ2502А0303 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Данный терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет все необходимые функции защиты, а так же имеет некоторые избыточные функции, такие как:

- защита от несимметричного режима (ЗНР),
- ЛЗШ,
- АПВ выключателя,
- АВР,
- автоматическое управление выключателем (АУВ).

По ПУЭ специальные устройства релейной защиты шин 10 кВ РУ цеха не предусматриваются [2].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		73

7.2.2 Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики для РУ НН проектируемой подстанции

1) Выбирается исполнение УРЗА кабельных линий к РУ цехов, отходящих от шин НН проектируемой подстанции.

Ранее были выбраны следующие виды защит: токовая отсечка; токовая отсечка с выдержкой времени; МТЗ; централизованная токовая защита от ОЗЗ; ЗДЗ; УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ выключателя кабельной линии 10 кВ к РУ цеха.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные УРЗА серии SPAC 810 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

Выбирается терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации выключателей кабельных линий к РУ цехов SPAC 810-Л22 3222 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Данный терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет все необходимые функции защиты, а так же имеет некоторые избыточные функции, такие как:

- защита от несимметрии нагрузки;
- ЗМН;
- защита по напряжению нулевой последовательности;
- ЧАПВ;
- АПВ;
- АВР;
- ЛЗШ.

Однако данный терминал не имеет функции ЗДЗ. Она будет обеспечена на отдельном терминале для всех ячеек КРУ.

2) Выбирается исполнение УРЗА вводного выключателя секции шин НН.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат		

Ранее были выбраны следующие виды защит: МТЗ с пуском по напряжению; ЗМН; ЗДЗ; УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление вводным выключателем ячейки КРУ вводного выключателя.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные УРЗА серии SPAC 810 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

Выбирается терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации выключателей кабельных линий к РУ цехов SPAC 810-B22 3222 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Данный терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет все необходимые функции защиты, а так же имеет некоторые избыточные функции, такие как:

- защита от замыканий на землю; защита от несимметрии нагрузки;
- защита от потери питания на вводах секции с контролем понижения частоты;
- АПВ;
- АВР;
- ЛЗШ.

3) Выбирается исполнение УРЗА секционного выключателя шин НН.

Ранее были выбраны следующие виды защит: МТЗ; АВР; ЗДЗ; УРОВ.

УРЗА должно также осуществлять местное/дистанционное управление вводным выключателем ячейки КРУ секционного выключателя.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные УРЗА серии SPAC 810 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» [14].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		75

Выбирается терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации выключателей кабельных линий к РУ цехов SPAC 810-C32 3222 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Данный терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет все необходимые функции защиты, а так же имеет некоторые избыточные функции, такие как:

- защита от замыканий на землю;
- защита от несимметрии нагрузки;
- ЗМН;
- ЛЗШ.

4) Выбирается исполнение ЗДЗ КРУ НН.

Для данной защиты будет выбран терминал производства ООО «ИЦ Бреслер». Микропроцессорные терминалы защит распределительных сетей 6-35 кВ фирмы «Бреслер» допущены к применению ОАО «ФСК ЕЭС».

Фирма производит устройство защиты от дуговых замыканий «ЗДЗ-01». Основным модулем системы является блок контроля и регистрации «БКР-1» (по одному на ячейку КРУ), к которому подключаются оптические датчики типа «ДО-1» (до 4 шт.), устанавливаемые в высоковольтных отсеках ячейки КРУ.

При срабатывании БКР-1 формирует до трех выходных сигналов, для селективного отключения выключателя своей ячейки КРУ, вводного и секционного выключателей, выключателя на стороне ВН трансформатора.

5) Выбирается исполнение УРЗА в ячейке трансформатора напряжения секции НН.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению комплектные УРЗА серии SPAC 810 производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»[14].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		76

Выбирается терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации выключателей кабельных линий к РУ цехов SPAC 810-H42 3222 с номинальным током аналоговых входов для подключения фазных ТТ - 5А, номинальным током аналогового входа для подключения кабельного ТТНП - 1 А, номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.

Данный терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации осуществляет следующие функции: ЗМН; защита по напряжению обратной последовательности; защита максимального напряжения; защита по напряжению нулевой последовательности; защита понижения частоты; ЧАПВ; групповая защита минимального напряжения секции; АВР.

Терминал выполняет все необходимые функции контроля напряжения и частоты секции.

Защита шин 10 кВ обеспечивается совместной работой, установленных терминалов в ячейки КРУ на стороне НН проектируемой подстанции.

7.2.3 Выбор типоразмера устройств релейной защиты и автоматики для РУ ВН проектируемой подстанции

Выбирается исполнение УРЗА силового трансформатора ТДН-25000/110.

Согласно ПУЭ такой трансформатор следует защищать от всех режимов и ситуаций, описанных ранее для цехового трансформатора. А также нужно предусмотреть защиту от повреждений в баке РПН [2].

Здесь будет выбрано микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики серии Сириус производства ЗАО «Радиус Автоматика»[15].

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		77

Ранее были выбраны следующие виды РЗА: дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ); газовая защита; защита устройства РПН; резервная защита ВН – МТЗ с пуском по напряжению; резервная защита НН1 и НН2 – МТЗ с пуском по напряжению; защита от перегрузки; автоматика регулирования РПН; автоматика управления выключателем (АУВ) ВН; УРОВ.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению МП УРЗА серии Сириус производства ЗАО «Радиус Автоматика».

Требования к составу РЗА трансформатора 110 кВ:

1 комплект РЗА – основные защиты трансформатора: ДЗТ;

2 комплект РЗА – резервные защиты трансформатора: МТЗ;

3 комплект РЗА – автоматика РПН;

4 комплект РЗА – автоматика управления выключателем ВН.

Комплект резервных защит может совмещать функции автоматики РПН и АУВ ВН.

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта основных защит трансформатора 110 кВ: дифференциальная защита; МТЗ с контролем напряжения НН; логика отключения от газовой защиты; логика отключения от газовой защиты РПН; УРОВ.

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта резервных защит трансформатора 110 кВ: МТЗ; логика отключения от газовой защиты; логика отключения от газовой защиты РПН; АУВ ВН; УРОВ.

Оборудование РЗА присоединений 110-220 кВ ПС размещается в шкафах и устанавливается на ОПУ.

Выбираются следующие исполнения шкафов РЗА трансформатора[15]:

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		78

ШЭРА-ДЗТТ-РН-2002 – Шкаф основных защит и регулирования напряжения трехобмоточного трансформатора, содержит два МП УРЗА: комплект автоматики РПН - Сириус-2-РН и комплект основных защит трансформатора с расщепленной обмоткой НН - Сириус-ТЗ.

ШЭРА-РЗТ-1004 – Шкаф резервных защит и АУВ ВН трансформатора, содержит одно МП УРЗА - Сириус-УВ.

Данные исполнения шкафов выполняют все необходимые функции.

2) Выбирается исполнение УРЗА линии 110 кВ к подстанции МЗ.

Ранее были выбраны следующие виды РЗА: 2 комплекта ступенчатых защит (дистанционная защита, ТНЗНП); автоматическое управление выключателем; УРОВ; АПВ.

ОАО «ФСК ЕЭС» допущены к применению МП УРЗА серии Сириус производства ЗАО «Радиус Автоматика».

Требования к составу РЗА ЛЭП с двусторонним питанием 110 кВ:

1 комплект РЗА – комплект ступенчатых защит: дистанционная защита, ТНЗНП;

2 комплект РЗА – комплект ступенчатых защит: дистанционная защита, ТНЗНП;

3 и 4 комплект РЗА – автоматическое управление выключателем для каждого выключателя.

Требования к составу обязательных к наличию функций комплекта ступенчатых защит ЛЭП 110 кВ: дистанционная защита от м/ф КЗ; ТНЗНП; блокировка при качаниях; контроль вторичных цепей напряжения; оперативное и автоматическое ускорение; УРОВ.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		79

Выбирается шкаф ШЭРА-ЛВ110-2004 с двумя комплектами БПВА.468263.027. БПВА.468263.027 - комплект ступенчатых защит и АУВ линии 110 (220) кВ выполнен на основе терминала «Сириус-3-ЛВ-03». Данный комплект выполняет все необходимые функции одного комплекта, а также АУВ, УРОВ и АПВ.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		80

8 РАССТАНОВКА МОЛНИЕОТВОДОВ

Защитное действие молниеотводов основано на свойстве молнии с большей вероятностью поражать более высокие и хорошо заземленные металлические предметы по сравнению с рядом стоящими менее высокими. Молниеотвод, принимающий на себя разряд молнии, представляет собой возвышающееся над защищаемым сооружением металлическое устройство, состоящее из молниеприемника, токоотвода и заземлителя. Для защиты электротехнических установок от прямых разрядов молнии рекомендуется применять стержневые и тросовые молниеотводы. Стержневые молниеотводы выполняются в виде вертикальных металлических конструкций, установленных самостоятельно или на каких-либо сооружениях (например порталах, дымовых трубах), а тросовые - в виде горизонтально подвешенных проводов (тросов).

Степень защищенности сооружения молниеотводом определяется вероятностью прорыва молнии к защищаемому сооружению минуя молниеотвод. Вероятность прорыва молнии равна отношению числа разрядов молнии в защищаемое сооружение к общему числу разрядов молнии в молниеотвод и защищаемое сооружение.

Расчет молниезащиты ведется по зонам защиты. Вероятность прорыва молнии к любому объекту, расположенному внутри зоны защиты, не должна превышать допускаемой величины.

Очертания и размеры зоны защиты определяются числом, высотой и взаимным расположением молниеотводов и зависят от допускаемой вероятности прорыва молнии. Зона защиты тем меньше, чем меньшую вероятность прорыва молнии требуется обеспечить. Пространство между молниеотводами защищено более надежно, чем с внешней стороны молниеотводов. Защитное действие молниеотводов снижается с увеличением высоты защищаемого объекта.

Зоной защиты стержневого молниеотвода с высотой h является круговой конус высотой $h_0 < h$, вершина которого совпадает с вертикальной осью МО.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		81

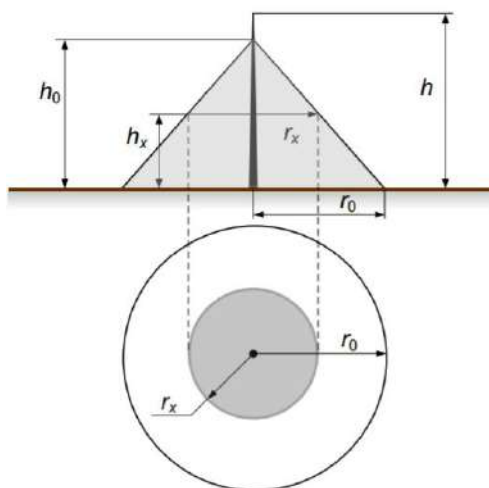


Рисунок 9 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Габариты зоны защиты определяются высотой конуса h_0 и радиусом на уровне земли r_0 . Радиус горизонтального сечения зоны защиты на высоте h_x определяется по формуле:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}.$$

Исследование грозозащиты производится для ОРУ 110 кВ подстанции ПС МЗ, которое выполнено по схеме № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Размеры подстанции: длина 80 м, ширина 55 м. На данной подстанции молниеотводы устанавливаются на линейные порталы, высота которых 11,35 м и на осветительных вышках высотой 15 м. Анализ молниезащиты подстанции будем производить в программе FlashProt.

8.1 Анализ молниезащиты подстанции ПС МЗ при степени надежности 0,9

Для обеспечения молниезащиты ОРУ 110 кВ необходима установка четырех молниеотводов при степени надежности 0,9. Молниеотводы 1 – 2 высотой 7,65 м установлены на линейных порталах подстанции высотой 11,35 м (высота молниеотвода от земли составляет 19 м), молниеотводы 3 – 4 установлены на мачтах освещения высотой 24 м. На рисунке 10 приведена зона защиты МО на высоте линейных порталов – 11,35 м, а на рисунке 11 показана зона защиты на высоте силовых трансформаторов (7,5 м).

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		82

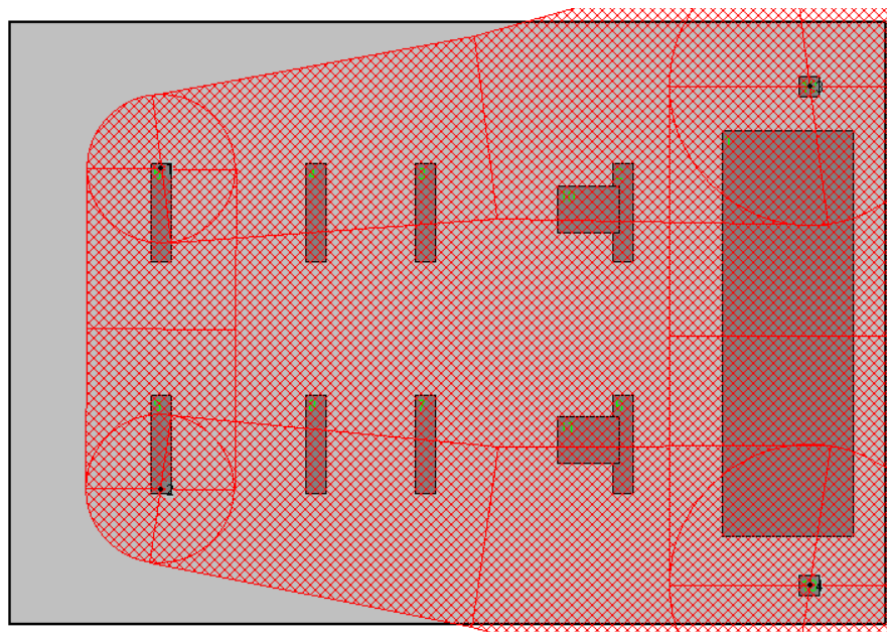


Рисунок 10 – Зона защиты молниеотводов на высоте 24 м при степени надежности 0,9

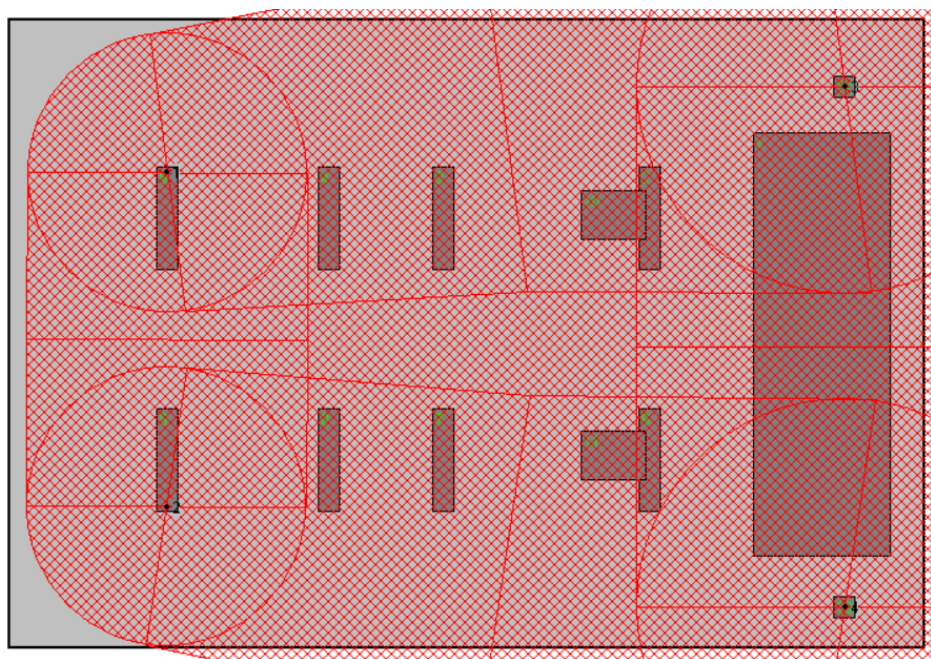


Рисунок 11 – Зона защиты молниеотводов на высоте 7,5 м при степени надежности 0,9

Все объекты входят в зону защиты установленных молниеотводов.

8.2 Окончательный выбор варианта молниезащиты ПС МЗ

На подстанции ПС МЗ степень надежности 0,9 удовлетворяет категории надежности потребителей (II), поэтому будут установлены четыре молниеотвода,

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		83

два из которых высотой 7,65 м будут установлены на линейных порталах высотой 11,35 м, а два других будут установлены на мачтах освещения высотой 24 м.

8.3 Проверка подстанции ПС МЗ на грозоупорность

Необходимо определить число ударов молнии в подстанцию за год по [19]:

$$N_{\text{уд}} = 0,067 \cdot D_{\text{Г}} \cdot (A + 7 \cdot h_m) \cdot (B + 7 \cdot h_m) \cdot 10^{-6}; \quad (14)$$

где $D_{\text{Г}}$ – число грозových часов в году для данной местности (для Урала принимается 50 ч); A и B – длина и ширина подстанции; h_m – наибольшая высота сооружений подстанции.

Подставив значения в формулу 14, получаем:

$$N_{\text{уд}} = 0,067 \cdot 50 \cdot (80 + 7 \cdot 24) \cdot (55 + 7 \cdot 24) \cdot 10^{-6} = 0,185 \text{ уд/год.}$$

На следующем этапе необходимо рассчитать число грозových отключений за год:

$$N_{\text{откл}} = N_{\text{уд}} \cdot (1 - P_3) \cdot \eta \cdot P_{\text{пер}}, \quad (15)$$

где $(1 - P_3)$ – вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниезащиты, при P_3 равно 0,9; η – вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу, равная 0,7 для напряжения 110 кВ; $P_{\text{пер}}$ – вероятность импульсного перекрытия изоляции оборудования при ПУМ, равно 0,68.

Подставив значения в формулу 15, получаем:

$$N_{\text{откл}} = 0,185 \cdot (1 - 0,9) \cdot 0,7 \cdot 0,68 = 0,0088.$$

Тогда вероятное число лет работы подстанции без отключения от прямых ударов молнии по формуле 16:

$$m_t = \frac{1}{N_{\text{откл}}}; \quad (16)$$

$$m_t = \frac{1}{0,0088} = 113 \text{ г.}$$

Этого показателя более, чем достаточно, так как он намного превышает срок службы подстанции.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		84

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ сети показал, что сеть сохраняет работоспособность не во всех режимах, поэтому были приняты решения по устранению этих недочётов. На подстанции были поставлены более мощные трансформаторы. Увеличено сечение линии между подстанциями и , протянута дополнительная цепь линии между подстанцией и.

Был выбран оптимальный вариант развития сети, подключены две потребительские подстанции и для поддержания обменных мощностей на должном уровне поставлен СТК на. Проведён тщательный анализ режимов максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и всех послеаварийных режимов. Ни в одном из режимов при новой конфигурации сети не были превышены длительно допустимые токи в линиях и допустимые отклонения напряжения в узлах.

Для новой подстанции был произведён выбор главной схемы РУ ВН и РУ НН, расчёт токов короткого замыкания и всего необходимого оборудования. Так же выбрана релейная защита и установлена молниезащита в виде отдельных молниеотводов, стоящих на территории подстанции.

В ходе выполнения работы были использованы программы: MS Word; MathCad; AutoCAD; NetWorks; MS Visio; FlashProt.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		85

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. 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.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Стереотипное переиздание. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2008. – 704 с.
3. Инструкция по эксплуатации трансформаторов/ И72 Сост.: Н. П. Фурфырин. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978. – 80 с., ил.
4. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети. / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
5. Передача и распределение электрической энергии. Ч.1: Учеб. пособие для самостоят. работы / Е.Д. Комиссарова, А.В. Коржов; под ред. Е.Д. Комиссаровой. – Челябинск: ЮУрГУ, 2007. – 139 с.
6. ОАО «СЗТТ». Измерительные трансформаторы тока. - http://www.cztt.ru/transformator_toka.html.
7. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 82 с.
8. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) / АО «НТЦ ФСК ЕЭС». – http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.10.248-2017_new.pdf.
9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 160 с.
10. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». - <https://www.rosseti.ru/investment/science/tech/doc/tehpolitika.pdf>.
11. АО «УЭТМ». Каталог продукции «Высоковольтное оборудование». - <http://www.uetm.ru/ru/katalog-produktsii/?url=vysokovoltnoe+oborudovanie>.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		86

12. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

13. ОАО НПП «ЭКРА». РЗА подстанционного оборудования 6-35 кВ. – <http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovaniya-6-35-kv/>

14. Комплектное устройство защиты и автоматики присоединений 6-35 кВ SPAC 810. ООО «АББ Автоматизация».

15. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требований. - <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-33.040.20.022-2009.pdf>.

16. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по выбору параметров устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ. - https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.120.70.137-2012.pdf.

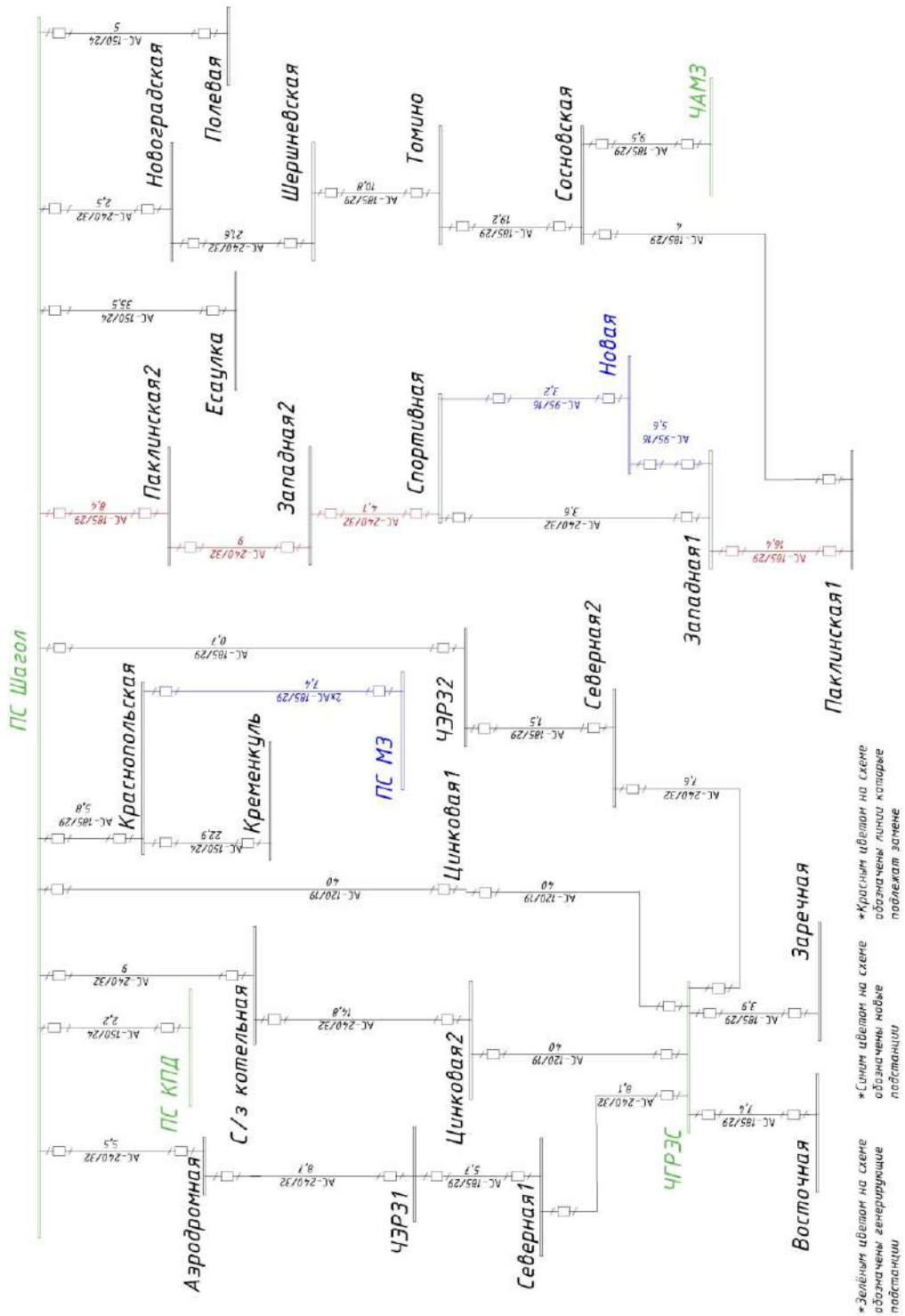
17. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с., ил.

18. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 59 с.

19. Техника высоких напряжений Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В. В. Базуткин, В. П. Ларионов, Ю. С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.

					П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР	Лис
						87
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат		

ПРИЛОЖЕНИЕ А

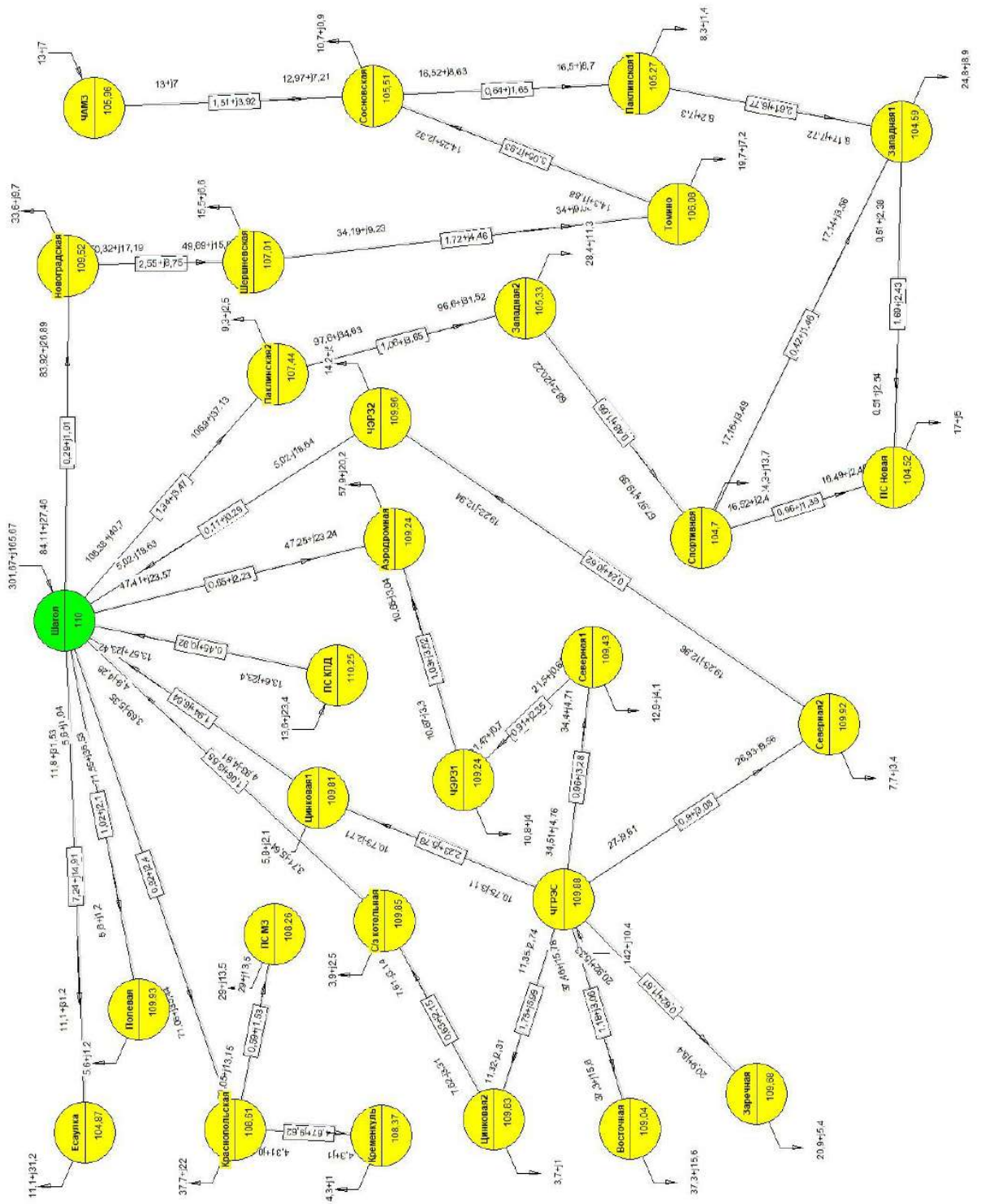


* Зеленым цветом на схеме обозначены генерирующие подстанции
 * Синим цветом на схеме обозначены новые подстанции
 * Красным цветом на схеме обозначены линии, которые подлежат замене

Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат

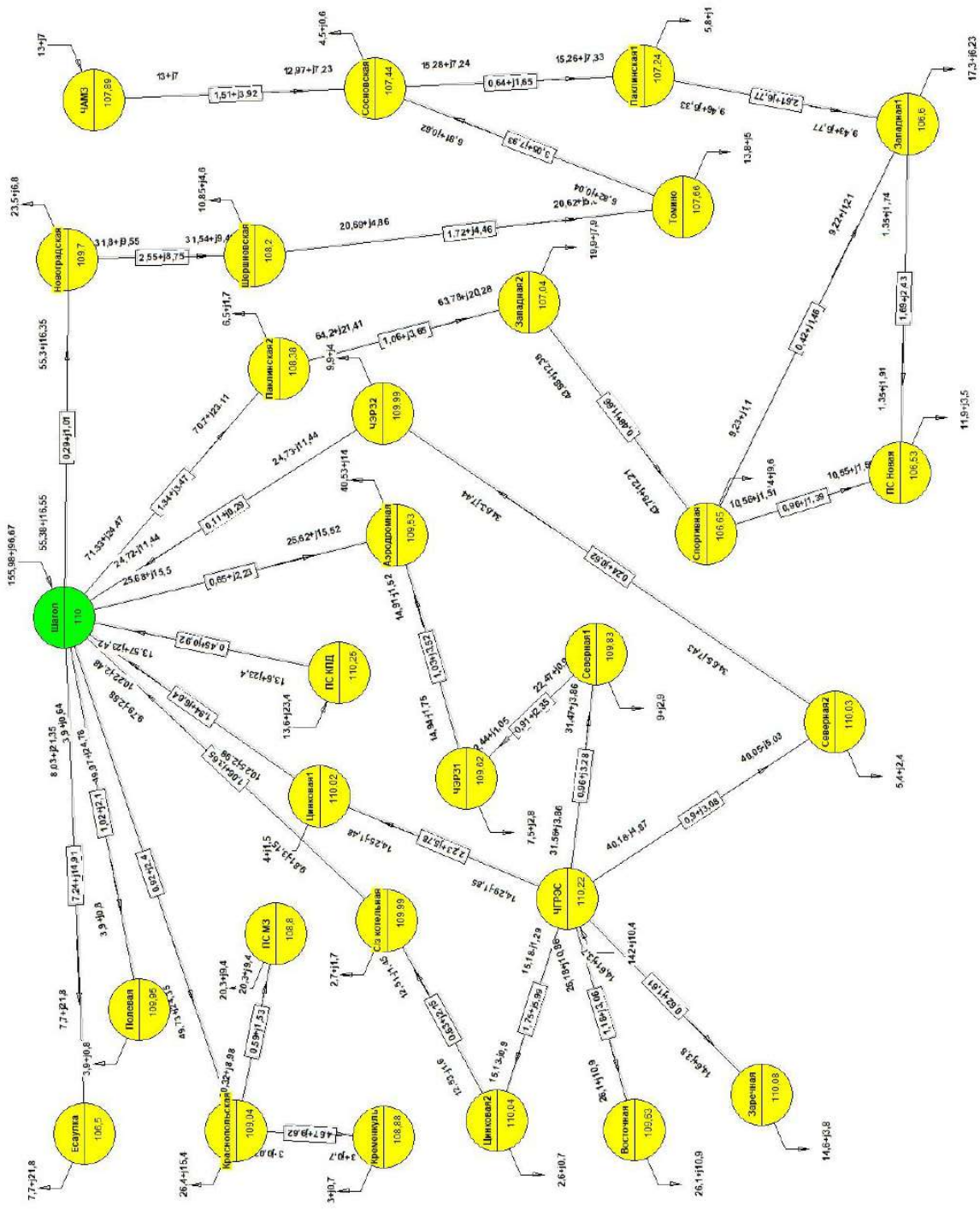
П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

ПРИЛОЖЕНИЕ Б



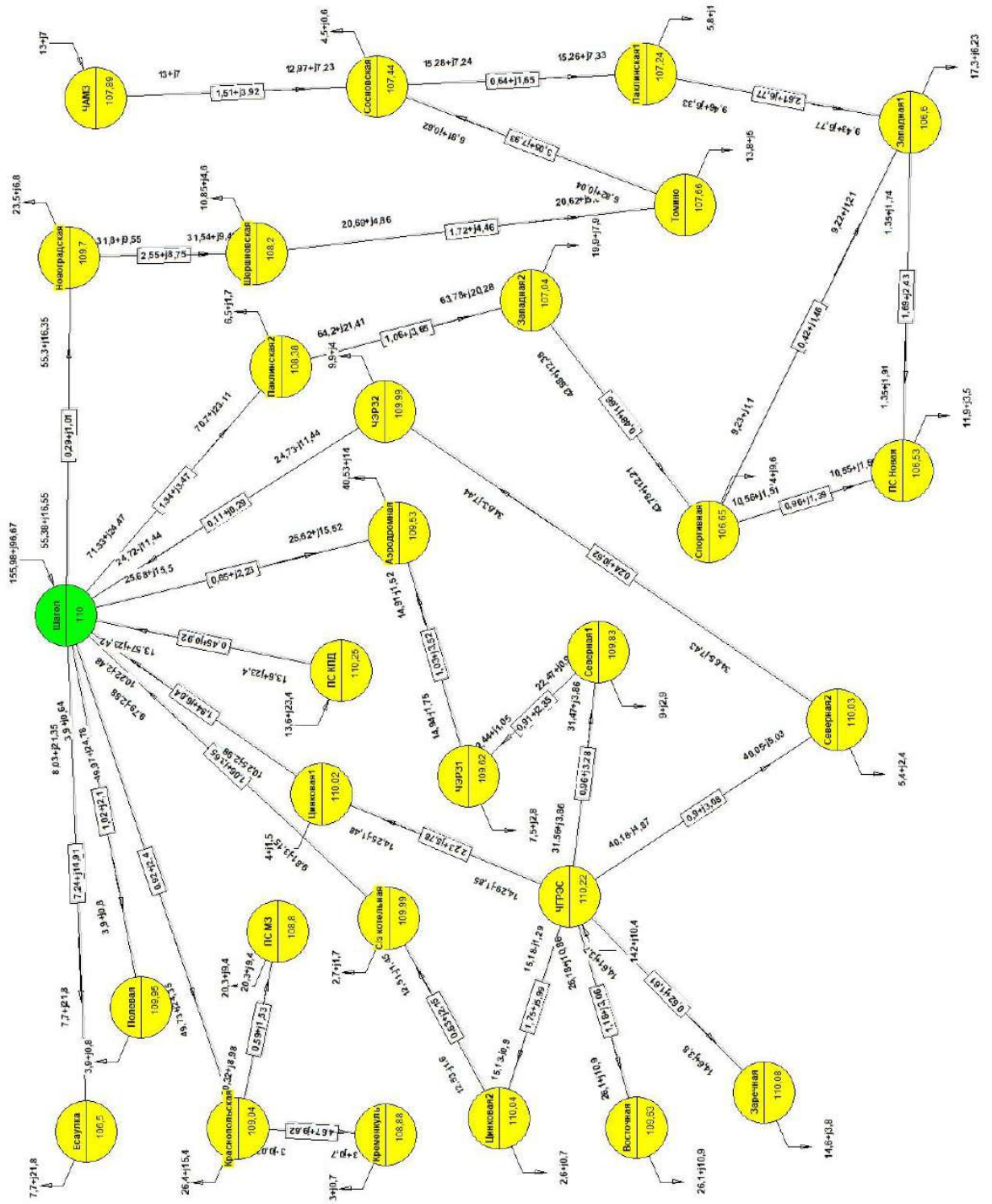
Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР



Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

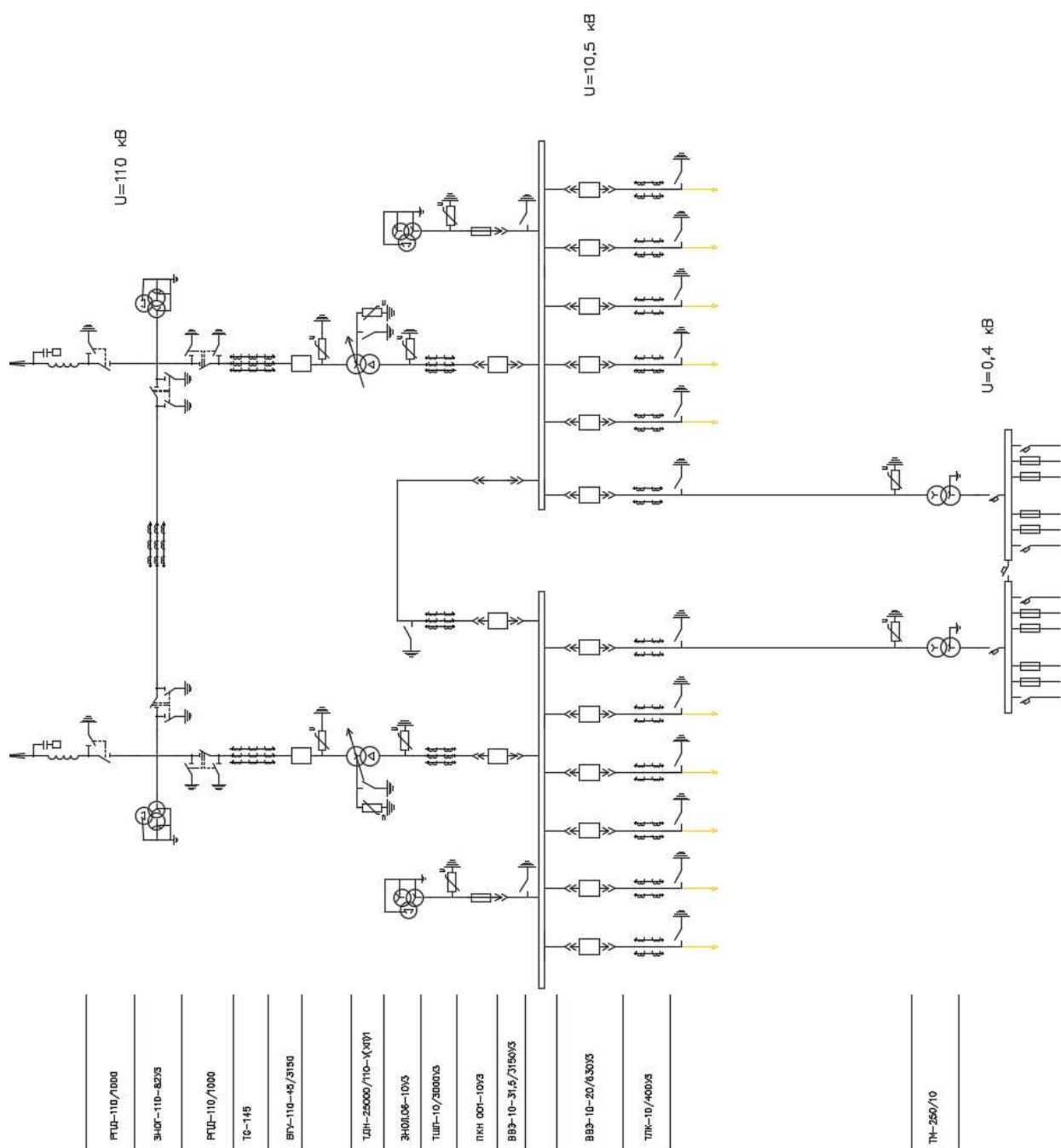
П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР



Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

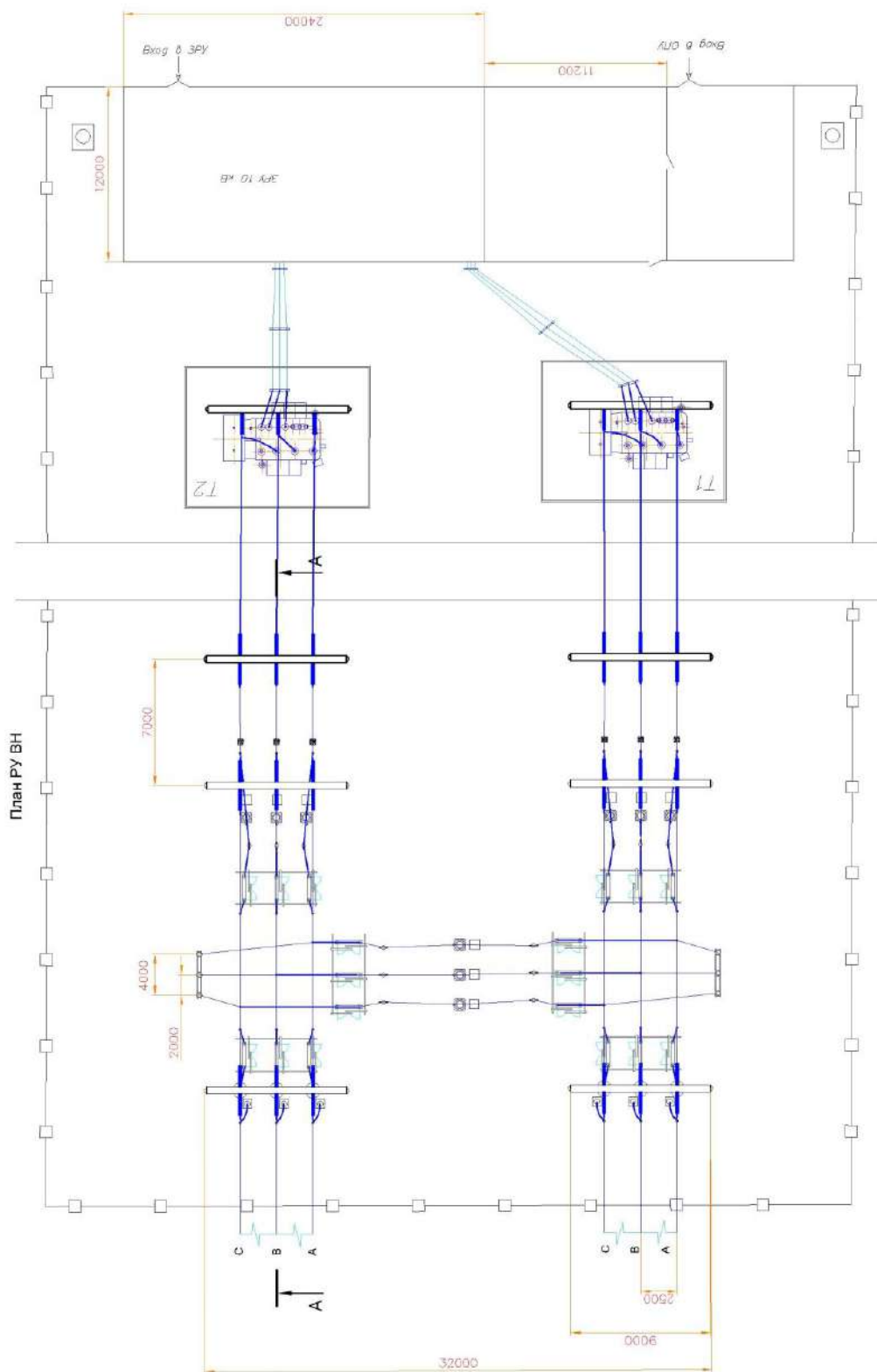
ПРИЛОЖЕНИЕ В



Изм.	Лист	№ докум.	Подпис	Дат

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР

ПРИЛОЖЕНИЕ Г



Изм.	Лис	№ докум.	Подпис	Дат
------	-----	----------	--------	-----

П-471.13.03.02.2020.271 ПЗ ВКР