

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

(должность)

_____/_____/

(подпись и печать)

(И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

«Развитие городской сети 110 кВ с подключением установок
распределенной генерации»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

_____/ В.В.Тарасенко /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы ПЗ-381

_____/ В.В. Нечаева /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

_____/ В.В. Тарасенко /

« ____ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.04.02 «Электротехника и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу магистра

Нечаева Виктория Валерьевна

Группа ПЗ-381

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие городской сети 110 кВ с подключением установок распределенной генерации» утверждена приказом по университету от « ____ » _____ 20 ____ г. № _____
2. Срок сдачи студентом законченной работы « ____ » _____ 2020 г.
3. Исходные данные к работе

Таблица 1. Параметры ЛЭП

№ линии	Исходные данные			
	U _{ном} , кВ	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км
1	110	АС 240/32	1	3
2	110	АС 240/32	1	4.1
3	110	АС 240/32	2	2.5
4	110	АС 240/32	1	7
5	110	АС 185/29	2	5.2
6	110	АС 185/29	1	5.2
7	110	АС 185/29	2	1.6
8	110	АС 400/51	1	5.8
9	110	АС 400/51	1	8.5
10	110	АС 400/51	1	18.4
11	110	АС 400/51	1	14.4

12	110	АС 300/39	2	6.9
13	110	АС 120/19	2	2.7
14	110	АС 240/32	2	3.3
15	110	АС 240/32	2	3.3
16	110	АС 240/32	1	4.2
17	110	АС 240/32	1	4.5
18	110	АС 150/24	2	2.26

Таблица 2. Параметры потребителей

Потребители	P_n , МВт	Q_n , МВар	P_g , МВА	Q_g , МВар
Первомайская	Базисный узел			
СЗК	2,3	1,0		
Цинковая	20,0	8,0		
ТЭЦ1	65,5	19,1	30	21
Восточная	65,0	34,7		
Северная	25,0	14,5		
ЧТЭЦ2	37,0	48,0	247,1	173
Бульварная	12,7	4,1		
Транзитная	5,2	2,1		
ГПП1	12,5	6,5		
Промплощадка	17,0	8,0		
ГПП2	15,6	5,3		
ГПП3	15,0	5,3		
ТЭЦ3	108,0	40,0	180	90
Плавильная	34,0	6,1		

Планируемая мощность новой электростанции: нагрузка $P_n=13$ МВт,
 $Q_n=9,75$ МВар.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке
- анализ процесса интеграция объектов распределенной генерации в ЕЭС:
проблемы и пути их решения;
исследование режимов работы объектов распределенной генерации;
расчет параметров схемы замещения;
расчет основных установившихся режимов сети;
разработка структурной схемы электростанции;
разработка главной схемы;
выбор схемы распределительного устройства низшего и высшего на-
пряжения;
расчет токов в нормальном и продолжительном режимах;
исследование целесообразного способа ограничения токов короткого
замыкания
расчет токов короткого замыкания;
выбор коммутационного оборудования на сторонах высшего и низшего
напряжения;
выбор токоведущих частей распределительного устройство и изолято-
ров, ОПН;
выбор схем питания собственных нужд электростанции

5. Перечень графического материала

Схема сети

Режимы работы сети

Электрическая схема электростанции

План и разрез электростанции

План и разрез ГРУ 10 кВ

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

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

7. Дата выдачи задания

« ____ » _____ 20 ____ г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Анализ процесса интеграция объектов распределенной генерации в ЕЭС: проблемы и пути их решения		
Исследование режимов работы объектов распределенной генерации		
Расчет параметров схемы замещения		
Расчет основных установившихся режимов сети		
Разработка структурной схемы электростанции		
Разработка главной схемы		
Выбор схемы распределительного устройства низшего и высшего напряжения		
Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах		
Исследование целесообразного способа ограничения токов короткого замыкания		
Расчет токов короткого замыкания		
Выбор коммутационного оборудования на сторонах высшего и низшего напряжения		
Выбор токоведущих частей распределительного устройство и изоляторов, ОПН		
Выбор схем питания собственных нужд электростанции		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / В.В. Тарасенко /

Студент _____ / В.В. Нечаева /

АННОТАЦИЯ

Нечаева В.В. – Развитие городской сети 110 кВ с подключением установок распределенной генерации. – Челябинск: ЮУрГУ, ЗФ, ПЗ-381, 2020 г., стр. 86, илл. 22, табл. 25. Список литературы – 97 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе требуется спроектировать электрическую часть электростанции с элементами распределенной генерации. Проанализировать режимы района сети, после подключения генерирующих установок.

Для достижения цели был решен ряд поставленных задач, таких как:

- разработка ОРУ 110/10 кВ, ГРУ 10 кВ;
- выбор современного оборудования для электростанции;
- анализ процесса интеграция объектов распределенной генерации в

ЕЭС: проблемы и пути их решения.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>	<i>Развитие городской сети 110 кВ с подключением установок распределенной генерации</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Нечаева</i>						
<i>Пров.</i>		<i>Тарасенко</i>					6	97
<i>Н. контр.</i>		<i>Тарасенко</i>				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ		
<i>Утв.</i>		<i>Кирпичникова</i>						

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ИНТЕГРАЦИЯ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЕЭС: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ.....	10
1.1 Существующие тенденции развития объектов распределенной генерации в РФ	10
1.2 Режимы работы объектов РГ	11
1.3 Процедура технологического присоединения	12
2. ПРИМЕНЕНИЕ УСТАНОВОК РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ НОВОГО ГОРОДСКОГО РАЙОНА	13
2.1 Основная концепция, обоснование выбора типа генерирующих установок.....	13
2.2 Параллельная работа газопоршневых электростанций с сетью.....	16
3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	19
3.1 Выбор схемы выдачи электроэнергии на электростанции	19
3.2 Техничко-экономическое обоснование выбора схемы выдачи электроэнергии и числа генераторов на электростанции	20
3.2.1 Выбор числа и мощности ГПУ на электростанции.....	21
3.2.2 Оценка ущерба от простоя ГПУ различной мощности	22
3.2.3 Расчет капитальных вложений в электростанцию	23
3.2.4 Годовые расходы на эксплуатацию станции.....	24
3.2.5 Оценим минимум приведенных годовых затрат	26
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов	27
3.4 Определение числа линий связи с системой и числа линий нагрузок	29
4 ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ НОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	31
4.1 Расчет параметров схемы замещения сети.....	31
4.2 Расчет установившихся режимов	34
4.2.1 Максимальный режим сети.....	34
4.2.2 Минимальный режим сети.....	37
4.2.3 Послеаварийный режим сети.....	40
5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ	48

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		7

5.1	Распределительное устройство высокого напряжения	48
5.2	Распределительное устройство низкого напряжения	49
5.3	Расчет токов в нормальном и утяжеленных режимах.....	50
5.4.	Выбор целесообразного способа ограничения токов короткого замыкания	51
5.5.	Расчет токов короткого замыкания	53
5.6	Выбор коммутационных аппаратов	59
5.6.1	Выбор выключателей и разъединителей для РУ ВН	59
5.6.2	Выбор выключателей и разъединителей для ГРУ НН	62
5.6.3	Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ ВН	66
5.6.4	Выбор трансформаторов тока и напряжения для ГРУ НН.....	71
5.7	Выбор шин, ошинок, изоляторов в РУ ВН.....	75
5.7.1	Выбор шин и ошинок в РУ ВН.....	75
5.7.2	Выбор изоляторов РУ ВН	76
5.8	Выбор шин и ошинок в ГРУ НН	77
5.9	Выбор изоляторов ГРУ НН.....	79
5.10	Ограничителей перенапряжения	80
5.11	Комплектное распределительное устройство	81
5.12	Управление и сигнализация на подстанции.....	82
6	ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД.....	83
6.1	Определение мощности потребителей собственных нужд	83
6.2.	Выбор трансформаторов собственных нужд	84
6.3	Выбор схемы собственных нужд.....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	87
	ПРИЛОЖЕНИЯ.....	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	95
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г	96
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д	97

ВВЕДЕНИЕ

Развитие современных энергетических технологий, в первую очередь технологий распределенной генерации (солнечная, ветроэнергетика, использование биомассы, газовые турбины малой мощности) и систем хранения электроэнергии открывают принципиальные возможности для создания энергосистем совершенно нового типа – локальных энергосистем со значительной долей генерации электроэнергии на основе местных ресурсов, которая может быть распределена по разным субъектам этой энергосистемы. Такая энергосистема может поддерживать связь с более крупной (региональной, национальной) энергосистемой за счет подключения к электрическим сетям, но из сети потребляет не основную часть потребляемой электроэнергии. Самой важной технической проблемой создания таких энергосистем является поддержание заданных значений напряжения и частоты тока для каждого из потребителей и бесперебойное электроснабжение этих потребителей. Решение проблемы связано с обеспечением баланса мощностей: мощность генерации в каждый момент времени должна равняться сумме мощностей всех потребителей, мощности потерь в сетях и оборудовании, мощности, развиваемой накопителями электроэнергии в режиме потребления электроэнергии. При этом важно учитывать, что накопители могут использоваться и в режиме выдачи электроэнергии в сеть, и тогда сумма мощностей генерации и накопителей в режиме выдачи должна равняться сумме мощностей потребителей и мощности потерь.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		9

1 ИНТЕГРАЦИЯ ОБЪЕКТОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЕЭС: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

1.1 Существующие тенденции развития объектов распределенной генерации в РФ

Во всем мире сформирована тенденция развития и распространения распределенной генерации (далее РГ). На законодательном уровне термин «распределенная генерация» в настоящее время в России не введен.

К объектам распределенной генерации можно отнести генерирующий объект, вырабатывающий электроэнергию вместе нахождения потребления или обеспечивающий поддержку распределительной сети, подключенный к сети при напряжении уровня распределения.

В настоящее время широкое распространение получают электростанции малой и средней мощности следующих типов: газотурбинные (ГТЭС), газопоршневые (ГПЭС) и дизельные (ДЭС), подключаемые к распределительным электрическим сетям и/или к сетям внутреннего электроснабжения промышленных предприятий.

Можно выделить ряд причин внедрения объектов РГ:

- ограничение возможностей подключения новых потребителей и увеличение мощности присоединенной нагрузки к существующим распределительным сетям;

- необходимость обеспечения надежного электроснабжения особо ответственных потребителей, перерыва в электроснабжении которых является недопустимым по условиям технологического производства;

- снижение затрат на выработку электрической энергии за счет активной утилизации вторичных энергоресурсов;

- снижение затрат на передачу электроэнергии по магистральным и распределительным сетям.

На данный момент единичные объекты распределенной генерации:

- не обладают достаточной мощностью для регулирования потоков активной мощности;

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		10

- не обладают достаточной маневренностью;
- не обладают достаточным уровнем регулирования отпуска ЭЭ;
- не наблюдаемы для Филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ/РДУ.

Можно выделить два подхода, которые позволяют при внедрении объектов РГ не допустить снижения надежности электроснабжения:

1. Потенциальный собственник объекта РГ, планирующий автономную работу, до приобретения генерирующей установки (далее ГУ), организует выполнение расчетов режимов, уставок РЗА и ПА и на основании полученных результатов и выводов составляет ТЗ на закупку ГУ с учетом всех особенностей и планируемых режимов работы.

2. Потенциальный собственник объекта РГ, планирующий параллельную работу станции с сетью, до приобретения ГУ, в распределительной сетевой компании получает ТУ на технологическое присоединение и только после выполнения и согласования необходимых расчетов режимов, уставок РЗА и ПА и выводов составляет ТЗ на закупку ГУ, с учетом всех особенностей и режимов работы сети к которой подключается объект РГ.

1.2 Режимы работы объектов РГ

Параллельная работа с энергосистемой – работа объекта РГ в базе за счет получения из энергосистемы пиковой мощности и выдача в энергосистему избытков мощности, что позволяет обеспечить надежное электроснабжение потребителей и повысить технико-экономические показатели работы объекта РГ.

Постоянная изолированная работа – необходимо обеспечивать надежное электроснабжение собственных потребителей с учетом их графиков нагрузки, а также ремонтного и аварийного резерва (в т.ч. аварийной брони).

Комбинированный режим (возможна параллельная и изолированная работа) – энергообъект работает параллельно с энергосистемой, но в случае возникновения режима высоких рисков или при аварии в сетях внешнего электроснабжения может быть выделен на изолированную работу с питанием потребителей от объекта РГ.

					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		11

1.3 Процедура технологического присоединения

Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. №861 определена следующая процедура технологического присоединения:

1. подача заявки юридическим или физическим лицом, которое имеет намерение осуществить технологическое присоединение; (
2. заключение договора;
- 3 выполнение сторонами договора мероприятий, предусмотренных договором;
4. получение разрешения органа федерального государственного энергетического надзора на допуск к эксплуатации объектов заявителя (осуществление сетевой организацией фактического присоединения объектов заявителя к электрическим сетям, фактический прием (подача) напряжения и мощности, осуществляемый путем включения коммутационного аппарата (фиксация коммутационного аппарата в положении «включено»);
5. составление акта об осуществлении технологического присоединения.

Выдача технических условий на технологическое присоединение осуществляется сетевой организацией заявителю, на основании поданной заявки.

Рассмотрению и согласованию с ОАО «СО ЕЭС» подлежат технические условия на технологическое присоединение объектов генерации, установленная генерирующая мощность которых превышает 5 МВт или увеличивается на 5 МВт и выше.

Перечень научно-технической документации, представленный ниже, является основополагающим, при осуществлении присоединения к электрическим сетям.

Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		12

Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО153-34.20.118-2003, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей российской федерации, утвержденное приказом Минэнерго №229 от 19.06.2003.

Правила устройства электроустановок (издание седьмое), утвержденные приказом Минэнерго России от 08.07.02 № 204.

Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55890-2013 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования».

Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. №1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

Данный перечень нормативно-технической документации не является полным и окончательным, так как дополняется стандартами сетевых организаций, ОАО «СО ЕЭС» и др.

2. ПРИМЕНЕНИЕ УСТАНОВОК РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ДЛЯ ПИТАНИЯ НОВОГО ГОРОДСКОГО РАЙОНА

2.1 Основная концепция, обоснование выбора типа генерирующих установок

Развитие интеллектуальных энергетических систем предполагает взаимодействие между централизованными и распределительными генерирующими мощностями. Данное взаимодействие в свою очередь требует исследование свойств работы элементов распределенной мощности в автономном режиме и в режиме параллельной работы с централизованной энергосистемой.

Идея интеллектуальной электроэнергетической системы включает в себя объединение потребителей и производителей электрической энергии, в то числе

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		13

объектов распределённой генерации, в единую автоматизированную систему, которая будет позволять в режиме реального времени следить за состоянием как всей системы в целом, так и работой всех ее элементов. Это позволит повысить надежность, пропускную способность сети, качество энергоснабжения потребителей.

Важной особенностью этих систем с элементами распределённой генерации является возможность автоматически переходить в автономный режим работы в случае аварий в единой сети и восстанавливать синхронную работу после устранения аварии с поддержанием требуемого уровня качества электрической энергии. Объекты распределенной генерации расположены в непосредственной близости от потребителей, как следствие снижаются потери при передаче по линиям электрической энергии. При этом электрическая энергия, производимая данными объектами, зависит от спроса потребителей, которые имеют возможность в данном случае корректировать поставку электрической энергии в соответствии со своими потребностями. Данный аспект ведет к повышению роли потребителей в управлении электроэнергетической системой.

Целью работы является проектирование электрической части электростанции для обеспечения питания нового микрорайона и рассмотрение возможных вариантов присоединения данной системы к централизованной сети.

Строительство новых микрорайонов требует использования значительных энергоресурсов, которые в свою очередь не всегда могут быть получены от существующей энергосистемы вследствие ограничений перетоков мощности по линиям электропередач и силовым трансформаторам, загрузки сети. В данном случае встает вопрос о необходимости использования автономных источников энергии.

Потребителями электроэнергии нового микрорайона являются преимущественно многоквартирные жилые дома (с электрическими плитами), величина нагрузки которых составляет 8 МВт (МКД), а также автомеханический завод (АЗ) мощностью 5 МВт.

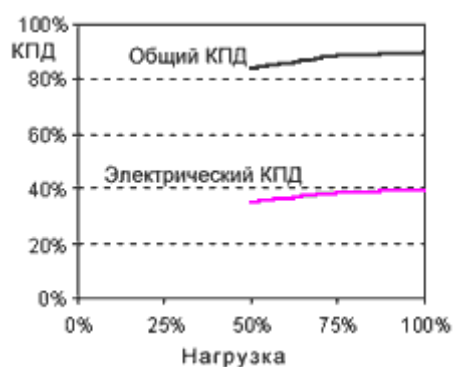
					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		14

Для обеспечения энергоснабжения нового микрорайона выбран локальный источник энергии – энергоблок, состоящий из газопоршневых установок.

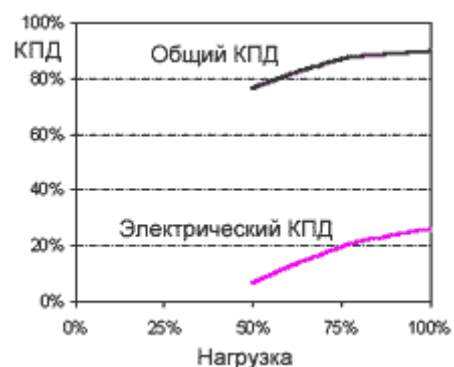
Техническое решение по использованию именно газопоршневых установок можно объяснить рядом факторов.

1. Высокий электрический КПД. Наивысший электрический КПД - до 38 % у газовой турбины, и около 40 % у газопоршневого двигателя достигается при работе под 100%-ной нагрузкой (см. рисунок 1). При снижении нагрузки до 50%, электрический КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза. Для газопоршневого двигателя такое же изменение режима нагрузки практически не влияет как на общий, так и на электрический КПД.

Графики наглядно показывают — газовые двигатели имеют высокий электрический КПД, который практически не изменяется в диапазоне нагрузки 50 — 100 %.



газопоршневой двигатель



газовая турбина

Рисунок 1 - Графики зависимости КПД от нагрузки

2. Количество пусков: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя. 100 пусков газовой турбины уменьшают её ресурс на 500 часов.

3. Время запуска: время до принятия нагрузки после старта составляет у газовой турбины 15-17 минут, у газопоршневого двигателя 2-3 минуты.

4. Проектный срок службы, интервалы техобслуживания. Ресурс до капитального ремонта составляет у газовой турбины 20 000 — 30 000 рабочих часов,

у газопоршневого двигателя этот показатель равен 60000 рабочих часов. Стоимость капитального ремонта газовой турбины с учётом затрат на запчасти и материалы значительно выше.

Поскольку проектироваться энергоблок с учетом растущей в будущей нагрузке, а микрорайон только начал застраиваться, то возникнет избыток мощности, который можно будет передать в общую сеть. Близость электростанции к линиям 110 кВ заставляет задуматься о целесообразности его подключения к сети города.

2.2 Параллельная работа газопоршневых электростанций с сетью

Параллельная работа с сетью: работа электростанции на существующую электрическую сеть, параллельно нагрузке или индивидуально.

Величина мощности, отдаваемая в сеть, а также интервал времени, в течение которого агрегат наберёт заданную величину, устанавливаются оператором. Величина мощности, отдаваемая в сеть, не должна превышать номинальную мощность используемой электростанции. После синхронизации агрегат автоматически набирает величину установленной мощности.

Существует несколько вариантов подключения газопоршневого агрегата к сети.

Схема работы газопоршневой электростанции в параллели с сетью по низкой стороне через понижающий трансформатор представлена на рисунке 2.

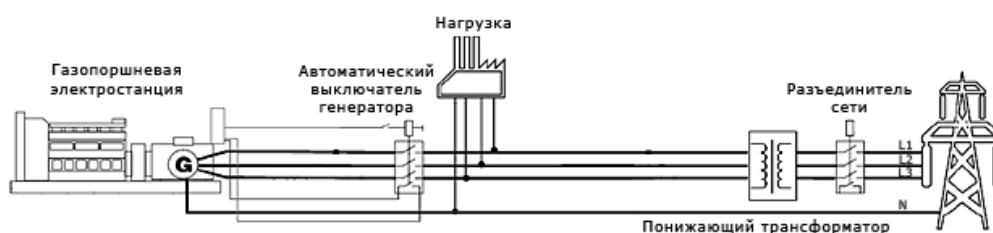


Рисунок 2– Схема работы газопоршневой электростанции в параллели с сетью по низкой стороне через понижающий трансформатор

На приведённой схеме газопоршневая электростанция работает по низкой стороне с напряжением 0,4 кВ параллельно сети на нагрузку. В данном варианте потребление энергии из сети меньше на величину мощности выдаваемой агрегатом.



Рисунок 3 – Работа газопоршневой электростанции в параллели с сетью по высокой стороне через повышающий трансформатор.

В варианте, представленном на рисунке 3, как и в первом, газопоршневая электростанция работает на нагрузку параллельно сети, но по высокой стороне через повышающий трансформатор. В таком варианте подключения можно питать отдалённые объекты одного энергетического района.

Также возможен режим работы электростанции при аварийное резервирование сети. Автоматический запуск электростанции после пропадания сети (основного источника электрической энергии), работа в качестве запасного источника энергии до появления основного. Применение: резервный источник электроснабжения во время аварии основного. Время работы в режиме ожидания, а так же в режиме источника питания не ограничено. Главное условие: потребляемая мощность не должна превышать номинальную мощность, выдаваемую агрегатом. Варианты переключения с резервного источника питания на появившийся основной: с прерыванием, плавный перевод нагрузки при восстановлении сети.

Плавный перевод нагрузки происходит, когда после появления основного источника, электростанция его заменяющая синхронизируется к нему вместе с нагрузкой и плавно на него разгружается.

После окончания работы и переключения потребителя на основной источник питания электростанция расхоложивается, останавливается и переходит в режим ожидания.

Ниже показан вариант схемы подключения газопоршневой установки в качестве аварийного источника электроэнергии.



Рисунок – 4 Схема подключения газопоршневого агрегата в качестве аварийного источника электроэнергии

Условием работы описанных выше режимов является наличие у потребителя контактора отключения сети с параметрами, необходимыми для управления его работой контроллером газопоршневой электростанции.

3 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

3.1 Выбор схемы выдачи электроэнергии на электростанции

Схема выдачи электроэнергии на электростанции зависит от типа и суммарной мощности станции, соотношения суммарной генераторной мощности и минимальной мощности местной нагрузки, состава оборудования. Существенную роль играет расположение электростанции относительно потребителей. Основные структурные схемы электростанций представлены на рисунке 5.

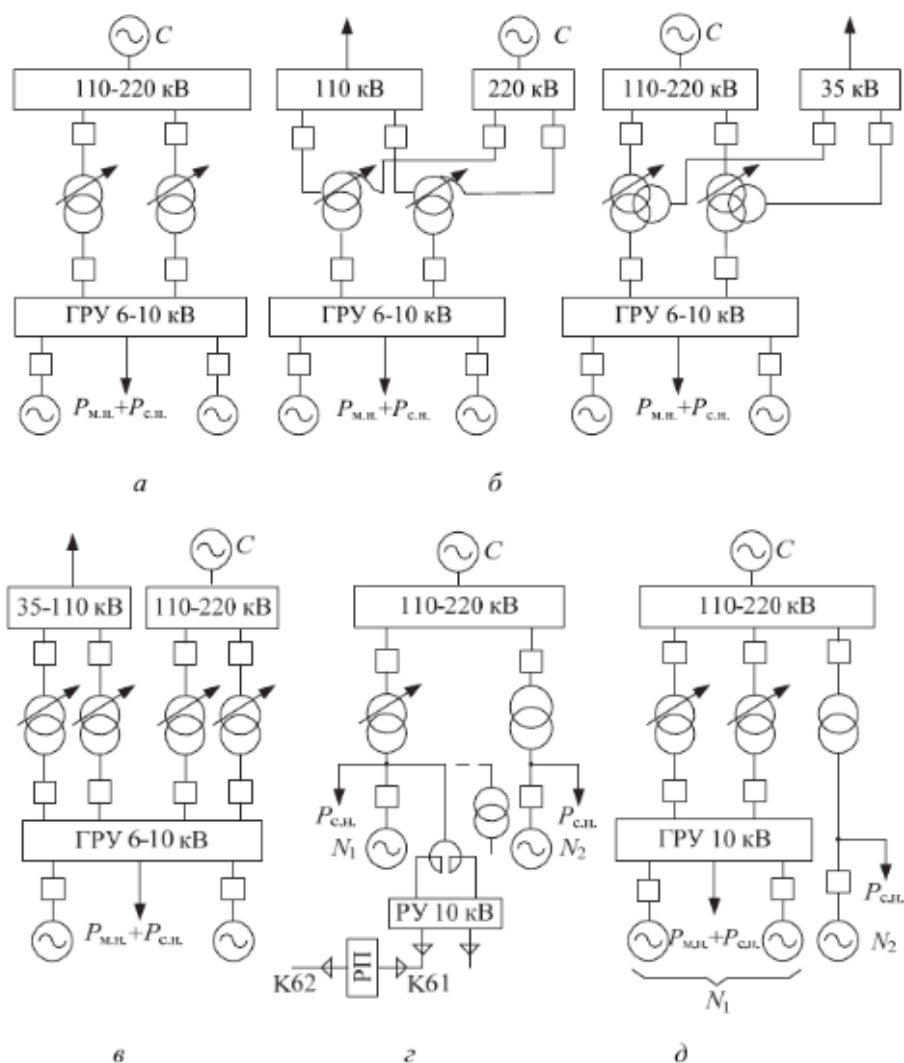


Рисунок 5. Структурные схему выдачи мощности на электростанции.

Проектируемая электростанция включает в себя агрегаты малой мощности, которые питают местную нагрузку в радиусе 5...10 км, в соответствии с этим целесообразно применять структурные схему, представленную на рисунке 9а. Схема включает в себя распределительное устройство генераторного на-

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

пряжения (далее ГРУ) 6-10 кВ, к которому подключаются генераторы и кабельные линии сети местной нагрузки. Связь с общей энергосистемой осуществляется по линиям высокого напряжения 110 кВ, поэтому на электростанции кроме ГРУ сооружается распределительное устройство высокого напряжения (далее РУ ВН). Число входящих воздушных линий на стороне ВН – 2, отходящих линий на стороне НН – 6 (для питания потребителей), несколько линий для подключения генераторов к шинам ГРУ, 2 (для ТСН). Планируемая мощность нагрузки на стороне НН – $P_{\text{нагрНН}} = 13 \text{ МВт}$.

3.2 Технико-экономическое обоснование выбора схемы выдачи электроэнергии и числа генераторов на электростанции

Важнейшим техническим показателем электростанции, обеспечивающей питание местных потребителей, является число и мощность установленных генераторов. Суммарная мощность рабочих газопоршневых установок должна покрывать максимальную нагрузку.

Выбор рационального числа рабочих генераторов, обеспечивающих наилучшие технико-экономические характеристики электростанции, связан с учетом большого количества весьма противоречивых факторов.

Отметим основные проблемы, связанные с этим выбором:

1. ГПУ необходимо периодически выводить из работы для проведения необходимого сервисного обслуживания, текущего и капитального ремонтов. Надежность электроснабжения потребителей при этом снижается. Периодичность и продолжительность технического обслуживания зависит от типоразмера силового агрегата;

2. Состав потребителей, получающих питание от электростанции, может значительно различаться по мощности, количеству и режимам работы. При этом неизбежно изменение нагрузки станции в значительном диапазоне, как в течение суток, так и по сезонам года;

3. Удельный расход топлива на выработку 1 кВт·ч электрической энергии зависит от типоразмера агрегата.

					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		20

В качестве критерия оптимизации числа и мощности ГПУ используется минимум приведенных годовых затрат при заданном уровне надежности электроснабжения потребителей:

$$З = E_n \cdot K + И + У, \quad (3.2.1)$$

где $З$ – приведенные годовые затраты, руб;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений (в расчетах принимался равным 0.15, что соответствует сроку окупаемости 6.5 лет);

K – капитальные вложения в электростанцию, руб;

$И$ – годовые расходы на эксплуатацию станции, руб;

$У$ – экономический ущерб от нарушения электроснабжения потребителей (простой ГПУ), руб.

3.2.1 Выбор числа и мощности ГПУ на электростанции

Выбор числа и мощности электроагрегатов будем проводить с учетом следующих положений:

1. Суммарная мощность агрегатов должна быть на 25 % больше максимума нагрузки:

$$P_{\text{сумм}} \geq 1,25 \cdot P_{\text{макс}} \quad (3.2.1.1)$$

Выполнение этого условия обеспечит загрузку установок в режиме максимальных нагрузок не более чем на 80 %.

2. Для удобства сервисного обслуживания все генераторы должны быть одного типоразмера.

3. Максимальное количество агрегатов ГПУ не должно быть больше восьми.

Максимальная активная мощность местной нагрузки 13 МВт. Для данной нагрузки возможны следующие варианты конструктивного исполнения электростанции:

2 агрегата $P_{\text{ном}} = 10,3$ МВт;

4 агрегата $P_{\text{ном}} = 4,3$ МВт;

8 агрегатов $P_{\text{ном}} = 2,3$ МВт.

3.2.2 Оценка ущерба от простоя ГПУ различной мощности

Среднее время простоя для газопоршневых установок за 5 лет эксплуатации, что включает время 4-х текущих и одного капитального ремонта) составляет приблизительно 6-8 дней в год, либо 2,2 % от полного времени.

Проектируемая электростанция подключена к сети и в случае выхода из строя газопоршневых установок и возникновения дефицита мощности, питание местных потребителей будет происходить через трансформатор связи. В связи с этим для расчета математического ожидания недоотпуска электроэнергии при разном количестве ГПУ оценим время планового простоя установки (сервисное обслуживание, замена масла, регулировка клапанов и т.д.). Время, которое требуется для технического обслуживания ГПУ зависит от типоразмера установки. Для агрегата номинальной мощностью 10,3 МВт время простоя составляет 10 часов на каждые 500 часов непрерывной работы, для агрегатов мощностью 4,3 МВт и 2,3 МВт время простоя составляет 8 и 6 часов соответственно.

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год вследствие простоя ГПУ:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{8760}{500} T_{\text{п}} \cdot n \cdot P_{\text{ном г}}, \quad (3.2.2.1)$$

где $T_{\text{п}}$ – число часов простоя, ч;

n – количество ГПУ;

$P_{\text{ном г}}$ – номинальная мощность ГПУ, кВт.

Математическое ожидание ущерба недоотпуска электроэнергии за год вследствие простоя ГПУ составит:

$$Y = \Delta \mathcal{E} \cdot y_0, \quad (3.2.2.2)$$

где y_0 – удельный ущерб от простоя ГПУ, руб/кВт·ч.

В настоящее время в России отсутствует регулирующими органами удельная стоимость компенсации аварийных ограничений потребителей электроэнергии. В зарубежной практике удельная величина ущерба от внезапных ограничений принимается в диапазоне 2 – 4,5 долл./кВт·ч. В расчетах экономической эффективности стоимость ущерба от аварийных ограничений до ее официального Правительством России рекомендуется оценивать исходя из за-

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		22

рубежного опыта компенсации ущерба потребителям в размере 40 – 100 руб./кВт·ч. Эти данные являются усредненными и могут использоваться для ориентировочной оценки ущерба на случай аварийных перерывов электро-снабжения в сети с разным составом потребителей.

Для определения удельной величины ущерба воспользоваться статистическими данными об ущербах, полученными у потребителя. Приняв в расчетах величину удельного ущерба, равной $y_0 = 60,0$ руб/кВт·ч [7].

Произведем расчет ущерба, при различном количестве ГПУ.

Для 2 агрегатов $P_{\text{ном}} = 10,3$ МВт:

$$\Delta \mathcal{E}_{10,3} = \frac{8760}{500} \cdot 10 \cdot 2 \cdot 10300 = 3609120 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Y = 4330944 \cdot 60 = 216547200 \text{ руб.}$$

Для 4 агрегатов $P_{\text{ном}} = 4,3$ МВт:

$$\Delta \mathcal{E}_{4,3} = \frac{8760}{500} \cdot 8 \cdot 4 \cdot 4300 = 2410752 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Y = 4330944 \cdot 60 = 144645120 \text{ руб.}$$

Для 8 агрегатов $P_{\text{ном}} = 2,3$ МВт:

$$\Delta \mathcal{E}_{2,3} = \frac{8760}{500} \cdot 8 \cdot 8 \cdot 2300 = 2578944 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Y = 2578944 \cdot 60 = 15473640 \text{ руб.}$$

3.2.3 Расчет капитальных вложений в электростанцию

Расчет технико-экономические показатели сети производится методом укрупненных показателей. Капитальные вложения в электростанцию, таким образом, определяются только количеством ячеек трансформаторов связи (с выключателями), ЛЭП, генераторов (с выключателями).

Для оценки технико-экономические показатели будем учитывать капитальные затраты на генераторы и выключателя к ним. Выбранная схема выдачи электроэнергии на электростанции содержит два трансформатора и две ЛЭП для связи с общей сетью. Капитальные вложения на эти элементы являются постоянной величиной, т.к. не зависят от числа ГПУ.

					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		23

Воспользуемся значением удельных капитальных вложений, для того чтобы рассчитать капитальные вложения в строительство электростанции. Удельные капитальные вложения в промышленное строительство электростанций (вид топлива – газ) в ценах на 1991 год $K_{уд} = 175,5$ руб/кВт[13].

Индекс изменения сметной стоимости оборудования на III квартал 2019 г. по отношению к уровню цен 1991 г. в отрасли «Электроэнергетика» составляет 84,1.[12]

Таким образом, капитальные вложения в электростанцию можно посчитать по формуле:

$$K = K_{уд} \cdot P_{эс}, \quad (3.2.3.1)$$

где $K_{уд}$ – удельные капитальные вложения в промышленное строительство электро-станций, руб/кВт;

$P_{эс}$ – мощность электростанции, кВт.

Для 2 агрегатов $P_{ном} = 10,3$ МВт:

$$K = 175,5 \cdot 84,1 \cdot 2 \cdot 10300 = 304046730 \text{ руб.}$$

Для 4 агрегатов $P_{ном} = 4,3$ МВт:

$$K = 175,5 \cdot 84,1 \cdot 4 \cdot 4300 = 253864260 \text{ руб.}$$

Для 8 агрегатов $P_{ном} = 2,3$ МВт:

$$K = 175,5 \cdot 84,1 \cdot 8 \cdot 2300 = 271575720 \text{ руб.}$$

3.2.4 Годовые расходы на эксплуатацию станции

Для определения годовых эксплуатационных затрат на обслуживание электростанции удобнее всего воспользоваться типовой структурой затрат:

$$I = I_T + I_{обсл}, \quad (3.2.4.1)$$

где I_T – годовые затраты на топливо, руб;

$I_{обсл}$ – затраты на обслуживание (зарплата персоналу, расходные материалы и т.д.), руб., кВт.

Затраты на топливо, млн руб./год:

$$I_T = Ц \cdot V_{уст}, \quad (3.2.4.2)$$

где $Ц$ – цена природного газа, руб./тыс.м³, $Ц = 2780$; (принята по данным 2019 г.);

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		24

$V_{уст}$ – годовой расход топлива, тыс.м³

Годовой расход топлива, тыс.м³/год:

$$V_{уст} = 3,6 \cdot V_{гпу} \cdot n_{гпу} \cdot T_p / \rho_{г}, \quad (3.2.4.3)$$

где $V_{гпу}$ – расход натурального газообразного топлива на одну ГПУ, кг/с;

$n_{гпу}$ – количество ГПУ в одном блоке;

T_p – число часов фактической работы ГПУ,

$\rho_{г}$ – плотность природного газа 0,762 кг/м³.

Число часов фактической работы турбоагрегата, т.е. календарное время за вычетом простоя в капитальном и текущем ремонте определяется по формуле, ч/год:

$$T_p = 8760 - T_{рем}, \quad (3.2.4.4)$$

где $T_{рем}$ – время простоя, ч.

Проектный расход натурального газообразного топлива на одну ГПУ по формуле:

$$V_{гпу} = \frac{P_{ном}}{Q_H^p \cdot \eta_{эл}}, \quad (3.2.4.5)$$

где $P_{ном}$ – номинальная электрическая мощность ГПУ, кВт;

Q_H^p – низшая теплота сгорания топлива (природного газа), (46916 кДж/кг);

$\eta_{эл}$ – электрический КПД ГПУ ($\eta_{эл2,3} = 0,45, \eta_{эл4,3} = 0,44, \eta_{эл10,3} = 0,48$).

Произведем расчет затрат на топливо.

Для 2 агрегатов $P_{ном} = 10,3$ МВт:

$$V_{гпу 10,3} = \frac{10300}{46916 \cdot 0,48} = 0,46 \frac{кг}{с},$$

$$V_{уст 10,3} = 3,6 \cdot 0,46 \cdot 2 \cdot \frac{(8760 - 2 \cdot 240)}{0,762} = 35989 \frac{тыс. м^3}{год},$$

$$I_{Т 10,3} = 2780 \cdot 35989 = 100048479 \text{ руб.}$$

Для 4 агрегатов $P_{ном} = 4,3$ МВт:

$$V_{гпу 4,3} = \frac{4300}{46916 \cdot 0,44} = 0,21 \frac{кг}{с},$$

$$V_{уст 4,3} = 3,6 \cdot 0,21 \cdot 4 \cdot \frac{(8760 - 4 \cdot 140)}{0,762} = 32542 \frac{тыс. м^3}{год},$$

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		25

$$I_{T\ 4,3} = 2780 \cdot 32542 = 90466016 \text{ руб.}$$

Для 8 агрегатов $P_{\text{ном}} = 2,3$ МВт:

$$V_{\text{ГПУ } 2,3} = \frac{2300}{46916 \cdot 0,45} = 0,107 \frac{\text{кг}}{\text{с}},$$

$$V_{\text{уст } 2,3} = 3,6 \cdot 0,107 \cdot 8 \cdot \frac{(8760 - 8 \cdot 140)}{0,762} = 30897 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{год}},$$

$$I_{T\ 2,3} = 2780 \cdot 30897 = 85893332 \text{ руб.}$$

Расходы по ремонту и обслуживанию, руб/год:

$$I_{\text{обсл}} = N_a \cdot K,$$

где N_a – норма отчислений капитальных вложений на ремонт и обслуживание электростанции (принимается $N_a=0,0638$)[4].

$$I_{\text{обсл}} = N_a \cdot K, \quad (4.2.4.6)$$

Для 2 агрегатов $P_{\text{ном}} = 10,3$ МВт:

$$I_{\text{обсл}} = 304046730 \cdot 0,0638 = 19398181 \text{ руб.}$$

Для 4 агрегатов $P_{\text{ном}} = 4,3$ МВт:

$$I_{\text{обсл}} = 253864260 \cdot 0,0638 = 16196540 \text{ руб.}$$

Для 8 агрегатов $P_{\text{ном}} = 2,3$ МВт:

$$I_{\text{обсл}} = 271575720 \cdot 0,0638 = 17326530 \text{ руб.}$$

3.2.5 Оценим минимум приведенных годовых затрат

$$Z_{10,3} = 0,15 \cdot 304046730 + 100048479 + 19398181 + 216547200 = 381600870 \text{ руб.}$$

$$Z_{4,3} = 0,15 \cdot 253864260 + 90466016 + 16196539 + 144645120 = 289387315 \text{ руб.}$$

$$Z_{2,3} = 0,15 \cdot 271575720 + 55133625,44 + 17326531 + 116052480 = 298692861 \text{ руб.}$$

Анализируя полученные значения технико-экономических показателей, можно сделать вывод о том, что минимум приведенных затрат рассматриваемой электростанции соответствует ее составу из четырех ГПУ мощностью по 4300 кВт каждая.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		26

Примем к установке на электростанции четыре газопоршневые установки MWM TCG 2032 (производство Германия) единичной мощностью 4,3 МВт. Агрегаты представляют собой высокоэффективный, занимающий мало место двигатель от MWM, отличающийся большой экономичностью, универсальностью и одним из самых высоких общих КПД – до 86,8%. Кроме того, применение форкамеры, которая работает посредством свечи зажигания, предоставляет возможность сжигания газа с низкими выбросами вредных веществ в атмосферу.

Необходимые для дальнейших расчётов технические характеристики газопоршневых установки приведены в таблице 3.

Таблица 3. Параметры генератора

$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{ном}}, \text{МВар}$	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U_{\text{гном}}, \text{кВ}$	$\cos\varphi$	x_d'' , о.е	КПД, %
4,3	3,22	5,37	10,5	0,8	0,125	96,7

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов

При выборе трансформаторов и автотрансформаторов на электрических станциях и подстанциях, следует стремиться к обеспечению надежной связи с системой и надежному электроснабжению потребителей, а также к уменьшению и мощности и количества.

Число трансформаторов на выбирают в зависимости от наибольшего перетока мощностей и ответственности потребителей. Выбор мощности трансформаторов производится таким образом, чтобы при выходе из работы наиболее мощного трансформатора, оставшиеся обеспечивали питание нагрузки во время ремонта или замены этого трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Исходя из допустимой перегрузки на время максимума нагрузки на 40%, мощность каждого из двух трансформаторов выбирается равной 0,65...0,7 от максимального перетока мощности ΔS [13].

Величина ΔS определяется путём составления баланса активных и реактивных мощностей на шинах ГРУ в различных режимах работы электростанции (максимальный, минимальный и аварийный режим).

$$\Delta S = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{H}} - P_{\text{CH}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{H}} - Q_{\text{CH}})^2}, \quad (3.3.1)$$

где P_{Γ} – суммарная величина номинальных значений активных мощностей генераторов, присоединенных к сборным шинам, МВт;

Q_{Γ} – суммарная величина номинальных значений реактивных мощностей генераторов, присоединенных к сборным шинам, МВАр;

P_{H} – активная нагрузка на генераторном напряжении, МВт;

Q_{H} – реактивная нагрузка на генераторном напряжении, МВАр;

P_{CH} – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

Q_{CH} – реактивная нагрузка собственных нужд, МВАр.

Для расчета примем расход на собственные нужды 5% от общей мощности электростанции.

Переток мощности через трансформатор в минимальном режиме в:

$$\Delta S_1 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{H}} - P_{\text{CH}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{H}} - Q_{\text{CH}})^2} = \\ = \sqrt{(17,3 - 2 - 0,86)^2 + (12,88 - 1,5 - 0,644)^2} = 17,99 \text{ МВА.}$$

Переток мощности через трансформатор в максимальном режиме:

$$\Delta S_2 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{H}} - P_{\text{CH}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{H}} - Q_{\text{CH}})^2} = \\ = \sqrt{(17,3 - 13 - 0,86)^2 + (12,88 - 9,75 - 0,644)^2} = 4,24 \text{ МВА.}$$

Переток мощности через трансформатор в аварийном режиме (один из генераторов не работает):

$$\Delta S_3 = \sqrt{(\sum P_{\Gamma} - P_{\text{H}} - P_{\text{CH}})^2 + (\sum Q_{\Gamma} - Q_{\text{H}} - Q_{\text{CH}})^2} = \\ = \sqrt{(12,9 - 13 - 0,86)^2 + (9,66 - 9,75 - 0,644)^2} = 1,21 \text{ МВА.}$$

В зависимости от режима работы электростанции $\Delta P_{\text{ав}}$ и $\Delta Q_{\text{ав}}$ может менять знак, т. е. на шинах низкого напряжения при отключении одного из генераторов может быть избыток (+) или дефицит (–) мощности, поэтому трансформатор связи должен иметь РПН.

Мощность выбираемого трансформатора связи будет определяться по наибольшему абсолютному значению перетока мощности с учетом перегрузки трансформатора:

$$\Delta S_T \geq \frac{\Delta S_{\max}}{K_{\Pi}} = \frac{17,99}{1,4} = 12,85 \text{ МВА.} \quad (3.3.2)$$

Выбираем трансформатор ТДН-16000/110/10,5.

Трехфазный (Т) трансформатор, имеет масляное охлаждение с дутьем (Д) и устройство регулирования напряжения под нагрузкой - РПН (Н).

Параметры трансформатора сведены в таблицу 4.

Таблица 4. Параметры трансформатора

S, МВА	U _{ВН} , кВ	U _{НН} , кВ	U _к , %
16	115	11	10,5

3.4 Определение числа линий связи с системой и числа линий нагрузок

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения производится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока [1].

Суммарное сечение (F) проводов фазы, проектируемой ВЛ составляет

$$F = \frac{I_p}{j_H}, \quad (3.4.1)$$

где: I_p – расчетный ток, А;

j_H – нормированная плотность тока, А/мм².

В соответствии с ПУЭ при числе часов использования максимума нагрузки T_{max} более 5000 ч/год для ВЛ 110 кВ j_H = 0,9 А/мм², для кабельных линий j_H = 2,5 А/мм² [1].

Значение I_p, протекающего по одной линии, определяется по выражению

$$I_p = \frac{S}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.4.2)$$

где: S – переток мощности на стороне одного напряжения, кВА;

n – число отходящих линий;

U_H – номинальное напряжение рассматриваемой группы ЛЭП, кВ.

Максимальная мощность, поступающая в систему от электростанции в минимальном режиме, составляет 20,72 МВА. В соответствии с данным значением, произведем расчет сечения ЛЭП на стороне ВН.

Отходящие линии на стороне ВН:

$$I_{pВН} = \frac{17,99}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 47,21 \text{ А,}$$

$$F_{ВН} = \frac{47,21}{0,9} = 52,45 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с этими результатами выбираем для двух входящих линий ВН провода марки АС 120/19.

При обрыве одной из линий по оставшейся цепи будет протекать ток

$$I_{ВН}^{MAX} = \frac{17,99}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 94,42 \text{ А.}$$

Ток нормального режима цепи потребителей на стороне НН:

$$I_{нор.лНН} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot N_{л}} = \frac{16,25}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 6} \cdot 10^3 = 148,92 \text{ А.}$$

$$F_{ВН} = \frac{160,37}{2,5} = 59,57 \text{ мм}^2.$$

Питание одного потребителя на стороне НН осуществляется по двум цепям, и в случае обрыва одна из цепей полностью берет на себя передачу мощности к потребителю. Выбираем кабель сечением 70 мм². [3]

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		30

4 ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА РАБОТЫ СЕТИ ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ НОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

4.1 Расчет параметров схемы замещения сети

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) напряжением 110 кВ и выше длиной до 300 км обычно представляются П-образной схемой замещения (см. рисунок б) с сосредоточенными параметрами:

- активное сопротивление учитывает потери активной мощности на нагрев провода,
- индуктивное сопротивление определяет магнитное поле, возникающее вокруг и внутри провода,
- активная проводимость учитывает затраты активной мощности на ионизацию воздуха (потери мощности на корону) и токи утечки через изоляторы,
- ёмкостная проводимость обусловлена ёмкостями между проводами разных фаз и ёмкостью провод-земля.

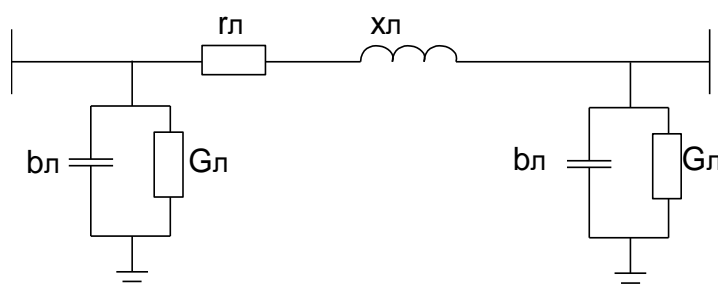


Рисунок б- П-образная схема замещения линии электропередачи

Эквивалентные параметры схемы находят по следующим формулам:

$$r_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n}, \quad (4.1.1)$$

$$x_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot l}{n}, \quad (4.1.2)$$

$$b_{\text{л}} = b_0 \cdot l \cdot n, \quad (4.1.3)$$

где l – длина линии в км; n – число цепей.

Для составления упрощенной схемы замещения линии необходимо заменить емкостную проводимость на зарядную мощность:

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{\text{эл}} \cdot n \quad (3.1.4)$$

Исходные данные и погонные параметры линий приведены в таблице 5:

Таблица 5. Исходные данные и погонные параметры линий

№ линии	Исходные данные				Погонные параметры		
	U _{ном} , кВ	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	b ₀ , 10 ⁻⁶ , См/км
1	110	АС 240/32	1	3	0.118	0.405	2.808
2	110	АС 240/32	1	4.1	0.118	0.405	2.808
3	110	АС 240/32	2	2.5	0.118	0.405	2.808
4	110	АС 240/32	1	7	0.118	0.405	2.808
5	110	АС 185/29	2	5.2	0.159	0.413	2.747
6	110	АС 185/29	1	5.2	0.159	0.413	2.747
7	110	АС 185/29	2	1.6	0.159	0.413	2.747
8	110	АС 400/51	1	5.8	0.059	0.413	2.74
9	110	АС 400/51	1	8.5	0.059	0.413	2.74
10	110	АС 400/51	1	18.4	0.059	0.413	2.74
11	110	АС 400/51	1	14.4	0.059	0.413	2.74
12	110	АС 300/39	2	6.9	0.096	0.429	2.645
13	110	АС 120/19	2	2.7	0.244	0.427	2.658
14	110	АС 240/32	2	3.3	0.118	0.405	2.808
15	110	АС 240/32	2	3.3	0.118	0.405	2.808
16	110	АС 240/32	1	4.2	0.118	0.405	2.808
17	110	АС 240/32	1	4.5	0.118	0.405	2.808
18	110	АС 150/24	2	2.26	0.204	0.42	2.707
19	110	АС 120/19	2	4	0,244	0,427	2,658

Расчетные параметры линий представлены в таблице 6

Таблица 6. Расчетные параметры линий.

№ линии	Название	Расчетные параметры		
		$r_{лэ}$, Ом	$x_{лэ}$, Ом	$b_{лэ}$, 10^{-6} , См
1	СЗК - Цинковая	0.35	1.22	8.4
2	Первомайская - СЗК	0.48	1.66	11.5
3	Цинковая - ТЭЦ1	0.15	0.51	14
4	Первомайская - Цинковая	0.83	2.84	19.7
5	ТЭЦ1 - Восточная	0.41	1.07	28.6
6	Восточная - Северная	0.83	2.15	14.3
7	Северная - ТЭЦ2	0.13	0.33	8.8
8	ТЭЦ2 - Бульварная	0.34	2.39	15.9
9	ТЭЦ2 - Транзитная	0.50	3.51	23.3
10	Бульварная - Первомайская	1.09	7.6	50.4
11	Транзитная - Первомайская	0.85	5.95	39.5
12	ТЭЦ1 - ГПП1	0.33	1.48	36.5
13	ГПП1 - Промплощадка	0.33	0.58	14.4
14	ГПП1 - ГПП2	0.19	0.67	18.5
15	ГПП2 - ГПП3	0.19	0.67	18.5
16	ГПП3 - ТЭЦ3	0.50	1.70	11.8
17	ГПП3 - Плавильная	0.53	1.82	12.6
18	ТЭЦ3 - Плавильная	0.23	0.47	12.23
19	Промплощадка - ЭС 110	0.48	0.854	21,26

4.2 Расчет установившихся режимов

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.

4.2.1 Максимальный режим сети

Исходными данными для расчета максимального режима работы сети являются: мощности потребителей и электростанций (в том числе новой ЭС); балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с заданием. Режим максимальных нагрузок характеризуется повышенным напряжением в узлах сети, а также возникновением потоков мощностей, связанных с наибольшим потреблением электроэнергии.

Расчет максимального режима на ЭВМ в программе RASTRwin3 представлен на рисунке 7.

					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		34

Напряжения в узлах (у потребителей) и отклонение их от номинальных представлены в таблице 7.

Таблица 7. Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения
Первомайская	110	
СЗК	110,09	-0,14
Цинковая	110,18	-0,23
ТЭЦ1	110,31	-0,26
Восточная	110,63	-0,03
Северная	112,44	0,95
ТЭЦ2	112,78	1,12
Бульварная	112,01	0,76
Транзитная	111,68	0,66
ГПП1	110,47	-0,44
Промплощадка	110,38	-0,48
ГПП2	110,68	-0,45
ГПП3	110,94	-0,41
ТЭЦ3	111,47	-0,27
Плавильная	111,27	-0,35
ЭС 110	112,48	0,96
ЭС 10	10,35	1,74

Отклонения напряжений в узлах сети в максимальном режиме находятся в пределах допустимой нормы.

Проведем анализ токов в ветвях сети в режиме максимальных нагрузок.

Токи в ветвях в режиме максимальных нагрузок представлены в таблице 8.

Из таблицы видно, что расчетный ток не превышает длительно допустимый, поэтому замена линий не требуется. Так же плотность тока расчетная не превышает нормированного значения плотности тока (0.9 А/мм^2)

Потери в линиях составляют 1-2%.

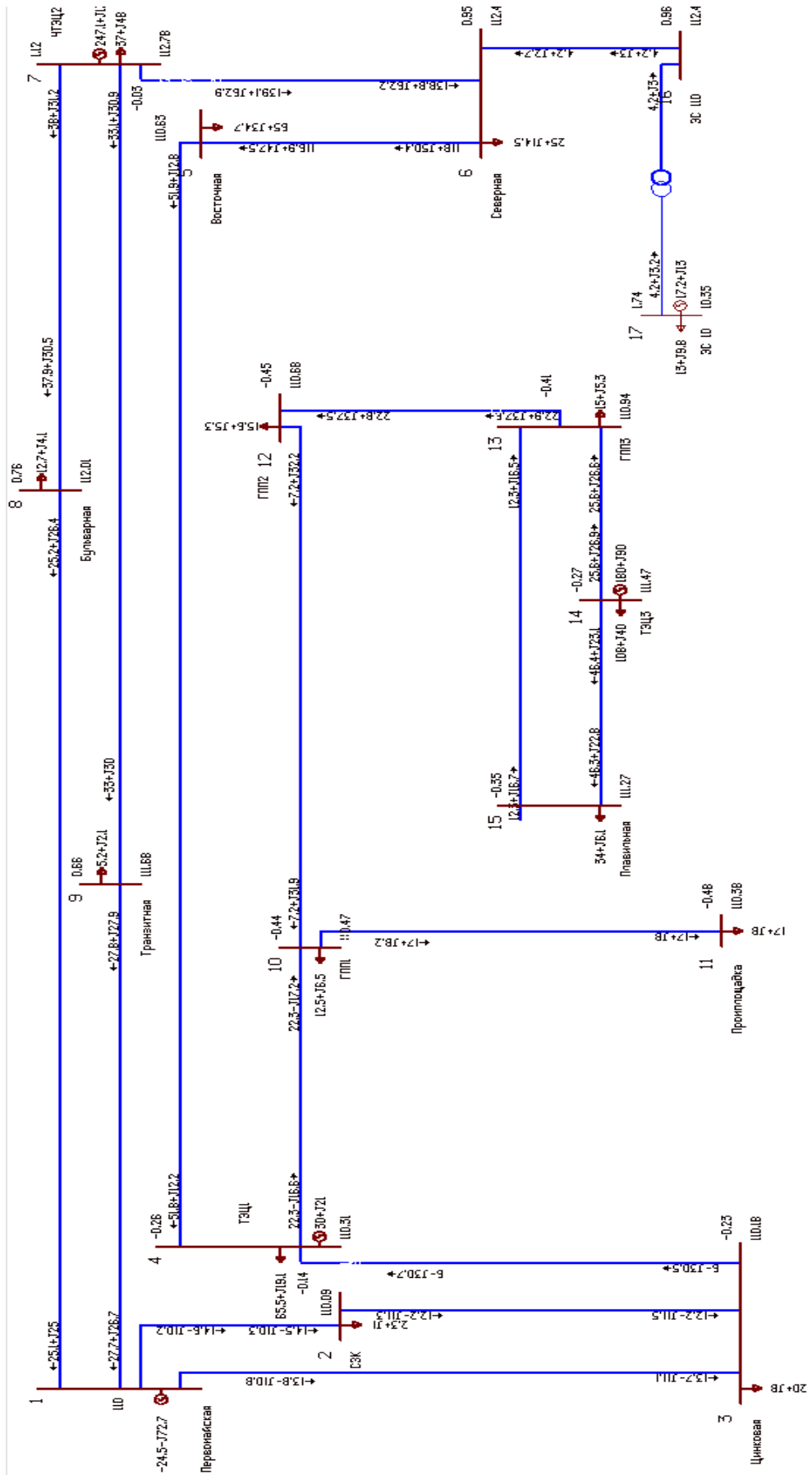


Рисунок 7 – Максимальный режим сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

Лист

36

Таблица 8. Токи в ветвях в режиме максимальных нагрузок

N_нач	N_кон	Название	I_max, А	Iдоп, А	j _{расч} , А/мм ²
2	3	СЗК - Цинковая	88	610	0,144
1	2	Первомайская - СЗК	94	610	0,154
3	4	Цинковая - ТЭЦ1	164	1220	0,134
1	3	Первомайская - Цинковая	92	610	0,151
4	5	ТЭЦ1 - Восточная	279	1020	0,274
5	6	Восточная - Северная	659	510	1,292
6	7	Северная - ЧТЭЦ2	781	1020	0,766
7	8	ЧТЭЦ2 - Бульварная	251	825	0,304
7	9	ЧТЭЦ2 - Транзитная	232	825	0,281
8	1	Бульварная - Первомай- ская	188	825	0,228
9	1	Транзитная - Первомай- ская	204	825	0,247
4	10	ТЭЦ1 - ГПП1	147	1380	0,107
10	11	ГПП1 - Промплощадка	99	390	0,254
10	12	ГПП1 - ГПП2	172	1220	0,141
12	13	ГПП2 - ГПП3	230	1220	0,189
13	14	ГПП3 - ТЭЦ3	192	610	0,315
13	15	ГПП3 - Плавильная	108	610	0,177
14	15	ТЭЦ3 - Плавильная	268	900	0,298
6	16	Северная – ЭС 110	296	780	0,379

3.2.2 Минимальный режим сети

Режим минимальных нагрузок характеризуется невысоким энергопотреблением. Исходными данными при расчете любого режима являются: мощности потребителей и электростанций, для минимального режима определяются графиками нагрузок или принимаются в пределах 0,6..0,7 от заданных.[5]

В этом режиме потоки мощностей в ветвях, величина токов в линиях, напряжений в узлах сети ниже. Данный режим необходимо проанализировать, так как могут быть отклонений, превышающие допустимые нормы

Отклонение и уровни напряжения потребителей представлены в таблице 9.

Таблица 9. Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	Уровни напряжения, кВ	Отклонение напряжения
Первомайская	110,08	
СЗК	110,15	0,09
Цинковая	110,24	0,15

Продолжение таблицы 9.

ТЭЦ1	110,41	0,24
Восточная	111,47	0,35
Северная	111,68	0,89
ТЭЦ2	111,21	0,99
Бульварная	111,01	0,69
Транзитная	110,40	0,6
ГПП1	110,37	0,51
Промплощадка	110,52	0,49
ГПП2	110,68	0,67
ГПП3	110,99	0,86
ТЭЦ3	110,88	1,19
Плавильная	110,44	1,09
ЭС110	112	0,9
ЭС10	10,27	1,54

Отклонения напряжений в узлах сети в минимальном режиме находятся в пределах допустимой нормы.

Проведем анализ токов в ветвях сети в режиме минимальных нагрузок. Токи в ветвях в режиме минимальных нагрузок представлены в таблице 10.

Таблица 10. Токи в ветвях в режиме максимальных нагрузок

№ нач	№ кон	Название	I_{max}, A	$I_{доп}, A$	$j_{расч}, A/mm^2$
2	3	СЗК - Цинковая	137	610	0,225
1	2	Первомайская - СЗК	129	610	0,211
3	4	Цинковая - ТЭЦ1	339	1220	0,278
1	3	Первомайская - Цинковая	135	610	0,221
4	5	ТЭЦ1 - Восточная	118	1020	0,116
5	6	Восточная - Северная	362	510	0,710
6	7	Северная - ТЭЦ2	440	1020	0,431
7	8	ТЭЦ2 - Бульварная	198	825	0,240
7	9	ТЭЦ2 - Транзитная	187	825	0,227
8	1	Бульварная - Первомайская	156	825	0,189
9	1	Транзитная - Первомайская	168	825	0,204
4	10	ТЭЦ1 - ГПП1	331	1380	0,240
10	11	ГПП1 - Промплощадка	64	390	0,164
10	12	ГПП1 - ГПП2	439	1220	0,360
12	13	ГПП2 - ГПП3	491	1220	0,402
13	14	ГПП3 - ТЭЦ3	326	610	0,534
13	15	ГПП3 - Плавильная	216	610	0,354
14	15	ТЭЦ3 - Плавильная	323	900	0,359
6	16	Северная - ЭС 110	20	780	0,026

Из таблицы видно, что расчетный ток не превышает длительно допустимый, поэтому замена линий не требуется. Так же плотность тока расчетная не превышает нормированного значения плотности тока (0.9 А/мм²).

Минимальный режим сети представлен на рисунке 8.

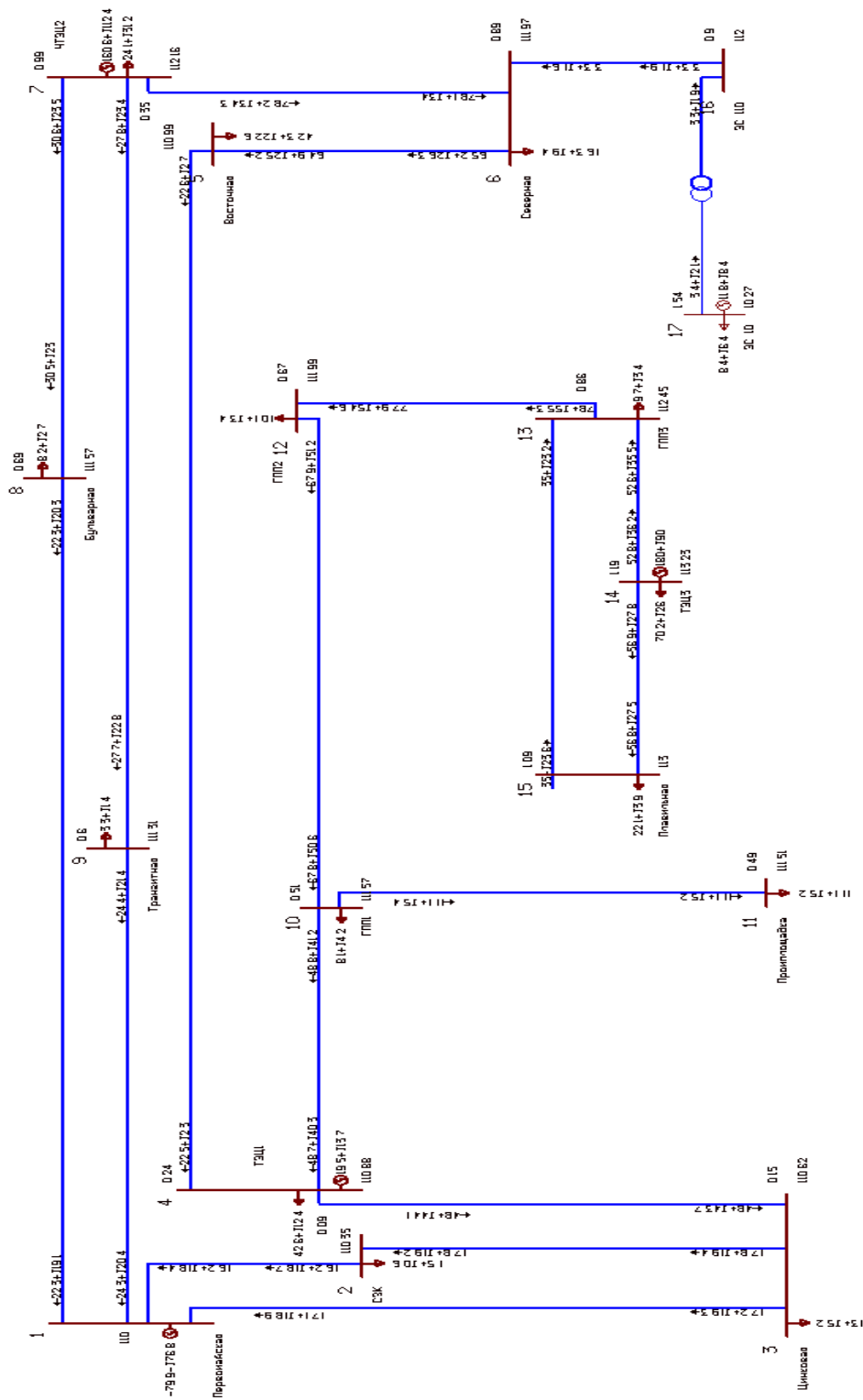


Рисунок 8 – Минимальный режим сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

3.2.3 Послеаварийный режим сети

Исходными данными для расчета послеаварийного режима работы сети являются: мощности потребителей и электростанций; балансирующая подстанция и базисный узел, в котором задается напряжение в соответствии с расчетной схемой района сети.

Для выявления максимальных значений потоков мощности необходимо рассмотреть особо тяжелый послеаварийный режим, возникающий при отключении либо одной из наиболее нагруженных линий, либо значительной генерирующей мощности. При этом нагрузки подстанций должны соответствовать максимальному режиму.

Так как аварий в сети может быть большое множество, необходимо выбрать одну самую тяжелую по последствиям

Потоки мощностей при отключении линий в сети представлены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11. Максимальные токи в линиях при отключении Л1-Л12

откл	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8	Л9	Л10	Л11	Л12
Л1		14	53	158	202	378	91	101	102	99	101	88
Л2	13		66	164	213	391	99	96	98	97	98	94
Л3	144	148		149	319	657	156	261	259	241	249	165
Л4	163	156	61		211	391	97	100	102	99	101	93
Л5	281	293	312	294		394	256	425	413	383	395	279
Л6	658	670	637	670	379		634	806	794	765	777	659
Л7	805	792	751	792	501	120		927	916	887	898	781
Л8	243	249	294	249	378	555	264		331	68	321	252
Л9	223	230	282	230	364	551	245	323		299	29	232
Л10	181	188	240	187	311	488	201	71	269		259	188
Л11	196	203	258	203	335	522	218	295	31	272		204
Л12	147	144	145	149	148	148	145	146	147	147	147	
Л13	99	99	97	99	99	100	99	98	98	98	98	99

Продолжение таблицы 11.

Л14	172	173	169	173	173	175	173	171	171	171	171	172
Л15	230	231	226	230	231	233	231	229	229	229	229	230
Л16	192	193	189	192	193	195	193	192	192	192	192	193
Л17	108	108	106	108	108	109	108	108	108	108	108	108
Л18	268	267	263	268	269	272	268	267	267	268	268	269
Л19	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26

Таблица 12. Максимальные токи в линиях при отключении Л13-Л18

откл	Л13	Л14	Л15	Л16	Л17	Л18	Л19
Л1	88	90	89	88	87	88	88
Л2	94	96	94	93	93	94	94
Л3	163	170	169	163	165	164	164
Л4	93	95	93	92	91	92	93
Л5	280	278	277	279	276	279	280
Л6	659	657	657	659	656	659	660
Л7	782	780	780	782	779	781	782
Л8	251	252	252	251	252	251	252
Л9	232	232	232	232	232	232	232
Л10	188	188	189	188	188	188	189
Л11	204	204	204	204	204	204	204
Л12	148	152	148	147	143	147	149
Л13		99	99	99	99	99	99
Л14	171		177	170	175	173	171
Л15	230	233		228	232	231	229
Л16	192	193	193		301	175	192
Л17	108	109	109	298		125	108
Л18	269	268	267	451	180		269
Л19	26	26	26	26	26	26	

Для выявления максимальных значений потоков мощности необходимо рассмотреть несколько особо тяжелых послеаварийных режимов, возникающий при отключении либо одной из наиболее нагруженных линий в кольце. Рассматриваемая сеть состоит из нескольких кольцевых участков, поэтому наибо-

лее тяжелые послеаварийные режимы будут возникать при отключении одной из линий в кольце.

Послеаварийные режимы возникающие при отключении Л3, Л5 представлены на рисунках 9 и 10 соответственно.

Таблица 13. Максимальные рабочие токи, протекающие по линиям, и длительно допустимые токи линий (при отключении линии Л3)

№ Л	I_p , А	$I_{\text{длит доп}}$, А	$I_p/I_{\text{длит доп}}$
Л1	53	610	0,087
Л2	66	610	0,108
Л4	61	1020	0,060
Л5	308	510	0,604
Л6	633	1020	0,621
Л7	749	825	0,908
Л8	295	825	0,358
Л9	283	825	0,343
Л10	242	825	0,293
Л11	259	1380	0,188
Л12	142	390	0,364
Л13	97	1220	0,080
Л14	170	1220	0,139
Л15	227	610	0,372
Л16	189	610	0,310
Л17	106	900	0,118
Л18	262	780	0,336
Л19	26	780	0,033

Напряжения в узлах (у потребителей) и отклонение их от номинальных представлены в таблице 14.

Таблица 14. Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	V	Delta
Первомайская	110	
СЗК	109,88	-0,08
Цинковая	109,8	-0,13
ТЭЦ1	112,55	-0,74
Восточная	112,58	-0,43
Северная	113,81	0,68
ЧТЭЦ2	114,07	0,87
Бульварная	112,99	0,57

Продолжение таблицы 14

Транзитная	112,71	-0,91
ГПП1	112,62	-0,94
Промплощадка	112,91	-0,92
ГПП2	113,15	-0,86
ГПП3	113,67	-0,73
ТЭЦ3	113,48	-0,8
Плавильная	113,85	0,69
ЭС 110	10,42	1,07
ЭС 10	112,71	-0,91

Отклонения напряжений в узлах сети в минимальном режиме находятся в пределах допустимой нормы.

Таблица 15. Максимальные рабочие токи, протекающие по линиям, и длительно допустимые токи линий (при отключении линии Л5)

№ Л	I_p , А	$I_{\text{длит доп}}$, А	$I_p / I_{\text{длит доп}}$
Л1	202	610	0,331
Л2	213	610	0,349
Л3	319	610	0,523
Л4	211	1020	0,207
Л6	379	510	0,372
Л7	501	1020	0,607
Л8	378	825	0,458
Л9	364	825	0,441
Л10	311	825	0,377
Л11	335	825	0,243
Л12	148	1380	0,379
Л13	99	390	0,081
Л14	173	1220	0,142
Л15	231	1220	0,379
Л16	193	610	0,316
Л17	108	610	0,120
Л18	269	900	0,345
Л19	26	780	0,372

Напряжения в узлах (у потребителей) и отклонение их от номинальных представлены в таблице 15.

Таблица 15. Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	V	Delta
Первомайская	110,00	
СЗК	109,89	-0,33
Цинковая	109,83	-0,55
ТЭЦ1	109,84	-0,71
Восточная	112,29	1,64

Северная	113,44	2,14
ЧТЭЦ	113,67	2,24
Бульварная	112,68	1,62
Транзитная	112,23	1,38
ГПП1	110,01	-0,89
Промплощадка	109,92	-0,92
ГПП2	110,22	-0,90
ГПП3	110,47	-0,84
ТЭЦ3	111,00	-0,70
Плавильная	110,81	-0,78
ЭС 110	113,48	2,15
ЭС 10	10,39	2,53

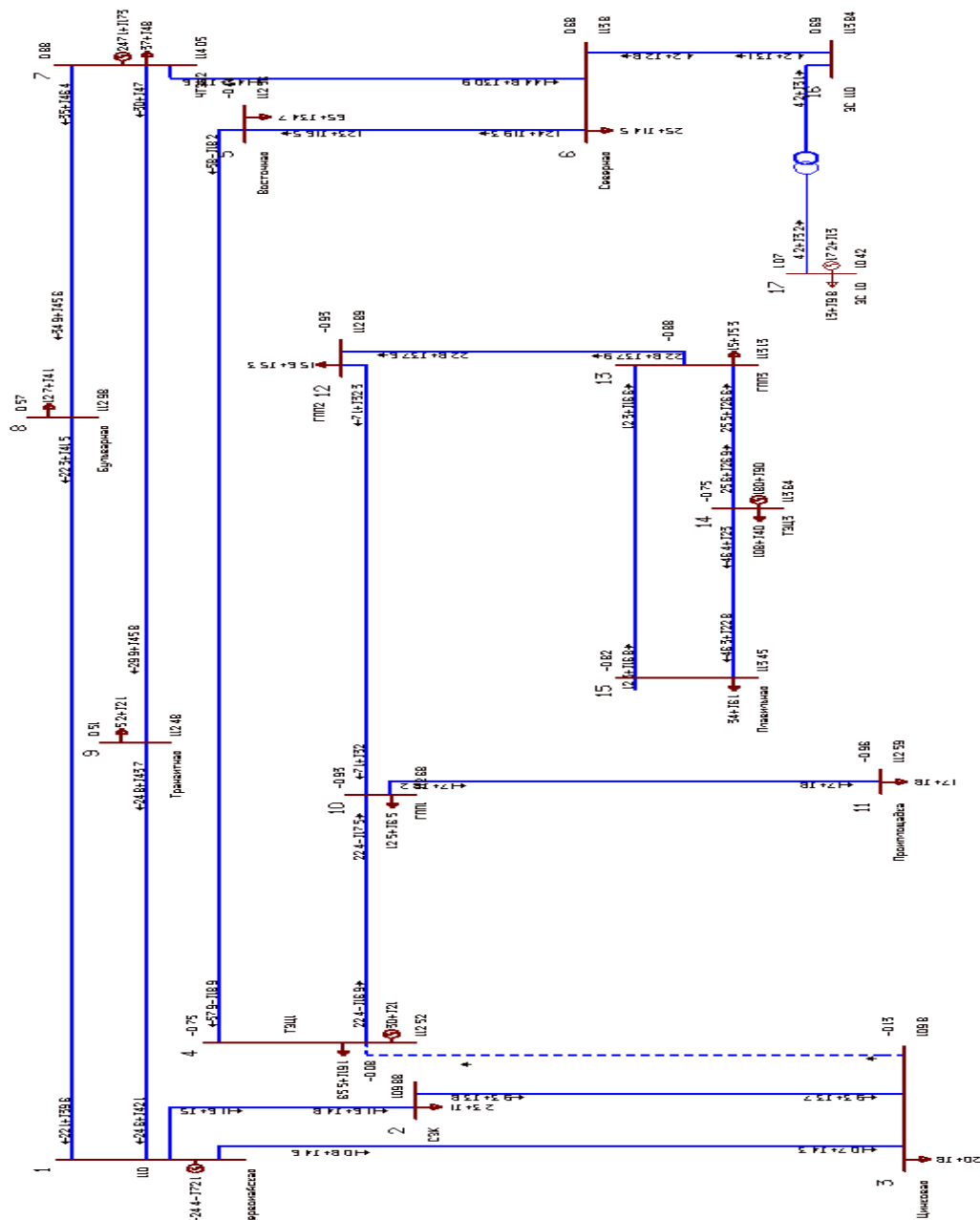


Рисунок – Послеаварийный режим при отключении ЛЗ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

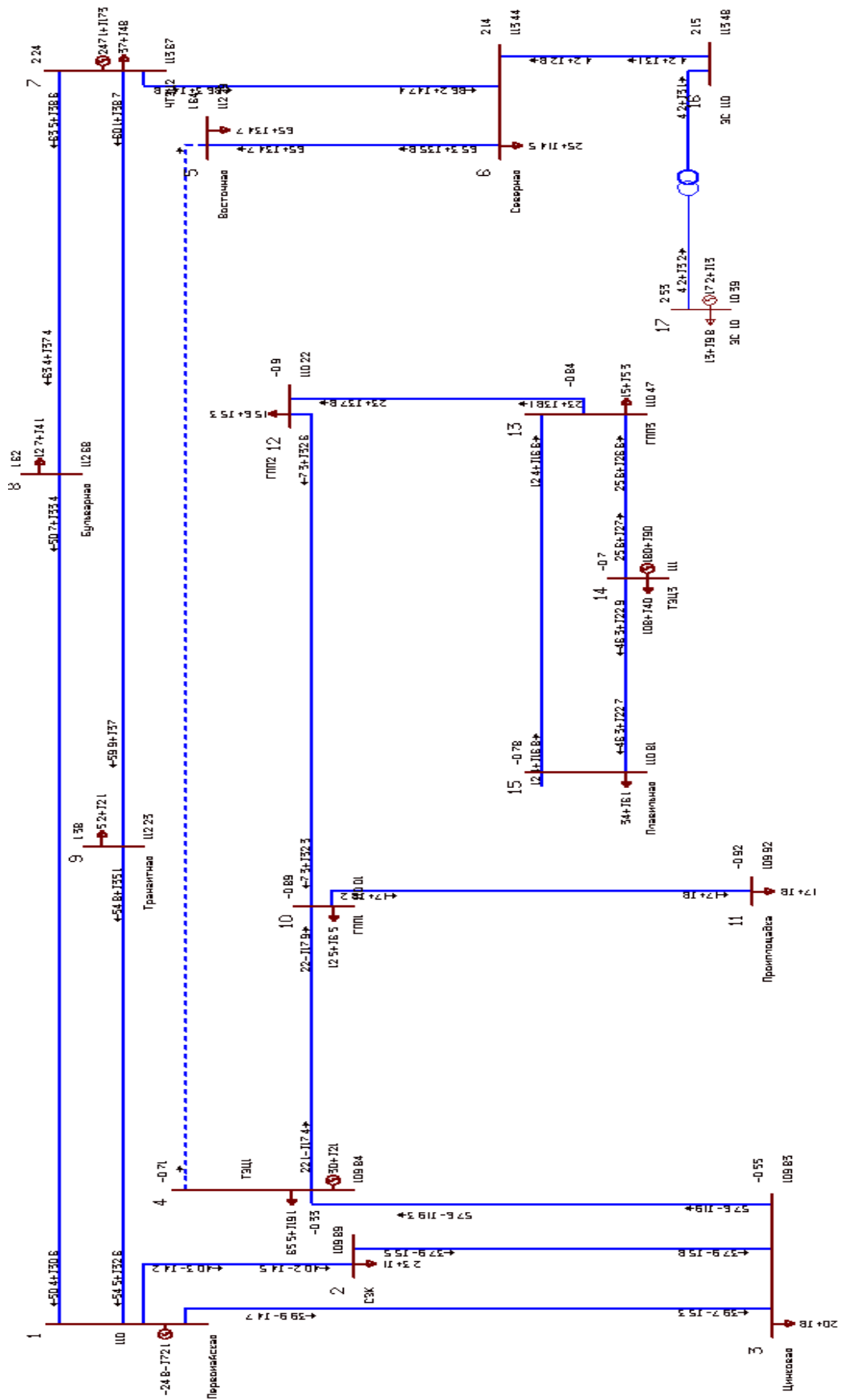


Рисунок 10 – Послеаварийный режим при отключении Л5.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

Лист

45

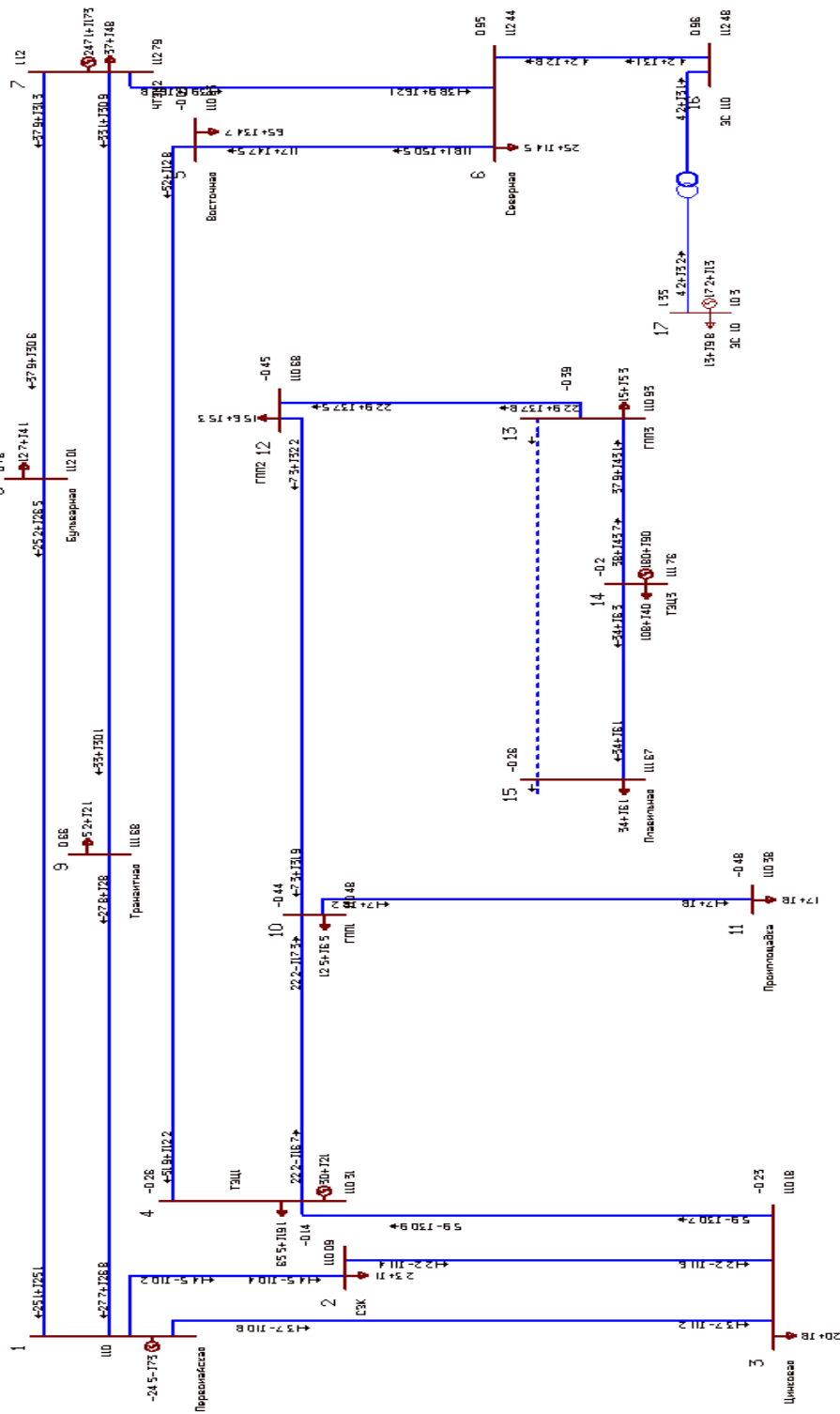


Рисунок 11 – Послеаварийный режим при отключении Л17.

На рисунке 11 представлен послеаварийный режим при отключении Л11 во втором кольце.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

Таблица 16. Максимальные рабочие токи, протекающие по линиям, и длительно допустимые токи линий (при отключении линии Л17)

№ Л	I_p , А	$I_{длит доп}$, А	$I_p / I_{длит доп}$
Л1	88	610	0,1443
Л2	94	610	0,1541
Л3	165	610	0,2705
Л4	93	1020	0,0912
Л5	279	510	0,5471
Л6	659	1020	0,6461
Л7	781	825	0,9467
Л8	252	825	0,3055
Л9	232	825	0,2812
Л10	189	825	0,2291
Л11	204	1380	0,1478
Л12	147	390	0,3769
Л13	99	1220	0,0811
Л14	172	1220	0,1410
Л15	230	610	0,3770
Л16	299	610	0,4902
Л18	179	900	0,223
Л19	27	780	0,035

Напряжения в узлах (у потребителей) и отклонение их от номинальных представлены в таблице 17.

Таблица 17. Отклонение и уровни напряжения потребителей

Потребители	V	Delta
Первомайская	110,00	
СЗК	110,09	-0,14
Цинковая	110,18	-0,23
ТЭЦ1	110,31	-0,26
Восточная	110,63	-0,03
Северная	112,44	0,95
ЧТЭЦ2	112,79	1,12
Бульварная	112,01	0,76
Транзитная	111,68	0,66
ГПП1	110,48	-0,44
Промплощадка	110,38	-0,48
ГПП2	110,68	-0,45
ГПП3	110,93	-0,39
ТЭЦ3	111,76	-0,20
Плавильная	111,67	-0,26
ЭС 110	112,48	0,96
ЭС 10	10,30	1,35

5 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

5.1 Распределительное устройство высокого напряжения

Основным фактором в выборе схемы соединений РУ ВН электростанции является число присоединений на стороне (два присоединения). Напряжение на шинах ВН составляет 110 кВ. При небольшом количестве присоединений на стороне ВН применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, что снижает число применяемых выключателей. Схемы данного типа позволяют уменьшить расходы при проектировании и строительстве электростанции, в связи с уменьшением количества электрооборудования, строительных материалов. В связи с этим снижается общая стоимость распределительного устройства, уменьшается время, требуемое на его монтаж.

На основании этих факторов выбираем схему мостик с выключателями в цепи линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Схема РУ ВН представлена на рисунке 12.

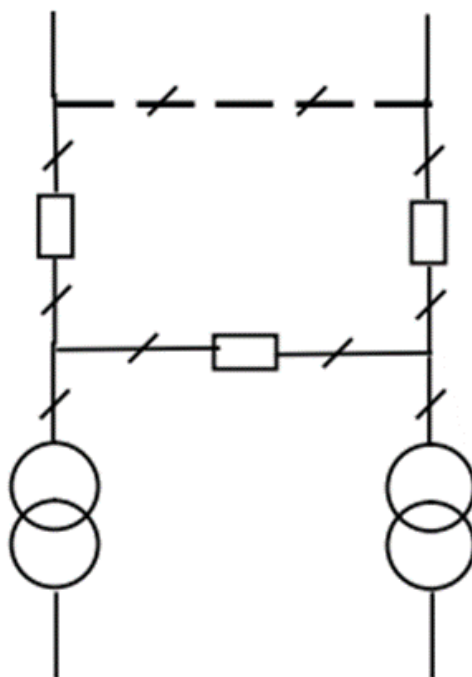


Рисунок 12. – Схема распределительного устройства высокого напряжения.

В схеме «мостик» линии или трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях соединяются между собой с помощью выключателя. Данная схема применяется на стороне ВН 35—220 кВ подстанций и электростанций при не-

обходимости секционирования выключателем линий или трансформаторов мощностью до 63 МВА включительно. На напряжениях 110 и 220 кВ схема мостика применяется, как правило, с ремонтной перемычкой, которая при соответствующем обосновании может не предусматриваться. Ремонтная перемычка позволяет выполнять ревизию любого выключателя со стороны линий или трансформаторов при сохранении в работе линий и трансформаторов. При аварии на одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются работающими. В случае аварии на одном из трансформаторов отключение выключателя приводит к отключению трансформатора и питающей линии. Отключение линии при повреждении трансформатора является недостатком данной схемы[8].

5.2 Распределительное устройство низкого напряжения

На генераторном напряжении электростанций, отдающих большую часть электроэнергии близко расположенным потребителям, примем к установке схему с одной секционированной системой сборных шин (см.рисунок 13). Сборные шины разделены на секции по числу генераторов. Секции соединяются между собой с помощью секционных выключателей и секционного реактора LRB, который служат для ограничения тока КЗ на шинах.

Отходящие линии 10 кВ присоединяются к шинам КРУ, получающим питание через групповые сдвоенные реакторы LR1, LR2, LR3 от соответствующих секций главного распределительного устройства. Количество групповых реакторов зависит от числа линий и общей нагрузки потребителей 10 кВ. Благодаря малой вероятности аварий в самом реакторе и ошиновке от реактора до главных сборных шин и до сборок КРУ присоединение группового реактора осуществляется без выключателя, предусматривается лишь разъединитель для ремонтных работ в ячейке реактора. Для линий в этих случаях применяют ячейки КРУ[13].

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		49

Достоинствами данной схемы являются простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность.

К недостаткам можно отнести то, что при повреждении и последующем ремонте одной из секций ответственные потребители, нормально питающиеся от обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

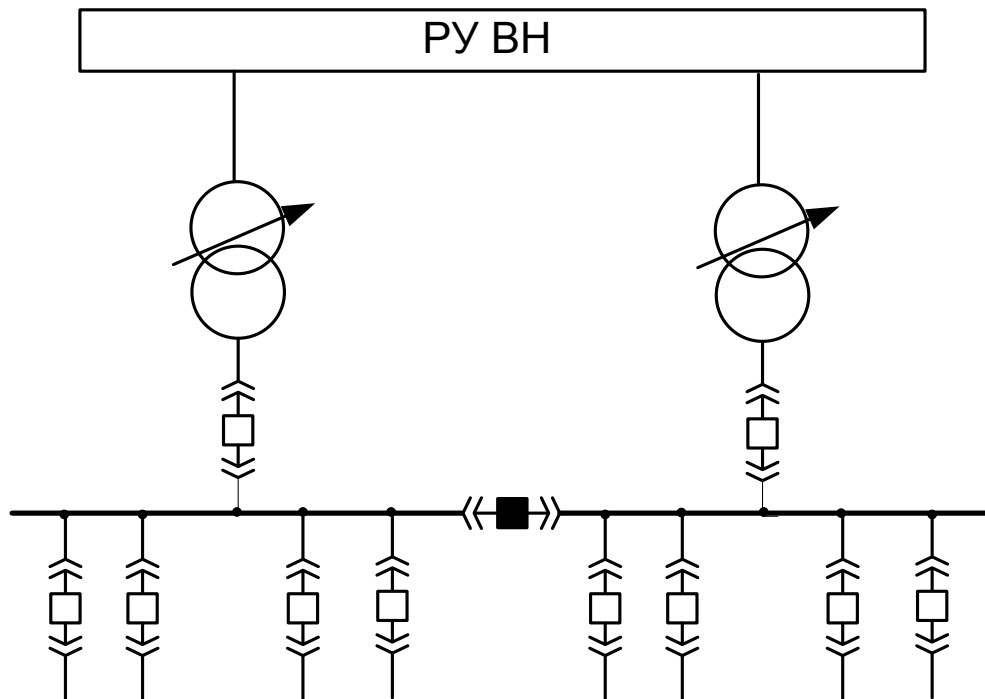


Рисунок 13. Схема распределительного устройства низкого напряжения.

5.3 Расчет токов в нормальном и утяжеленных режимах

В нормальном режиме должны выполняться неравенства:

$$U_{ном} \geq U_{установки} \quad I_{ном} \geq I_{раб_max} . \quad (5.3.1)$$

Расчетные токи на высшем напряжении:

Нормальный режим

$$I_{пит_линии\ вн} = \frac{S_{нагр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{17990}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 47,21 \text{ А}, \quad (5.3.2)$$

$$I_{тр\ вн} = \frac{0,7 \cdot S_{ном_тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58,78 \text{ А}$$

Утяжелённый (максимальный) режим

$$I_{\text{пит_линии вн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{17990}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 94,42 \text{ А} \quad (5.3.3)$$

$$I_{\text{тр вн max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,57 \text{ А.} \quad (5.3.4)$$

Расчетные токи на низшем напряжении:

Нормальный режим

$$I_{\text{отх_лин нн}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{16250}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 148,92 \text{ А,} \quad (5.3.5)$$

$$I_{\text{тр_нн}} = \frac{S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77 \text{ А.} \quad (5.3.6)$$

Утяжелённый режим

$$I_{\text{отх_лин нн}} = \frac{2 \cdot S_{\text{нагр}}}{n_{\text{отх}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{2 \cdot 16250}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 397,84 \quad (5.3.7)$$

$$I_{\text{тр_нн max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном_тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}} \cdot 2} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,68 \text{ А.} \quad (5.3.8)$$

5.4. Выбор целесообразного способа ограничения токов короткого замыкания

Рост мощности электростанций приводят к повышению надежности электроснабжения, а также к значительному повышению токов короткого замыкания. На электростанциях с поперечными связями генераторного напряжения для ограничения токов КЗ в ГРУ (при наличии двух трансформаторов связи) применяют секционные реакторы (далее СР) Для достижения необходимого токоограничивающего эффекта у потребителя обычно необходимо устанавливать линейные реакторы, которые снижают токи КЗ как у потребителя, так и питающей сети.

На рисунке 14 представлен пример ограничения токов КЗ на электростанции малой мощности.

Реакторы выбирают в зависимости от места их установки, по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

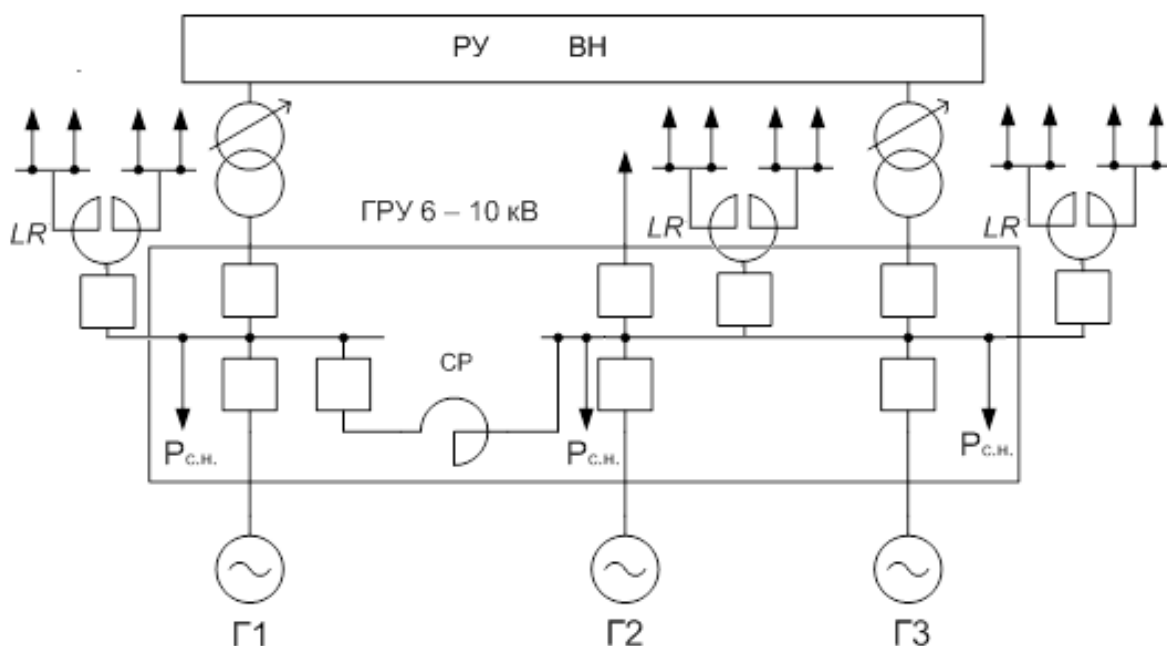


Рисунок 14 – Пример ограничения токов КЗ на электростанции малой мощности

При выборе секционного реактора соблюдается следующая последовательность выбора:

1. Определяют число секций ГРУ;
2. В соответствии с числом секций ГРУ выбирают схему включения секционных реакторов.
3. Номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки;
4. Номинальный ток реактора (или ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен:

$$I_{\text{макс CP}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном Г}}} = 0,7 \cdot \frac{21,48 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 826,76 \text{ А}, \quad (5.4.1)$$

где $S_{\text{ном Г}}$ – номинальная мощность генератора, кВА;

$U_{\text{ном Г}}$ – номинальное напряжение генератора, кВ.

Следовательно, секционный реактор (внутренней установки) выбирается максимальным по току (справочные данные): РБГ-10-1000-0,35.

5.5. Расчет токов короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств электростанции должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Для этого составляется расчетная схема замещения (рисунок 13), намечаются расчетные точки короткого замыкания и определяются токи короткого замыкания.

При составлении расчетной схемы для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. За расчетную точку короткого замыкания принимают точку, при повреждении которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток. При расчете токов короткого замыкания сопротивление линии учтено в x_{*c} , причем все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$.

Основная расчётная схема замещения приведена на рисунке 15 (а,б).

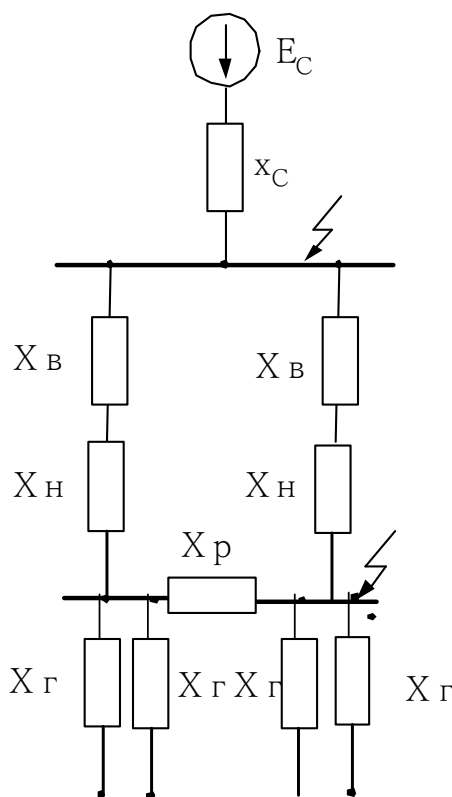


Рисунок 15а - Основная расчетная схема замещения

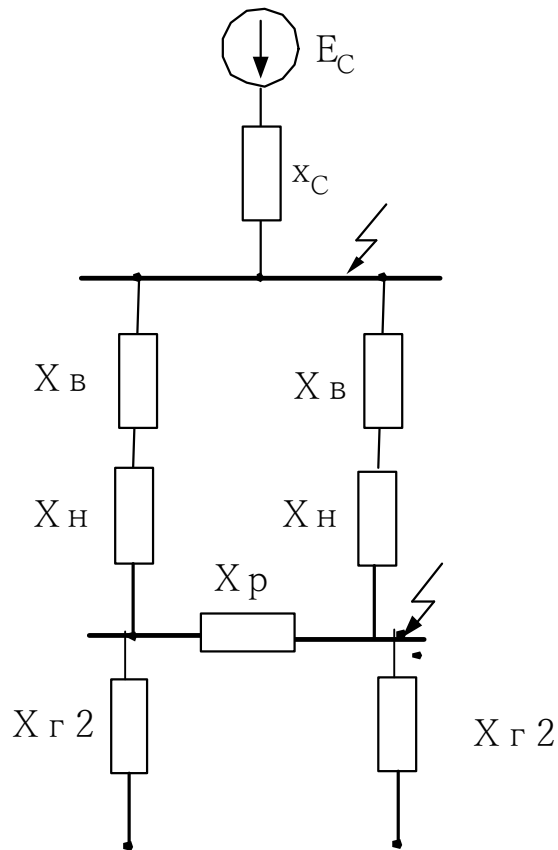


Рисунок 15б -Основная расчетная схема замещения (упрощенная)

Определим сопротивления расчетной схемы замещения, приведенные к базисным величинам:

$$x_{*гр} = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном,гр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,656, \quad (5.5.1)$$

$$x_{*Г} = x_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном,г}} = 0,125 \cdot \frac{100}{5,37} = 2,328. \quad (5.5.2)$$

Определим сверхправедные ЭДС для генераторов:

$$E_0'' = \sqrt{(U_0 + I_0 \cdot x_d'' \cdot \sin\varphi)^2 + (I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos\varphi)^2}, \quad (5.5.3)$$

где U_0 - фазное напряжение генератора в предшествующий КЗ режиме;

I_0 - фазный ток генератора в предшествующий КЗ режиме;

φ - угол сдвига между векторами тока и напряжения в том же режиме;

x_d'' - сверхпереходное сопротивление синхронной машины.

Т.к. расчет ведется в о.е., принимаем $U_0 = 1, I_0 = 1$.

Сверхпроводное ЭДС генераторов G1,G2,G3,G4:

$$E_0'' = \sqrt{(1 + 1 \cdot 0,125 \cdot 0,6)^2 + (1 \cdot 0,125 \cdot 0,8)^2} = 1,08.$$

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К1).

Упрощённая схема замещения для точки К1, представлена на рисунке 14.

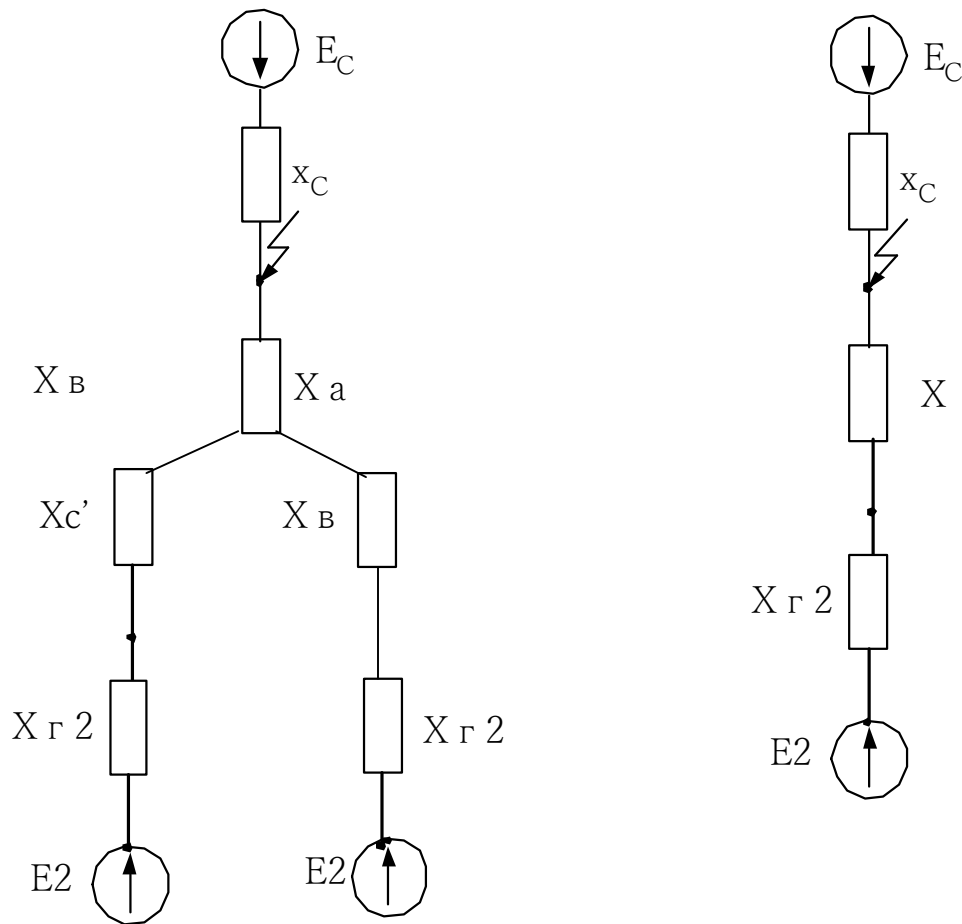


Рисунок 16 – Упрощённая схема замещения для точки К1

$$x_{*a} = \frac{x_T \cdot x_T}{x_T + x_T + x_p} = \frac{0,656 \cdot 0,656}{0,656 + 0,656 + 0,35} = 0,259, \quad (5.5.4)$$

$$x_{*B} = \frac{x_T \cdot x_p}{x_T + x_T + x_p} = \frac{0,656 \cdot 0,656}{0,656 + 0,656 + 0,35} = 0,138, \quad (5.5.5)$$

$$x_{*c0} = \frac{x_T \cdot x_p}{x_T + x_T + x_p} = \frac{0,656 \cdot 0,656}{0,656 + 0,656 + 0,35} = 0,138, \quad (5.5.6)$$

$$x_{*c0Г1} = x_{*Г}/2 + x_{*c0} = 2,328/2 + 0,138 = 1,302, \quad (5.5.7)$$

$$x_{*BГ2} = x_{*Г}/2 + x_{*B} = 2,328/2 + 0,138 = 1,302, \quad (5.5.8)$$

$$x_{*1} = \frac{x_{*c0Г1} \cdot x_{*BГ2}}{x_{*c0Г1} + x_{*BГ2}} = \frac{1,302}{2} = 0,651, \quad (5.5.9)$$

$$x_{*2} = x_{*1} + x_{*a} = 0,651 + 0,259 = 0,91, \quad (5.5.10)$$

$$E_{*12} = x_{*1} \cdot \left(\frac{E_0''}{x_{*c0Г1}} + \frac{E_0''}{x_{*BГ2}} \right) = 0,651 \cdot \left(\frac{1,08}{1,328} + \frac{1,08}{1,328} \right) = 1,08. \quad (5.5.11)$$

Базисный ток:

$$I_{б_110} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp,ст}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}. \quad (5.5.11)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = \left(\frac{E_{*0}}{x_{*c}} + \frac{E_{*12}}{x_{*1}} \right) I_{б110} = \left(\frac{1}{0,029} + \frac{1,08}{0,91} \right) 0,502 = 17,9 \text{ кА.} \quad (5.5.12)$$

Вычислим коэффициент удалённости для генераторов:

$$\beta_{Г1} = \beta_{Г2} = I_{п,0Г} \cdot \frac{S_6}{P_{НОМГ}/\cos\varphi} = \frac{1,08}{1,302} \cdot \frac{100}{\frac{8,6}{0,8}} = 7,7. \quad (5.5.13)$$

Затухание периодической составляющей тока КЗ от синхронных машин следует учитывать при $\beta_{Г1} > 2$, используя обобщенный набор типовых кривых и найденного выше коэффициента удаленности для момента времени $t=0,3$ с определим коэффициенты затухания токов $\gamma_T = 0,58$ [6].

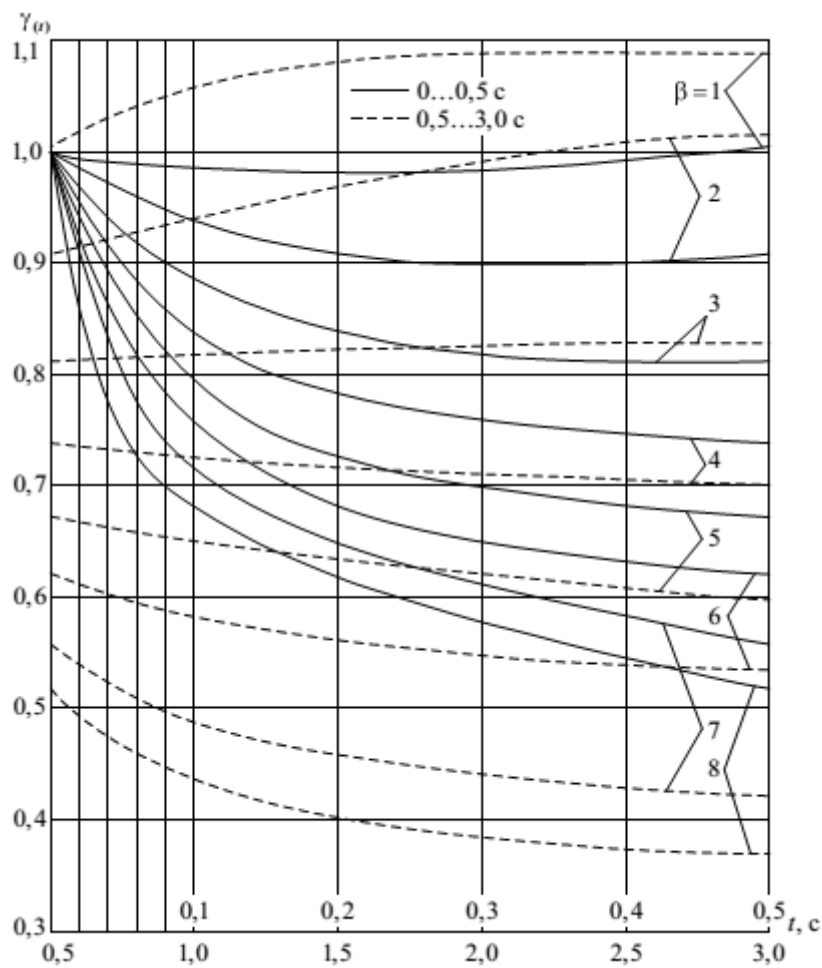


Рисунок 17 – Общий набор типовых кривых

Поскольку для эквивалентных систем всегда $\gamma_c = 1$, то, при использовании ранее применяемого набора типовых кривых, действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени 0,3 с определяется как

$$I_{п,т} = \left(\frac{E_{*0}}{x_{*c}} + \gamma_z \frac{E_{*12}}{x_{*1}} \right) I_{б110} = \left(\frac{1}{0,029} + 0,58 \cdot \frac{1,08}{0,91} \right) 0,502 = 17,65 \text{ кА.}$$

(5.5.14)

Для системы, связанной с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением 110 кВ значение ударного коэффициента: $k_y = 1,717$. [4]

Ударный ток (амплитудное значение) короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17,9 \cdot 1,717 = 43,64 \text{ кА.} \quad (5.5.15)$$

Рассмотрим трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К2)

Упрощённая схема замещения для точки К2 представлена на рисунке 16.

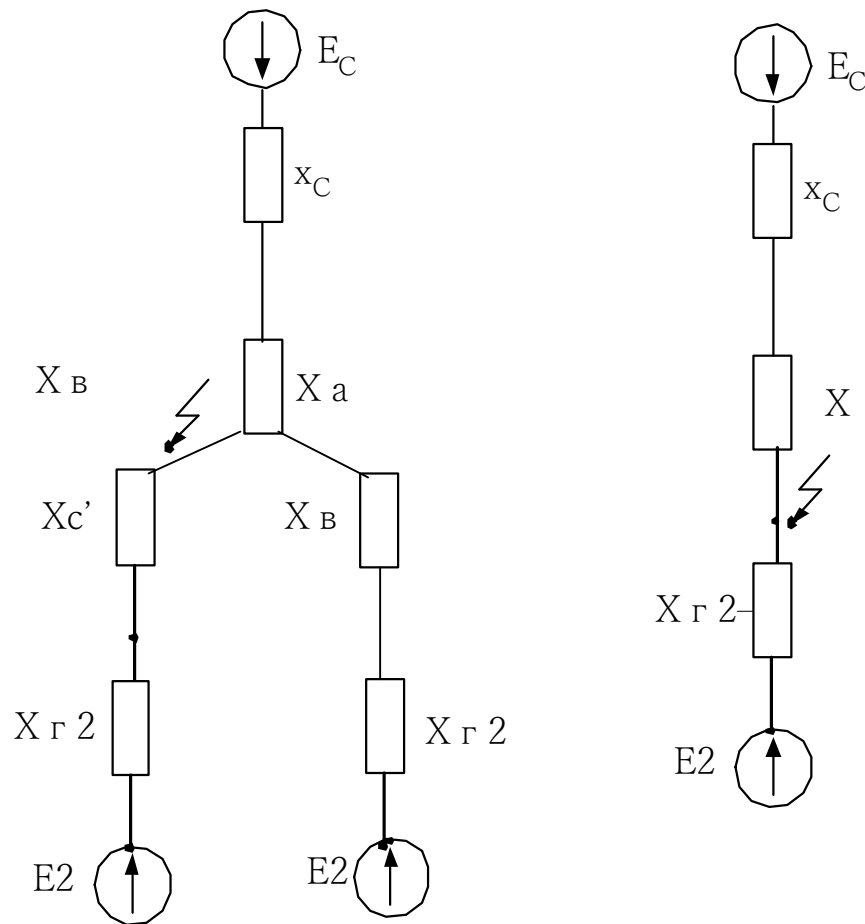


Рисунок 18 – Упрощённая схема замещения для точки К2

$$x_{*ca} = x_{*a} + x_{*c} = 0,259 + 0,029 = 0,288, \quad (5.5.16)$$

$$x'_* = \frac{x_{*ca} \cdot x_{*вГ2}}{x_{*ca} + x_{*вГ2}} = \frac{0,288 \cdot 1,302}{0,288 + 1,302} = 0,236, \quad (5.5.17)$$

$$x'_{*1} = x'_* + x_{*c0} = 0,236 + 0,138 = 0,374, \quad (5.5.18)$$

$$E_{*cr2} = x'_* \cdot \left(\frac{E''_0}{x_{*Br2}} + \frac{E_{*0}}{x_{*ca}} \right) = 0,236 \cdot \left(\frac{1,08}{1,302} + \frac{1}{0,288} \right) = 1,01, \quad (5.5.19)$$

Базисный ток:

$$I_{\delta_{10,5}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp_{cr}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,54 \text{ кА}. \quad (5.5.20)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{п,0} = I_{п,\tau} = \left(\frac{E_{*cr2}}{x'_{*1}} + \frac{E''_0}{x_{*r1}} \right) I_{\delta_{10,5}} = \left(\frac{1,01}{0,374} + \frac{1,08}{1,302} \right) I_{\delta_{10,5}} = 19,54 \text{ кА}. \quad (5.5.21)$$

Вычислим коэффициент удалённости для генераторов:

$$\beta_{r1} = I_{п,0r1} \cdot \frac{S_{\delta}}{P_{НОМГ}/\cos\varphi} = \frac{1,08}{1,302} \cdot \frac{100}{\frac{8,6}{0,8}} = 7,7, \quad (5.5.22)$$

$$\beta_{r2} = I_{п,\tau} = I_{п,0r2} \cdot \frac{S_{\delta}}{P_{НОМГ}/\cos\varphi} = \frac{(1,08-0,49)}{1,302} \cdot \frac{100}{\frac{8,6}{0,8}} = 4,2 \quad (5.5.23)$$

Затухание периодической составляющей тока КЗ от синхронных машин следует учитывать при $\beta_{r1} > 2$, используя обобщенный набор типовых кривых и найденного выше коэффициента удаленности для момента времени $t=0,3$ с определим коэффициенты затухания токов $\gamma_{r1} = 0,58$, $\gamma_{r2} = 0,75$ [6].

Поскольку для эквивалентных систем всегда $\gamma_c = 1$, то, при использовании ранее применяемого набора типовых кривых, действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент времени 0,3 с определяется как

$$I_{п,\tau} = \left(\frac{1-0,49}{0,288} + 0,75 \cdot \frac{(1,08-0,49)}{1,302} + 0,58 \cdot \frac{1,08}{1,164} \right) \cdot 5,54 = 14,67 \text{ кА}. \quad (5.5.24)$$

Для системы, связанной со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью 16 МВА значение ударного коэффициента: $k_y = 1,82$ [4].

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 19,54 \cdot 1,82 = 50,3 \text{ кА}. \quad (5.5.25)$$

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		58

5.6 Выбор коммутационных аппаратов

5.6.1 Выбор выключателей и разъединителей для РУ ВН

Выключатели в зависимости от применяемых в них дугогасительной и изолирующей сред подразделяются на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и выключатели с магнитным гашением дуги.

Коммутирующие аппараты должны надежно выполнять операции включения/отключения цепей как в нормальном, так и в аварийном режимах, в том числе при протекании тока короткого замыкания.

Намечаем к установке в распределительных устройствах высокого напряжения элегазовые выключатели, так как они обладают целым рядом достоинств:

- высокий механический и коммутационный ресурс;
- большие межремонтные сроки эксплуатации и малый объем обслуживания;
- низкий уровень шума при оперировании выключателя, отсутствие выбросов;
- компактность и небольшая масса;
- пожаро- и взрывобезопасная рабочая среда;
- надежное включение во всем диапазоне токов;
- отсутствие перенапряжений и другое.

В качестве изоляционной и дугогасящей среды используется шестифтористая сера (элегаз-SF₆).

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

Выключатели выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по длительному току $I_{норм} \leq I_{ном}$; $I_{max} \leq I_{ном}$;
- по отключающей способности.

Разъединители выбирают:

- по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		59

- по току $I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$
- по конструкции, роду установки;
- по электродинамической стойкости $i_y \leq i_{\text{дин.}}$

Намечаем к установке на стороне высокого напряжения элегазовый выключатель ВГУ-110.

Производим проверку выбранных выключателей по рассчитанным выше параметрам токов коротких замыканий с учетом условий динамической и термической стойкости.

По ГОСТ 687-78Е отключающая способность характеризуется: номинальным током отключения $I_{\text{отк.ном}}$; β_n допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей тока в токе отключения.

Номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}}$ и допустимое относительное содержание аperiodической составляющей β_n определяются в момент расхождения контактов выключателя τ .

Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определится по выражению:

$$\tau = t_{3,\text{min}} + t_{\text{с,в}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}, \quad (5.6.1.1)$$

где $t_{3,\text{min}} = 0.01 \text{ с}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с,в}}$ – собственное время отключения выключателя; $t_{\text{с,в}} = 0,03 \text{ с}$.

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{п,}\tau} \leq I_{\text{отк.ном}}, \quad (5.6.1.2)$$

$$17,65 \leq 40 \quad (5.6.1.3)$$

где $I_{\text{п,}\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ , кА;

$I_{\text{отк. ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА.

Проверка на возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ ($i_{\text{а,}\tau}$) в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{а,}\tau} \leq i_{\text{а,ном}}, \quad (5.6.1.4)$$

$$i_{\text{а,}\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,}\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 17,65 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,03}} = 6,49 \text{ кА}, \quad (5.6.1.5)$$

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		60

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Номинальная аperiodическая составляющая тока короткого замыкания для выключателя.

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк_ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,45 \text{ кА.} \quad (5.6.1.6)$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$\begin{aligned} I_{п,0} &\leq I_{дин}; & i_y &\leq i_{дин}, \\ 17,9 &< 40; & 44,02 &< 102, \end{aligned} \quad (5.6.1.7)$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{дин}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.6.1.8)$$

где W_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

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

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.6.1.9)$$

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о,в} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с,} \quad (5.6.1.10)$$

$$W_k = 17,9^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 60,88 \text{ кА}^2/\text{с.} \quad (5.6.1.11)$$

где $t_{р.з}$ - время действия основной релейной защиты, с;

$t_{о,в}$ - полное время отключения выключателя по каталогу;

T_a - постоянная времени.

$$60,88 \leq (40)^2 \cdot 3,$$

$$60,88 < 4800.$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 18.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		61

Выбираем по справочнику разъединители РГ-126-1600УХЛ1 с приводом ПРГ6-УХЛ1. Разъединители серии РГ-126/1600 УХЛ1 выполнены с повышенной электрической прочностью и улучшенными эксплуатационными свойствами. Управление разъединителями и заземлителями осуществляется отдельными одноваловыми приводами, которые устанавливаются на поставляемый в комплекте с разъединителями кронштейн.

Таблица 18 – Выключатели и разъединители для РУ ВН

Расчетные данные	ВГУ-110	РГ-126-1600УХЛ1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{max} = 117,57 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{п,τ} = 17,65 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{a,τ} = 6,49 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 25,5 \text{ кА}$	–
$I_{п,0} = 18,13 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 44,02 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 102 \text{ кА}$	–
$B_k = 62,45 \text{ кА}^2/\text{с}$	$4800 \text{ кА}^2/\text{с}$	$4800 \text{ кА}^2/\text{с}$

5.6.2 Выбор выключателей и разъединителей для ГРУ НН

Произведем выбор выключателя и разъединителей в ГРУ 10,5 кВ.

Намечаем к установке выключателя ВВВ-М-10-31,5/630 на отходящие линии с ГРУ в ячейке КРУ.

Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определится по выражению:

$$\tau = t_{з, min} + t_{с, в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с.} \quad (5.6.2.1)$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п, \tau} \leq I_{откл. ном}, \quad (5.6.2.2)$$

$$14,67 \text{ кА} < 31,5 \text{ кА.}$$

где $I_{п, \tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ ,

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения выключателя.

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ ($i_{a,\tau}$) в момент расхождения контактов:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,67 e^{-\frac{0,08}{0,06}} = 5,47 \text{ кА}, \quad (5.6.2.3)$$

$$i_{a,НОМ} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 31,5 / 100 = 8,91 \text{ кА}, \quad (5.6.2.4)$$

$$5,47 < 8,91 \text{ кА}.$$

Так условия $I_{п,\tau} \leq I_{отк.НОМ}$ и $i_{a,\tau} < i_{a,НОМ}$ соблюдаются, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.НОМ} \cdot (1 + \beta_H / 100) \quad (5.6.2.5)$$

$$(\sqrt{2} \cdot 14,67 + 5,47) \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot (1 + 20 / 100)$$

(5.6.2.6)

$$26,23 \text{ кА} < 53,5 \text{ кА}.$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (5.6.2.7)$$

$$50,3 \text{ кА} < 80 \text{ кА},$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.6.2.7)$$

где W_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.6.2.8)$$

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{о,в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}, \quad (5.6.2.9)$$

$$W_k = 19,54^2 \cdot (0,07 + 0,07) = 53,45 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где $t_{р,з}$ - время действия основной релейной защиты, с;

$t_{о,в}$ - полное время отключения выключателя по каталогу;

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		63

$$53,45 \leq (31,5)^2 \cdot 3,$$

$$53,45 \text{ кА}^2/\text{с} < 2976,75 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 19

Таблица 29 – Выключатели на отходящие линии с ГРУ в ячейке КРУ.

Расчетные данные	ВВВ-М-10-31,5/630
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 297,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ кА}$
$I_{п,τ} = 14,67 \text{ кА}$	$I_{откл. ном} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a,τ} = 5,47 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 8,91 \text{ кА}$
$I_{п,0} = 19,54 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 50,03 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 80 \text{ кА}$
$V_k = 53,43 \text{ кА}^2/\text{с}$	$2976 \text{ кА}^2/\text{с}$

Намечаем к установке выключателя ВГГ-10 в цепи генератора.

Выключатели применяются для коммутации в цепях генераторов переменного тока напряжением 10 кВ. Могут устанавливаться при замене находящихся в эксплуатации маломасляных выключателей МГГ-10, а также в новые распределительные устройства. Выключатель представляет собой коммутационный аппарат, три полюса которого установлены на раме. Выключатель ВГГ-10 управляется электромагнитным приводом. По требованию заказчика выключатель может поставляться с типовым шкафом управления. Шкаф управления может поставляться в подвесном и напольном (на подставке) исполнениях. ВГГ-10 разработан с учетом требований ГОСТ Р 52565-2006 и международного стандарта на генераторные выключатели IEEE37.

Проверка выключателя по длительному току ($I_{max} \leq I_{ном}$):

$$I_{макс.г} = \frac{S_{ном г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном г} \cos \varphi \cdot 0,95} = \frac{5370}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 388,5 \text{ А. (5.6.2.10)}$$

Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определится по выражению:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{с,в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с. (5.6.2.11)}$$

Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{п,τ} \leq I_{откл. ном}, \quad (5.6.2.12)$$

$$14,67 \text{ кА} < 63 \text{ кА}.$$

где $I_{п,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ для времени τ ,

$I_{откл. ном}$ – номинальный ток отключения выключателя.

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ ($i_{а,\tau}$) в момент расхождения контактов:

$$i_{а\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,67 e^{-\frac{0,08}{0,06}} = 5,47 \text{ кА}, \quad (5.6.2.13)$$

$$i_{а,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 63 / 100 = 17,81 \text{ кА},$$

$$5,47 < 17,81 \text{ кА}.$$

Так условия $I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном}$ и $i_{а,\tau} < i_{а,ном}$ соблюдаются, то допускается проверка по отключающей способности производить по полному току КЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{п,\tau} + i_{а,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_H / 100) \quad (5.6.2.14)$$

$$(\sqrt{2} \cdot 14,67 + 5,47) \leq \sqrt{2} \cdot 63 \cdot (1 + 20/100)$$

$$26,23 \text{ кА} < 106,91 \text{ кА}.$$

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (5.6.2.15)$$

$$50,3 \text{ кА} < 161 \text{ кА},$$

где $i_{дин}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.6.2.16)$$

где W_k – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу,

гу,

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.6.2.17)$$

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		65

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{о,в}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}, \quad (5.6.2.18)$$

$$B_{\text{к}} = 19,54^2 \cdot (0,07 + 0,07) = 53,45 \text{ кА}^2/\text{с},$$

где $t_{\text{р.з}}$ - время действия основной релейной защиты, с;

$t_{\text{о,в}}$ - полное время отключения выключателя по каталогу;

$$53,45 \leq (63)^2 \cdot 3,$$

$$53,45 \text{ кА}^2/\text{с} < 11907 \text{ кА}^2/\text{с}.$$

Расчетные и справочные данные для выключателя внесем в таблицу 20

Таблица 20 – Выключатели и разъединители для генераторов.

Расчетные данные	ВГГ-10	РВРЗ–10/4000 МУЗ
$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}} = 339 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{п,т}} = 14,67 \text{ кА}$	$I_{\text{откл. ном}} = 63 \text{ кА}$	–
$i_{\text{а,т}} = 5,47 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 17,81 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п,0}} = 19,54 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 50,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.}} = 161 \text{ кА}$	–
$B_{\text{к}} = 53,45 \text{ кА}^2/\text{с}$	$11907 \text{ кА}^2/\text{с}$	$7500 \text{ кА}^2/\text{с}$

5.6.3 Выбор трансформаторов тока и напряжения для РУ ВН

Трансформаторы тока выбирают по номинальным параметрам $U_{\text{ном}}$ и $I_{\text{ном}}$, а затем проверяются по условиям термической и электродинамической стойкости, допустимой вторичной нагрузке:

- по напряжению установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

- по номинальному току: $I_{\text{мах раб.}} \leq I_{\text{ном}}$,

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

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;

- по электродинамической стойкости: $i_y \leq i_{дин}$.

Электродинамическая стойкость встроенных и шинных ТТ определяется, соответственно, электродинамической устойчивостью выключателя и устойчивостью самих шин РУ, поэтому такие ТТ по этому условию не проверяются;

- по термической стойкости: $B_k \leq (I_{тер})^2 \cdot t_{тер}$;

- по вторичной нагрузке: $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

где Z_2 – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2ном}$ – номинальная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока.

В соответствии с ПУЭ:

1) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

2) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

3) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы выполнялось:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}. \quad (5.6.3.1)$$

Выбор ТТ по вторичной нагрузке:

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$;

- вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k (принимается 0.05 Ом при двух-трех приборах и 0.1 Ом при большем числе приборов) :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (5.6.3.2)$$

- сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = S_{приб} / I_2^2 \quad (5.6.3.3)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		67

Чтобы ТТ работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}} \quad (5.6.3.4)$$

Приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, можно определить сечение проводов:

$$q = \rho \cdot l_{\text{расч}} / r_{\text{пр}}, \quad (5.6.3.5)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода. ($\rho = 0,0283$);

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина соединительных проводов.

ТТ в цепи питающих линий выбираем по $I_{\text{max пит. лин.}} = 108,74$ А. Намечаем к установке ТФЗМ110Б-І У1 с $I_{\text{ном1}} = 150$ А. Этот трансформатор имеет 3 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Структура условного обозначения:

Т - трансформатор тока;

Ф - фарфоровая крышка;

З - вторичная обмотка звеньевоего типа;

М - маслонаполненный;

110 - номинальное напряжение, кВ;

Б - категория электрооборудования по степени загрязнения внешней изоляции (А, Б, В);

І - номер конструктивного варианта исполнения;

У - климатическое исполнение (У, ХЛ, Т) и категория размещения (1) по ГОСТ 15150-69.

Расчетные и каталожные данные ТТ приведены в таблице 21.

Таблица 21. Данные ТТ.

Расчетные данные	ТФЗМ-110Б-1
$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ
$I_{\text{max}} = 117,57$ А	$I_{\text{ном1}} = 150$ А
$i_{\text{y}} = 44,02$ кА	$i_{\text{дин}} = 62$ кА
$B_{\text{к}} = 62,45$ кА ² /с	$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 6^2 3$ кА ² с

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Размещение приборов показано на рисунке 19:

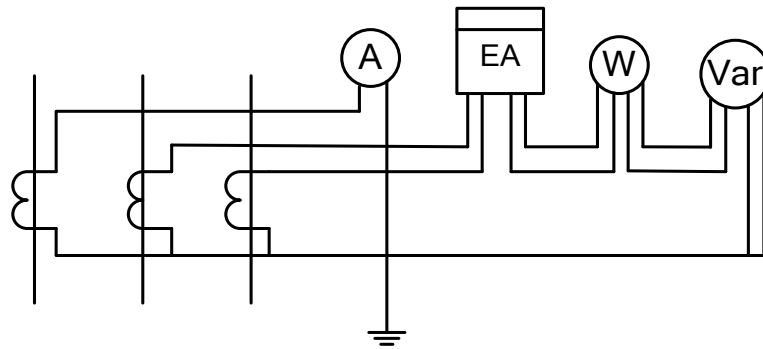


Рисунок 19 – Размещение приборов ТТ на питающих линиях

Таблица 22 – Используемые приборы

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

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

Сопротивление приборов в соответствии с формулой

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.} \quad (5.6.3.6)$$

Так как в цепь включены три прибора, то сопротивление контактов

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.} \quad (5.6.3.6)$$

Номинальная нагрузка:

$$r_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{50}{25} = 2 \text{ Ом.} \quad (5.6.3.7)$$

Допустимое сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_{\text{к}} - r_{\text{приб}} = 2 - 0,05 - 0,12 = 1,83 \text{ Ом.} \quad (5.6.3.9)$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Согласно [2] ориентировочная длина соединительных проводов в РУВН $l = 80\text{м}$. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е.

$l = 80 - 0.15 \cdot 80 = 68\text{м}$. Трансформаторы тока включены в звезду, поэтому $l_{расч} = l = 68\text{м}$. Тогда по формуле (5.6.3.6):

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

По условию допустимой прочности выбираем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 . [1]

Выбор трансформаторов напряжения производим по следующим параметрам: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности и по вторичной нагрузке.

В РУ ВН примем к установке трансформаторы типа НАМИ-110 УХЛ1. Антирезонансный однофазный трансформатор напряжения «НАМИ-110» (ТУ 3414-023-11703970-03) УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформаторы имеют 2 вторичных обмотки: основную на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 100 В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 400 ВА.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения приведена в таблице 19.

Таблица 23. Вторичная нагрузка ТН

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos \phi$	$\sin \phi$	Число приборов	Потребляемая мощность, Вт	
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Регистрирующий вольтметр	Н-344	10	1	1	0	1	10	-
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ЕА2	2	2	0	1	1	4	0
Фиксатор импульсного	ФИП	3,0	1	1	0	5	15	-

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Потребляемая мощность, Вт	
действия								
Итого							31	0

Вторичная нагрузка:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{31^2 + 0^2} = 31 \text{ ВА}, \quad (5.6.3.8)$$

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

В цепях трансформаторов напряжения сечение проводов определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчётных счётчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчётов при проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и 4 мм^2 для алюминиевых жил.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил $2,5 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности.[1]

5.6.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения для ГРУ НН

Произведем выбор ТТ ТН для ГРУ НН аналогично разделу 5.6.3. ТТ в цепи понизительного двухобмоточного трансформатора связи выбираем по $I_{\text{max НН тр-ра}} = 1231,68 \text{ А}$, в цепи отходящих к потребителям линиям выбираем по $I_{\text{max отход.лин.НН}} = 320,75 \text{ А}$, в цепи генератора по $I_{\text{max г}} = 962 \text{ А}$.

Намечаем к установке в цепях НН трансформаторов связи, отходящих к потребителям линиям трансформаторы тока типа ТЛ-10-1-У3. Эти трансформаторы имеют 2 вторичные обмотки с номинальным током 5А. Одна из обмоток

имеет класс точности 0,5 и предназначена для подключения измерительных приборов.

Расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 24.

Таблица 24. Параметры ТЛ-10-1-У3

Расчетные данные	ТЛ-10-1-У3
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1231,68 \text{ А}$	$I_{ном1} = 2000 \text{ А}$
$i_y = 50,3 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 128 \text{ кА}$
$B_k = 53,45 \text{ кА}^2/\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке:

Размещение приборов показано на рисунке 20:

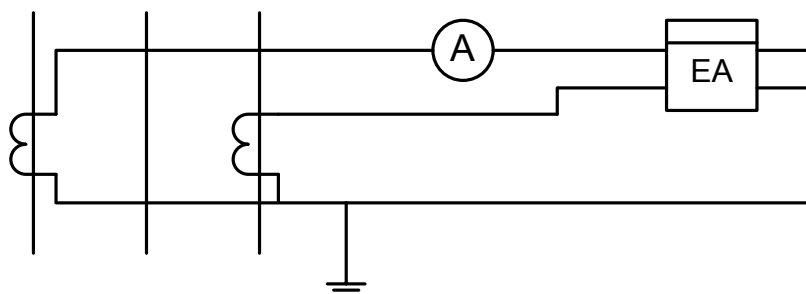


Рисунок 20 – Размещение приборов низшей стороны трансформатора связи

Согласно [11] на цепь линии 10 кВ к потребителям устанавливаются: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии.

Таблица 25. Вторичная нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	EA2	2	-	2
Итого		2,5	-	2

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

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом.} \quad (5.6.4.1)$$

Так как в цепь включены два прибора, то сопротивление контактов $r_k = 0,05 \text{ Ом}$.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = r_{\text{ном}} - r_k - r_{\text{приб}} = 0,4 - 0,05 - 0,1 = 0,25 \text{ Ом.} \quad (5.6.4.2)$$

Зная сопротивление соединительных проводов, можно определить их сечение. Принимаем кабель с алюминиевыми жилами, имеющими удельное сопротивление $\rho = 0,0283$. Согласно [1] ориентировочная длина кабеля в ячейке КРУ 10 кВ $l = 6 \text{ м}$. Для подстанции эту длину уменьшают на 15%, т.е. $l = 6 - 0,15 \cdot 6 = 5,1 \text{ м}$. Трансформаторы тока включены в неполную звезду, поэтому $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5,1 = 8,83 \text{ м}$. Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,83}{0,25} = 0,99 \text{ мм}^2 \quad (5.6.4.3)$$

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

ТТ в цепи секционного выключателя намечаем к установке в трансформаторы тока типа ТЛ-10-1-УЗ-ТЗ.

Произведем проверку трансформаторов тока по вторичной нагрузке: Измерительный прибор в данном случае амперметр. Его размещение показано на рисунке 21:

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		73

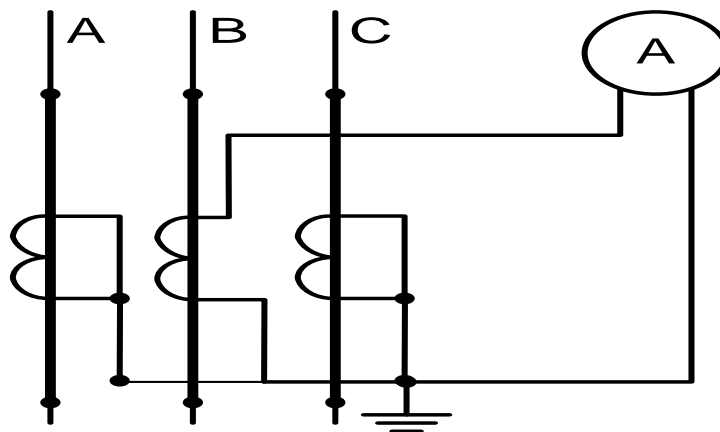


Рисунок 21 – Размещение приборов в ТТ на секционном выключателе
 Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного ТТ (таблица 8):

Таблица 26. Нагрузка ТТ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Итого			0,5	

$$r_{ПРИБ} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.} \quad (5.6.4.3)$$

$r_k = 0,05 \text{ Ом}$, т.к. устанавливается один прибор;

$Z_{2НОМ}$ при выбранном классе точности 0,5 принимаем 0,8 Ом.

$$r_{ПРОВ} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом.} \quad (5.6.4.5)$$

Для цепей РУ 6 - 10 кВ: $L = 6 \text{ м}$, $L_{расч} = 2 L = 12 \text{ м}$;

$$q = \frac{0,0283 \cdot 12}{0,73} = 0,46 \text{ мм}^2 \quad (5.6.4.6)$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением = 4 мм^2 .

Примем к установке 1-фазные трехобмоточные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10У3.

Трансформаторы имеют две вторичных обмотки: основную на $100/\sqrt{3}$ В и дополнительную на 100/3 В или 100В. Для класса точности 0,5 трансформатор имеет номинальную мощность вторичной цепи 50 ВА.

Проверим, подходит ли этот трансформатор по вторичной нагрузке.

Таблица 27 - Подсчет вторичной нагрузки.

Прибор	Место установки	Тип	S одной обмотки ВА	Число обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр регистрирующий	сборные шины 10кВ	Н-344	10	1	1	0	1	10	0
Вольтметр		Э-335	2	1	1	0	2	4	0
Ваттметр	Ввод трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа		ЕА2	2	2	0	1	1	4	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	Линии 10кВ к потребителям	ЕА2	2	2	0	1	3	12	0
Счетчик активной и реактивной энергии ЕвроАльфа	ТСН	ЕА2	2	2	0	1	1	4	0
Итого								37	0

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{37^2 + 0^2} = 37 \text{ В} \cdot \text{А}. \quad (5.6.4.7)$$

Три ТН, соединенные в звезду имеют мощность $S_{\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, ТН будут работать в выбранном классе точности.

Для соединения ТН с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил 4 мм^2 по условию механической прочности.

5.7 Выбор шин, ошиновок, изоляторов в РУ ВН

5.7.1 Выбор шин и ошиновок в РУ ВН

Токоведущие части в распределительных устройствах 35кВ и выше обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами.

Выбор сечения гибких шин и токопроводов в РУ ВН будем проводить по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае питающей линии: $I_{\max} = 117,57 \text{ А}$.

Принимаем провод, АС – 120/19 в фазе, $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$. [1]

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 120 см.

При больших токах КЗ провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между ними.

Так как условие $I_{\text{п},0} = 18,13 \text{ кА} < 20 \text{ кА}$ выполняется, то не производим проверку на динамическую устойчивость (на схлестывание).

Проверка на термическое действие тока КЗ: не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе

Проверка по условиям коронирования не требуется, так как выбрано сечение, которое больше минимально допустимого по короне для 110 кВ ($F_{\text{мин}}=70 \text{ мм}^2$). [1]

5.7.2 Выбор изоляторов РУ ВН

Для данной электростанции на ОРУ 110 кВ подвесные изоляторы для крепления шин и ошиновки выбираем типа ИОС-110-300 УХЛ,Т1.

Параметры изолятора:

размеры: - строительная высота – 1020 мм;

разрушающая электромеханическая нагрузка – не менее 3 кН;

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		76

Эти изоляторы имеют значительные преимущества перед остальными изоляторами:

- меньшую массу;
- более высокие разрядные характеристики;
- стойкость к загрязнению;
- устойчивость к ударам и резким сменам температуры;
- более простой монтаж и обслуживание.

5.8 Выбор шин и ошиновок в ГРУ НН

Выбор токоведущих частей от выводов трансформатора, генераторов до КРУ

Для закрытых распределительных устройств ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Соединение трансформатора и генераторов с КРУ выполняется шинным мостом из прямоугольных алюминиевых шин. Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах ЗРУ по экономической плотности тока не проверяются. Выбор шинного моста производим по допустимому току (т.е. по нагреву). При этом шины выполняются на ток наиболее мощного присоединения.

В данном случае это ток утяжеленного режима трансформатора

$$I_{\max \text{ тр-ра}} = 1231,68 \text{ А.} \quad (5.8.1)$$

Принимаем однополосные шины сечением 100 x 8 см²; $I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А}$

- по условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 1231,68 \text{ А} < 1625 \text{ А.} \quad (5.8.2)$$

- проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (5.8.3)$$

где B_k – тепловой импульс, выделяемый током КЗ;

C – функция, для алюминия $C = 91 \text{ А с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{56,16 \cdot 10^6}}{91} = 82,35 \text{ мм}^2,$$

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		77

$$q_{\min} < 800 \text{ мм}^2.$$

Так как условие выполняется, значит шины термически стойки.

- проверка шин на механическую стойкость

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, на которую воздействуют электродинамические силы. Если собственные частоты колебаний системы шины - изолятор совпадут с частотой изменения электродинамических сил, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственная частота f_0 меньше 30 Гц и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает[4].

Частота собственных колебаний для алюминиевых жестких шин:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.8.4)$$

где l – длина пролета между изоляторами;

J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы;

q – поперечное сечение шины.

Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.8.5)$$

$$l^2 \geq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{10} = 8 \text{ см}^4; \quad (5.8.6)$$

$$l^2 \geq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{8}{10}};$$

$$l \geq 0,774 \text{ м.}$$

Принимаем пролет 0,8 м; расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		78

Механическая система полосы – изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{l^2 \cdot i_y^{(3)2}}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8^2 \cdot 51090^2}{0,8 \cdot 13,3} = 2,71 \text{ МПа}, \quad (5.8.7)$$

где $W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3 \text{ см}^3$.

Допустимое напряжение для алюминия - $\sigma_{доп} = 82,3 \text{ МПа}$.

Т.к. условие $2,71 < 82,3$ выполняется, то шины механически прочны.

5.9 Выбор изоляторов ГРУ НН

Опорные изоляторы, выбираются:

- по номинальному напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.9.1)$

- по допустимой нагрузке: $F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (5.9.2)$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр}, \quad (5.9.3)$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_n \cdot 10^{-7}, \quad (5.5.7.4)$$

где k_n – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «плашмя».

$$k_n = \frac{H}{H_{из}}; \quad (5.9.5)$$

где $H_{из}$ – высота изолятора; b и h – размеры шины.

Проходные изоляторы выбираются:

- по напряжению: $U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (5.9.6)$

- по номинальному току: $I_{max} \leq I_{ном}, \quad (5.9.7)$

- по допустимой механической нагрузке: $F_{расч} \leq F_{доп} \quad (5.9.8)$

- для проходных изоляторов расчетная сила, H

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		79

Выбираем опорные изоляторы И4-80 УХЗ:

параметры изолятора: $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $F_{\text{разр}} = 4$ кН,

размеры: - высота изолятора $H_{\text{из}} = 100$ мм,

Проверка: 1. $U_{\text{уст}} = 10$ кВ = $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

2. Проверяем изоляторы на механическую прочность.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 4 = 2,4 \text{ кН};$$

$$H = H_{\text{из}} + b + \frac{b}{2} = 100 + 0,6 + \frac{8}{2} = 104,6 \text{ мм}; \quad (5.9.10)$$

$$k_n = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{104,6}{100} = 1,05; \quad (5.9.11)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{51090^2}{0,8} \cdot 0,8 \cdot 1,05 \cdot 10^{-7} = 474,7, \quad (5.9.12)$$

$$474,7 \text{ Н} < 2400 \text{ Н}$$

Т.к. условие $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ выполняется, то данный изолятор проходит по всем условиям.

Значит в качестве опорного изолятора ставим И4-80 УХЗ.
Выбираем проходной изолятор ИП-10/1600-750УХЛ2:

параметры изолятора:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}, F_{\text{разр}} = 7,5 \text{ кН.}$$

размеры: - длина изолятора с токопроводом – 520 мм.

Проверка: 1. $U_{\text{уст}} = 10,5$ кВ = $U_{\text{ном}} = 10$ кВ

$$2. I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А} > I_{\text{мах}} = 1231 \text{ А},$$

3. Проверяем изоляторы на механическую прочность:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 7,5 = 4500 \text{ Н};$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{51090^2}{0,8} \cdot 1,8 \cdot 10^{-7} = 1017,22 \text{ Н};$$

$$1017,22 \text{ Н} < 4500 \text{ Н.}$$

Т.к. условие $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ выполняется, то данный изолятор проходит по всем условиям. Значит в качестве проходного изолятора ставим ИП-10/1600-750УХЛ2.

5.10 Ограничителей перенапряжения

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		80

В настоящее время для защиты сетей высокого напряжения и оборудования станций и подстанций от атмосферных и коммутационных перенапряжений используют ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН), выполненные в виде резисторов на основе оксида цинка с нелинейной вольт-амперной характеристикой. ОПН ставятся на каждую систему шин со стороны обмоток силовых трансформаторов. В случае, если номинальное напряжение трансформатора превышает 220 кВ, ОПН ставятся на выводах.

Условия выбора ОПН: $U_{н. ОПН} \geq U_{уст}$

На проектируемой схеме выдачи электрической мощности все ОПН устанавливаем на первичной обмотке трансформаторов напряжения.

Выбранные ОПН сведены в таблицу 24.

Таблица 24. ОПН на электростанции

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Напряжение сети, кВ	Длина пути утечки, мм
ОПН-КР/TEL-10/10,5	10	10	205
ОПН-РК 110/88/10/680УХЛ1	110	110	3150

5.11 Комплектное распределительное устройство

Для данной электростанции принимаем к установке на стороне 10 кВ КРУ типа К-205 ЭП. Данное КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ. Применяется для всех видов подстанций, электрических станций, энергосистем и электроснабжения предприятий всех отраслей промышленности.

Представляет собой набор отдельных шкафов с коммутационными аппаратами и оборудованием, приборами и аппаратурой защиты и автоматики, измерения, управления, сигнализации и другими вспомогательными устройствами. Встраиваемая в шкафы аппаратура и присоединения определяют вид их конструктивного исполнения. Присоединения (вводы, выводы) могут быть как кабельные, так и шинными.

К-205 ЭП могут быть установлены выключатели типа LF, ВБЭ, ВВЭ-М или ВВ\TEL в зависимости от типа нагрузки объекта.

В линейном отсеке устанавливаются трансформаторы тока с током термической стойкости 20; 31,5; 40 кА и первичными номинальными токами 50-400; 600-1500; и более 1500 А соответственно. Завод приступил к изготовлению шкафов с трансформаторами ТЛ-10, которые имеют более высокие характеристики в сравнении с другими соответствующего номинала по трех- и односекундному току термической стойкости, току электродинамической стойкости. Конструкция ТЛ-10 позволяет отказаться от контактной группы и проходного изолятора в линейном отсеке шкафа.

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Завод - изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем, поэтому проверку разъединителей проводить не будем.

5.12 Управление и сигнализация на подстанции

Управление коммутационными аппаратами ведется с ОПУ. Действие системы управления сопровождается работой устройств сигнализации. Сигнализация положения коммутационных аппаратов выполняется с помощью сигнальных ламп. При аварийном отключении выполняется также звуковой сигнал (для привлечения внимания дежурного персонала).

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		82

6 ВЫБОР СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

6.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Приемниками энергии системы собственных нужд подстанции являются электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева выключателей, шкафов; электродвигатели приводов выключателей и разъединителей; компрессорные установки; освещение и отопление; система подзарядки аккумуляторных батарей; система пожаротушения. Наиболее ответственные потребители - оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая питается от понижающих трансформаторов.

Определяем основные нагрузки собственных нужд подстанции. Все основные нагрузки собственных нужд реконструируемой подстанции представлены в таблице 25.

Таблица 25. Основные нагрузки собственных нужд

Вид потребителя	Установленная мощность		Cos(φ)	Sin(φ)	Нагрузки	
	Ед., кВт·кол. во	Всего, кВт			P _{уст} , кВт	Q, квар
Охлаждение ТДН-16000/110/10,5	1,6×2	3,2	0.85	0,53	3,2	2,72
Подогрев ВГУ-110	0,8×3	2,4	1	0	2,4	-
Подогрев ячеек КРУ	1×12	12	1	0	12	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6×10	6	1	0	6	-
Отопление, освещение ГРУ 10,5 кВ	-	7	1	0	7	-
Отопление, освещение ОРУ 110 кВ	-	2	1	0	2	-
Освещение, отопление ОПУ	-	80	1	0	80	-
Итого					112,6	2,72

Номинальная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{ном} = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2} = \sqrt{112,6^2 + 2,72^2} = 112,63 \text{кВ}\cdot\text{А}. \quad (6.1.1)$$

Расчетная мощность потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = k_c \sqrt{P_n^2 + Q_n^2} = 0,8 \sqrt{112,6^2 + 2,72^2} = 90,11 \text{кВ}\cdot\text{А}, \quad (6.1.2)$$

где k_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки.

6.2. Выбор трансформаторов собственных нужд

Прежде всего учтем тот факт, что предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд должна быть не более 630 кВА. Также на двух трансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд.

Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{k_n} \quad (6.2.1)$$

где k_n - коэффициент допустимой аварийной перегрузки;

$$S_T \geq \frac{90,11}{1,4} = 64,36 \text{кВА}$$

Принимаем к установке два трансформатора типа: ТМ-160/10 с вторичным напряжением 0,4кВ.

6.3 Выбор схемы собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае 10,5 кВ).

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

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		84

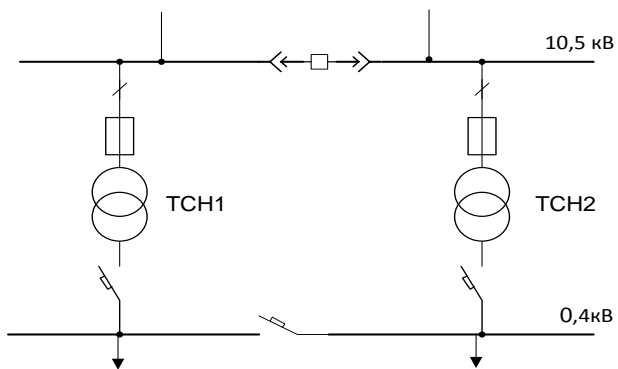


Рисунок 22 – Схема собственных нужд

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы была спроектирована электрическая часть электростанции с газопоршневыми установками – 17,2 МВт, было выбрано современное оборудование, схемы распределительных устройств.

Произведен анализ основных режимов работы городской сети, после подключения установок распределенной генерации.

					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		86

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.
2. ГОСТ Р 59735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.
3. Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д. Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. – М. ЭНАС, 2012. – 376 с.
4. ГОСТ Р 54149—2010 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2012. – 20 с.
5. ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 6 с.
6. ГОСТ Р 59735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.
7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.10.028-2009. – 96 с.
8. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. – 132 с.
9. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. – 128 с.
10. ГОСТ Р 52736-2007. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 37 с.
11. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – 76 с.

					ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-		87

12. Минстрой России Письмо № 3085-ЕС/08 от 28.02.2019. Индексы изменения сметной стоимости на 1 квартал 2019 год.

13. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.: ил.

14. Определение основных технико-экономических и плановых показателей работы ПЭС: Методические указания к курсовой работе (Для специальности 0302). Составитель: Медников Е.И. – Челябинск, ЧПИ, 1989. – 35 с.

					<i>ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Да-</i>		88

ПРИЛОЖЕНИЯ ПРИЛОЖЕНИЕ А

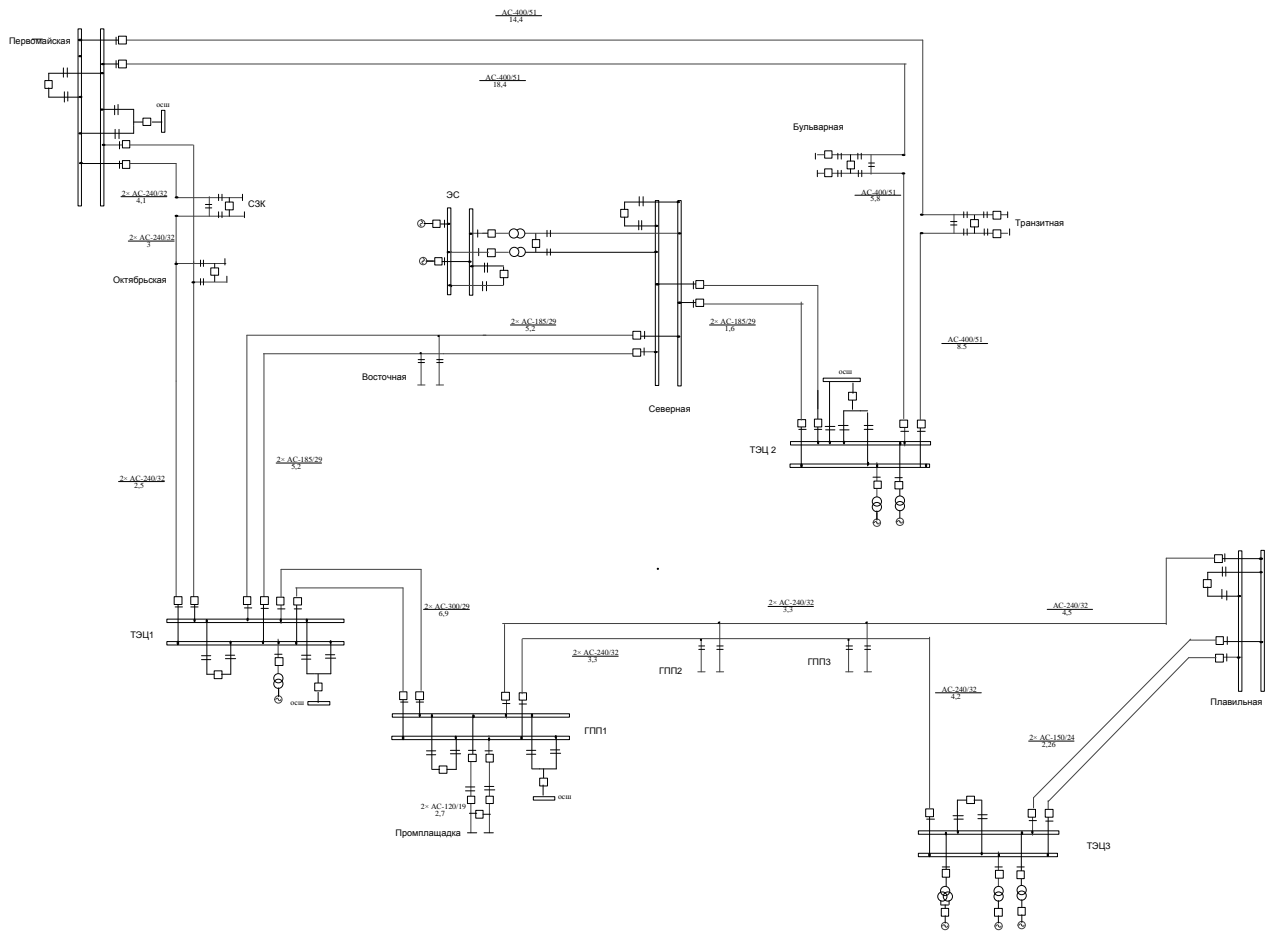


Рисунок А – Схема сети

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

Лист

89

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

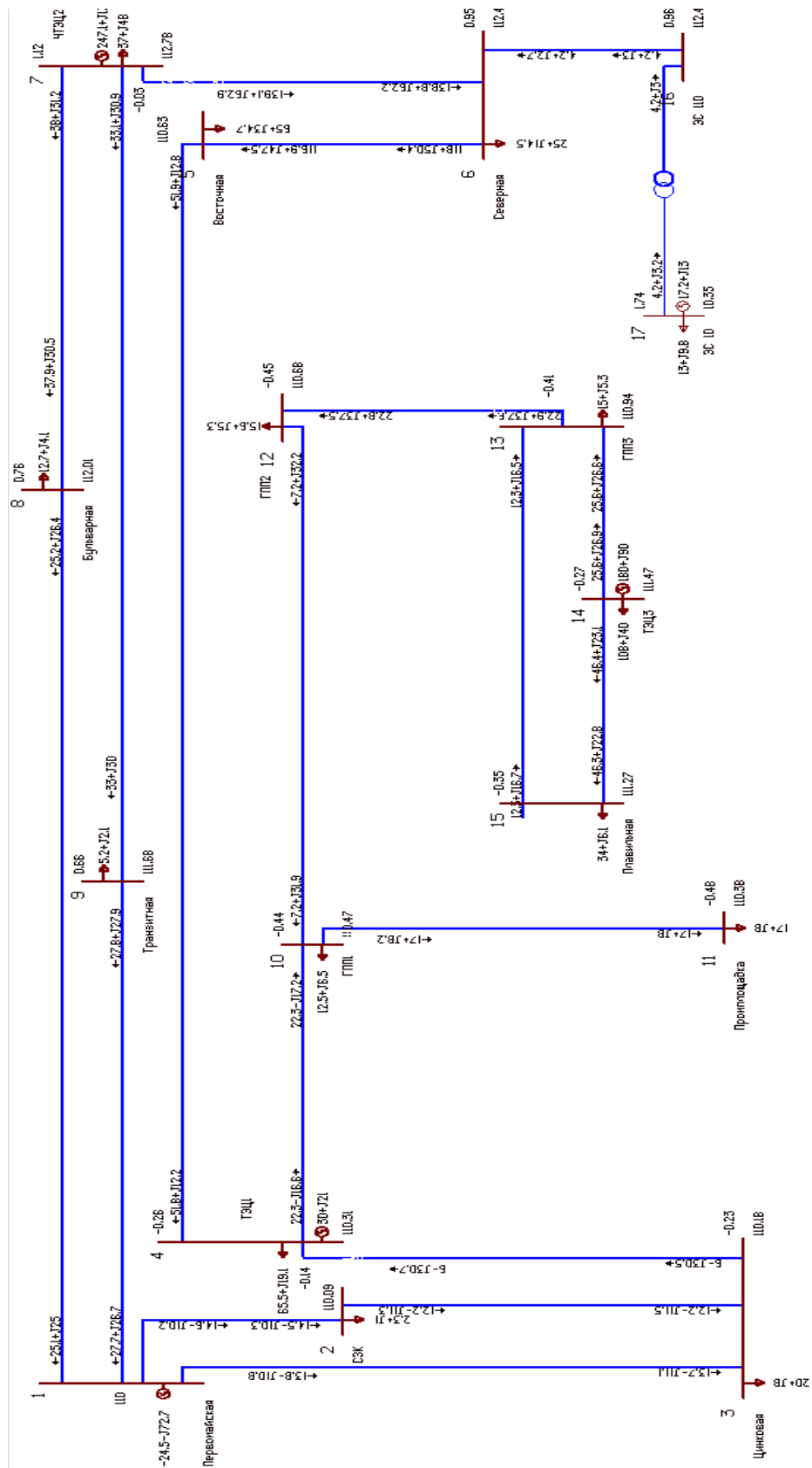


Рисунок Б.1 – Режим максимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

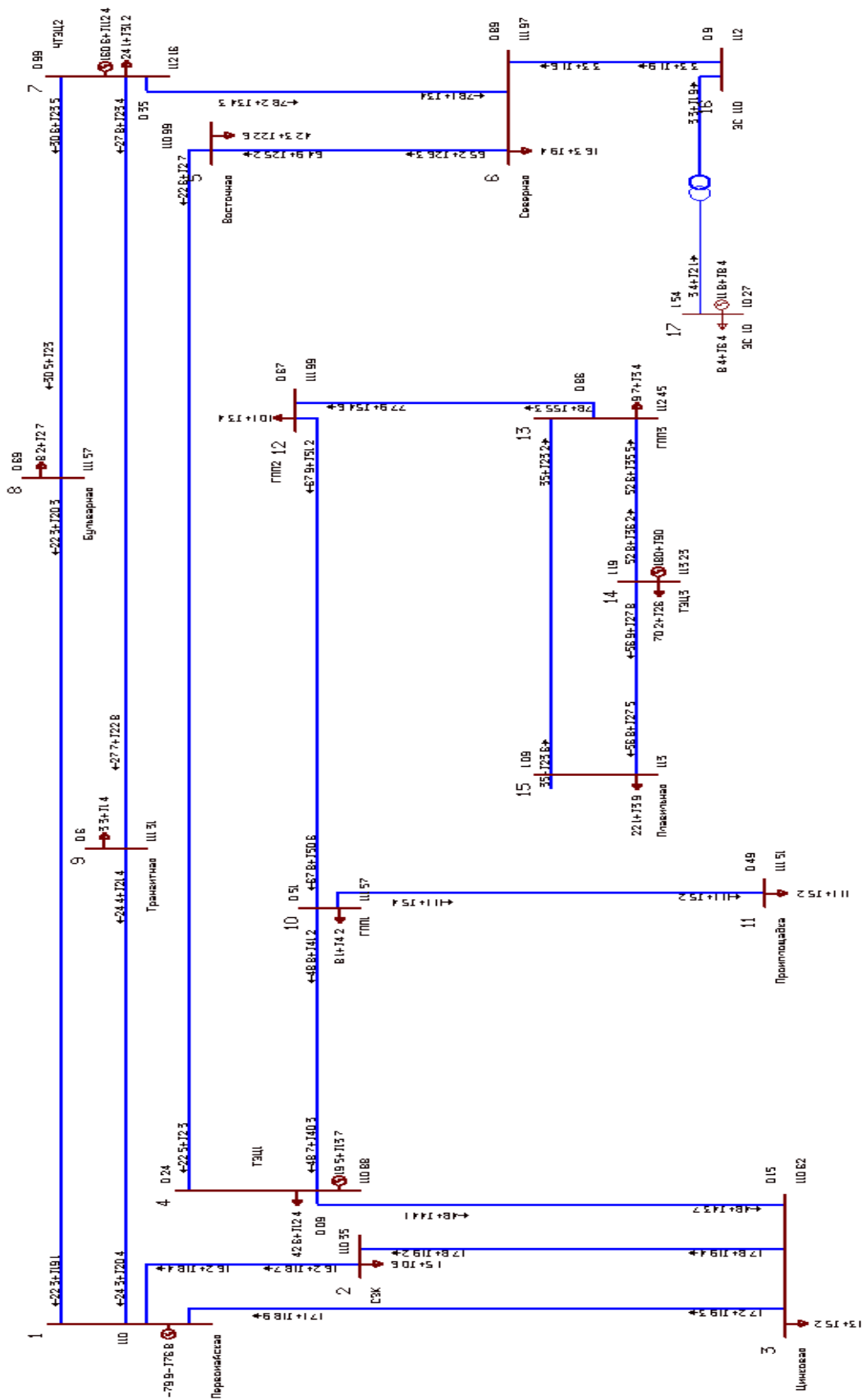


Рисунок Б.2 – Режим минимальных нагрузок

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

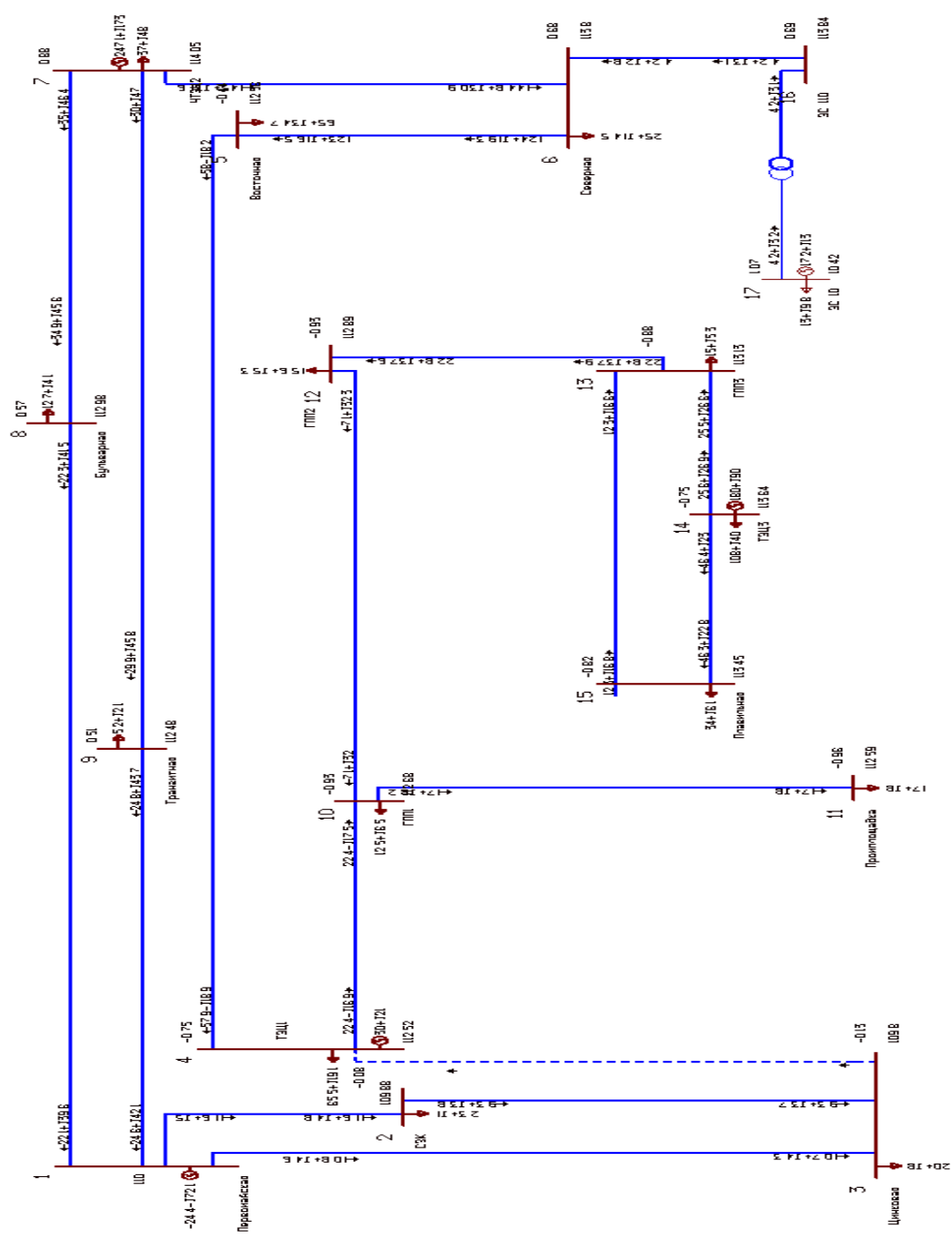


Рисунок Б.3– Послеаварийный режим при отключении ЛЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

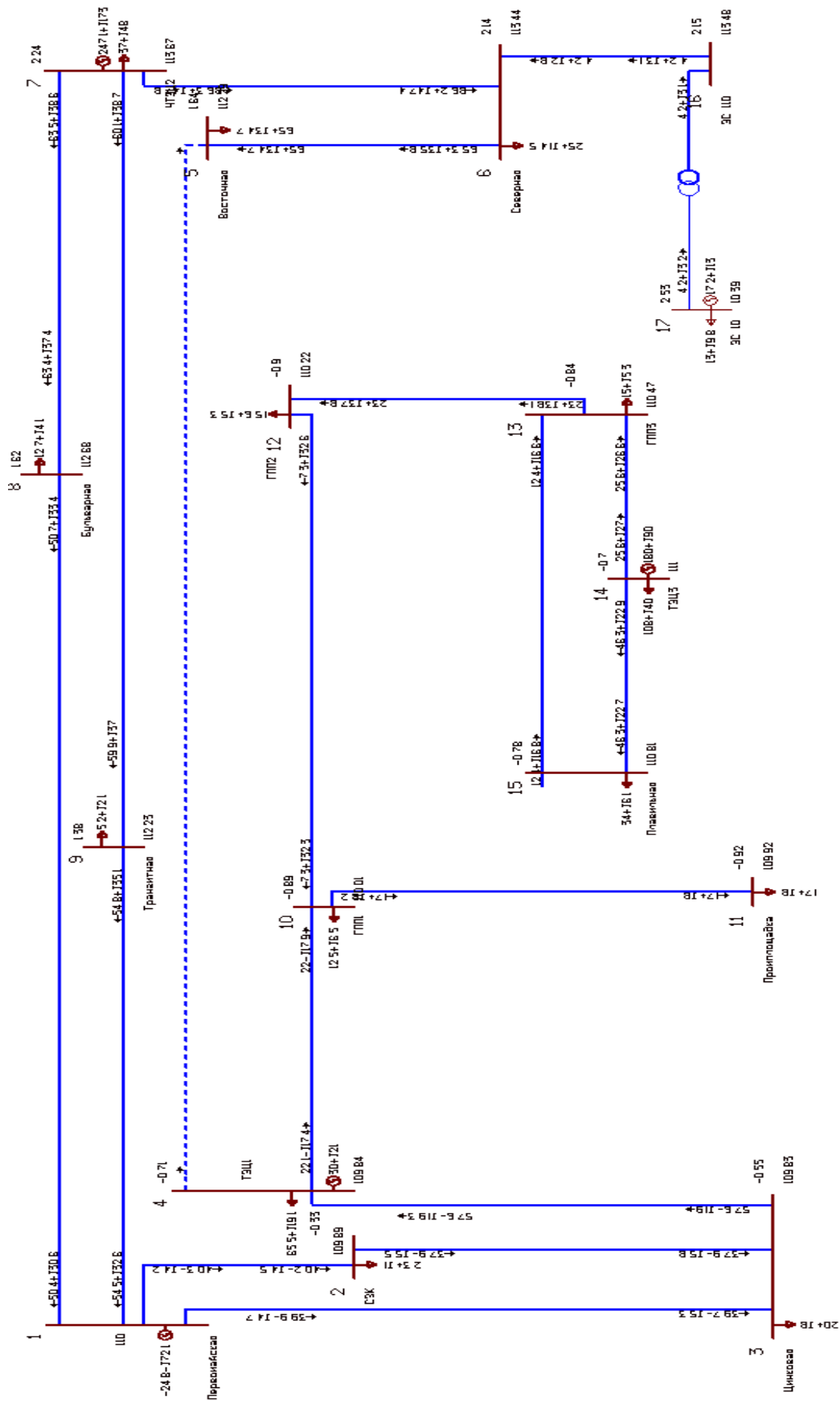


Рисунок Б.4 – Послеаварийный режим при отключении Л15

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

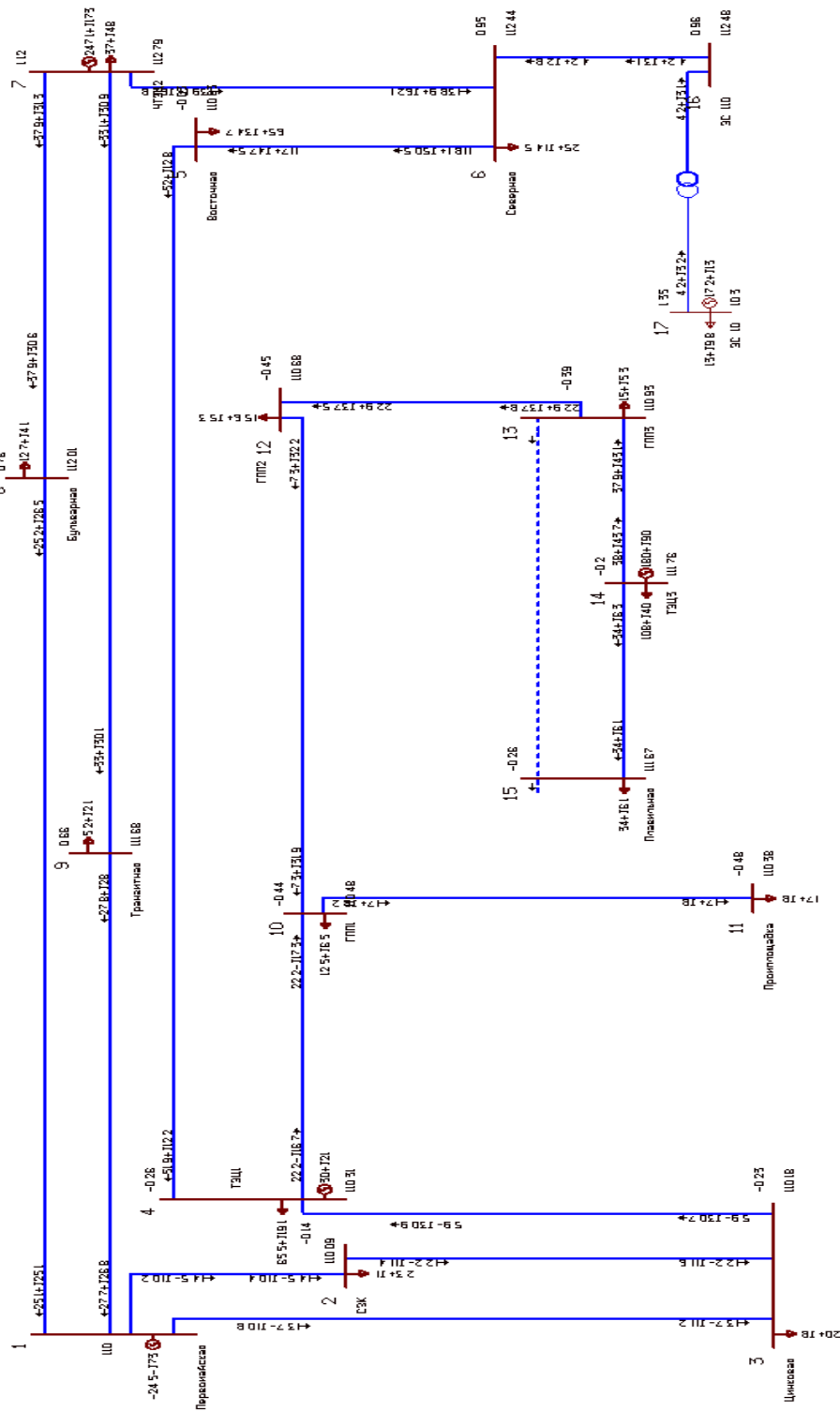


Рисунок Б.5 – Послеаварийный режим при отключении Л17

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

ПРИЛОЖЕНИЕ В

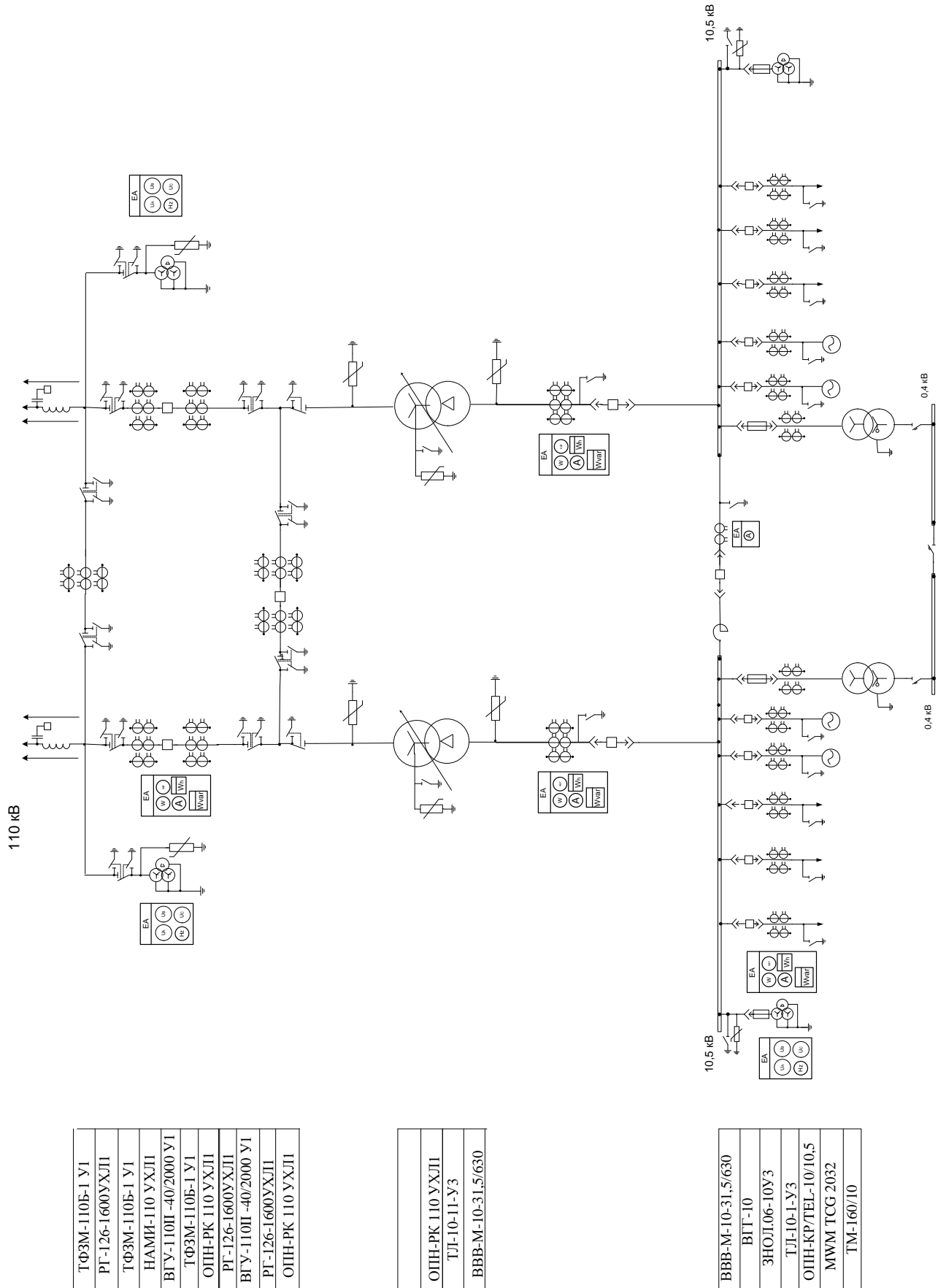


Рисунок В – Схема электрическая

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись Да-

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

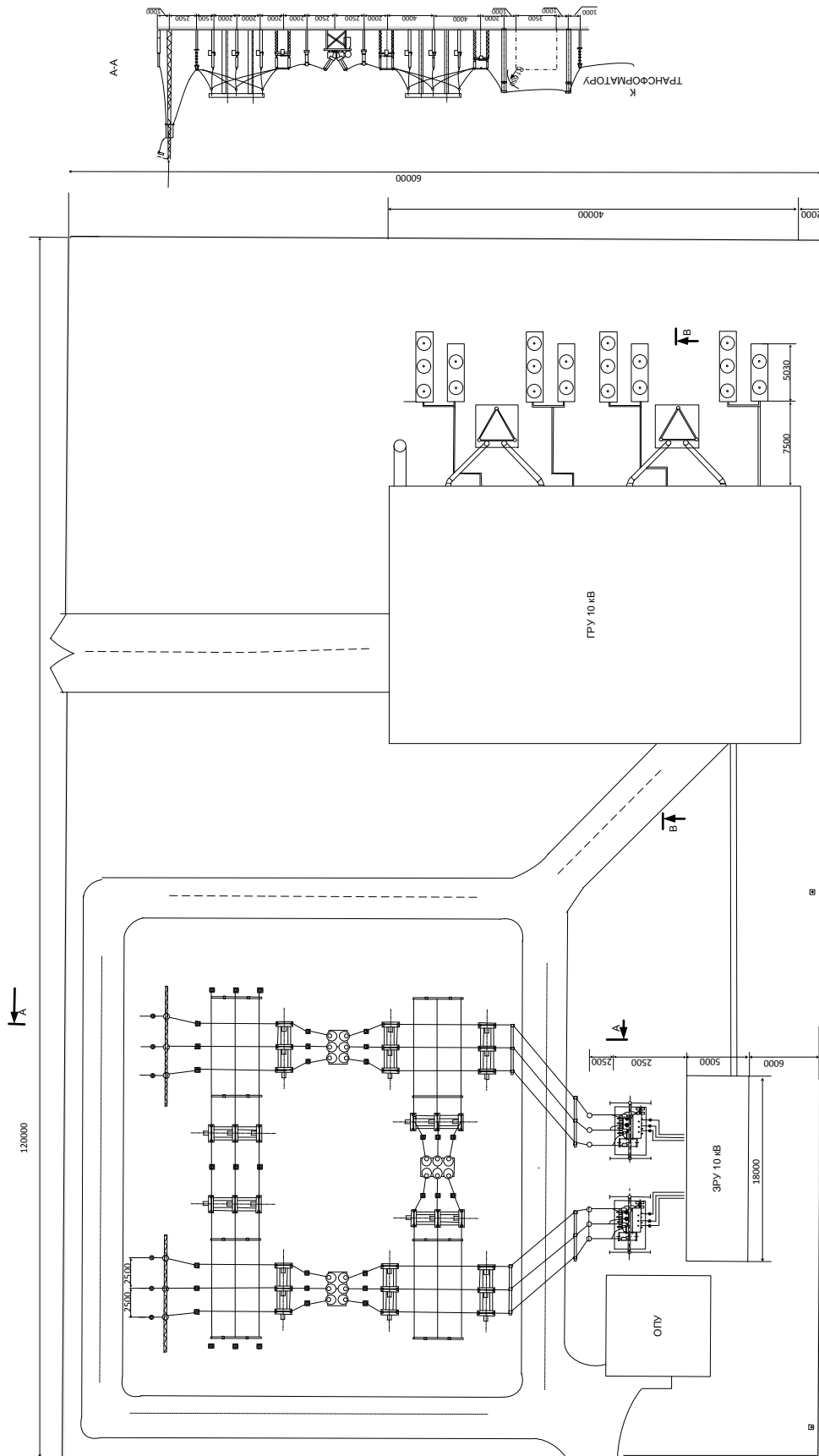


Рисунок Г – План и разрез электростанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

Лист

96

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

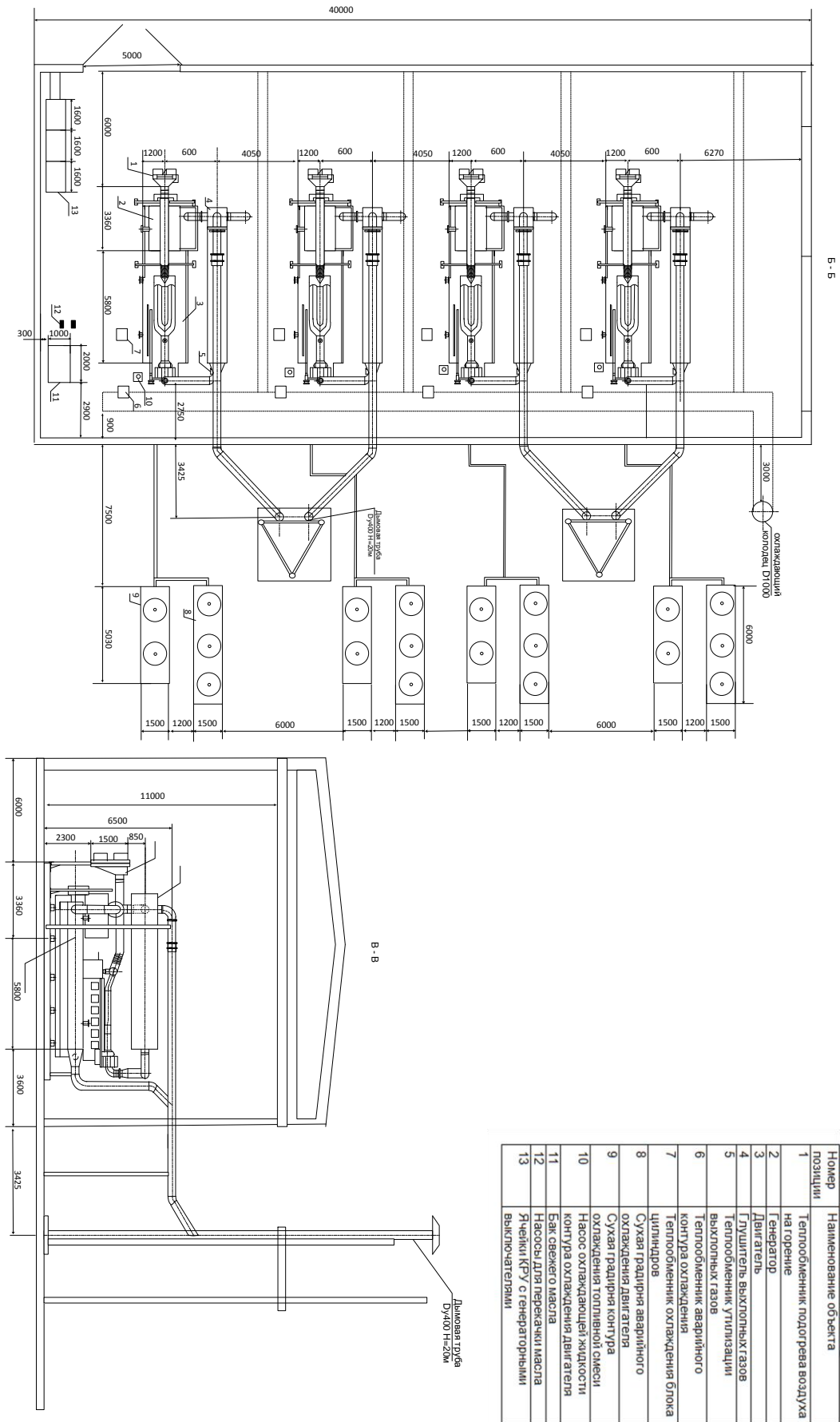


Рисунок Д – План и разрез электростанции

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Да-
------	------	----------	---------	-----

ПЗ-381.13.04.02.2020.309 ПЗ ВКР

Лист

97