


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы: Системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«22» 06 2018 г.

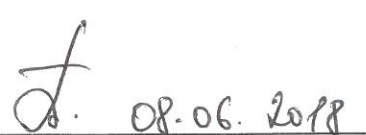


БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ТЭСЭР «Михайловский» в районе подстанции 35 кВ Яковлевка Приморского края

Исполнитель
студент группы 442-062  20.06.18 Б.В. Кобцев
подпись, дата

Руководитель
доцент  20.06.18 А.Г. Ротачева
подпись, дата

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук  08.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент  20.06.18 А.Г. Ротачева
подпись, дата

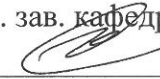
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Кобцева Бориса
Вячеславовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ШОСЭР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яковлева Приморского края
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26 июня 2018 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: географическая карта территории, схема сети

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):


Географическая и климатическая характеристика района, разработка и оценка вариантов сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 8 рисунков, 50 таблиц, 25 источников, 6 приложений

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) А.Б. Булашов (безопасность и экологичность)

7. Дата выдачи задания 7 мая 2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ромашева А.Т., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 7 мая 2018 г. 
(подпись студента)

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВПО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав.кафедрой

И.О.Фамилия

подпись

« _____ » _____ 2018 г.

З А Д А Н И Е

К ВКР студента Кобцева Бориса Владиславовича

1. Тема ВКР: Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ТЭСЭР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яковлевка Приморского края
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26 июня 2015

3. Исходные данные к ВКР: географическая карта энергорайона, схема сети

4. Содержание ВКР (перечень подлежащих разработке вопросов):

Географическая и климатическая характеристика района, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов сети. Выбор оптимальной конструкции сети, расчет ТКЗ, выбор оборудования, оценка грозоупорности ВЛ, релейная защита

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

8 рисунков, 50 таблиц, 25 источников, 6 приложений

6. Консультанты по ВКР (с указанием относящихся к ним разделов)

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель дипломной работы (проекта): Ротачева А.Г., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 139 с., 8 рисунков, 50 таблиц, 6 приложений, 25 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ, РАСЧЕТ РЕЖИМА, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ЗАТРАТЫ

В основной части выпускной квалификационной работы произведено проектирование электрической части вводимых подстанций. Рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, представлены возможные варианты развития электрической сети 35 и 110 кВ Приморского энергорайона, в связи с вводом подстанций «Озерная», «Яковлевка-2», «Достоевка», «Молокозавод». С помощью метода приведенных затрат и анализа расчета режимов выбран оптимальный вариант, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС «Озерная», выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для трансформаторов на ПС «Озерная». Произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень принятых сокращений	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования электрической сети	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона	10
1.2 Характеристика источников питания Приморского края	11
1.3 Характеристика потребителей	12
1.4 Характеристика балансов мощности района	12
1.5 Существующее состояние электропотребления района и перспективы его развития	13
1.6 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей	14
1.7 Анализ существующих режимов	15
2 Характеристика электрических сетей в районе ПС Яковлевка	16
2.1 Общие сведения об участке	16
2.2 Описание участка по каждому классу номинального напряжения	17
2.3 Недостатки, выявленные на участке	22
2.4 Анализ существующих режимов	22
2.4.1 Исходные данные	23
2.4.2 Анализ расчета режима	25
2.5 Прогнозирование нагрузок	26
2.6 Обоснование строительства новых объектов	28
3 Выбор варианта сети	31
3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети	31
3.2 Компенсация реактивной мощности	34

3.3	Выбор мощности силовых трансформаторов	35
3.4	Выбор сечения проводов	36
4	Расчет режимов	39
4.1	Расчет режима 1 варианта	39
4.2	Расчет режима 2 варианта	68
5	Выбор оптимального плана конфигурации электрической сети	69
5.1	Определение капиталовложений	69
5.2	Определение эксплуатационных издержек	70
5.3	Определение приведенных затрат	71
6	Расчёт токов короткого замыкания	72
7	Выбор электрического оборудования	73
7.1	Выбор выключателя	73
7.2	Выбор разъединителей	76
7.3	Выбор комплексных распределительных устройств	76
7.4	Выбор трансформаторов тока	78
7.5	Выбор трансформаторов напряжения	82
7.6	Выбор жестких шин	85
7.7	Выбор гибких шин	87
7.8	Выбор опорных изоляторов	89
7.9	Выбор ограничителей перенапряжения	90
7.10	Выбор трансформаторов собственных нужд	91
7.11	Выбор высокочастотных заградителей	92
7.12	Выбор аккумуляторных батарей	93
8	Релейная защита и автоматика	96
8.1	Краткая характеристика защищаемых элементов	96
8.2	Выбор устройств защиты	100
8.3	Расчет уставок выбранных защит	103
8.4	Автоматика	111
9	Молниезащита и заземление	117

9.1	Заземление ОРУ и площадки трансформаторов	117
9.2	Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов	117
9.3	Грозоупорность воздушной линии	118
10	Безопасность и экологичность	119
10.1	Безопасность	119
10.1.1	Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ	119
10.1.2	Требования безопасности при обслуживании КРУЭ	123
10.2	Экологичность	124
10.2.1	Шум, создаваемый трансформаторами	124
10.2.2	Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом	127
10.3	Чрезвычайная ситуация	131
11	Стоимостная оценка результатов строительства	135
11.1	Оценка экономической эффективности проекта	135
	Заключение	137
	Библиографический список	138
	Приложение А	141
	Приложение Б	147
	Приложение В	170
	Приложение Г	173
	Приложение Д	198
	Приложение Е	203

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛЭП – воздушная линия электропередачи;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ГОСТ – государственный стандарт;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЭС – дизельная электростанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- КНН – контроль наличия напряжения;
- КРУ – комплектно распределительное устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжений;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная энергосистема;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулировка под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- ТОР – территория опережающего развития;
- ТОСЭР – территория опережающего социально-экономического развития;
- УРОВ – устройство резервирования отката выключателей;
- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

21 августа 2015 года правительство Российской Федерации подписало «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Михайловский»». Целью создания ТОСЭР является желание сформировать мощный экономический центр на Дальнем Востоке, который станет удобной площадкой для развития бизнеса.

Идея создания ТОСЭР появилась из-за желания правительства Российской Федерации добиться больших успехов в развитии Дальнего Востока. Это включает в себя: создание новых рабочих мест, улучшения качества жизни населения, создания сильного экономического центра для укрепления экономики и как следствие увеличение притока населения на Дальний Восток.

Для того, чтобы ТОСЭР «Михайловский» могла стать мощным экономическим центром нужно выполнить ряд экономических и технических задач, одной из которых является подключение новых потребителей к существующей сети.

В связи с этим на территории Приморского края намечены планы по развитию электрических сетей филиала АО «ДРСК» Приморские электрические сети. Из-за подключения объектов социального назначения.

Целью данной бакалаврской работы является разработка оптимальной схемы подключения подстанций «Озерная», «Яковлевка-2», «Достоевка», «Молокозавод» которая бы отвечала современным требованиям надежности, экономичности, безопасности и экологичности.

ТОР расположена на территории трех муниципальных районов — Михайловский, Спасский и Черниговский — и занимает площадь 3885 гектаров.

На сегодняшний день инвестиционную деятельность в ТОР «Михайловский» ведут десять резидентов. Реализация проектов на общую сумму более 61,7 млрд. рублей позволит создать около 3 000 рабочих мест.

Ожидается, что до 2028 года общий объем инвестиций на территории ТОР «Михайловский» достигнет 113 млрд руб. Доля бюджетных средств в этом объеме составит 10% (11 млрд руб.).

К задачам проекта относятся:

1. Оценка существующего состояния электроснабжения Приморского края;
2. Обеспечение выдачи мощности намечаемых генерирующих источников;
3. Обеспечение электроснабжения новых потребителей.

Пути решения поставленных задач:

1. Расчет и анализ установившихся режимов;
2. Разработка и выбор оптимального варианта, отвечающего требованиям надежности и пропускной способности линий;
3. Использование современного оборудования.

Проект был разработан с использованием приложений: Microsoft Office Word 2007 г., Microsoft Office Visio 2007 г., Microsoft Office Excel 2007 г., Math Type 6.0 Equation, Mathcad 14.0, ПК Растрвин 3.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности энергорайона

Основные факторы влияющие на климат Приморского края является муссонный тип циркуляции атмосферы, а также приближенность к морю. В целом характеризующийся относительно комфортным климатом. Богат на биологические ресурсы (водные ресурсы, лес, уголь).

Зимой территория края находится под влиянием холодных и сухих воздушных масс, формирующихся в области азиатского антициклона. В это время года преобладают северо-западные ветры. Зима сухая и холодная с ясной погодой.

Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Для приморской весны характерны заморозки, которые прекращаются в конце весны.

Лето теплое и влажное, на летние месяца приходится максимум количества осадков. Кроме того, летом по территории края часто проходят тропические тайфуны.

Осень как правило сухая с ясной погодой. Начинается с первых заморозков в сентябре и заканчивается обильными снегопадами в ноябре.

Сумма осадков за год составляет 550-920 мм. в год. Основная масса осадков выпадает в летний период. Данный регион относится к районам с умеренной пляской проводов.

Центральную и восточную части края занимают горы Сихотэ-Алинь, западную часть края занимает Уссурийская низменность.

Выбранный регион имеет общую границу на севере с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юге с КНДР. С восточной стороны омывается Японским морем.

Основные климатические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Климатическая характеристика	Величина
Район по ветру	4
Максимальный скоростной напор, (Па)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	20
Толщина стенки гололеда, (мм)	20
Максимальная температура воздуха, (°С)	30
Минимальная температура воздуха, (°С)	-40
Среднегодовая температура воздуха, (°С)	-1
Число грозových часов	10-20
Сейсмичность района	6

1.2 Характеристика источников питания Приморского края.

ЭЭС Приморского края по видам вырабатываемой энергии неоднородна, так как на территории работают ГРЭС, ТЭЦ и ДЭС.

Источники питания Приморского края:

1. Приморская ГРЭС. Угольная тепловая электростанция, расположенная в ПГТ Лучегорск, построенная в 1974 году. Электрическая мощность составляет 1467 МВт. Марка и количество генераторов: 4хТВФ-120-2, 4хТГВ-200-2МУ-3, 4хТВФ-120-2МУ-3, ТГВ-200-2М.
2. Партизанская ГРЭС. Тепловая электростанция, расположенная в городе Партизанске, построенная в 1954 году. Электрическая мощность составляет 203 МВт. Марка и количество генераторов: ТВФ-120-2, ТВФ-120-2М, ТВ-50-2.
3. Артемовская ТЭЦ. Тепловая электростанция, расположенная в городе Артем, построенная в 1936 году. Электрическая мощность

составляет 400 МВт. Марка и количество генераторов: 2хК-100-90, 2хКТ-115-8,8-2.

4. Владивостокская ТЭЦ-1. Тепловая электростанция в городе Владивосток, построенная в 1911 году.
5. Владивостокская ТЭЦ-2. Тепловая электростанция в городе Владивосток, построенная в 1970 году. Электрическая мощность составила 497 МВт. Марка и количество генераторов: ТВФ-100-2, 5хТВФ-120-2.

1.3 Характеристика потребителей

Потребители данного района относятся ко второй и третьей категории надёжности согласно приведенной классификации, основу потребителей составляет городская и сельская нагрузка.

Качество передаваемой энергии потребителям устанавливает ГОСТ 32144-2013 «Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения».

1.4 Характеристика балансов мощности района

Как видно из таблицы 2, ЭЭС Приморского края является дефицитной. Для сохранения баланса генерируемой и потребляемой энергии осуществляется переток электроэнергии из Хабаровской ЭЭС.

Переток из Хабаровской энергосистемы составляет 158,6 млн кВт·ч.

Таблица 2 – Баланс электрической энергии Приморского края за 2016 год

Показатель, млн кВт·ч	
Электропотребление	13108,6
Выработка электроэнергии	9950,0
КЭС	5921,6
ТЭЦ	4028,4

Получение электроэнергии	3158,6
--------------------------	--------

1.5 Существующее состояние электропотребления района и перспективы его развития

ЭЭС Приморского края работает в составе Объединенной энергетической системы Востока. Основные характеристики ОЭС Востока за 2016 год представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные характеристики ОЭС Востока и ЭЭС Приморского края за 2016 год

Показатель	ОЭС Востока	ЭЭС Приморского края	Доля ЭЭС в ОЭС Востока, %
Электропотребление, млн кВт·ч	33177,3	13108,6	39,51
Максимум электрической нагрузки, МВт	5388	2251	41,78
Установленная мощность электростанций, МВт	9186,5	2616,8	28,48
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	36801	9950	27,04

Как видно из таблицы 3, ЭЭС Приморского края является крупнейшей в ОЭС Востока. Централизованным электроснабжением охвачена почти вся площадь края, однако, населенные пункты, расположенные в отдаленных районах, снабжаются от автономных ДЭС.

Наиболее крупными потребителями электроэнергии на территории края являются предприятия металлургической промышленности, судоремонта и судостроения, машиностроения, транспорт и связь.

Таблица 4 – Динамика потребления электроэнергии Приморского края за 5 лет

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Электропотребление, млн кВт·ч	12741,8	12577,0	12544,6	1277,8	13108,6
Среднегодовые темпы прироста, %	-	-1,29%	-0,26%	1,86%	2,59%

Из таблицы 4 следует, что с 2012-2014 год наблюдалось падения электропотребления, что связано с влиянием экономического кризиса и погодными условиями. С 2015 года наблюдается рост электропотребления. В дальнейшем в связи с включением в ЭЭС новых потребителей, электропотребление будет расти.

1.6 Анализ технического состояния и пропускной способности существующих электрических сетей

На территории Приморского края присутствуют сети напряжением 500/220/110/35 кВ. Системообразующие сети сформированы на напряжение 500-220 кВ, а распределительные 110-35 кВ.

Особенностью сетей 500-220 кВ, является большая протяженность ВЛЭП, связанная с удаленностью крупнейшей электростанции (Приморской ГРЭС) от центров электрических нагрузок.

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжение 500 кВ и 220 кВ поддерживаются в удовлетворительном состоянии. Распределительные сети 35-110 кВ характеризуются наличием объектов, эксплуатирующийся за пределами нормативных сроков эксплуатации. Износ электрических сетей филиала АО «ДРСК» превышает 60%, трансформаторных подстанций 70%.

Количество ВЛЭП Филиала ПАО «ФСК ЕЭС» эксплуатирующего с превышением нормативного срока эксплуатации, составляет 28,3 % от общего количества.

В сети 500-220 кВ Приморского края, отсутствуют места связанные с ограничением пропускной способности линий.

В сетях 110-35 кВ Приморского края существуют проблемы связанные с ограничением пропускной способности:

1. ВЛЭП 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта 7
2. ВЛЭП 110 кВ Широкая – Находка
3. ВЛЭП 110 кВ Партизанская ГРЭС – Находка
4. ВЛЭП 110 кВ Береговая-2 – Береговая -1

1.7 Анализ существующих режимов

В качестве исходных данных для проведения анализа были взяты контрольные замеры за 2016 год

1. Характеристика режима зимнего максимума нагрузки

Напряжения сети 110 кВ находились в пределах 104-121 кВ, напряжения сети 220 кВ находились в пределах 220-241,5 кВ, напряжения сети 500 кВ находились в пределах 502-508 кВ. Потребление Приморского края составляло 2084,7 МВт, суммарная генерация — 1374,7 МВт. Переток в сечении «Хабаровскэнерго — Приморская ГРЭС» составлял 710 МВт.

2. Характеристика режима летнего минимума нагрузки

Напряжения сети 110 кВ находились в пределах 114-122,5 кВ, напряжения сети 220 кВ находились в пределах 220-241,5 кВ, напряжения сети 500 кВ находились в пределах 507-512,7 кВ. Потребление Приморского края составляло 931,1 МВт, суммарная генерация — 782,7 МВт. Переток в сечении «Хабаровскэнерго — Приморская ГРЭС» составлял 149 МВт.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ ПОДСТАНЦИИ ЯКОВЛЕВКА

2.1 Общие сведения об участке

Выбранный участок расположен на территории Приморского края, Чугуевского, Кировского и Яковлевского районах.

На рисунке 1 представлена карта-схема выбранного участка существующей схемы электроснабжения потребителей.

Как видно на рисунке на данном участке проходят ВЛЭП с напряжениями 500/220/110/35 кВ. ПС «Чугуевка» соединена одноцепной ВЛЭП с Приморской ГРЭС, что делает ее источником питания. Так же подстанции 220/110 кВ, являются основными источниками питания ПС менее высокого уровня напряжения.

На выбранных ПС расположены следующие РУ:

1. На подстанциях «Крыловка», «Марьяновка», «Яблоновка», «В-2», «Ново-Сысоевка», «Молодежная», «Анучино», «Чернышевка», «Гражданка», «Город», «Аскольд», «Арсеньев-1», «Прогресс», «Арсеньев-2» установлено РУ «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».
2. На подстанциях «Яковлевка», «Варфоломеевка», «Лесная» установлено РУ «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».
3. На стороне высокого напряжения на ПС «Чугуевка-2» установлено РУ «треугольник». На стороне низкого напряжения находится «одна рабочая секционированная по числу трансформаторов схема шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей».
4. На ПС «Чугуевка-1» установлено РУ «одна рабочая секционированная выключателям и обходная система шин».

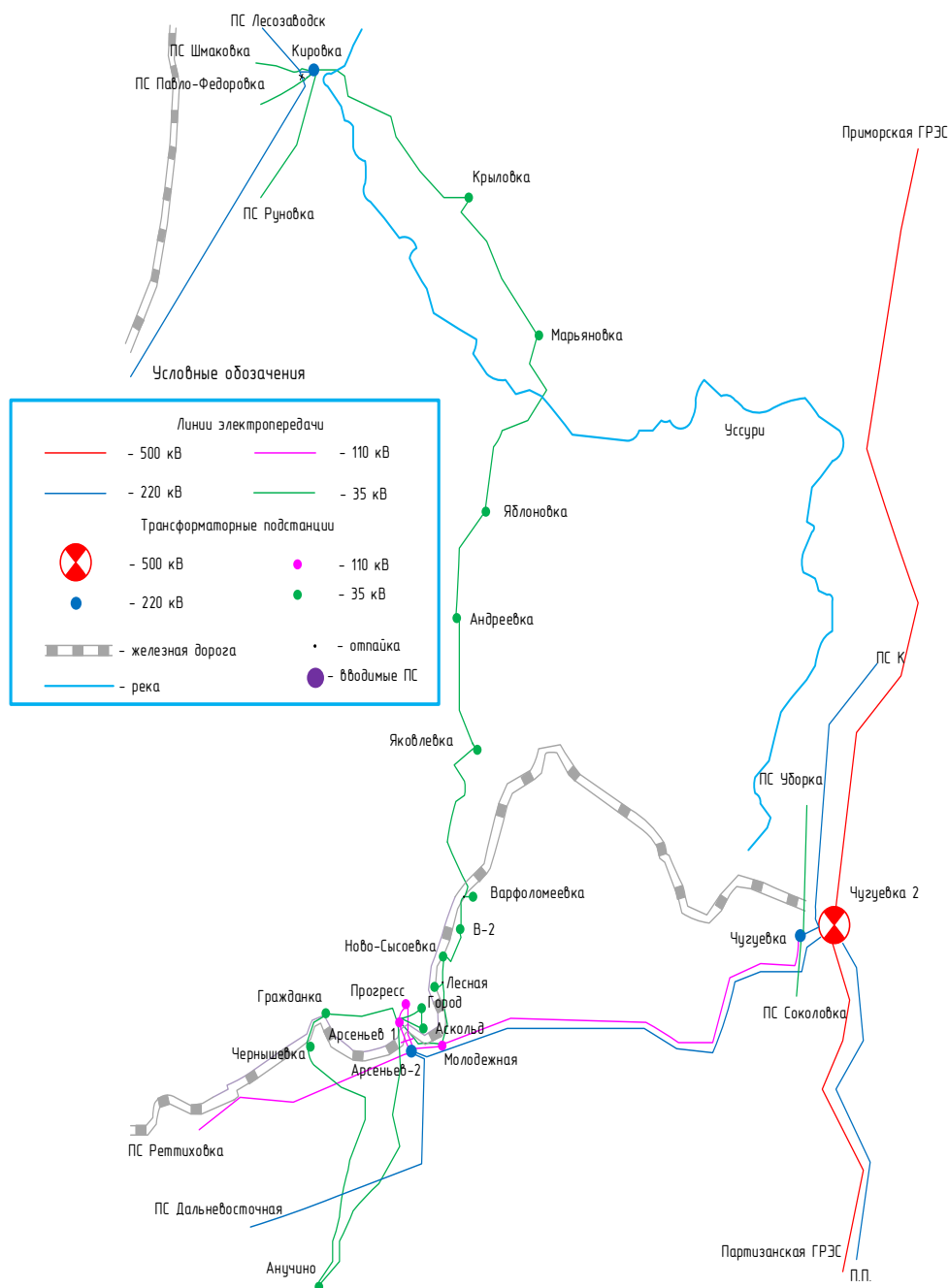


Рисунок 1 – Существующая схема электроснабжения в районе ПС Яковлевка

2.2 Описание участка по каждому классу номинального напряжения

Описание подстанций выбранного участка по каждому классу напряжения представлено в таблице 5.

Таблица 5 - Подстанции рассматриваемого района

Напряжение, кВ	Название подстанции	№ тр.	Мощность трансформатора, МВт	Загрузка, %	Нагрузка, МВт
220	Арсеньев-2	1	125	25,1	30
		2	125	25,1	30
	Кировка	1	10	30	3
		2	25	22	6
	Чугуевка-1	1	10	87,65	8,765
		2	10	87,65	8,765
3		60	-	-	
110	Арсеньев-1	1	40	32	15,2
		2	40	32	15,2
	Молодежная	1	16	85	13,6
		2	16	85	13,6
	Прогресс	1	25	32	7,4
		2	25	0	0
35	Андреевка	1	1,6	39,29	0,629
		2	1,6	0	0
	Анучино	1	6,3	72,51	4,568
		2	6,3	0	0
	Аскольд	1	16	39	4,3
		2	16	0	0
	В-2	1	2,5	21,83	0,546
		2	2,5	0	0
	Варфоломеевка	1	4	52,86	2,114
		2	4	0	0
	Город	1	16	40,93	6,548
		2	16	40,93	6,548
	Гражданка	1	1,6	64,77	1,036
		2	1,6	0	0
	Крыловка	1	1,6	9,09	0,145
		2	1,6	0	0
	Лесная	1	1	0	0
		2	2,5	13,1	0,328
	Марьяновка	1	2,5	3,77	0,094
		2	2,5	0	0

Продолжение таблицы 5

Ново-Сысоевка	1	6,3	51,04	3,215
	2	6,3	0	0
Анучино	1	4	77,27	3,091
	2	6,3	0	0
Аскольд	1	1,6	28,26	0,452
	2	1,6	0	0
В-2	1	4	83,33	3,33
	2	4	0	0

Описание линий электропередач выбранного участка по каждому классу напряжения представлено в таблице 6.

Таблица 6 – ВЛЭП рассматриваемого района

Напряжение, кВ	Наименование линии	Марка провода	Сечение провода, мм	Допустимый ток при $t + 25^{\circ}\text{C}$, А	Допустимый ток при $t - 5^{\circ}\text{C}$, А	Плотность тока, А			
						1 ч.	4 ч.	11 ч.	19 ч.
220	Чугуевка-1 - Чугуевка-2	АС-300	300	690	780	0,89	0,91	0,93	0,97
	Арсеньев-2 - Чугуевка-2	АС-240	240	605	710	0,91	0,9	0,95	0,98
110	Арсеньев-2 - Молодежная	АС-150	150	450	581	1,24	1,22	1,43	1,46
	Молодежная - Чугуевка-1	АС-150	150	300	300	0,25	0,24	0,29	0,29
	Арсеньев-1 - Арсеньев-2	АС-150	150	300	300	0,61	0,59	0,87	0,75
	Арсеньев-2 - Прогресс	АС-150	150	450	581	0,5	0,46	0,71	0,63
	Арсеньев-1 - Прогресс	АС-150	150	300	300	0,32	0,29	0,32	0,43
35	Арсеньев-1 - Город	АС-150	150	450	581	0,81	0,73	1,13	1,27
	Арсеньев-1 - Аскольд	АС-150	150	450	581	0,45	0,43	0,69	0,5
	Арсеньев-1 - Анучино	АС-120	120	375	484	0,68	0,67	0,62	0,65
	Анучино - Чернышевка	АС-120	120	375	484	0,65	0,67	0,68	0,66
	Аскольд - Город	АС-150	150	450	581	0,71	0,73	0,7	0,75
	Арсеньев-1 - Гражданка	АС-70	70	265	342	0,9	0,89	0,93	0,96
	Гражданка - Чернышевка	АС-70	70	265	342	0,64	0,69	0,73	0,71

Продолжение таблицы 6

Арсеньев-1 - Молодежная	АС-120	120	375	484	0,71	0,7	0,73	0,75
Молодежная - Оп.48	АС-120	120	375	484	1,27	1,19	1,27	1,29
Оп.48 - Лесная	АС-70	70	265	342	0,04	0,06	0,06	0,06
Оп.48 - Ново-Сысоевка	АС-120	120	375	484	1,24	1,23	1,26	1,22
Ново-Сысоевка - В-2	АС-120	120	375	484	0,79	0,83	0,78	0,74
В-2 - Оп.57	АС-120	120	375	484	0,75	0,78	0,73	0,68
Оп.57 - Варфоломеевка	АС-120	120	375	484	0,18	0,2	0,2	0,22
Оп. 57 - Яковлевка	АС-120	120	375	484	0,54	0,59	0,53	0,5
Яковлевка - Андреевка	АС-120	120	375	484	0,18	0,17	0,1	0,13
Андреевка - Яблоновка	АС-120	120	375	484	0,12	0,11	0,04	0,06
Яблоновка - Оп.68	АС-120	120	375	484	0,14	0,12	0,1	0,09
Оп.68 - Марьяновка	АС-120	120	375	484	0,14	0,12	0,1	0,09
Марьяновка - Крыловка	АС-120	120	375	484	0,53	0,52	0,55	0,56
Крыловка - Кировка	АС-120	120	375	484	0,61	0,64	0,65	0,66

2.3 Недостатки, выявленные на участке

Из таблиц 5 и 6 можно сделать вывод о недостатках электрической сети в районе проектирования.

На ПС «Молодежной» необходимо заменить трансформатор, так как при аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка работающего трансформатора составит 170 %.

Предлагается замена трансформатора на ТДТН-25000/110, в таком случае нагрузка трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 109 %.

На ПС «Чугуевка-1» необходимо заменить трансформатор, так как при аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка работающего трансформатора составит 175 %.

Предлагается замена трансформатора на ТДТН-16000/110, в таком случае нагрузка трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 110 %.

Так же стоит отметить слабую загруженность трансформаторов на подстанциях: «В-2», «Крыловка», «Лесная», «Марьяновка», «Яблоновка».

На ВЛЭП: «Молодежная - Чугуевка-1», «Арсеньев-1 – Прогресс», «Оп.48 – Лесная», «Оп.57 – Варфоломеевка», «Яковлевка – Андреевка», «Андреевка – Яблоновка», «Яблоновка - Оп.68», «Оп.68 – Марьяновка», экономическая плотность тока меньше 0,5, что говорит о низкой энергоэффективности.

На ЛЭП: «Арсеньев-2 – Молодежная», «Арсеньев-1 – Город», «Оп.48 - Ново-Сысоевка», экономическая плотность тока выше 1,05, что говорит о больших потерях в линиях.

2.4 Анализ существующих режимов

Для того, чтобы сделать анализ режима необходимо сделать его расчет. Расчет режима проводится с целью определить все параметры сети, такие как: отклонение напряжения, токовая нагрузка и другие.

Расчет режим производится в программном комплексе RastrWin3.

2.4.1 Исходные данные

Исходными данными являются характеристики потребителей, параметры схемы и ее конфигурация. Для расчета установившегося режима необходимо рассчитать параметры составляющих элементов сети. Этими данными являются: активное и индуктивное сопротивления линии, емкостная проводимость линии, активное и индуктивное сопротивления трансформаторов, генерируемая активная и реактивная мощность источника питания.

Активное сопротивление линии рассчитывается по формуле [20]:

$$R_{ВЛ} = r_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (1)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$l_{ВЛ}$ – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление линии рассчитывается по формуле [20]:

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (2)$$

где x_0 – удельное индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км.

Реактивная проводимость воздушной линии рассчитывается по формуле [20]:

$$B_{ВЛ} = b_0 \cdot l_{ВЛ}, \quad (3)$$

где b_0 – удельно ёмкостная проводимость линии на 1 км длины, мСм/км.

В данном случае на примере ВЛЭП «Молодежная-Арсеньев-2» рассчитаем параметры линии:

$$R_{ВЛ} = 0,198 \cdot 12,64 = 2,503 \text{ Ом.}$$

$$X_{ВЛ} = 0,42 \cdot 12,64 = 5,309 \text{ Ом.}$$

$$B_{ВЛ} = 2,7 \cdot 12,64 = 34,128 \text{ Ом.}$$

Подробный расчет параметров линий приведен в приложении А.

Трансформаторы в ПВК RastrWin3 вводятся сопротивлением каждой ступени трансформатора, а также активной и реактивной проводимостью. Так же необходимо указать коэффициенты трансформации.

Коэффициент трансформации двухобмоточного трансформатора рассчитывают по формуле:

$$K_{TH} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}, \quad (4)$$

где U_{BH} , U_{HH} – соответственно напряжение высокой, низкой стороны силового трансформатора, кВ.

Для трехобмоточного трансформатора необходимо рассчитать 3 коэффициента трансформации по формулам:

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}}. \quad (5)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}}, \quad (6)$$

где U_{CH} –напряжение средней стороны силового трансформатора, кВ.

Третий коэффициент трансформации определяется аналогичным способом по формуле 4.

Активная проводимость трансформатора рассчитывается по формуле:

$$B_T = \frac{\Delta Q_{xx}}{U_{BH}^2}, \quad (7)$$

где ΔQ_{xx} – потери реактивной мощности в поперечной ветви, КВар.

Реактивная проводимость трансформатора рассчитывается по формуле:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{BH}^2}, \quad (8)$$

где P – активные потери на холостой ход, кВт.

Значения активного и индуктивного сопротивлений трансформатора возьмем из справочника.

В данном случае на примере трансформатора, установленного на ПС «Арсеньев-2», рассчитаем его параметры:

$$B_T = \frac{625 \cdot 10^3}{220^2} = 12,913 \text{ мкСм.}$$

$$G_T = \frac{85 \cdot 10^3}{220^2} = 1,756 \text{ мкСм.}$$

$$K_{ТВ} = \frac{230}{230} = 1.$$

$$K_{ТС} = \frac{121}{230} = 0,526.$$

$$K_{ТН} = \frac{11}{230} = 0,048.$$

Подробный расчет параметров трансформаторов приведен в приложении А.

2.4.2 Анализ расчета режима

При расчете нормального режима отклонения напряжения на шинах ПС находятся в допустимых пределах. Токовая загрузка трансформаторов и ЛЭП так же в пределах нормы.

Данные расчета нормального режима приведены в приложении Б.

Как видно из токовой загрузки трансформаторов самые загруженные трансформаторы находятся на ПС «Молодежная» и ПС «Арсеньев-1».

В после аварийном режиме при отключении одного трансформатора на ПС Молодежная, загрузка трансформаторов осталась в пределах нормы.

При отключении одного трансформатора на ПС «Арсеньев-1», загрузка трансформаторов так же сохранилась в пределах нормы.

Из расчета послеаварийного режима видно, что отклонения напряжения на шинах ПС «Достоевка», «Яковлевка-2», «Яковлевка», «Яблоновка», «Андреевка», «Арсеньев-2», «Арсеньев-1», «Аскольд», «Город» более 10 %, что является недопустимым отклонением.

2.5 Прогнозирование нагрузок

При вводе в работу новых подстанций необходимо учитывать прирост нагрузки с целью предотвращения перегрузки электрических аппаратов.

Данный расчет позволит спрогнозировать электрические нагрузки в рассматриваемом районе с учетом перспективы на 2023 год.

Формула для расчета прогнозируемой нагрузки выглядит следующим образом [4]:

$$S = S_T \cdot (1 + K)^{T_{\text{ПРОГ}} - T_{\text{ТЕК}}}, \quad (9)$$

где S – прогнозируемая мощность, МВт;

S_T – текущее значение мощности, МВт;

K – относительное увлечение нагрузки за год (для данного региона равен 0,0323 согласно среднестатистическим данным СО ЕЭС);

$T_{\text{ПРОГ}}$ – год на который прогнозируется нагрузка;

$T_{\text{ТЕК}}$ – текущий год.

В данном случае на примере ПС «Яковлевка» прогноз активной нагрузки составит:

$$S = 3,33 \cdot (1 + 0,0323)^{2023 - 2018} = 3,907 \text{ МВт.}$$

Таблица 7 – Результаты прогнозирования нагрузки

Подстанция	Активная нагрузка, МВт	Прогнозируемая активная нагрузка через 5 лет, МВт	Реактивная нагрузка, Мвар	Прогнозируемая реактивная нагрузка через 5 лет, Мвар
Кировка	11,7	13,716	4,68	5,486
Крыловка	0,145	0,17	0,058	0,068
Марьяовка	0,094	0,11	0,038	0,044
Яблоновка	0,452	0,53	0,181	0,212
Андреевка	0,629	0,737	0,252	0,295
Яковлевка	3,333	3,907	1,333	1,563
Варфоломеевка	2,114	2,478	0,846	0,991
В-2	0,546	0,64	0,218	0,256

Продолжение таблицы 7

Ново-Сысоевка	3,215	3,769	1,286	1,508
Лесная	0,328	0,385	0,131	0,154
Молодежная	27,2	31,886	10,88	12,754
Арсеньев-1	34,575	40,531	13,83	16,213
Арсеньев-2	20	23,446	8	9,378
Прогресс	7,4	8,675	2,96	3,47
Гражданка	1,036	1,214	0,414	0,486
Чернышевка	3,091	3,624	1,236	1,449
Анучино	4,568	5,355	1,827	2,142
Город	13,096	15,352	5,238	6,141
Аскольд	4,3	5,041	1,72	2,016
Чугуевка-1	17,53	20,55	7,012	8,22
Чугуевка-2	5	5,861	2	2,345

Расчет по формуле (9) показывает, что в период с 2018 года по 2023 год рост нагрузки составит порядка 17 %.

Расчет вероятностных характеристик нагрузки проводим в программном комплексе «Расчет сети», который позволяет по максимальной активной мощности найти среднюю активную и реактивную мощности.

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе мощности силовых трансформаторов на ПС.

Результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета вероятностных характеристик нагрузки

Подстанция	Максимальная активная нагрузка, МВт	Средняя активная нагрузка, МВт	Максимальная реактивная нагрузка, Мвар	Средняя реактивная нагрузка, Мвар
Кировка	11,7	8,19	4,68	3,28
Крыловка	0,145	0,1	0,058	0,04
Марьяовка	0,094	0,07	0,038	0,03
Яблонька	0,452	0,32	0,181	0,13
Андреевка	0,629	0,44	0,252	0,18
Яковлевка	3,333	2,33	1,333	0,93
Варфоломеевка	2,114	1,5	0,846	0,6
В-2	0,546	0,38	0,218	0,15

Ново-Сысоевка	3,215	2,25	1,286	0,9
Лесная	0,328	0,23	0,131	0,09
Молодежная	27,2	19,04	10,88	7,62
Арсеньев-1	34,575	24,2	13,83	9,68
Арсеньев-2	20	14	8	5,6
Прогресс	7,4	5,18	2,96	2,07
Гражданка	1,036	0,73	0,414	0,29
Чернышевка	3,091	2,16	1,236	0,87
Анучино	4,568	3,2	1,827	1,28
Город	13,096	7,79	5,238	3,67
Аскольд	4,3	3,01	1,72	1,2
Чугуевка-1	17,53	12,27	7,012	4,91
Чугуевка-2	5	3,5	2	1,4
Озерная	2,6	1,82	1,04	0,73
Яковлевка-2	2,6	1,82	1,04	0,73
Достоевка	2,6	1,82	1,04	0,73
Молокозавод	10	7	4	2,8

Расчет режима с прогнозируемыми нагрузками показал, что трансформаторы на ПС «Молодежная» в нормальном режиме загружены на 106 %.

Предлагается замена на трансформатор ТДТН-40000/110, при этом токовая загрузка трансформатора составит 65,5 %.

На ПС «Арсеньев-1» трансформаторы загружены на 91 %.

Предлагается замена на трансформатор ТДТН-63000/110, при этом токовая загрузка трансформатора составит 60,8 %.

2.6 Обоснование строительства новых объектов

Основанием для строительства новых подстанций стало постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2015 года «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Михайловский»».

Целью создания ТЭСЭР является желание сформировать мощный экономический центр на Дальнем Востоке, который станет удобной площадкой для развития бизнеса [23].

Для того, чтобы ТЭСЭР «Михайловский» могла стать мощным экономическим центром нужно выполнить ряд экономических задач, одной из которых является подключение новых потребителей к существующей сети.

Перечень новых потребителей представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень новых потребителей

№	Название	Нагрузка, МВт	Категория надежности
1	ПС Озерная	2,6	2
2	ПС Достоевка	2,6	2
3	ПС Яковлевка-2	2,6	2
4	ПС Молокозавод	10	2

Карта схема размещения планируемых объектов представлена на рисунке 2.

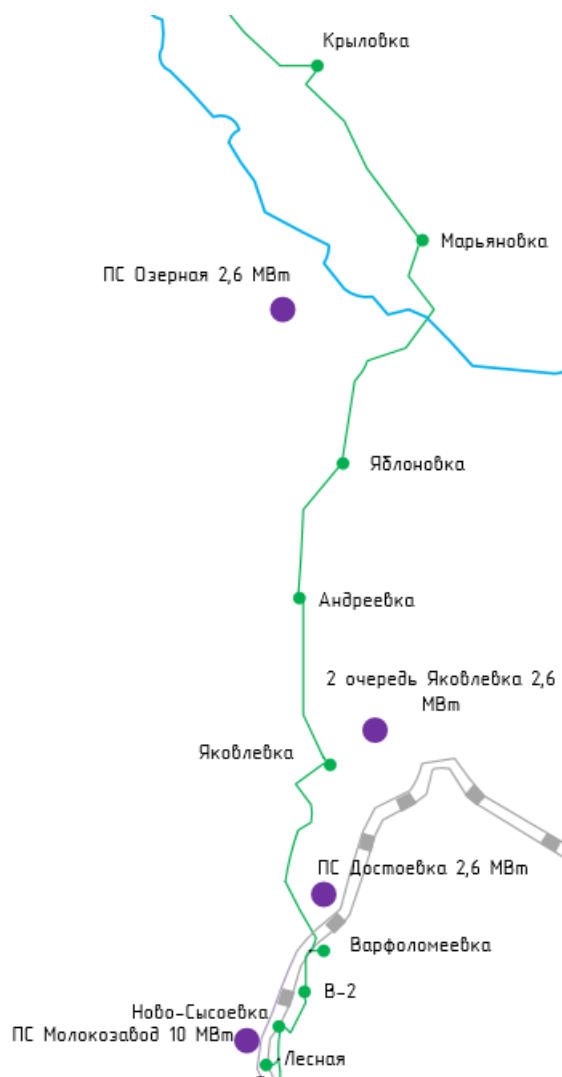


Рисунок 2 – Карта схема

3 ВЫБОР ВАРИАНТА СЕТИ

3.1 Разработка возможных вариантов схем электрической сети

Исходными данными для составления вариантов схем электрической сети являются: взаимное расположение подстанций, прогнозируемые вероятностные характеристики на 5 лет и категории потребителей.

Схемы сетей должны быть с минимальными затратами при этом обеспечивать надежность электроснабжения, качество электроэнергии, безопасность при эксплуатации сети и возможность подключения новых потребителей для дальнейшего развития [14].

На практике для построения рациональной конфигурации сети принимают метод, основанный на составлении нескольких вариантов электрической сети. В дальнейшем из этих вариантов на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

По данным задания на дипломную работу составляем 2 варианта электрической сети.

Таблица 10 – Варианты электрической сети

Номер варианта	Количество выключателей	Длины линий, км
1	12	14,4
2	18	48

Варианты подключения приведены на рисунках 3 и 4.

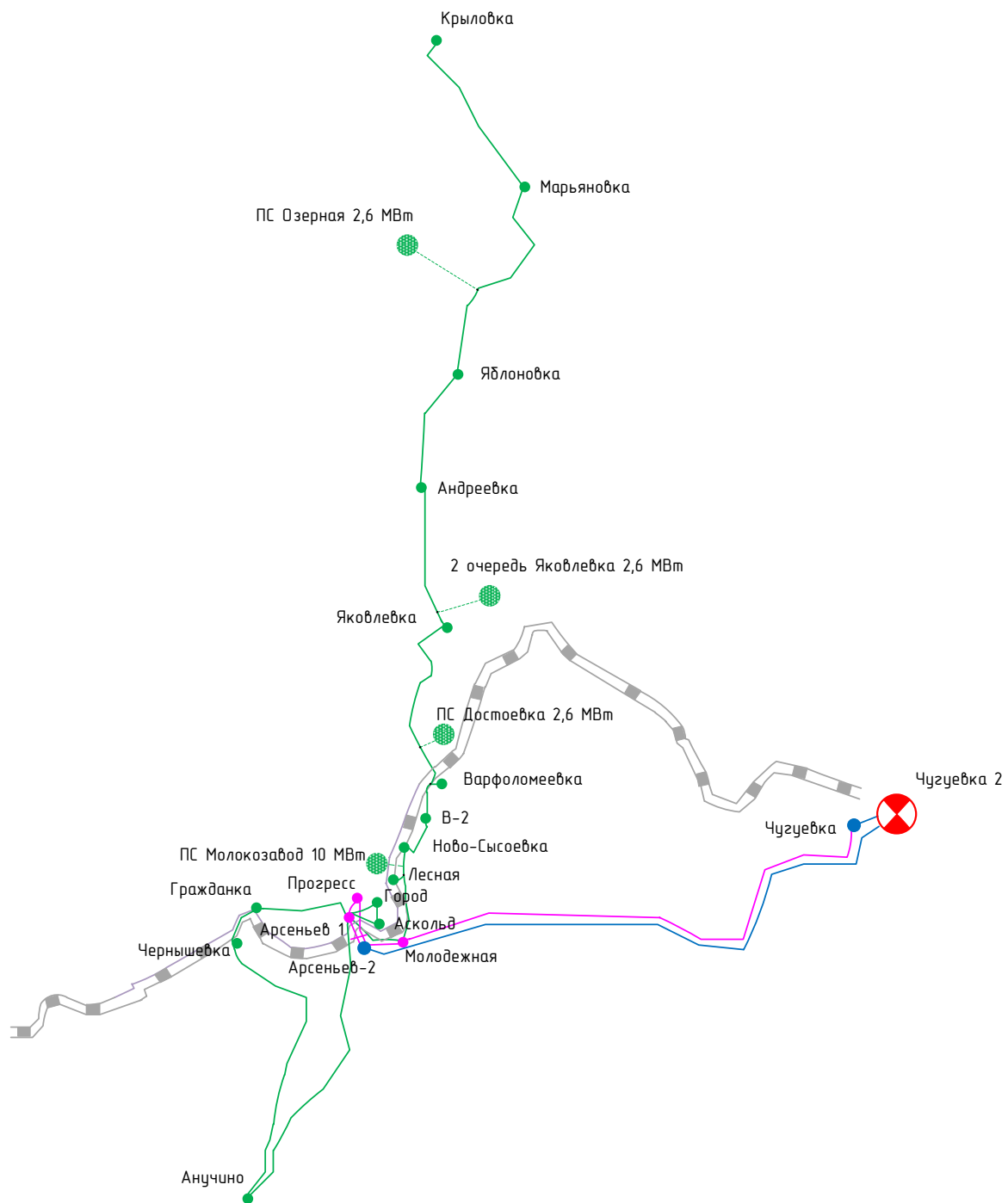


Рисунок 3 – Вариант № 1

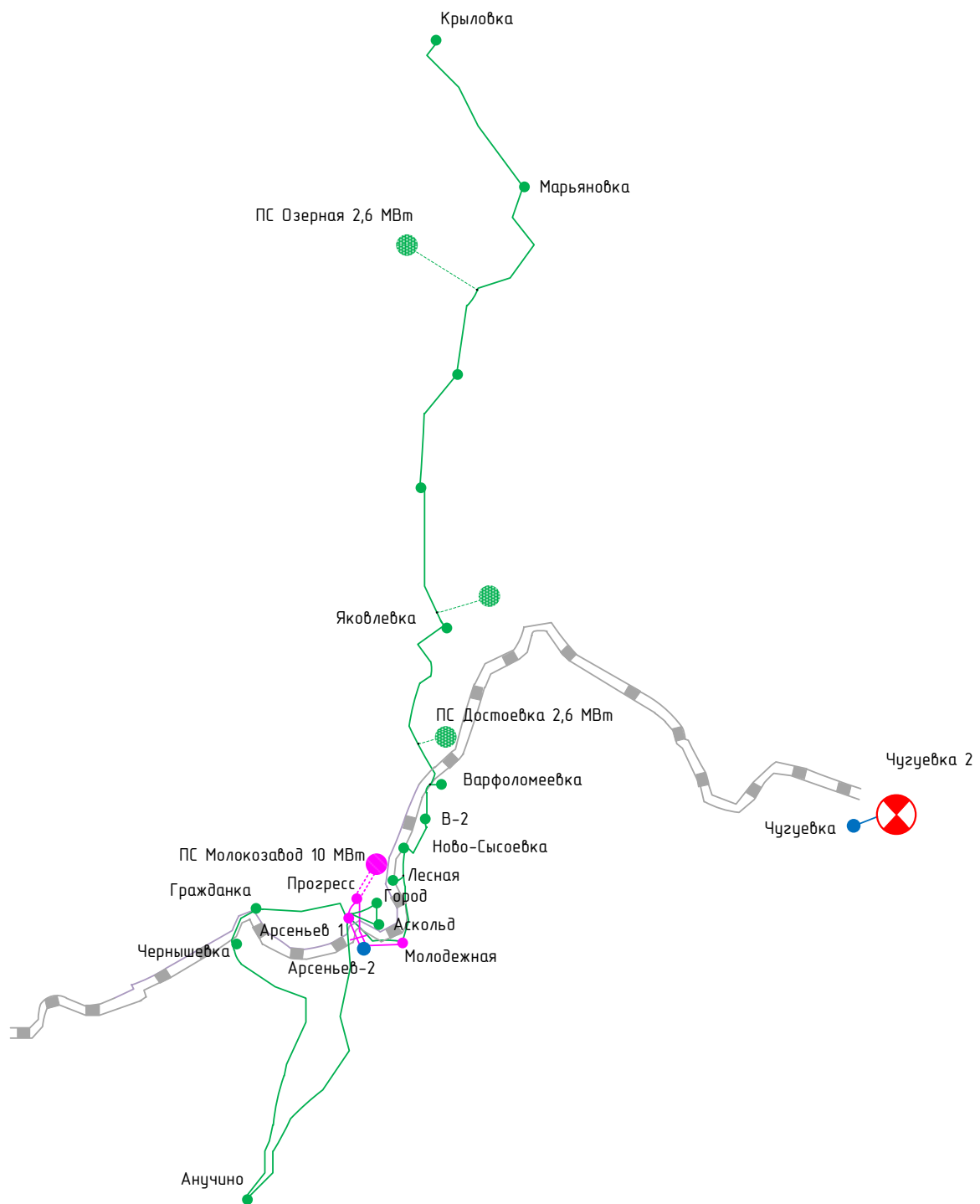


Рисунок 4 – Вариант № 2

Вариант № 1. В данном варианте все подстанции имеют схему РУ «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Данное РУ устанавливается на проходные двухтрансформаторные ПС при необходимости сохранения транзита при КЗ на в трансформаторе. Все подстанции работают на напряжении 35/10 кВ.

Вариант № 2. В данном варианте подстанции «Озерная», «Яковлевка-2», «Достоевка» имеют схему РУ «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Данное РУ устанавливается на проходные двухтрансформаторные ПС при необходимости сохранения транзита при КЗ на в трансформаторе. Эти подстанции работают на напряжении 35/10 кВ.

ПС «Молокозавод» имеет схему РУ «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Данное РУ устанавливается на тупиковые двухтрансформаторные ПС питаемые по двум ВЛ. Подстанция работает на напряжении 110/10 кВ.

Для подключения ПС «Молокозавод» предлагается замена РУ на ПС «Прогресс» с «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» на «одна рабочая секционированная выключателями система шин».

Рассчитаем основные параметры сети для составленных вариантов.

3.2 Компенсация реактивной мощности

Выбор компенсирующих устройств осуществляется в следующем порядке:

1. Определяется $tg\varphi_{эф}$ для каждой подстанции:

$$tg\varphi_{эф} = \frac{P_{эф}}{Q_{эф}}, \quad (10)$$

где $P_{эф}$ – эффективная активная мощность ПС, МВт;

$Q_{ЭФ}$ – эффективная реактивная мощность ПС, МВар.

Значения эффективной мощности были получены в программном комплексе «Расчет сети».

2. Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ} = P_M \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ЭФ}, \quad (11)$$

где P_M – максимальная активная мощность, МВт.

3. Полученную мощность делим на количество секций шин.

4. На полученную мощность выбираются компенсирующие устройства, суммарная мощность которых максимально приближена к ней.

5. Находим не скомпенсированную мощность для применения в дальнейших расчетах:

$$Q_{НЕСК} = Q_M - Q_{КУ}, \quad (12)$$

где Q_M – потери реактивной мощности в поперечной ветви, МВар.

В данной работе по указанному критерию компенсация реактивной мощности не требуется. Результаты расчета приведены в приложении В.

3.3 Выбор мощности силовых трансформаторов

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по формуле:

$$S_{РАСЧ} = \frac{\sqrt{P_{СР}^2 + Q_{НЕСК}^2}}{2 \cdot K_3}, \quad (13)$$

где $S_{РАСЧ}$ – расчетная полная мощность трансформатора, МВт;

$P_{СР}$ – средняя активная мощность на ПС, МВт;

$Q_{НЕСК}$ – не скомпенсированная реактивная мощность, МВар;

n – количество трансформаторов на ПС, принимаем равным 2;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,7.

После выбора трансформаторов не обходимо проверить трансформаторы на загрузку в нормальном и аварийном режиме. Загрузка

трансформатора в нормально режиме должна находиться в пределах от 50 % до 70 %. Аварийная загрузка трансформатора не должна превышать 140 % .

На примере ПС «Озерная» произведем выбор трансформатора.

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{1,82^2 + 1,04^2}}{2 \cdot 0,7} = 1,497 \text{ МВт.}$$

Принимаем к установке трансформатор ТМ-1600/35.

Подробный расчёт приведен в приложении В.

Результаты расчета занесем в таблицы.

Таблица 11 – Выбранные трансформаторы 1 варианта

ПС	Расчетная мощность, МВт	Номинальная мощность трансформатора, МВт	Марка трансформатора	Коэффициент загрузки в нормальном режиме, %	Коэффициент загрузки в аварийном режиме, %
Озерная	1,497	1,6	ТМН-1600/35	65,5	131
Яковлевка-2	1,497	1,6	ТМН-1600/35	65,5	131
Достоевка	1,497	1,6	ТМН-1600/35	65,5	131
Молокозавод	5,759	6,3	ТМН-6300/35	64	128

Таблица 12 – Выбранные трансформаторы 2 варианта

ПС	Расчетная мощность, МВт	Номинальная мощность трансформатора, МВт	Марка трансформатора	Коэффициент загрузки в нормальном режиме, %	Коэффициент загрузки в аварийном режиме, %
Озерная	1,497	1,6	ТМН-1600/35	65,5	131
Яковлевка-2	1,497	1,6	ТМН-1600/35	65,5	131
Достоевка	1,497	1,6	ТМН-1600/35	65,5	131
Молокозавод	5,759	6,3	ТМ-6300/110	64	128

3.4 Выбор сечения проводов

1. Найдем максимальный ток протекающий по линии:

$$I_M = \frac{\sqrt{P_M^2 + Q_M^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n_{\text{л}}}, \quad (14)$$

где U – напряжение линии, кВ;

$n_{ц}$ – количество цепей.

2. Рабочий ток определяется по формуле:

$$I_P = I_M \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (15)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;
 α_t – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки и коэффициента попадания в максимум энергосистемы.

5. Суммарное сечение проводов фазы проектируемой ВЛЭП:

$$S = \frac{I_P}{j}, \quad (16)$$

где j – нормированная плотность тока, А/мм².

На примере ЛЭП «ОП. 68 – Озерная» произведем выбор провода:

$$I_M = \frac{\sqrt{2,6^2 + 1,04^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot 1} = 0,046 \text{ кА.}$$

$$I_P = 0,046 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,049 \text{ кА.}$$

$$S = \frac{0,049 \cdot 10^3}{0,8} = 147,24 \text{ мм}^2.$$

Выбираем АС-150/19.

Подробный расчет приведен в приложении В.

Результаты расчета занесем в таблицы.

Таблица 13 – Сечения линий в варианте 1

Участок	Напряжение, кВ	Количество цепей	Марка провода
Оп.68 - Озерная	35	1	АС-50/8
Оп.Я-2 - Яковлевка-2	35	1	АС-50/8
Оп.Д - Достоевка	35	1	АС-50/8
Оп.М - Молокозавод	35	1	АС-120/19

Таблица 14 – Сечения линий в варианте 2

Участок	Напряжение, кВ	Количество цепей	Марка провода
Оп.68 - Озерная	35	1	АС-50/8
Оп.Я-2 - Яковлевка-2	35	1	АС-50/8
Оп.Д - Достоевка	35	1	АС-50/8
Оп.М - Молокозавод	110	2	АС-70/11

В дальнейшем необходимо будет произвести проверку выбранного оборудования в программе RastrWin3.

4 РАСЧЕТ РЕЖИМОВ

Расчет режимов произведем в ПК RastrWin 3 [17]. При задании модели электрической сети в RastrWin 3 узлы делятся на нагрузочные, генерирующие и базисные.

Для выполнения расчета необходим хотя бы один базисный узел. В данной дипломной работе за базисные узлы примем узлы Кировка ВН и Чугуевка-2 ВН. В базисном узле необходимо задать модуль напряжения $V_{зд}$.

При моделировании ЛЭП в таблице «Ветви» задаются номера узлов, которые соединят ЛЭП, сопротивления, активная и реактивная проводимости. Данные R, X, B, берутся из каталога [24].

4.1 Расчет режима 1 варианта

Для того, что бы рассчитать нормальный режим с новыми проектируемыми подстанциями, необходимо заполнить таблицы узлов и ветвей электрической сети. Узлы и ветви указаны в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 – Узлы Вариант 1

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	dV
База	1	Кировка ВН	220	1			17	10,5	220		
Нагр	2	Кировка Т1	220	1					207,49	-5,79	-5,69
Нагр	3	Кировка СН	35	3	6,7	2,7			36,25	-5,68	3,57
Нагр	4	Кировка НН1	10	4	3,5	1,4			9,52	-6,68	-4,78
Нагр	5	Кировка НН2	10	4	3,5	1,4			9,52	-6,68	-4,77
Нагр	6	Крыловка	35	3	0,2	0,1			35,31	-6,69	0,88
Нагр	7	Марьяновка	35	3	0,1	0			34,73	-7,34	-0,78
Нагр	8	Оп. 68	35	3					34,44	-7,66	-1,59
Нагр	9	Яблоновка	35	3	0,5	0,2			29,6	-24,89	-15,42
Нагр	10	Андреевка	35	3	0,6	0,3			29,76	-24,67	-14,99
Нагр	11	Яковлевка	35	3	3,3	1,3			29,95	-24,4	-14,42
Нагр	12	Оп.57	35	3					31,29	-22,57	-10,59
Нагр	13	Варфоломеевка	35	3	2,5	1			31,27	-22,61	-10,67
Нагр	14	В-2	35	3	0,6	0,3			32,66	-20,86	-6,67
Нагр	15	Ново-Сысоевка	35	3	3,8	1,5			33,43	-19,98	-4,48
Нагр	16	Оп.48	35	3					35,25	-17,94	0,71
Нагр	17	Лесная	35	3	0,4	0,2			35,23	-17,97	0,65
Нагр	18	Молодежная ВН	110	2					115,78	-10,04	5,25
Нагр	19	Молодежная СН	35	3					38,3	-14,98	9,44
Нагр	20	Молодежная Т1	110	2					109,55	-15,01	-0,4
Нагр	21	Молодежная Т2	110	2					109,55	-15,01	-0,4
Нагр	22	Молодежная НН1	6	5	15,9	6,4			5,94	-16,71	-0,93
Нагр	23	Молодежная НН2	6	5	15,9	6,4			5,94	-16,71	-0,93
Нагр	24	Арсеньев 2 ВН	220	1					223,95	-5,74	1,8
Нагр	25	Арсеньев 2 СН	110	2					118,04	-9,52	7,31
Нагр	26	Арсеньев 2 Т1	220	1					214,74	-9,54	-2,39

Продолжение таблицы 15

Нагр	27	Арсеньев 2 Т2	220	1					214,74	-9,54	-2,39
Нагр	28	Арсеньев 2 НН1	10	4	11,5	4,6			9,58	-10,72	-4,21
Нагр	29	Арсеньев 2 НН2	10	4	11,5	4,6			9,58	-10,72	-4,21
Нагр	30	Прогресс	110	2	8,7	3,5			116,79	-10,02	6,18
Нагр	31	Арсеньев ВН	110	2					116,75	-10,04	6,14
Нагр	32	Арсеньев СН	35	3					37,92	-14,69	8,33
Нагр	33	Арсеньев Т1	110	2					112,49	-14,7	2,26
Нагр	34	Арсеньев Т2	110	2					112,49	-14,7	2,26
Нагр	35	Арсеньев НН1	6	5	20,2	8,1			6,09	-16,74	1,42
Нагр	36	Арсеньев НН2	6	5	20,2	8,1			6,09	-16,74	1,42
Нагр	37	Чугуевка 110	110	2					120,32	-7,98	9,39
Нагр	38	Чугуевка 220	220	1					238,1	-2,74	8,23
Нагр	39	Чугуевка СН	35	3	2,7	1,8			38,36	-12,01	9,59
Нагр	40	Чугуевка НН1	10	4	9,8	3,5			10,38	-14,19	3,78
Нагр	41	Чугуевка НН2	10	4	9,8	3,5			10,38	-14,19	3,78
База	42	Чугуевка 2 ВН	500	6			190,5	136,8	500		
Нагр	43	Чугуевка 2 СН	220	1	0,4	0,1			238,19	-2,72	8,27
Нагр	44	Чугуевк 2 Т1	500	6					483,59	-2,74	-3,28
Нагр	45	Чугуевка 2 НН	10	4	5,8	2,3			9,66	-2,9	-3,4
Нагр	46	Озерная НН 1	10	4	1,3	0,5			10,14	-10,72	1,42
Нагр	47	Озерная НН 2	10	4	1,3	0,5			10,14	-10,72	1,42
Нагр	49	Аскольд	35	3	5	2			37,81	-14,83	8,04
Нагр	50	Город	35	3	15,3	6,1			37,73	-14,95	7,79
Нагр	51	Достоевка	35	3	2,6	1			30,36	-23,75	-13,25
Нагр	52	Оп. Молокозавод	35	3					34,15	-19,17	-2,44

Продолжение таблицы 15

Нагр	53	Молокозавод	35	3	10	4			34,11	-19,2	-2,54
Нагр	54	Озерная ВН 2	35	3					34,15	-7,77	-2,42
Нагр	55	Чугуевка Т1	110	2					115,94	-12,02	5,4
Нагр	56	Чугуевка Т2	110	2					115,94	-12,02	5,4
Нагр	57	Озерная ВН 1	35	3					34,15	-7,77	-2,42
Нагр	58	Оп. Яковлевка	35	3					29,9	-24,48	-14,57
Нагр	59	Яковлевка 2	35	3	2,6	1			29,82	-24,52	-14,81
Нагр	60	Оп. Достоевка	35	3					30,45	-23,71	-13,01

Таблица 16 – Ветви Вариант 1

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	2	1	Кировка Т1 - Кировка ВН	5,7	275	6,2	1			17	8	52	82,4
Тр-р	2	3	Кировка Т1 - Кировка СН	5,7			0,175	4	8	-12	-14	52	13,8
Тр-р	2	4	Кировка Т1 - Кировка НН1	5,7	148		0,045			-4	6	20	1,6
ЛЭП	3	6	Кировка СН - Крыловка	6,25	10,39					-3	-1	54	9,1
Тр-р	3	5	Кировка СН - Кировка НН2	0,81	10,8		0,286			-3	-10	161	102,4
ЛЭП	6	7	Крыловка - Марьяновка	4,13	6,87					-3	-1	51	8,6
ЛЭП	7	8	Марьяновка - Оп. 68	2,09	3,48					-3	-1	49	8,3
ЛЭП	8	9	Оп. 68 - Яблоновка	3,09	5,13								
ЛЭП	9	10	Яблоновка - Андреевка	5,1	8,49					1	0	11	1,9
ЛЭП	12	13	Оп.57 - Варфоломеевка	0,2	0,33					-2	-1	49	8,3
ЛЭП	12	14	Оп.57 - В-2	1,99	3,31					12	5	250	42,3
ЛЭП	14	15	В-2 - Ново-Сысоевка	1,05	1,74					13	6	262	44,3
ЛЭП	16	17	Оп.48 - Лесная	1,25	1,73					0	0	7	1,4
ЛЭП	16	19	Оп.48 - Молодежная СН	2,06	3,42					29	14	521	88,1
ЛЭП	18	25	Молодежная ВН - Арсеньев 2 СН	2,5	5,31	-34,1				38	31	247	36,2

Продолжение таблицы 16

ЛЭП	18	37	Молодежная ВН - Чугуевка 110	11,63	24,68	-158,7				25	10	133	19,6
ЛЭП	19	32	Молодежная СН - Арсеньев СН	2,44	4,06					0	-3	53	8,9
Тр-р	20	18	Молодежная Т1 - Молодежная ВН	0,8	35,5	19,8	1			31	17	188	85,3
Тр-р	20	19	Молодежная Т1 - Молодежная СН	0,8			0,35	5	1	-15	-10	97	14,4
Тр-р	20	22	Молодежная Т1 - Молодежная НН1	0,8	22,3		0,055			-16	-7	1667	47,6
Тр-р	21	18	Молодежная Т2 - Молодежная ВН	0,8	35,5	19,8	1			31	17	188	85,3
Тр-р	21	19	Молодежная Т2 - Молодежная СН	0,8			0,35	5	1	-15	-10	97	14,4
Тр-р	21	23	Молодежная Т2 - Молодежная НН2	0,8	22,3		0,055			-16	-7	1667	47,6
ЛЭП	24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН	7,18	25,8	-154,2				132	88	409	44,2
ЛЭП	25	30	Арсеньев 2 СН - Прогресс	2,32	4,92	-31,6				-32	-15	172	25,2
ЛЭП	25	31	Арсеньев 2 СН - Арсеньев ВН	1,99	4,21	-27,1				-38	-18	207	30,4
Тр-р	26	24	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 ВН	0,5	48,6	12,9	1			66	37	203	64,8
Тр-р	26	25	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 СН	0,5			0,55	2	2	-54	-32	170	28,5
Тр-р	26	28	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 НН1	1	82,5		0,045			-12	-5	34	0,5
Тр-р	27	24	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 ВН	0,5	48,6	12,9	1			66	37	203	64,8
Тр-р	27	25	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 СН	0,5			0,55	2	2	-54	-32	170	28,5
Тр-р	27	29	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 НН2	1	82,5		0,045			-12	-5	34	0,5
ЛЭП	30	31	Прогресс - Арсеньев ВН	0,1	0,22	-1,4				-23	-11	126	18,5
ЛЭП	32	49	Арсеньев СН - Аскольд	0,21	0,43					-10	-4	165	24,3
ЛЭП	32	50	Арсеньев СН - Город	0,38	0,78					-10	-4	170	24,9
Тр-р	33	31	Арсеньев Т1 - Арсеньев ВН	0,8	35,5	19,8	1			30	11	166	52,5
Тр-р	33	32	Арсеньев Т1 - Арсеньев СН	0,8			0,337	7	4	-10	-2	53	5
Тр-р	33	35	Арсеньев Т1 - Арсеньев НН1	0,8	22,3		0,055			-20	-9	2065	37,5
Тр-р	34	31	Арсеньев Т2 - Арсеньев ВН	0,8	35,5	19,8	1			30	11	166	52,5
Тр-р	34	32	Арсеньев Т2 - Арсеньев СН	0,8			0,337	7	4	-10	-2	53	5

Продолжение таблицы 16

Тр-р	34	36	Арсеньев Т2 - Арсеньев НН2	0,8	22,3		0,055			-20	-9	2065	37,5
Тр-р	38	37	Чугуевка 220 - Чугуевка 110	1,2	104		0,53	6	6	-48	-27	133	88,8
ЛЭП	38	43	Чугуевка 220 - Чугуевка 2 СН	0,13	0,56	-3,4				48	27	133	12,4
Тр-р	44	42	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 ВН	0,65	61,1	8	1			190	121	269	80,7
Тр-р	44	43	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 СН	0,65			0,493	1	5	-184	-119	262	36,1
Тр-р	44	45	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 НН	2,2	113,5		0,02			-6	-2	7	0,1
ЛЭП	49	50	Аскольд - Город	0,36	0,74					-5	-2	83	12,1
Тр-р	55	37	Чугуевка Т1 - Чугуевка 110	2,6	88,9	13,2	1			11	5	61	67,3
Тр-р	55	39	Чугуевка Т1 - Чугуевка СН	2,6			0,331	8	3	-1	-1	8	0,4
Тр-р	55	40	Чугуевка Т1 - Чугуевка НН1	2,6	52		0,091			-10	-4	53	0,8
Тр-р	56	37	Чугуевка Т2 - Чугуевка 110	2,6	88,9	13,2	1			11	5	61	67,3
Тр-р	56	39	Чугуевка Т2 - Чугуевка СН	2,6			0,331	8	3	-1	-1	8	3
Тр-р	56	41	Чугуевка Т2 - Чугуевка НН2	2,6	52		0,091			-10	-4	53	6,3
Выкл	4	5	Кировка НН1 - Кировка НН2							-1	7	458	
Выкл	22	23	Молодежная НН1 - Молодежная НН2							0	0	0	
Выкл	35	36	Арсеньев НН1 - Арсеньев НН2							0	0	0	
Выкл	28	29	Арсеньев 2 НН1 - Арсеньев 2 НН2										
Выкл	40	41	Чугуевка НН1 - Чугуевка НН2							0	0	1	
ЛЭП	8	57	Оп. 68 - Озерная ВН 1	2,83	2,07					-3	-1	49	15,4
ЛЭП	58	59	Оп. Яковлевка - Яковлевка 2	0,72	0,53					-3	-1	54	17
ЛЭП	60	51	Оп. Достоевка - Достоевка	0,78	0,57					-3	-1	53	16,7
ЛЭП	52	53	Оп. Молокозавод - Молокозавод	0,09	0,09					-10	-4	182	57,3
ЛЭП	10	58	Андреевка - Оп. Яковлевка	2,12	3,52					1	1	25	3,6
ЛЭП	58	11	Оп. Яковлевка - Яковлевка	0,25	0,41					4	2	79	11,6
ЛЭП	15	52	Ново-Сысоевка - Оп. Молокозавод	0,77	1,28					17	8	332	48,7

Продолжение таблицы 16

ЛЭП	11	60	Яковлевка - Оп. Достоевка	1,25	2,07					7	3	147	21,6
ЛЭП	60	12	Оп. Достоевка - Оп.57	1,55	2,57					10	4	201	29,4
ЛЭП	52	16	Оп. Молокозавод - Оп.48	0,77	1,28					28	13	514	75,4
Тр-р	54	47	Озерная ВН 2 - Озерная НН 2	12,4	49,2		0,309	3	7	-1	-1	24	58,3
Тр-р	57	46	Озерная ВН 1 - Озерная НН 1	12,4	49,2		0,309			-1	-1	24	58,3
Выкл	54	57	Озерная ВН 2 - Озерная ВН 1							1	1	24	
Выкл	46	47	Озерная НН 1 - Озерная НН 2							0	0	0	

Таблица 17 – Токовая нагрузка ЛЭП Вариант 1

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_dop
3	6	Кировка СН - Крыловка	54	54	ВН	1	390	590,8	9,1
6	7	Крыловка - Марьяновка	51	51	ВН	1	390	590,8	8,6
7	8	Марьяновка - Оп. 68	49	49	ВН	1	390	590,8	8,3
8	9	Оп. 68 - Яблоновка			ВН	1	390	590,8	
9	10	Яблоновка - Андреевка	11	11	ВН	1	390	590,8	1,9
12	13	Оп.57 - Варфоломеевка	49	49	ВН	1	390	590,8	8,3
12	14	Оп.57 - В-2	250	250	ВН	1	390	590,8	42,3
14	15	В-2 - Ново-Сысоевка	262	262	ВН	1	390	590,8	44,3
16	17	Оп.48 - Лесная	7	7	ВН	1	330	500	1,4
16	19	Оп.48 - Молодежная СН	521	521	ВН	1	390	590,8	88,1
18	25	Молодежная ВН - Арсеньев 2 СН	247	245	ВН	1	450	681,8	36,2
18	37	Молодежная ВН - Чугуевка 110	133	130	ВН	1	450	681,8	19,6
19	32	Молодежная СН - Арсеньев СН	53	53	ВН	1	390	590,8	8,9
24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН	409	398	ВН	1	610	924,2	44,2

25	30	Арсеньев 2 СН - Прогресс	171	172	ВН	1	450	681,8	25,2
25	31	Арсеньев 2 СН - Арсеньев ВН	207	207	ВН	1	450	681,8	30,4
30	31	Прогресс - Арсеньев ВН	126	126	ВН	1	450	681,8	18,5
32	49	Арсеньев СН - Аскольд	165	165	ВН	1	450	681,8	24,3
32	50	Арсеньев СН - Город	170	170	ВН	1	450	681,8	24,9
38	43	Чугуевка 220 - Чугуевка 2 СН	133	133	ВН	1	710	1075,6	12,4
49	50	Аскольд - Город	83	83	ВН	1	450	681,8	12,1
8	57	Оп. 68 - Озерная ВН 1	49	49	ВН	1	210	318,2	15,4
58	59	Оп. Яковлевка - Яковлевка 2	54	54	ВН	1	210	318,2	17
60	51	Оп. Достоевка - Достоевка	53	53	ВН	1	210	318,2	16,7
52	53	Оп. Молокозавод - Молокозавод	182	182	ВН	1	210	318,2	57,3
10	58	Андреевка - Оп. Яковлевка	25	25	ВН	1	450	681,8	3,6
58	11	Оп. Яковлевка - Яковлевка	79	79	ВН	1	450	681,8	11,6
15	52	Ново-Сысоевка - Оп. Молокозавод	332	332	ВН	1	450	681,8	48,7
11	60	Яковлевка - Оп. Достоевка	147	147	ВН	1	450	681,8	21,6
60	12	Оп. Достоевка - Оп.57	201	201	ВН	1	450	681,8	29,4
52	16	Оп. Молокозавод - Оп.48	514	514	ВН	1	450	681,8	75,4

Таблица 18 – Токовая нагрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
2	1	Кировка Т1 - Кировка ВН	52	52	ВН	63	63	82,4
2	3	Кировка Т1 - Кировка СН	52	297	ВН	375	375	13,8
2	4	Кировка Т1 - Кировка НН1	20	455	ВН	1312	1312	1,6
3	5	Кировка СН - Кировка НН2	161	562	ВН	157	157	102,4

Продолжение таблицы 18

20	18	Молодежная Т1 - Молодежная ВН	188	188	ВН	220	220	85,3
20	19	Молодежная Т1 - Молодежная СН	97	276	ВН	669	669	14,4
20	22	Молодежная Т1 - Молодежная НН1	92	1667	НН	3499	3499	47,6
21	18	Молодежная Т2 - Молодежная ВН	188	188	ВН	220	220	85,3
21	19	Молодежная Т2 - Молодежная СН	97	276	ВН	669	669	14,4
21	23	Молодежная Т2 - Молодежная НН2	92	1667	НН	3499	3499	47,6
26	24	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 ВН	203	204	ВН	314	314	64,8
26	25	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 СН	170	309	ВН	596	596	28,5
26	28	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 НН1	34	747	ВН	6561	6561	0,5
27	24	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 ВН	203	204	ВН	314	314	64,8
27	25	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 СН	170	309	ВН	596	596	28,5
27	29	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 НН2	34	747	ВН	6561	6561	0,5
33	31	Арсеньев Т1 - Арсеньев ВН	166	167	ВН	316	316	52,5
33	32	Арсеньев Т1 - Арсеньев СН	53	157	ВН	1054	1054	5
33	35	Арсеньев Т1 - Арсеньев НН1	114	2065	НН	5511	5511	37,5
34	31	Арсеньев Т2 - Арсеньев ВН	166	167	ВН	316	316	52,5
34	32	Арсеньев Т2 - Арсеньев СН	53	157	ВН	1054	1054	5
34	36	Арсеньев Т2 - Арсеньев НН2	114	2065	НН	5511	5511	37,5
38	37	Чугуевка 220 - Чугуевка 110	133	251	ВН	150	150	88,8
44	42	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 ВН	269	271	ВН	334	334	80,7
44	43	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 СН	262	532	ВН	726	726	36,1
44	45	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 НН	7	373	ВН	8765	8765	0,1
55	37	Чугуевка Т1 - Чугуевка 110	61	61	ВН	90	90	67,3
55	39	Чугуевка Т1 - Чугуевка СН	8	24	ВН	2092	2092	0,4
55	40	Чугуевка Т1 - Чугуевка НН1	53	579	ВН	6561	6561	0,8
56	37	Чугуевка Т2 - Чугуевка 110	61	61	ВН	90	90	67,3
56	39	Чугуевка Т2 - Чугуевка СН	8	24	ВН	267	267	3

Продолжение таблицы 18

56	41	Чугуевка Т2 - Чугуевка НН2	53	579	ВН	840	840	6,3
54	47	Озерная ВН 2 - Озерная НН 2	24	79	ВН	42	42	58,3
57	46	Озерная ВН 1 - Озерная НН 1	24	79	ВН	42	42	58,3

Из расчета нормального режима видно, что отклонения напряжения на шинах ПС «Достоевка», «Яковлевка-2», «Яковлевка», «Яблоновка», «Андреевка» более 10 %, что является недопустимым отклонением. Токовая загрузка ЛЭП находится в пределах нормы и не превышает 100 %. Токовая загрузка трансформаторов показала, что трансформатор на ПС «Кировка» загружен на 102 %. Предлагается его замена на ТДНС-1600/35. В таком случае загрузка составит 61 %.

Для расчета послеаварийного режима отключим ВЛЭП «Арсеньев-2 – Чугуевка-2». Это сама загруженная ВЛЭП, при отключении которой не появляется узлов без связей.

Таблица 19 – Узлы

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	dV
База	1	Кировка ВН	220	1			17	10,5	220		
Нагр	2	Кировка Т1	220	1					207,49	-5,79	-5,69
Нагр	3	Кировка СН	35	3	6,7	2,7			36,25	-5,68	3,57
Нагр	4	Кировка НН1	10	4	3,5	1,4			9,52	-6,68	-4,78
Нагр	5	Кировка НН2	10	4	3,5	1,4			9,52	-6,68	-4,77
Нагр	6	Крыловка	35	3	0,2	0,1			35,31	-6,69	0,88
Нагр	7	Марьяновка	35	3	0,1	0			34,73	-7,34	-0,78
Нагр	8	Оп. 68	35	3					34,44	-7,66	-1,59
Нагр	9	Яблоновка	35	3	0,5	0,2			17,5	-40,9	-50
Нагр	10	Андреевка	35	3	0,6	0,3			17,71	-40,5	-49,39
Нагр	11	Яковлевка	35	3	3,3	1,3			17,99	-40,01	-48,59
Нагр	12	Оп.57	35	3					19,88	-36,78	-43,2
Нагр	13	Варфоломеевка	35	3	2,5	1			19,84	-36,84	-43,3
Нагр	14	В-2	35	3	0,6	0,3			21,82	-33,88	-37,66
Нагр	15	Ново-Сысоевка	35	3	3,8	1,5			22,91	-32,42	-34,55
Нагр	16	Оп.48	35	3					25,42	-29,17	-27,38
Нагр	17	Лесная	35	3	0,4	0,2			25,39	-29,2	-27,45
Нагр	18	Молодежная ВН	110	2					92,78	-17,36	-15,65
Нагр	19	Молодежная СН	35	3					29,64	-24,68	-15,31
Нагр	20	Молодежная Т1	110	2					84,84	-24,74	-22,87
Нагр	21	Молодежная Т2	110	2					84,84	-24,74	-22,87
Нагр	22	Молодежная НН1	6	5	15,9	6,4			4,56	-27,24	-23,92
Нагр	23	Молодежная НН2	6	5	15,9	6,4			4,56	-27,24	-23,92
Нагр	24	Арсеньев 2 ВН	220	1					169,75	-17	-22,84
Нагр	25	Арсеньев 2 СН	110	2					93,42	-17,01	-15,07
Нагр	26	Арсеньев 2 Т1	220	1					169,79	-17	-22,82

Продолжение таблицы 19

Нагр	27	Арсеньев 2 Т2	220	1					169,79	-17	-22,82
Нагр	28	Арсеньев 2 НН1	10	4	11,5	4,6			7,53	-18,69	-24,65
Нагр	29	Арсеньев 2 НН2	10	4	11,5	4,6			7,53	-18,69	-24,65
Нагр	30	Прогресс	110	2	8,7	3,5			92,34	-17,81	-16,06
Нагр	31	Арсеньев ВН	110	2					92,25	-17,83	-16,14
Нагр	32	Арсеньев СН	35	3					29,26	-24,51	-16,41
Нагр	33	Арсеньев Т1	110	2					86,83	-24,52	-21,06
Нагр	34	Арсеньев Т2	110	2					86,83	-24,52	-21,06
Нагр	35	Арсеньев НН1	6	5	20,2	8,1			4,65	-27,53	-22,54
Нагр	36	Арсеньев НН2	6	5	20,2	8,1			4,65	-27,53	-22,54
Нагр	37	Чугуевка 110	110	2					108,98	-12,71	-0,93
Нагр	38	Чугуевка 220	220	1					237,17	-2,88	7,8
Нагр	39	Чугуевка СН	35	3	2,7	1,8			34,4	-17,51	-1,71
Нагр	40	Чугуевка НН1	10	4	9,8	3,5			9,27	-20,14	-7,3
Нагр	41	Чугуевка НН2	10	4	9,8	3,5			9,27	-20,14	-7,3
База	42	Чугуевка 2 ВН	500	6			198,2	151,9	500		
Нагр	43	Чугуевка 2 СН	220	1	0,4	0,1			237,38	-2,84	7,9
Нагр	44	Чугуевк 2 Т1	500	6					481,77	-2,86	-3,65
Нагр	45	Чугуевка 2 НН	10	4	5,8	2,3			9,62	-3,02	-3,75
Нагр	46	Озерная НН 1	10	4	1,3	0,5			10,14	-10,72	1,42
Нагр	47	Озерная НН 2	10	4	1,3	0,5			10,14	-10,72	1,42
Нагр	49	Аскольд	35	3	5	2			29,13	-24,71	-16,77
Нагр	50	Город	35	3	15,3	6,1			29,02	-24,89	-17,08
Нагр	51	Достоевка	35	3	2,6	1			18,57	-38,84	-46,95
Нагр	52	Оп. Молокозавод	35	3					23,91	-31,12	-31,69

Продолжение таблицы 19

Нагр	53	Молокозавод	35	3	10	4			23,86	-31,16	-31,82
Нагр	54	Озерная ВН 2	35	3					34,15	-7,77	-2,42
Нагр	55	Чугуевка Т1	110	2					103,99	-17,52	-5,46
Нагр	56	Чугуевка Т2	110	2					103,99	-17,52	-5,46
Нагр	57	Озерная ВН 1	35	3					34,15	-7,77	-2,42
Нагр	58	Оп. Яковлевка	35	3					17,92	-40,15	-48,81
Нагр	59	Яковлевка 2	35	3	2,6	1			17,8	-40,22	-49,13
Нагр	60	Оп. Достоевка	35	3					18,69	-38,77	-46,6

Таблица 20 – Ветви

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	2	1	Кировка Т1 - Кировка ВН	5,7	275	6,2	1			17	8	52	82,4
Тр-р	2	3	Кировка Т1 - Кировка СН	5,7			0,175	4	8	-12	-14	52	13,8
Тр-р	2	4	Кировка Т1 - Кировка НН1	5,7	148		0,045			-4	6	20	1,6
ЛЭП	3	6	Кировка СН - Крыловка	6,25	10,39					-3	-1	54	9,1
Тр-р	3	5	Кировка СН - Кировка НН2	0,81	10,8		0,286			-3	-10	161	60,9
ЛЭП	6	7	Крыловка - Марьяновка	4,13	6,87					-3	-1	51	8,6
ЛЭП	7	8	Марьяновка - Оп. 68	2,09	3,48					-3	-1	49	8,3
ЛЭП	8	9	Оп. 68 - Яблоновка	3,09	5,13								
ЛЭП	9	10	Яблоновка - Андреевка	5,1	8,49					0	0	14	2,4
ЛЭП	12	13	Оп.57 - Варфоломеевка	0,2	0,33					-2	-1	63	10,6
ЛЭП	12	14	Оп.57 - В-2	1,99	3,31					10	5	330	55,8
ЛЭП	14	15	В-2 - Ново-Сысоевка	1,05	1,74					11	7	349	59,1
ЛЭП	16	17	Оп.48 - Лесная	1,25	1,73					0	0	8	1,7

Продолжение таблицы 20

ЛЭП	16	19	Оп.48 - Молодежная СН	2,06	3,42					26	15	685	116
ЛЭП	18	25	Молодежная ВН - Арсеньев 2 СН	2,5	5,31	-34,1				13	5	85	12,5
ЛЭП	18	37	Молодежная ВН - Чугуевка 110	11,63	24,68	-158,7				50	37	386	56,7
ЛЭП	19	32	Молодежная СН - Арсеньев СН	2,44	4,06					-1	-2	48	8,2
Тр-р	20	18	Молодежная Т1 - Молодежная ВН	0,8	35,5	19,8	1			29	16	225	102,5
Тр-р	20	19	Молодежная Т1 - Молодежная СН	0,8			0,35	5	1	-16	-10	127	19
Тр-р	20	22	Молодежная Т1 - Молодежная НН1	0,8	22,3		0,055			-14	-7	1928	55,1
Тр-р	21	18	Молодежная Т2 - Молодежная ВН	0,8	35,5	19,8	1			29	16	225	102,5
Тр-р	21	19	Молодежная Т2 - Молодежная СН	0,8			0,35	5	1	-16	-10	127	19
Тр-р	21	23	Молодежная Т2 - Молодежная НН2	0,8	22,3		0,055			-14	-7	1928	55,1
ЛЭП	24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН	7,18	25,8	-154,2							
ЛЭП	25	30	Арсеньев 2 СН - Прогресс	2,32	4,92	-31,6				-28	-7	180	26,4
ЛЭП	25	31	Арсеньев 2 СН - Арсеньев ВН	1,99	4,21	-27,1				-34	-10	219	32,2
Тр-р	26	24	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 ВН	0,5	48,6	12,9	1			0	0	2	0,5
Тр-р	26	25	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 СН	0,5			0,55	2	2	24	8	84	14,1
Тр-р	26	28	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 НН1	1	82,5		0,045			-10	-5	38	0,6
Тр-р	27	24	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 ВН	0,5	48,6	12,9	1			0	0	2	0,5
Тр-р	27	25	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 СН	0,5			0,55	2	2	24	8	84	14,1
Тр-р	27	29	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 НН2	1	82,5		0,045			-10	-5	38	0,6
ЛЭП	30	31	Прогресс - Арсеньев ВН	0,1	0,22	-1,4				-23	-26	217	31,8
ЛЭП	32	49	Арсеньев СН - Аскольд	0,21	0,43					-9	-4	196	28,8
ЛЭП	32	50	Арсеньев СН - Город	0,38	0,78					-9	-4	201	29,4
Тр-р	33	31	Арсеньев Т1 - Арсеньев ВН	0,8	35,5	19,8	1			27	11	191	60,4
Тр-р	33	32	Арсеньев Т1 - Арсеньев СН	0,8			0,337	7	4	-9	-3	65	6,1

Продолжение таблицы 20

Тр-р	33	35	Арсеньев Т1 - Арсеньев НН1	0,8	22,3		0,055			-18	-9	2381	43,2
Тр-р	34	31	Арсеньев Т2 - Арсеньев ВН	0,8	35,5	19,8	1			27	11	191	60,4
Тр-р	34	32	Арсеньев Т2 - Арсеньев СН	0,8			0,337	7	4	-9	-3	65	6,1
Тр-р	34	36	Арсеньев Т2 - Арсеньев НН2	0,8	22,3		0,055			-18	-9	2381	43,2
Тр-р	38	37	Чугуевка 220 - Чугуевка 110	1,2	104		0,53	6	6	-81	-78	274	182,3
ЛЭП	38	43	Чугуевка 220 - Чугуевка 2 СН	0,13	0,56	-3,4				85	69	267	24,8
Тр-р	44	42	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 ВН	0,65	61,1	8	1			198	135	287	85,9
Тр-р	44	43	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 СН	0,65			0,493	1	5	-59	-100	139	19,1
Тр-р	44	45	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 НН	2,2	113,5		0,02			-6	-2	7	0,1
ЛЭП	49	50	Аскольд - Город	0,36	0,74					-4	-2	97	14,3
Тр-р	55	37	Чугуевка Т1 - Чугуевка 110	2,6	88,9	13,2	1			11	5	66	73,4
Тр-р	55	39	Чугуевка Т1 - Чугуевка СН	2,6			0,331	8	3	-1	-1	9	0,4
Тр-р	55	40	Чугуевка Т1 - Чугуевка НН1	2,6	52		0,091			-9	-4	57	0,9
Тр-р	56	37	Чугуевка Т2 - Чугуевка 110	2,6	88,9	13,2	1			11	5	66	73,4
Тр-р	56	39	Чугуевка Т2 - Чугуевка СН	2,6			0,331	8	3	-1	-1	9	3,3
Тр-р	56	41	Чугуевка Т2 - Чугуевка НН2	2,6	52		0,091			-9	-4	57	6,8
Выкл	4	5	Кировка НН1 - Кировка НН2							-1	7	458	
Выкл	22	23	Молодежная НН1 - Молодежная НН2							0	0	28	
Выкл	35	36	Арсеньев НН1 - Арсеньев НН2							0	0	16	
Выкл	28	29	Арсеньев 2 НН1 - Арсеньев 2 НН2										
Выкл	40	41	Чугуевка НН1 - Чугуевка НН2							0	0	4	
ЛЭП	8	57	Оп. 68 - Озерная ВН 1	2,83	2,07					-3	-1	49	15,4
ЛЭП	58	59	Оп. Яковлевка - Яковлевка 2	0,72	0,53					-2	-1	75	23,6
ЛЭП	60	51	Оп. Достоевка - Достоевка	0,78	0,57					-2	-1	73	23
ЛЭП	52	53	Оп. Молокозавод - Молокозавод	0,09	0,09					-9	-4	232	73
ЛЭП	10	58	Андреевка - Оп. Яковлевка	2,12	3,52					1	1	32	4,8
ЛЭП	58	11	Оп. Яковлевка - Яковлевка	0,25	0,41					3	2	103	15,1

Продолжение таблицы 20

ЛЭП	15	52	Ново-Сысоевка - Оп. Молокозавод	0,77	1,28					15	9	439	64,3
ЛЭП	11	60	Яковлевка - Оп. Достоевка	1,25	2,07					5	3	192	28,1
ЛЭП	60	12	Оп. Достоевка - Оп.57	1,55	2,57					7	4	263	38,5
ЛЭП	52	16	Оп. Молокозавод - Оп.48	0,77	1,28					24	13	668	98
Тр-р	54	47	Озерная ВН 2 - Озерная НН 2	12,4	49,2		0,309	3	7	-1	-1	24	58,3
Тр-р	57	46	Озерная ВН 1 - Озерная НН 1	12,4	49,2		0,309			-1	-1	24	58,3
Выкл	54	57	Озерная ВН 2 - Озерная ВН 1							1	1	24	
Выкл	46	47	Озерная НН 1 - Озерная НН 2							0	0	0	

Таблица 21 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
16	19	Оп.48 - Молодежная СН	685	685	ВН	1	390	590,8	116
52	16	Оп. Молокозавод - Оп.48	668	668	ВН	1	450	681,8	98
15	52	Ново-Сысоевка - Оп. Молокозавод	439	439	ВН	1	450	681,8	64,3
18	37	Молодежная ВН - Чугуевка 110	386	381	ВН	1	450	681,8	56,7
14	15	В-2 - Ново-Сысоевка	349	349	ВН	1	390	590,8	59,1
12	14	Оп.57 - В-2	330	330	ВН	1	390	590,8	55,8
38	43	Чугуевка 220 - Чугуевка 2 СН	267	266	ВН	1	710	1075,6	24,8
60	12	Оп. Достоевка - Оп.57	263	263	ВН	1	450	681,8	38,5
52	53	Оп. Молокозавод - Молокозавод	232	232	ВН	1	210	318,2	73
25	31	Арсеньев 2 СН - Арсеньев ВН	219	219	ВН	1	450	681,8	32,2
30	31	Прогресс - Арсеньев ВН	217	217	ВН	1	450	681,8	31,8
32	50	Арсеньев СН - Город	201	201	ВН	1	450	681,8	29,4
32	49	Арсеньев СН - Аскольд	196	196	ВН	1	450	681,8	28,8

11	60	Яковлевка - Оп. Достоевка	192	192	ВН	1	450	681,8	28,1
25	30	Арсеньев 2 СН - Прогресс	179	180	ВН	1	450	681,8	26,4
58	11	Оп. Яковлевка - Яковлевка	103	103	ВН	1	450	681,8	15,1
49	50	Аскольд - Город	97	97	ВН	1	450	681,8	14,3
18	25	Молодежная ВН - Арсеньев 2 СН	85	84	ВН	1	450	681,8	12,5
58	59	Оп. Яковлевка - Яковлевка 2	75	75	ВН	1	210	318,2	23,6
60	51	Оп. Достоевка - Достоевка	73	73	ВН	1	210	318,2	23
12	13	Оп.57 - Варфоломеевка	63	63	ВН	1	390	590,8	10,6
3	6	Кировка СН - Крыловка	54	54	ВН	1	390	590,8	9,1
6	7	Крыловка - Марьяновка	51	51	ВН	1	390	590,8	8,6
8	57	Оп. 68 - Озерная ВН 1	49	49	ВН	1	210	318,2	15,4
7	8	Марьяновка - Оп. 68	49	49	ВН	1	390	590,8	8,3
19	32	Молодежная СН - Арсеньев СН	48	48	ВН	1	390	590,8	8,2
10	58	Андреевка - Оп. Яковлевка	32	32	ВН	1	450	681,8	4,8
9	10	Яблоновка - Андреевка	14	14	ВН	1	390	590,8	2,4
16	17	Оп.48 - Лесная	8	8	ВН	1	330	500	1,7
24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН			ВН	1	610	924,2	
8	9	Оп. 68 - Яблоновка			ВН	1	390	590,8	

Таблица 22 – Токовая нагрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_доп
2	1	Кировка Т1 - Кировка ВН	52	52	ВН	63	63	82,4
2	3	Кировка Т1 - Кировка СН	52	297	ВН	375	375	13,8
2	4	Кировка Т1 - Кировка НН1	20	455	ВН	1312	1312	1,6
3	5	Кировка СН - Кировка НН2	161	562	ВН	264	264	60,9

Продолжение таблицы 22

20	18	Молодежная Т1 - Молодежная ВН	225	226	ВН	220	220	102,5
20	19	Молодежная Т1 - Молодежная СН	127	362	ВН	669	669	19
20	22	Молодежная Т1 - Молодежная НН1	106	1928	НН	3499	3499	55,1
21	18	Молодежная Т2 - Молодежная ВН	225	226	ВН	220	220	102,5
21	19	Молодежная Т2 - Молодежная СН	127	362	ВН	669	669	19
21	23	Молодежная Т2 - Молодежная НН2	106	1928	НН	3499	3499	55,1
26	24	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 ВН	2	0	ВН	314	314	0,5
26	25	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 СН	84	153	ВН	596	596	14,1
26	28	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 НН1	38	855	ВН	6561	6561	0,6
27	24	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 ВН	2	0	ВН	314	314	0,5
27	25	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 СН	84	153	ВН	596	596	14,1
27	29	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 НН2	38	855	ВН	6561	6561	0,6
33	31	Арсеньев Т1 - Арсеньев ВН	191	191	ВН	316	316	60,4
33	32	Арсеньев Т1 - Арсеньев СН	65	192	ВН	1054	1054	6,1
33	35	Арсеньев Т1 - Арсеньев НН1	131	2381	НН	5511	5511	43,2
34	31	Арсеньев Т2 - Арсеньев ВН	191	191	ВН	316	316	60,4
34	32	Арсеньев Т2 - Арсеньев СН	65	192	ВН	1054	1054	6,1
34	36	Арсеньев Т2 - Арсеньев НН2	131	2381	НН	5511	5511	43,2
38	37	Чугуевка 220 - Чугуевка 110	274	516	ВН	150	150	182,3
44	42	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 ВН	287	288	ВН	334	334	85,9
44	43	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 СН	139	282	ВН	726	726	19,1
44	45	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 НН	7	373	ВН	8765	8765	0,1
55	37	Чугуевка Т1 - Чугуевка 110	66	66	ВН	90	90	73,4
55	39	Чугуевка Т1 - Чугуевка СН	9	27	ВН	2092	2092	0,4
55	40	Чугуевка Т1 - Чугуевка НН1	57	628	ВН	6561	6561	0,9
56	37	Чугуевка Т2 - Чугуевка 110	66	66	ВН	90	90	73,4
56	39	Чугуевка Т2 - Чугуевка СН	9	27	ВН	267	267	3,3

Продолжение таблицы 22

56	41	Чугуевка Т2 - Чугуевка НН2	52	574	ВН	840	840	6,2
54	47	Озерная ВН 2 - Озерная НН 2	24	79	ВН	42	42	58,3
57	46	Озерная ВН 1 - Озерная НН 1	24	79	ВН	42	42	58,3

Из расчета послеаварийного режима видно, что отклонения напряжения на шинах ПС «Достоевка», «Яковлевка-2», «Яковлевка», «Яблоновка», « Андреевка», «Арсеньев-2», «Арсеньев-1», «Аскольд», «Город» более 10 %, что является недопустимым отклонением. Токовая загрузка ЛЭП показала, что ЛЭП «Оп.48– Молодежная» загруженная на 116 %. Токовая загрузка трансформаторов показала, что трансформаторы на ПС «Молодежная» и «Чугуевка» перегружены.

Для решения этой проблемы предлагается сделать ЛЭП «Арсеньев-2 – Чугуевка-2» двухцепной. Для это необходимо заменить существующее РУ на ПС «Арсеньев-2» на РУ «одна рабочая секционированная выключателями система шин». В таком случае данные расчета установившегося режима будут иметь вид:

Таблица 23 – Узлы в послеаварийном режиме

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V	Delta	dV
База	1	Кировка ВН	220	1			17	10,5	220		
Нагр	2	Кировка Т1	220	1					207,49	-5,79	-5,69
Нагр	3	Кировка СН	35	3	6,7	2,7			36,25	-5,68	3,57
Нагр	4	Кировка НН1	10	4	3,5	1,4			9,52	-6,68	-4,78
Нагр	5	Кировка НН2	10	4	3,5	1,4			9,52	-6,68	-4,77
Нагр	6	Крыловка	35	3	0,2	0,1			35,31	-6,69	0,88
Нагр	7	Марьяновка	35	3	0,1	0			34,73	-7,34	-0,78
Нагр	8	Оп. 68	35	3					34,44	-7,66	-1,59
Нагр	9	Яблонька	35	3	0,5	0,2			27,89	-26,51	-20,31
Нагр	10	Андреевка	35	3	0,6	0,3			28,05	-26,26	-19,85
Нагр	11	Яковлевка	35	3	3,3	1,3			28,26	-25,96	-19,25
Нагр	12	Оп.57	35	3					29,68	-23,91	-15,19
Нагр	13	Варфоломеевка	35	3	2,5	1			29,66	-23,95	-15,27
Нагр	14	В-2	35	3	0,6	0,3			31,14	-22,02	-11,03
Нагр	15	Ново-Сысоевка	35	3	3,8	1,5			31,96	-21,05	-8,69
Нагр	16	Оп.48	35	3					33,88	-18,84	-3,21
Нагр	17	Лесная	35	3	0,4	0,2			33,85	-18,86	-3,27
Нагр	18	Молодежная ВН	110	2					112,62	-10,4	2,38
Нагр	19	Молодежная СН	35	3					37,11	-15,65	6,02
Нагр	20	Молодежная Т1	110	2					106,13	-15,69	-3,51
Нагр	21	Молодежная Т2	110	2					106,13	-15,69	-3,51
Нагр	22	Молодежная НН1	6	5	15,9	6,4			5,75	-17,5	-4,12
Нагр	23	Молодежная НН2	6	5	15,9	6,4			5,75	-17,5	-4,12
Нагр	24	Арсеньев 2 ВН	220	1					218,77	-5,87	-0,56
Нагр	25	Арсеньев 2 СН	110	2					114,95	-9,85	4,5
Нагр	26	Арсеньев 2 Т1	220	1					209,14	-9,87	-4,94

Продолжение таблицы 23

Нагр	27	Арсеньев 2 Т2	220	1					209,14	-9,87	-4,94
Нагр	28	Арсеньев 2 НН1	10	4	11,5	4,6			9,32	-11,12	-6,76
Нагр	29	Арсеньев 2 НН2	10	4	11,5	4,6			9,32	-11,12	-6,76
Нагр	30	Прогресс	110	2	8,7	3,5			113,65	-10,38	3,32
Нагр	31	Арсеньев ВН	110	2					113,61	-10,4	3,28
Нагр	32	Арсеньев СН	35	3					36,77	-15,35	5,06
Нагр	33	Арсеньев Т1	110	2					109,1	-15,36	-0,82
Нагр	34	Арсеньев Т2	110	2					109,1	-15,36	-0,82
Нагр	35	Арсеньев НН1	6	5	20,2	8,1			5,9	-17,54	-1,75
Нагр	36	Арсеньев НН2	6	5	20,2	8,1			5,9	-17,54	-1,75
Нагр	37	Чугуевка 110	110	2					117,47	-8,26	6,79
Нагр	38	Чугуевка 220	220	1					233,54	-2,76	6,15
Нагр	39	Чугуевка СН	35	3	2,7	1,8			38,08	-12,49	8,8
Нагр	40	Чугуевка НН1	10	4	9,8	3,5			10,1	-14,79	0,99
Нагр	41	Чугуевка НН2	10	4	9,8	3,5			10,1	-14,79	0,99
База	42	Чугуевка 2 ВН	500	6			191,2	141,9	500		
Нагр	43	Чугуевка 2 СН	220	1	0,4	0,1			233,64	-2,73	6,2
Нагр	44	Чугуевк 2 Т1	500	6					482,97	-2,75	-3,41
Нагр	45	Чугуевка 2 НН	10	4	5,8	2,3			9,65	-2,91	-3,52
Нагр	46	Озерная НН 1	10	4	1,3	0,5			10,14	-10,72	1,42
Нагр	47	Озерная НН 2	10	4	1,3	0,5			10,14	-10,72	1,42
Нагр	49	Аскольд	35	3	5	2			36,67	-15,5	4,76
Нагр	50	Город	35	3	15,3	6,1			36,58	-15,63	4,5
Нагр	51	Достоевка	35	3	2,6	1			28,7	-25,22	-18,01
Нагр	52	Оп. Молокозавод	35	3					32,71	-20,17	-6,53

Продолжение таблицы 23

Нагр	53	Молокозавод	35	3	10	4			32,68	-20,2	-6,64
Нагр	54	Озерная ВН 2	35	3					34,15	-7,77	-2,42
Нагр	55	Чугуевка Т1	110	2					112,94	-12,5	2,67
Нагр	56	Чугуевка Т2	110	2					112,94	-12,5	2,67
Нагр	57	Озерная ВН 1	35	3					34,15	-7,77	-2,42
Нагр	58	Оп. Яковлевка	35	3					28,21	-26,04	-19,41
Нагр	59	Яковлевка 2	35	3	2,6	1			28,12	-26,09	-19,66
Нагр	60	Оп. Достоевка	35	3					28,79	-25,18	-17,75

Таблица 24 – Ветви в послеаварийном режиме

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	2	1	Кировка Т1 - Кировка ВН	5,7	275	6,2	1			17	8	52	82,4
Тр-р	2	3	Кировка Т1 - Кировка СН	5,7			0,175	4	8	-12	-14	52	13,8
Тр-р	2	4	Кировка Т1 - Кировка НН1	5,7	148		0,045			-4	6	20	1,6
ЛЭП	3	6	Кировка СН - Крыловка	6,25	10,39					-3	-1	54	9,1
Тр-р	3	5	Кировка СН - Кировка НН2	0,81	10,8		0,286			-3	-10	161	60,9
Выкл	4	5	Кировка НН1 - Кировка НН2							-1	7	458	
ЛЭП	6	7	Крыловка - Марьяновка	4,13	6,87					-3	-1	51	8,6
ЛЭП	7	8	Марьяновка - Оп. 68	2,09	3,48					-3	-1	49	8,3
ЛЭП	8	9	Оп. 68 - Яблоновка	3,09	5,13								
ЛЭП	8	57	Оп. 68 - Озерная ВН 1	2,83	2,07					-3	-1	49	15,4
ЛЭП	9	10	Яблоновка - Андреевка	5,1	8,49					1	0	12	2
ЛЭП	10	58	Андреевка - Оп. Яковлевка	2,12	3,52					1	1	26	3,9
ЛЭП	11	60	Яковлевка - Оп. Достоевка	1,25	2,07					7	3	156	22,9
ЛЭП	12	13	Оп.57 - Варфоломеевка	0,2	0,33					-2	-1	52	8,8

Продолжение таблицы 24

ЛЭП	12	14	Оп.57 - В-2	1,99	3,31					12	5	264	44,8
ЛЭП	14	15	В-2 - Ново-Сысоевка	1,05	1,74					14	6	277	46,9
ЛЭП	15	52	Ново-Сысоевка - Оп. Молокозавод	0,77	1,28					18	8	350	51,4
ЛЭП	16	17	Оп.48 - Лесная	1,25	1,73					0	0	7	1,4
ЛЭП	16	19	Оп.48 - Молодежная СН	2,06	3,42					29	14	547	92,6
ЛЭП	18	25	Молодежная ВН - Арсеньев 2 СН	2,5	5,31	-34,1				38	32	254	37,3
ЛЭП	18	37	Молодежная ВН - Чугуевка 110	11,63	24,68	-158,7				25	11	139	20,4
ЛЭП	19	32	Молодежная СН - Арсеньев СН	2,44	4,06					0	-3	47	8
Тр-р	20	18	Молодежная Т1 - Молодежная ВН	0,8	35,5	19,8	1			31	17	194	88,3
Тр-р	20	19	Молодежная Т1 - Молодежная СН	0,8			0,35	5	1	-15	-10	100	15
Тр-р	20	22	Молодежная Т1 - Молодежная НН1	0,8	22,3		0,055			-16	-7	1722	49,2
Тр-р	21	18	Молодежная Т2 - Молодежная ВН	0,8	35,5	19,8	1			31	17	194	88,3
Тр-р	21	19	Молодежная Т2 - Молодежная СН	0,8			0,35	5	1	-15	-10	100	15
Тр-р	21	23	Молодежная Т2 - Молодежная НН2	0,8	22,3		0,055			-16	-7	1722	49,2
Выкл	22	23	Молодежная НН1 - Молодежная НН2							0	0	0	
ЛЭП	24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН	7,18	25,8	-154,2							
ЛЭП	24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН	7,18	25,8	-154,2				132	90	422	45,7
ЛЭП	25	30	Арсеньев 2 СН - Прогресс	2,32	4,92	-31,6				-32	-15	178	26,2
ЛЭП	25	31	Арсеньев 2 СН - Арсеньев ВН	1,99	4,21	-27,1				-38	-19	215	31,5
Тр-р	26	24	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 ВН	0,5	48,6	12,9	1			66	38	210	66,9
Тр-р	26	25	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 СН	0,5			0,55	2	2	-55	-33	176	29,5
Тр-р	26	28	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 НН1	1	82,5		0,045			-12	-5	35	0,5
Тр-р	27	24	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 ВН	0,5	48,6	12,9	1			66	38	210	66,9
Тр-р	27	25	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 СН	0,5			0,55	2	2	-55	-33	176	29,5

Продолжение таблицы 24

Тр-р	27	29	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 НН2	1	82,5		0,045			-12	-5	35	0,5
Выкл	28	29	Арсеньев 2 НН1 - Арсеньев 2 НН2										
ЛЭП	30	31	Прогресс - Арсеньев ВН	0,1	0,22	-1,4				-23	-12	131	19,2
ЛЭП	32	49	Арсеньев СН - Аскольд	0,21	0,43					-10	-4	171	25
ЛЭП	32	50	Арсеньев СН - Город	0,38	0,78					-10	-4	175	25,6
Тр-р	33	31	Арсеньев Т1 - Арсеньев ВН	0,8	35,5	19,8	1			30	12	172	54,5
Тр-р	33	32	Арсеньев Т1 - Арсеньев СН	0,8			0,337	7	4	-10	-3	56	5,3
Тр-р	33	35	Арсеньев Т1 - Арсеньев НН1	0,8	22,3		0,055			-20	-9	2131	38,7
Тр-р	34	31	Арсеньев Т2 - Арсеньев ВН	0,8	35,5	19,8	1			30	12	172	54,5
Тр-р	34	32	Арсеньев Т2 - Арсеньев СН	0,8			0,337	7	4	-10	-3	56	5,3
Тр-р	34	36	Арсеньев Т2 - Арсеньев НН2	0,8	22,3		0,055			-20	-9	2131	38,7
Выкл	35	36	Арсеньев НН1 - Арсеньев НН2							0	0	0	
Тр-р	38	37	Чугуевка 220 - Чугуевка 110	1,2	104		0,53	6	6	-48	-28	138	92,1
ЛЭП	38	43	Чугуевка 220 - Чугуевка 2 СН	0,13	0,56	-3,4				48	28	138	12,8
Выкл	40	41	Чугуевка НН1 - Чугуевка НН2							0	0	0	
Тр-р	44	42	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 ВН	0,65	61,1	8	1			191	126	274	81,9
Тр-р	44	43	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 СН	0,65			0,484	2	5	-185	-124	266	36,7
Тр-р	44	45	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 НН	2,2	113,5		0,02			-6	-2	7	0,1
Выкл	46	47	Озерная НН 1 - Озерная НН 2							0	0	0	
ЛЭП	49	50	Аскольд - Город	0,36	0,74					-5	-2	85	12,5
ЛЭП	52	53	Оп. Молокозавод - Молокозавод	0,09	0,09					-10	-4	190	59,8
ЛЭП	52	16	Оп. Молокозавод - Оп.48	0,77	1,28					28	13	540	79,2
Тр-р	54	47	Озерная ВН 2 - Озерная НН 2	12,4	49,2		0,309	3	7	-1	-1	24	58,3
Выкл	54	57	Озерная ВН 2 - Озерная ВН 1							1	1	24	
Тр-р	55	37	Чугуевка Т1 - Чугуевка 110	2,6	88,9	13,2	1			11	5	62	69,2
Тр-р	55	39	Чугуевка Т1 - Чугуевка СН	2,6			0,337	7	3	-1	-1	8	0,4
Тр-р	55	40	Чугуевка Т1 - Чугуевка НН1	2,6	52		0,091			-10	-4	54	0,8

Продолжение таблицы 24

Тр-р	56	41	Чугуевка Т2 - Чугуевка НН2	2,6	52			0,091			-10	-4	53	6,4
Тр-р	57	46	Озерная ВН 1 - Озерная НН 1	12,4	49,2			0,309			-1	-1	24	58,3
ЛЭП	58	59	Оп. Яковлевка - Яковлевка 2	0,72	0,53						-3	-1	53	16,5
ЛЭП	58	11	Оп. Яковлевка - Яковлевка	0,25	0,41						4	2	76	11,2
ЛЭП	60	51	Оп. Достоевка - Достоевка	0,78	0,57						-3	-1	52	16,3
ЛЭП	60	12	Оп. Достоевка - Оп.57	1,55	2,57						10	4	194	28,4

Таблица 25 – Токовая нагрузка ЛЭП

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	N_I(t)	Iдоп_25	Iдоп_расч	I/I_dop
16	19	Оп.48 - Молодежная СН	547	547	ВН	1	390	590,8	92,6
52	16	Оп. Молокозавод - Оп.48	540	540	ВН	1	450	681,8	79,2
24	43	Арсеньев 2 ВН - Чугуевка 2 СН	422	412	ВН	1	610	924,2	45,7
15	52	Ново-Сысоевка - Оп. Молокозавод	350	350	ВН	1	450	681,8	51,4
14	15	В-2 - Ново-Сысоевка	277	277	ВН	1	390	590,8	46,9
12	14	Оп.57 - В-2	264	264	ВН	1	390	590,8	44,8
18	25	Молодежная ВН - Арсеньев 2 СН	254	253	ВН	1	450	681,8	37,3
25	31	Арсеньев 2 СН - Арсеньев ВН	214	215	ВН	1	450	681,8	31,5
60	12	Оп. Достоевка - Оп.57	212	212	ВН	1	450	681,8	31,2
52	53	Оп. Молокозавод - Молокозавод	190	190	ВН	1	210	318,2	59,8
25	30	Арсеньев 2 СН - Прогресс	177	178	ВН	1	450	681,8	26,2
32	50	Арсеньев СН - Город	175	175	ВН	1	450	681,8	25,6
32	49	Арсеньев СН - Аскольд	171	171	ВН	1	450	681,8	25
11	60	Яковлевка - Оп. Достоевка	156	156	ВН	1	450	681,8	22,9

Таблица 26 – Токовая загрузка трансформаторов

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_25	Идоп_расч	I/I_dop
2	1	Кировка Т1 - Кировка ВН	52	52	ВН	63	63	82,4
2	3	Кировка Т1 - Кировка СН	52	297	ВН	375	375	13,8
2	4	Кировка Т1 - Кировка НН1	20	455	ВН	1312	1312	1,6
3	5	Кировка СН - Кировка НН2	161	562	ВН	264	264	60,9
20	18	Молодежная Т1 - Молодежная ВН	194	195	ВН	220	220	88,3
20	19	Молодежная Т1 - Молодежная СН	100	286	ВН	669	669	15
20	22	Молодежная Т1 - Молодежная НН1	95	1722	НН	3499	3499	49,2
21	18	Молодежная Т2 - Молодежная ВН	194	195	ВН	220	220	88,3
21	19	Молодежная Т2 - Молодежная СН	100	286	ВН	669	669	15
21	23	Молодежная Т2 - Молодежная НН2	95	1722	НН	3499	3499	49,2
26	24	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 ВН	210	211	ВН	314	314	66,9
26	25	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 СН	176	320	ВН	596	596	29,5
26	28	Арсеньев 2 Т1 - Арсеньев 2 НН1	35	767	ВН	6561	6561	0,5
27	24	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 ВН	210	211	ВН	314	314	66,9
27	25	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 СН	176	320	ВН	596	596	29,5
27	29	Арсеньев 2 Т2 - Арсеньев 2 НН2	35	767	ВН	6561	6561	0,5
33	31	Арсеньев Т1 - Арсеньев ВН	172	173	ВН	316	316	54,5
33	32	Арсеньев Т1 - Арсеньев СН	56	165	ВН	1054	1054	5,3
33	35	Арсеньев Т1 - Арсеньев НН1	117	2131	НН	5511	5511	38,7
34	31	Арсеньев Т2 - Арсеньев ВН	172	173	ВН	316	316	54,5
34	32	Арсеньев Т2 - Арсеньев СН	56	165	ВН	1054	1054	5,3
34	36	Арсеньев Т2 - Арсеньев НН2	117	2131	НН	5511	5511	38,7
44	42	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 ВН	274	275	ВН	334	334	81,9
44	43	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 СН	266	550	ВН	726	726	36,7

Продолжение таблицы 26

44	45	Чугуевк 2 Т1 - Чугуевка 2 НН	7	373	ВН	8765	8765	0,1
55	37	Чугуевка Т1 - Чугуевка 110	62	63	ВН	90	90	69,2
55	39	Чугуевка Т1 - Чугуевка СН	8	25	ВН	2092	2092	0,4
55	40	Чугуевка Т1 - Чугуевка НН1	54	595	ВН	6561	6561	0,8
56	37	Чугуевка Т2 - Чугуевка 110	62	63	ВН	90	90	69,2
56	39	Чугуевка Т2 - Чугуевка СН	8	25	ВН	267	267	3,1
56	41	Чугуевка Т2 - Чугуевка НН2	54	595	ВН	840	840	6,4
54	47	Озерная ВН 2 - Озерная НН 2	24	79	ВН	42	42	58,3
57	46	Озерная ВН 1 - Озерная НН 1	24	79	ВН	42	42	58,3

Исходя из расчета видно, что отклонение напряжения стало меньше, но все еще больше 10 %. Токовая нагрузка ЛЭП так же находится в допустимых пределах.

4.2 Расчет режима 2 варианта

Подробный расчет режима приведен в приложении Г.

Из расчета нормального режима видно, что отклонения напряжения на шинах ПС не превышает 10 %. Токовая нагрузка ВЛЭП и трансформаторов находится в пределах нормы.

Для расчета послеаварийного режима отключим самую загруженную ВЛЭП «Арсеньев-2 – Чугуевка-2».

Из расчета послеаварийного режима видно, что отклонения напряжения на шинах ПС «Достоевка», «Яковлевка-2», «Яковлевка», «Яблоновка», « Андреевка», «Арсеньев-2», «Арсеньев-1», «Аскольд», «Город» более 10 %, что является недопустимым отклонением. Токовая нагрузка трансформаторов показала, что трансформаторы на ПС «Молодежная» и «Чугуевка» перегружены.

Для решения этой проблемы предлагается сделать ВЛЭП «Арсеньев-2 – Чугуевка-2» двухцепной. Для это необходимо заменить существующее РУ на ПС «Арсеньев-2» на РУ «одна рабочая секционированная выключателями система шин». В таком случае самой загруженной ВЛЭП стала «Арсеньев-2 – Арсеньев-1».

Анализ послеаварийного режима показал, что отклонения напряжения на шинах ПС не превышает 10 %. Токовая нагрузка ЛЭП и трансформаторов находится в пределах нормы.

5 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА КОНФИГУРАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1 Определение капиталовложений

Капитальные вложения – затраты на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения можно определить по формуле [24]:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}, \quad (17)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс.р.;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции зависят от номинального напряжения ПС, схемы РУ, количества и мощности трансформаторов.

$$K_{ПС} = K_{ПОСТ} + K_{ТР} + K_{РУ} + K_{КВ}, \quad (18)$$

где $K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат (стоимость земли, благоустройство земли, строительные сооружения, заземления), тыс.р.;

$K_{ТР}$ – капиталовложения на покупку и установку силовых трансформаторов, тыс.р.;

$K_{РУ}$ – капиталовложения на покупку и установку компенсирующих устройств, тыс.р.;

$K_{КВ}$ – капиталовложения на сооружение РУ, тыс.р..

Капиталовложения на строительство линий электропередач зависят от их номинального напряжения, марки провода и количества цепей.

$$K_{ЛЭЛ} = K_{УД} \cdot L, \quad (19)$$

где $K_{УД}$ – удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс.р./км;

L – длина линии, км.

Подробный расчет капиталовложений приведен в приложении Д.

Итоги расчета капиталовложений сведем в таблицу:

Таблица 27 – Капиталовложения

Вариант	$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{ДЭП}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
1	1416750	322378	2402540
2	1985250	497399	3425970

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 5.

5.2 Определение эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования, определяются по выражению [24]:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭКС} \cdot K, \quad (20)$$

где $\alpha_{ЭКС}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт оборудования и обслуживания сети.

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного оборудования и стоимость капитального ремонта. Вычисляются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{СЛ}}, \quad (21)$$

где $T_{СЛ}$ – срок службы оборудования, в данной дипломной работе принято $T_{СЛ} = 20$ лет.

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = C_{уд} \cdot \Delta W, \quad (22)$$

где $C_{уд}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 2016 год равна 1,5 тыс.р./МВт·ч;

ΔW – потери электроэнергии в элементах сети.

Результаты расчета эксплуатационных издержек занесем в таблицу:

Таблица 28 – Эксплуатационные издержки

Вариант	I_{AM} , тыс. руб.	$I\Delta W$, тыс. руб.
Вариант 1	120127	1935
Вариант 2	171298	1503

5.3 Определение приведенных затрат

Среднегодовые эквивалентные расходы определяются по формуле [24]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (23)$$

где E – норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Для выбранных схем:

$$Z_1 = 491431 \text{ Тыс. р. .}$$

$$Z = 691705 \text{ Тыс. р. .}$$

Как видно из приведенных расчетов первый вариант схемы дешевле второго на 30 %. Но расчёты режима показали, что данный вариант не соответствует техническим требованиям и нормам качества электрической энергии. Поэтому выбираем второй вариант как основной.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ нужно произвести для нахождения величин токов, необходимых для выбора оборудования, расчета уставок срабатывания защит. Причем, для оборудования необходимы максимальные, а для уставок минимальные значения токов. Расчет токов КЗ произведем в ПВК RastrWin3 [17].

Рассчитаем токи КЗ на стороне высокого и низкого напряжения на ПС «Озерная».

Таблица 29 – Токи КЗ на ВН

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1ф	54	6,122	-63,16	6,122	-63,16	6,122	-63,16
1	1	2ф	54	6,122	-63,16	-6,122	-63,16	0	
1	1	3ф	54	11,244	-63,16	0		0	

Таблица 30 – Токи КЗ на НН

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1ф	47	18,524	-72,23	18,524	-72,23	18,524	-72,23
1	1	2ф	47	18,524	-72,23	-18,524	-72,23	0	
1	1	3ф	47	34,742	-72,23	0		0	

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

7.1 Выбор выключателей

В настоящее время на рынке имеется огромный выбор выключателей, по различным параметрам и типам материала. В данном курсовом проекте будут установлены вакуумные выключатели.

При выборе выключателя по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}}, \quad (24)$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}}, \quad (25)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Так же должно выполняться важное условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}}, \quad (26)$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Выбираем вакуумный выключатель ВБУ-35.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводим по формуле:

$$B_k = I_{\text{НО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (27)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,085$ с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, принимаем $T_a = 0,02$ с.

Тепловой импульс на 35 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость нужно проводить для 2 и 3 степени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты [18]. Поэтому время отключения равно:

$$t_{откл} = \Delta t + t_{отклвыкл}, \quad (28)$$

где Δt – выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты, принимаем равной 5 с.

$$t_{откл} = 5 + 0,085 = 5,085 \text{ с.}$$

$$B_k = 11,244^2 \cdot (5,085 + 0,02) = 645,413 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Так же необходимо оценить возможность отключения выключателя аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{откл}, \quad (29)$$

где β_H – номинальное значение относительно содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 32\%$;

$I_{откл}$ – отключающий номинальный ток, для данного выключателя $I_{откл} = 50 \text{ кА}$.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{32}{100} \cdot 50 = 22,627 \text{ кА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных сведем в таблицу:

Таблица 31 – Выбор выключателя на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{PM} = 46,19 \text{ А}$	$I_{PM} \leq I_H$
$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,57 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 8000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 645,413 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,244 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,244 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_{аном} = 22,627 \text{ кА}$	$i_{ат} = 15,901 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{аном}$

Ударный ток находится по формуле:

$$i_{уд} = I_{по} \cdot \sqrt{2} \cdot K_{уд}, \quad (30)$$

где $K_{уд}$ – ударный коэффициент, принимаем равным 1,608.

$$i_{уд} = 11,244 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,608 = 25,57 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ находится по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{по}. \quad (31)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 11,244 = 15,901 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток найдем по формуле:

$$I_{PM} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (32)$$

где S – потребляемая мощность ПС, МВА.

$$I_{PM} = \frac{\sqrt{2,6^2 + 1,04^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 46,19 \text{ А.}$$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки на 10 кВ выбираем вакуумный выключатель VD-4.

$$I_{PM} = \frac{\sqrt{2,6^2 + 1,04^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,67 \text{ А.}$$

$$i_{уд} = 34,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,85 = 90,785 \text{ кА.}$$

$$B_k = 34,7^2 \cdot (5,06 + 0,06) = 6164,94 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных сведем в таблицу:

Таблица 32 – Выбор выключателя на НН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H=10 \text{ кВ}$	$U_P=10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H=1250 \text{ А}$	$I_{PM}=161,67 \text{ А}$	$I_{PM} \leq I_H$
$i_{дин}=158 \text{ кА}$	$i_{уд}=90,785 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 6400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 6164,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

$I_{ВКЛ}=63 \text{ кА}$	$I_{ПО}=34,7 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ}=63 \text{ кА}$	$I_{ПО}=34,7 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.2 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, так как они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На стороне ВН выбираем разъединитель РГ.1-35-УХЛ1 и РГ.2-35-УЛ1, соответственно с одним и двумя заземляющими ножами.

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице:

Таблица 33 – Выбор разъединителя на ВН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3200 \text{ А}$	$I_P = 46,19 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,57 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1000 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 645,413 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 2500 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 645,413 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.3 Выбор комплексных распределительных устройств

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Для КРУ 6–10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей втычные контакты.

Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Для безопасного обслуживания и локализации аварий корпус разделен на отсеки с металлическими перегородками и автоматически закрывающимися металлическими шторками. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта. Размещение выключателя на выкатной тележке позволяет значительно уменьшить размеры шкафа по сравнению со сборными РУ, где камера выключателя должна предусматривать возможность доступа к аппаратам и ремонт их на месте.

Отсек сборных шин устанавливается на корпусе шкафа. Верх отсека имеет поворотную крышку для монтажа сборных шин сверху (после полной установки всех шкафов). Сборные шины связаны с разъединяющим контактом шинами через проходные изоляторы.

В нашей бакалаврской работе рационально принять КРУ серии D-12P. В них мы устанавливаем вакуумный выключатель VD-4. Приведем основные характеристики ячеек КРУ.

Таблица 34 – Основные параметры шкафа КРУ серии D-12P (Завод Вектор)

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630;1000; 2000; 2500;3150;4000
Номинальный ток отключения, кА	20; 25; 31,5; 40; 50
Электродинамическая стойкость, кА	51; 64; 81; 102; 128
Термическая стойкость, кА/с	20; 25; 31,5; 40; 50
Тип выключателя	ISM/TEL- 10 (BB/TEL), VD-4, Evolis, Sion, LF
Тип привода к выключателю	Электропривод

7.4 Выбор трансформаторов тока

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} ,$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{приб}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{к}}$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \quad (33)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть $2,5 \text{ мм}^2$ по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{пров}}=R_{\text{пров}}$.

В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Линии 35 кВ					
Амперметр	8	ЦП 8501/10	7,5	7,5	7,5
Счетчик комплексный	8	ION - 8600	7,5	7,5	7,5
Итого			15	15	15

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{ном}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}), \quad (34)$$

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТРГ-УХЛ1-35. Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{нагр}} = \sum r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (35)$$

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (36)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$Z_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{\text{приб}}$ - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (37)$$

где $\sum S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А.

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом. Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (38)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 36.

Таблица 36 - Зависимость длины соединительных проводов напряжения

U_H , кВ	l , м
35	50-80
10	6 - 10

Принимаем кабель АКРНГ с жилами сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,028 \cdot 50}{4} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,35 + 0,05 + 0,6 = 1 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 37.

Таблица 37 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_P = 46,19 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 4 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 127 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 25,57 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 1452 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 645,413 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТШЛ – 10.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
Трансформаторы					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Счетчик комплексный	10	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			26,2	26,2	36,2

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{26,2}{5^2} = 1,048 \text{ Ом.}$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм², тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,07 + 0,05 + 1,048 = 1,168 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 39.

Таблица 39 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 3000 \text{ А}$	$I_P = 161,67 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,168 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{УД}} = 90,785 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_T \cdot t_T = 8000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 6164,94 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_k$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \tag{39}$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме “открытый треугольник”. Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-10

кВ) устанавливают 3-х обмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2\text{ расч}}$.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 40.

Таблица 40 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$
Класс точности	$\Delta U_{\text{доп}} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2H} \geq S_{2\text{ расч}}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 35 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 41.

Таблица 41 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
Шины 35			
Вольтметр	4	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	4	ЦП 8501/17	10
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	30

$$S_p = 50 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 42.

Таблица 42 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_{НТ} \geq U_H$
$S_H = 250 \text{ ВА}$	$S_p = 50 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 43.

Таблица 43 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14

$$S_p = 34 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 44.

Таблица 44 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 150 \text{ ВА}$	$S_P = 34 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.6 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки ОД: $2 \cdot (6 \times 60) \text{ мм}$, $S = 357 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 1555 \text{ А}$.

Проверка по термостойкости исходя из данных КЗ. Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (40)$$

где $C = 91$ – для алюминиевых шин и кабелей.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{6164,94 \cdot 10^3}}{91} = 27,28 \text{ мм}^2.$$

$$q_{min} < S$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $L = 1,5 \text{ м}$.

Собственная частота колебаний шины при выбранной L :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{min}}}, \quad (41)$$

где J - момент инерции шины, который равен $J = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83,33 \text{ см}^4$;

q - поперечное сечение выбранной шины.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{83,33}{1000}} = 22,22 \text{ Гц.}$$

Для проверки на резонанс должно выполняться условие $f_0 \leq 30 \text{ Гц}$

Определяем максимальное усилие приходящееся на один метр длины шины (Н/м):

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a}, \quad (42)$$

где $i_{y\partial}$ - ударный ток на шине, А;

a - расстояние между фазами, м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{90785^2}{1,5} = 951,69 \text{ Гц.}$$

Напряжение в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10 \cdot W_\phi}, \quad (43)$$

где W_ϕ - момент сопротивления шины, который равен $W_\phi = \frac{1 \cdot 10^2}{6} = 16,7 \text{ см}^3$.

$$\sigma_{расч} = \frac{951,69 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 16,7} = 12,82 \text{ Мпа.}$$

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90 \text{ МПа}$, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

7.7 Выбор гибких шин

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые

– несут в основном механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание. Согласно ПУЭ на электродинамическое действие тока КЗ должны проверяться гибкие шины РУ при мощности КЗ равной или больше 4000 МВ·А для напряжения 110 кВ.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС – 120/19, допустимый ток которых $I_{\text{доп}} = 390$ А, диаметр провода $d = 15.2$ мм.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$390 \geq 46,19$$

Проверка выполняется.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям короны:

Условие проверки: $1,07E \leq 0,9E_0$,

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{ЭКВ}}}}\right), \quad (44)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

$R_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентный радиус провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,78}}\right) = 33,045 \text{ кВ/см.}$$

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{CP}}}{r_{\text{ЭКВ}}}\right)} \quad (45)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

$$E = \frac{0,354 \cdot 35}{1 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{1,26 \cdot 150}{0,78}\right)} = 4,811 \text{ кВ/см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$.

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0.$$

$$0,9 \cdot E_0 = 29,74.$$

$$1,07 \cdot E = 5,15.$$

Условие выполняется.

7.8 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном}.$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон} \quad (46)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-7,50 УХЛ1, Т2 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна $H_{из} = 124$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7}, \quad (47)$$

где K_h - поправка на высоту прямоугольных шин.

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}. \quad (48)$$

$$K_h = \frac{124 + 8 + 100 / 2}{124} = 1,47.$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{90785^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,47 \cdot 10^{-7} = 2098 \text{ Н.}$$

$$\text{Проверка: } F_{расч.} = 2908 \text{ Н} \leq F_{дон} = 4500 \text{ Н}.$$

Таким образом, ИОР-10-7,50 УХЛ1, Т2 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

7.9 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ применяют ОПН, целью которых является защита энергооборудования от грозových и коммутационных перенапряжений.

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН – 35/27/10/550 УХЛ1 с классом напряжения 35 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 45.

Таблица 45 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
35	35	27	10	40

На стороне НН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1 с классом напряжения 10 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Основные характеристики ОПН

Класс напряжения сети, кВ	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, А	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
10	10	7,2	10	35

7.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей с. н. подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями с. н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с. н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов с. н. выбирается по нагрузкам с. н. с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять согласно ПУЭ $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}, \quad (49)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 100$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{100}{0,85} = 94,12 \text{ кВА};$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 100/10.

7.11 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители предназначены для врезки в линейные провода высоковольтных линий электропередач в качестве высокочастотной обработки воздушных линий с целью ослабления шунтирующего действия высоковольтного оборудования электрических подстанций и ответвлений ВЛ

на линейные тракты каналов высокочастотной связи диспетчерского и технологического управления электросетями, выполняют функции заграждающего фильтра для высоких частот.

Заградители выпускаются с естественным воздушным охлаждением и состоят из соединенных параллельно элемента настройки и силового реактора. ВЧЗ устанавливаются на фундаментах либо подвешиваются на линейных порталах.

Выбор высокочастотных заградителей производим по номинальным и ударным токам.

Для ВЛЭП 35 кВ к установке принимаем ВЧЗ типа ВЗ-630-0,5-УХЛ1.

Значения $I_{\max p}$ и V_k берем те же что и для выключателей.

Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 47.

Таблица 47 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{pM} = 161,67 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{\text{пред.скв}} = 41 \text{ кА}$	$i_{уд} = 90,785 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{\text{дин}}$
$I^2_T \cdot t_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 645,413 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k \leq I^2_T \cdot t_T$

Как видно из результатов ВЧЗ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

7.12 Выбор аккумуляторных батарей

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет

отказаться от дорогостоящих мощных аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цели.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители и двигатели — генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (50)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{35}{2,15} = 16,28.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении:

$$n = \frac{35}{2,6} = 13,46.$$

В режиме аварийного напряжения:

$$n = \frac{35}{1,75} = 20.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0. \quad (51)$$

$$n_{доб} = 20 - 16,28 = 3,72.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \quad (52)$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося получасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{549}{25} = 23,06.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N=23$.

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею Powersafe «Ольдам» – 24 Ач.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \quad (53)$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 1269 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 24 = 1104 \text{ А}.$$

Следовательно, надо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{1269}{45} = 27,6 ;$$

Окончательно принимаем Powersafe «Ольдам» – 28 Ач.

Проверяем отклонение напряжения при наибольшем толчковом токе:

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{1269}{28} = 45.3 \text{ А}. \quad (54)$$

По кривой определяем напряжение на аккумуляторе равным 85 %. Если принять потерю напряжение в соединительном кабеле – 5 %, то напряжение на приводах будет равно. Допустимое отклонение напряжения на

электромагнитах включения составляет 80 – 110 %, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение [5].

Выбор подзарядного устройства:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} \text{ А.} \quad (55)$$

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot 28 + 20 = 24,2.$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot n_0 \text{ В.} \quad (56)$$

$$U_{пз} \geq 2,2 \cdot 108 = 236$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{п} \text{ А.} \quad (57)$$

$$I_3 = 5 \cdot 28 + 20 = 160 \text{ А.}$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot n, \quad (58)$$

$$U_{пз} = 2,75 \cdot 125 = 343,75 \text{ В.}$$

Выбираем стандартное ЗВУ НРТ «Ольдам».

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Краткая характеристика защищаемых элементов

В рамках квалификационной работы будет спроектирована система РЗА силовых трансформаторов, АУВ секционного выключателя и АУВ трансформаторных выключателей. Ранее принят силовой трансформатор мощностью 2500 кВА с обмотками: ВН – 35 кВ, НН – 10,5 кВ типа ТМН-2500/35 УХЛ1 с РПН в нейтрали обмотки ВН. Основные технические характеристики трансформатора приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Технические данные силового трансформатора

Наименование параметра	Значение
1	2
Номинальная мощность, кВА	2500
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	35,0
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	10,5
Группа соединения обмоток	D/D-11
Потери короткого замыкания, кВт	23,5
Потери холостого хода, кВт	3,9
Напряжение короткого замыкания, %	6,5
Ток холостого хода, %	1

Для силовых трансформаторов с обмоткой высшего напряжения больше 1000 В предусматривается релейная защита от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на их выводах,
- 2) внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода),
- 3) однофазных замыканий на землю,
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями,

5) сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой (если она возможна),

б) понижения уровня масла.

При выполнении защит трансформатора необходимо учитывать некоторые особенности его нормальной работы: броски тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение, влияние коэффициента трансформации и схем соединения обмоток трансформатора.

Для защиты от многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше, работающих одиночно, мощностью 4000 кВА и выше, работающих параллельно, а также мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности, максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с и отсутствует газовая защита, предусматривается продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами, действующая на отключение выключателей силового трансформатора без выдержки времени.

Особенностью дифзащиты трансформаторов по сравнению с дифзащитой генераторов, линий и т. л. является неравенство первичных токов разных обмоток трансформатора и их несовпадение в общем случае по фазе.

Для компенсации сдвига токов по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны звезды силового трансформатора, соединяют в треугольник, а вторичные обмотки трансформаторов тока, установленных со стороны треугольника силового трансформатора, — в звезду. Компенсация неравенства первичных токов достигается правильным подбором коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Когда нельзя подобрать коэффициент трансформации трансформаторов тока таким образом, чтобы разность вторичных токов в плечах дифзащиты была меньше 10 % (так как трансформаторы тока имеют стандартное значение коэффициента трансформации), при выполнении защиты для компенсации

неравенства токов используют дифференциальные реле типа РНТ, реже — выравнивающие трансформаторы и автотрансформаторы.

Если не предусматривается продольная дифференциальная защита (как правило, на одиночно работающих трансформаторах мощностью ниже 6300 кВА и параллельно работающих трансформаторах мощностью ниже 4000 кВА), то в этих случаях со стороны источника питания устанавливается токовая отсечка без выдержки времени, охватывающая часть обмотки трансформатора.

На рабочих и резервных трансформаторах собственных нужд тепловых электростанций применяется продольная дифзащита, при мощности 4000 кВА допускается токовая отсечка.

Наиболее простой схемой выполнения продольной дифзащиты является дифференциальная токовая отсечка, которая применяется в случаях, когда она удовлетворяет требованиям чувствительности. Если это условие не выполняется, в продольной дифзащите используют реле типа РНТ.

Реле РНТ имеют насыщающиеся трансформаторы (НТ), обеспечивающие снижение токов, обусловленных бросками тока намагничивания, и токов небаланса, возникающих во время переходного процесса при внешних коротких замыканиях, и компенсирующие неравенство вторичных токов трансформаторов тока.

На трансформаторах с регулированием напряжения под нагрузкой или многообмоточных трансформаторах с несколькими питающими обмотками, когда вследствие больших токов небаланса в реле при внешних коротких замыканиях защита с насыщающимися трансформаторами не обеспечивает требуемой чувствительности, предусматривается дифзащита с торможением и установкой терминалов защит, предусматривающих данную функцию.

Предварительно защита рассчитывается для случая применения реле без торможения. Если она оказывается недостаточно чувствительной, применяют реле с минимальным числом тормозных обмоток, обеспечивающих

требуемую чувствительность. Ток срабатывания продольной дифзащиты должен быть отстроен от токов намагничивания и токов небаланса.

Для защиты от внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках, сопровождающихся выделением газа) и от понижения уровня масла на трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше, а также на трансформаторах мощностью 1000 - 4000 кВА, не имеющих дифзащиты или отсечки, и если максимальная токовая защита имеет выдержку времени 1 с и более, применяется газовая защита с действием на сигнал при слабых и на отключение при интенсивных газообразованиях. Применение газовой защиты является обязательным на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и выше независимо от наличия других быстродействующих защит.

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители, и осуществляется с помощью поплавковых, лопастных и чашечных газовых реле. Газовая защита является единственной защитой трансформаторов от «пожара стали» магнитопровода, возникающего при нарушении изоляции между листами стали.

Допускается действие газовой защиты по сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих выключателей, а также на внутрицеховую мощность 1600 кВА и меньше при наличии защиты от коротких замыканий со стороны источника питания.

Защита трансформаторов от сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями

Для защиты понижающих трансформаторов от токов, обусловленных внешними короткими замыканиями, предусматривается максимальная токовая защита без пуска или с пуском от реле минимального напряжения, действующая на отключение выключателя. Вследствие низкой чувствительности максимальная токовая защита без пуска от реле

минимального напряжения применяется только на трансформаторах мощностью до 1000 кВА.

Для защиты повышающих трансформаторов от внешних коротких замыканий, применяется максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения или токовая защита нулевой последовательности.

Максимальная токовая защита с пуском от реле минимального напряжения для повышающих многообмоточных трансформаторов получается довольно сложной (из-за наличия нескольких комплектов реле минимального напряжения) и недостаточно чувствительной по току. В этом случае применяется токовая защита нулевой последовательности. Последняя рекомендуется на повышающих трансформаторах мощностью 1000 кВА и более с глухозаземленной нейтралью.

Если защита повышающих трансформаторов не обеспечивает требуемой чувствительности, то для защиты трансформаторов допускается использовать токовые реле соответствующей защиты генераторов.

В ряде случаев для защиты мощных трансформаторов применяется токовая защита обратной последовательности, которая легко согласуется с аналогичной защитой генераторов.

На многообмоточных трансформаторах с питанием с нескольких сторон для обеспечения избирательности действия защита выполняется направленной.

Для защиты от перегрузки параллельно работающих нескольких трансформаторов мощностью по 400 кВА и более, а также при отдельной работе и наличии АВР предусматривается однофазная максимальная токовая защита, действующая на сигнал.

На необслуживаемых подстанциях защита может выполняться с действием на автоматическую разгрузку или отключение трансформатора.

8.2 Выбор устройств защиты

Система релейной защиты служит для своевременного и селективного отключения линий и аппаратов, на которых возможно возникновение аварийных ситуаций (междуфазные замыкания, замыкания на землю, перегрузки оборудования и т.д.) [7].

Отключение любого поврежденного элемента сети (линий, подстанционного оборудования) осуществляется с минимальным возможным временем в целях сохранения устойчивой бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения.

Ввод элемента сети после его отключения от устройств релейной защиты выполняется, автоматически, за исключением случаев отключения поврежденного оборудования, не допускающего автоматического повторного включения.

Состав и построение защит каждого элемента сети 220 кВ отвечают требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине:

- обеспечивается сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;

- исключается необходимость вывода данного элемента из работы.

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока. Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений.

В процессе эксплуатации электрических сетей и оборудования, использующего электрический ток, возникает опасность нарушения нормальных режимов работы и могут возникать повреждения, приводящие в большинстве случаев к коротким замыканиям (КЗ). В большинстве случаев аварии или их развитие могут быть предотвращены быстрым отключением повреждённого участка электрической установки или сети при помощи

специальных автоматических устройств – релейной защиты, которые воздействуют на отключение выключателей.

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или электрической сети, а также выявление нарушения нормальных режимов оборудования и подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени. К релейной защите предъявляются следующие требования:

- селективность;
- быстродействие;
- чувствительность;
- надежность.

Согласно ПУЭ:

- Релейная защита на каждой стороне ВЛЭП 110 -220 кВ должна включать в себя основную и резервную защиту. Должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за трансформаторами отпаечных подстанций. В случае, если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты;

- В качестве основной защиты ВЛЭП 110-220 кВ должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. Преимущество должно отдаваться высокочастотной защите, работающей по высокочастотному каналу данной ЛЭП, при необходимости с устройствами блокировки при КЗ за отпаечными трансформаторами. При наличии ВОЛС целесообразно применять ДЗЛ;

- Резервная защита должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае

необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования;

- Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.

- Для решения вопросов релейной защиты системообразующей сети 110-220 кВ на АТ (Т) необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах (ошиновке) 110-220 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- понижения уровня масла.

Для силовых трансформаторов предусмотрены защиты, выполненные на микропроцессорных устройствах типа «Сириус-Т» (комплект БПВА 468263.006.01) и «Сириус-УВ» (комплект БПВА 468263.002.01), включающие следующие виды защит:

- дифференциальная защита;
- защита от перегрузки;
- основная максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
- резервная максимальная токовая защита и управление выключателем ввода 220 кВ.

Комплекты защит «Сириус-Т» и «Сириус-УВ» размещаются в шкафах типа ШЭРА-Т-4001.

8.3 Расчет уставок выбранных защит

Выбор уставок МТЗ, ЗП, токовых реле автоматики охлаждения, токового реле для блокировки РПН, реле напряжения необходимо производить в соответствии с требованиями "Руководящих указаний по релейной защите трансформаторов и автотрансформаторов", требований завода-изготовителя трансформатора (автотрансформатора) и руководством по эксплуатации на конкретный шкаф ШЭ2607 защиты трансформатора (автотрансформатора) и ошиновки низкого напряжения Т(АТ) [11].

Защита трансформатора ТМН – 2500/35 будет выполнена на базе микропроцессорного терминала «Сириус-Т» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика». Расчёт параметров трансформаторов тока приведён в таблице 49.

Таблица 49 - расчёт коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{СР.НОМ}}$	41,2	144,3
Коэффициент трансформации трансформатора тока	K_I	150/5	300/5
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ.В} = \frac{I_{НОМ}}{K_I}$	1,37	2,4
Принятые значения, А	$1.05 \cdot I_{НОМ.В}$	1,44	2,52
Размах РПН, %	Размах РПН	10	

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ.

Отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5\sqrt{2} = 7$.

Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2.5I_{диф}/I_{НОМ}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф}/I_{НОМ} = 4$, что соответствует $2.5 \times 4 = 10$ по отношению амплитуды к действующему значению или $10/\sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд.

Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания. Расчёты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \times 0.35 = 2.46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4I_{НОМ}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Уставка выбирается по условию:

$$\frac{I_{диф}}{I_{НОМ}} \geq k_{отс} k_{нб} I_{КЗвнешнМАХ*}, \quad (59)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$k_{нб}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведённой амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, если

на стороне ВН и НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5А, можно принимать $k_{НБ} = 0.7$;

$I_{КЗвнешМАХ*}$ - отношение тока внешнего расчётного КЗ к номинальному току трансформатора.

$$\frac{I_{диф}}{I_{ном}} = 1,2 \cdot 0,7 \cdot 9914 = 202.$$

Принимаем уставку 200.

Дифференциальная защита (ДЗТ-2).

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке 5. Она построена в относительных единицах, т.е. токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.

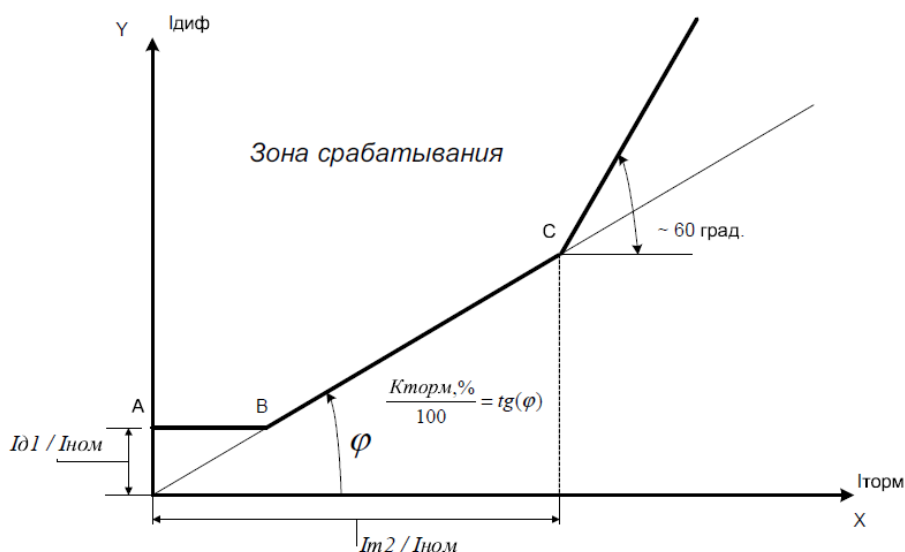


Рисунок 5 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты.

Базовая уставка $I_{д1} / I_{ном}$ определяет чувствительность работы ступени.

Рекомендуется принимать равной 0,3-0,5.

Принимаем базовую уставку $I_{д1} / I_{ном} = 0.3$.

Расчётный ток небаланса определяется по следующей формуле:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) I_{СКВ}, \quad (60)$$

где $k_{ПЕР}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, равен 2,5 – когда доля двигательной нагрузки в общей нагрузки трансформатора более 50%, 2 – если доля двигательной нагрузки менее 50%;

$k_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме;

$\Delta U_{РПН}$ - относительное значение пределов РПН;

$\Delta f_{ДОБ}$ - обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН – округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства, принимается равным 0,04;

$I_{СКВ}$ - сквозной ток.

$$I_{НЬ.РАСЧ} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) I_{СКВ} = 0,4 I_{СКВ}.$$

Дифференциальный ток определяется следующим образом:

$$I_{ДИФ} = k_{ОТС} I_{НЬ.РАСЧ}, \quad (61)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, принимаем равным 1,3.

$$I_{ДИФ} = 1,3 \cdot 0,4 I_{СКВ} = 0,5 \cdot 2 I_{СКВ}.$$

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$k_{СН.Т} = \frac{I_{ТОРМ}}{I_{СКВ}} = 1 - 0,5 (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}). \quad (62)$$

$$k_{СН.Т} = 1 - 0,5 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,8.$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{ТОРМ} = 100 \frac{I_{ДИФ}}{I_{ТОРМ}} = 100 k_{ОТС} (k_{ПЕР} k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБ}) / k_{СН.Т}. \quad (63)$$

$$k_{ТОРМ} = 100 \cdot 1,3 (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04) / 0,8 = 65.$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = \frac{I_{\partial 1}}{I_{НОМ}} \frac{100}{k_{ТОРМ}}. \quad (64)$$

$$\frac{I_{m1}}{I_{НОМ}} = 0,3 \frac{100}{65} = 0,46.$$

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2}/I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

$$I_{\partial 2}/I_{\partial 1} = 0,15.$$

Вторая точка излома тормозной характеристики:

$$\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}} = 2,0 > \frac{I_{m1}}{I_{НОМ}}.$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ($I_{\partial 1}/I_{НОМ}$), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Принимаем следующие значения уставок:

$$I_{\partial 1}/I_{НОМ} = 0,1; T=10 \text{ с.}$$

Контроль перегрузки по току в обмотках трансформатора

Для контроля перегрузки трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов обмотке стороны ВН трансформатора. Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения. т.е. приведение токов не требуется. Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{СЗ} = \frac{k_{отс} I_{НОМ}}{k_{\partial}}, \quad (65)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{НОМ}$ - номинальный ток рекомендуется определять с учётом возможности его увеличения на 5% при регулировании напряжения;

k_{∂} - коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95.

Расчётные значения уставки перегрузки равны:

Сторона ВН: 1,6 А;

Сторона НН: 2,8 А;

$T=5$ с.

Расчёт уставок микропроцессорного терминала «Сириус-УВ»

Максимальная токовая защита ввода 35 кВ на терминале «Сириус-Т»,
«Сириус-УВ»

Отстройка от тока нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 150 = 190 \text{ А.}$$

Согласования с защитой ввода 10 кВ:

$$I_{сз} = k_H \cdot I_{сз.св} \cdot k_T, \quad (66)$$

где k_T - коэффициент трансформации трансформатора тока НН.

$$I_{сз} = 1,1 \cdot \frac{1,2}{0,95} \cdot 2,52 \cdot \frac{300}{5} = 210 \text{ А.}$$

Принятый ток срабатывания защиты: 210 А.

Принятый ток срабатывания реле, 3,5 А:

Диапазон уставок по току для ступени МТЗ-1, МТЗ-2 терминала
«Сириус-УВ»: 0,4-200 А. Диапазон уставок по току для ступени МТЗ-1, МТЗ-
2 терминала «Сириус-Т»: 0,4-200 А.

Время срабатывания защиты: 2,0 с.

Расчётный коэффициент чувствительности:

$$k_{\chi} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{сз}} \cdot k_m = \frac{0,5 \cdot 18500 \cdot \frac{10}{35}}{210} \cdot 0,65 = 8,2.$$

Обдув силового трансформатора:

Отстройка от рабочего тока:

$$I_{сз} = 0,6 I_{НОМ}. \quad (67)$$

$$I_{сз} = 0,6 \cdot 41,2 = 25 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C3} = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}}{k_{TT}}. \quad (68)$$

$$I_{C3} = \frac{25}{30} = 0,83 \text{ A.}$$

$$t_{обд} = 5 \text{ с.}$$

Диапазон уставок по току для терминала «Сириус-Т»: 0,4-20 А.

Блокировка РПН на стороне 35 кВ

Отстройка от рабочего тока:

$$I_{C3} = 2 \cdot I_{ном} = 2 \cdot 41,2 = 82,4 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C3} = \frac{82,4}{30} = 2,8 \text{ A.}$$

Расчёт уставок микропроцессорного терминала «Сириус-2-В»

Максимальная токовая защита ввода 10 кВ на терминале «Сириус-2-В»

Отстройка от тока нагрузки:

$$I_{C3} = 1,1 \cdot \frac{1,2}{0,95} \cdot 300 = 416 \text{ A.}$$

Согласования с защитой СВ-10 кВ:

$$I_{C3} = k_H \cdot I_{C3.СВ}. \quad (69)$$

$$I_{C3} = 1,1 \cdot \frac{1,2}{0,95} \cdot 144,7 = 200 \text{ A.}$$

Принятый ток срабатывания защиты: 416 А.

Принятый ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{k_{TT}}. \quad (70)$$

$$I_{C3} = \frac{416}{60} = 6,9 \text{ A.}$$

Диапазон уставок по току для ступени МТЗ-3 терминала «Сириус-2-В»: 0,4-100 А. Диапазон уставок по току для ступени МТЗ-НН терминала «Сириус-Т»: 0,4-200 А.

Время срабатывания защиты: 1,5 с.

Расчётный коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{0,5 \cdot 18500 \cdot \frac{10}{35}}{416} = 6,4.$$

Расчёт уставок микропроцессорного терминала «Сириус-2-С»

Максимальная токовая защита секционного выключателя 10 кВ на терминале «Сириус-2-С».

Номинальный ток протекающий через секционный выключатель:

$$I_{\text{номСВ}}^{\text{НН}} = 0,9 \cdot I_{\text{номНН}} = 0,9 \cdot 144 = 130 \text{ А.}$$

Выбранный коэффициент трансформации трансформаторов тока 300/5.

Отстройка от тока нагрузки:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{РАБ.МАХ}}. \quad (71)$$

$$I_{\text{СЗ}} = 1,1 \cdot \frac{1,2}{0,95} \cdot 300 \cdot 2 = 832 \text{ А.}$$

Принятый ток срабатывания защиты: 832 А.

Принятый ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{k_{\text{ТТ}}}. \quad (72)$$

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{832}{30} = 27,7 \text{ А.}$$

Диапазон уставок по току для ступени МТЗ-3 терминала «Сириус-2-С»: 0,4-100 А.

Время срабатывания защиты: 1,0 с.

Расчётный коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{0,5 \cdot 18500 \cdot \frac{10}{35}}{832} = 3,17.$$

8.4 Автоматика

Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Рассмотрим однократное трехфазное АПВ линий с двусторонним питанием. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{г.н.} + t_{зап.}; \quad (73)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зап.}; \quad (74)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2max} - t_{защ.1min} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с.} + t_{зап.}; \quad (75)$$

где $t_{г.н.}$ - время готовности привода, равное 0,5 с.;

$t_{д.с.}$ - время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{вкл.Q}$ - время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{гот.Q}$ - время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{в.защ.}$ - время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{зап.}$ - время запарки, равное 0,5 с;

$t_{PЗmax}$ - максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{откл.Q}$ - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{наузы1}$ - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,05 + 0,5 = 0,75 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 2 - 0 + 0,8 - 0,8 - 0,05 + 0,3 - 0,3 = 1,95 \text{ с};$$

Для того чтобы порядок подачи команд от устройств АПВ на выключатели можно было изменять по мере необходимости, дополнительно устанавливаются устройства контроля отсутствия напряжения на линии – КОН, и контроля наличия напряжения – КНН.

Благодаря этому попытка включения от АПВ на устойчивое КЗ происходит только один раз – с той стороны, где контролируется отсутствие напряжения. Включение выключателя с другой стороны будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранено и линия держит напряжение. Отключение межсистемной транзитной линии зачастую приводит к нарушению балансов мощности в обеих системах и, соответственно, к отклонению частоты от номинальной. В результате срабатывание АПВ с КНН будет сопровождаться появлением «точки несинхронного включения». Бросок возникающего при этом уравнивающего тока отражается на работе генераторов (появляются дополнительные электромагнитные моменты, представляющие опасность для механической прочности вращающихся частей машин), трансформаторов (динамические усилия в обмотках, вызванные протеканием сквозного сверхтока, могут вызвать их деформацию) и энергосистемы в целом (возможен переход системы в более или менее длительный асинхронный режим). Поэтому в зависимости от конкретных условий в качестве трехфазного АПВ с КНН могут применяться следующие типы устройств: несинхронное – НАПВ, быстродействующее – БАПВ, с ожиданием (контролем) синхронизма –

АПВОС, с улавливанием синхронизма – АПВУС и с самосинхронизацией – АПВС.

Принимаем к установке несинхронное АПВ. Несинхронное АПВ может применяться на одиночных (без шунтирующих связей) линиях с двусторонним питанием

Автоматическое включение резервного питания

АВР – один из видов автоматики, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе резервных источников питания в случае потери системой электроснабжения.

Общие требования к АВР.

АВР должно срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.

АВР должно срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокировано, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.

АВР должно срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с не устранённым коротким замыканием.

Рассчитаем уставки для АВР.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{с.р.1} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном}. \quad (76)$$

$$U_{с.р.1} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}.$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{рз.макс} + \Delta t, \quad (77)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{рз.макс} + \Delta t, \quad (78)$$

где $t'_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{рз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 2,5 + 0,675 = 3,175 \text{ с.}$$

$$t_{1AKQ} = 0,5 + 0,675 = 1,175 \text{ с.}$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{сп2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{ТВ}} = \frac{0,1 \cdot U_{ном}}{k'_н \cdot k'_в \cdot n_{ТВ}}, \quad (79)$$

где $k'_н$ – коэффициент надежности ($k'_н = 1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение;

$n_{ТВ}$ – коэффициент трансформации ТН, равный 600/5 .

$$U_{сп2} \geq \frac{0,1 \cdot 10}{1,2 \cdot 0,8 \cdot 120} = 0,01 \text{ кВ.}$$

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{РОВ} = t'_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (80)$$

где $t_{зан.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запыления;

$t'_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя, равное 0,05с.

$$t_{УРОВ} = 0,05 + 0,2 = 0,25 \text{ с.}$$

УРОВ

Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причём схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ как по схеме с дублированным пуском от защит с контролем РПВ, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя. Выбор принципа действия УРОВ производится с помощью программной накладки ХВ1.

В части формирования отключающих импульсов каждый из комплектов УРОВ обеспечивает действие на доотключение резервируемого выключателя без выдержки времени, а затем с выдержкой времени действия на отключение смежных выключателей. Вывод действия УРОВ на доотключение резервируемого выключателя (действие УРОВ «на себя»), при работе по схеме с дублированным пуском от защит с контролем РПВ, производится с помощью программной накладки ХВЗ.

Выбор уставок УРОВ сводится к выбору выдержки времени устройства на отключение смежных выключателей и к выбору уставки по току срабатывания реле тока УРОВ.

В соответствии с индивидуальным принципом исполнения, УРОВ шкафа имеет выдержку времени, необходимую для фиксации оказа выключателя. Это позволяет отказаться от запаса по выдержки времени, который предусматривается в централизованных УРОВ с общей выдержкой времени для учёта перехода КЗ с одной двухцепной линии на другую и равен времени отключения двух выключателей. Кроме того необходимо иметь в виду, что шкаф выполнен на современной микропроцессорной базе и обеспечивает высокую точность отсчёта времени. В связи с вышеизложенным выдержка времени УРОВ может быть принята равной (0,2-0,3) с, что улучшает условие сохранения устойчивости энергосистемы и уменьшает выдержки времени резервных защит.

Реле тока УРОВ предназначено для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя или КЗ в зоне между выключателями и трансформатором тока с целью выбора направления действия устройства. Ток срабатывания реле тока УРОВ должен выбираться по возможности минимальным.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

9.1 Заземление ОРУ и площадки трансформаторов

В соответствие с ПУЭ металлические части электроустановок, не находящиеся под напряжением, но при определенных обстоятельствах (повреждение изоляции) способны оказаться под напряжением, должны быть надежно соединены с землей. Рабочие напряжение рассматриваемых участков 35 кВ, режим нейтрали – эффективно заземленная, поэтому заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5 \text{ Ом}$.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Размещение искусственных заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на защищаемой территории прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, создавая заземляющую сетку, к которой присоединяется заземляемое оборудование.

Размер площади, используемой под заземлитель, с учетом того, что контур сетки заземлителя расположен с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя [8]).

9.2 Молниезащита территории ОРУ и площадок трансформаторов

Защиту от прямых ударов молнии выполним с помощью стержневых молниеотводов, установленных на порталах. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту

зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности [8].

Подробный расчет молниезащиты и заземления приведен в приложение Е.

9.3 Грозоупорность воздушной линии

Грозоупорность воздушной линии электропередач 35 кВ «Оп.48 – Озерная». Любое кратковременное значительное повышение напряжения принято считать перенапряжением. Выбираем анкерную опору «АУС35П-1» и промежуточную опору «2ПС35П-2». Выбираем полимерные изоляторы «ЛК 70/35–III», арматуру с гарантированной прочностью 120000 кг, натяжной зажим – прессуемый.

Показателем грозоупорности линии является число ее грозовых отключений.

Эффективность грозозащиты определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии:

- удар молнии в опору (трос возле опоры);
- удар молнии в трос в середине пролета;
- удар молнии в провод при прорыве сквозь тросовую защиту.

Подробный расчет грозоупорности приведен в приложении Е.

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1. Безопасность

КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, которые могут нанести вред персоналу, поскольку токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Тем не менее, оборудование КРУЭ может представлять потенциальный риск вследствие [25]:

- высокого номинального давления изоляционной среды внутри оболочки КРУЭ;
- сброса давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ. Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа;
- сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте с заменой элементов;
- возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации объёмов КРУЭ, а также вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ с коротким замыканием.

10.1.1 Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ

Конструкция КРУЭ обеспечивает защиту персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (степени защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 – IP55.

Изоляция главных цепей КРУЭ, с частичной или полной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов соответствует требованиям ГОСТ 1516.3.

Температура нагрева частей оболочек КРУЭ:

- доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 70 °С;

- не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 80 °С.

Конструкция опорных изоляторов учитывает воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов короткого замыкания, протекающих по токопроводам, подсоединённым к изоляторам.

Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебаний температуры, а также, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже должны быть предусмотрены компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и, при необходимости, элементов внутри ячейки.

Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания тока термической стойкости.

Зажимы заземления КРУЭ выполнены по ГОСТ 21130 и соответствуют ГОСТ 12.007.0. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления в эксплуатационной документации. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

Болт (винт, шпилька) для заземления размещен на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором должно осуществляется присоединение заземляющего проводника должен быть помещен нанесенный любым способом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления [5].

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной

прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не должно превышать 0,1 Ом.

Для обеспечения заземления все корпуса элементов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления. Выбор сечения шин заземления и шин, расположенных в контуре заземления КРУЭ, а также расчет контура заземления был произведен исходя из значений тока термической стойкости.

Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены в контуре заземления распределительного устройства общей заземляющей шиной.

Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ.

Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более 10 м промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, установлены на расстоянии 6-10 м.

В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и т. д.) подложены изолирующие ленты.

Элегаз — газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден.

Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения),

вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для дыхания. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений ПДК составляет 5000 мг/м³.

При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, дозаполнение, отбор пробы на анализ и т.д.) в помещении запрещается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

При выбросе чистого элегаза немедленно производится включение аварийной вентиляции на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Категорически запрещается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, а также при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) необходимо включить аварийную вентиляцию и проветрить помещение до снижения концентрации вредных веществ в пределах ПДК.

При необходимости экстренного выполнения работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, необходимо воспользоваться изолирующим сертифицированным противогазом: если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, то для работы может быть использован фильтрующий противогаз.

Перед вскрытием элегазовый аппарат должен быть освобожден от элегаза или продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и

отвакуумирован.

Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением специальных средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент должен быть нейтрализован водой или щелочью. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

10.1.2 Требования безопасности при обслуживании КРУЭ

Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не должна превышать 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью.

Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм должна быть нанесена также на привод заземлителей или должен быть окрашен элемент привода [22].

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, требующей поворота привода до одного оборота, не должно превышать 250 Н.

На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

Усилие, необходимое для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, должно быть не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов.

Шкафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрытий дверей.

Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей

выдерживают не менее 500 включений и отключений.

В ячейках КРУЭ предусмотрены блокировки, указанные в ГОСТ 12.2.007.4:

а) блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

б) блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

в) блокировка, исключая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки.

Кроме того, предусмотрено наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности.

Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки, которые открываются одним ключом.

10.2 Экологичность

При установке нового оборудования необходимо учесть его влияние на окружающую среду.

10.2.1 Шум, создаваемый трансформаторами

На проектируемой ПС «Озерная» планируется установка трансформатора ТМ-2500/35. Данный трансформатор имеет естественную циркуляцию воздуха и масла.

Силовые трансформаторы такого типа являются характерными источниками шума на территории населённых мест.

Шум данного трансформатора обусловлен электромагнитным шумом. Электромагнитный шум возникает из-за магнитострикционного эффекта, сил, действующих на витки обмотки в магнитном поле и силы Максвелла, возникающая в стыках и шиповых соединениях сердечника. Аэродинамическая составляющая шума отсутствует.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней сердечника.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, то есть уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение.

Шум трансформаторов в своей основе (в сердечнике) может быть снижен при использовании листов железа с возможно малой магнитострикцией. Магнитострикция резко уменьшается в случае повышенного содержания (более 4 %) кремния в металле. Холоднокатаный лист имеет значительно более низкую магнитострикцию, чем горячекатаной [2].

Произведем расчет шума, создаваемый трансформаторами.

При расчете необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [4].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к зданиям гостиниц и общежитий составляет: 50 дБА [21].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 2,5 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 79 \text{ дБА.}$$

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (81)$$

где S - площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 \text{ м}$) можно определить по формуле

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (82)$$

где $S = \pi R^2$.

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 6. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l - известно (из проекта).

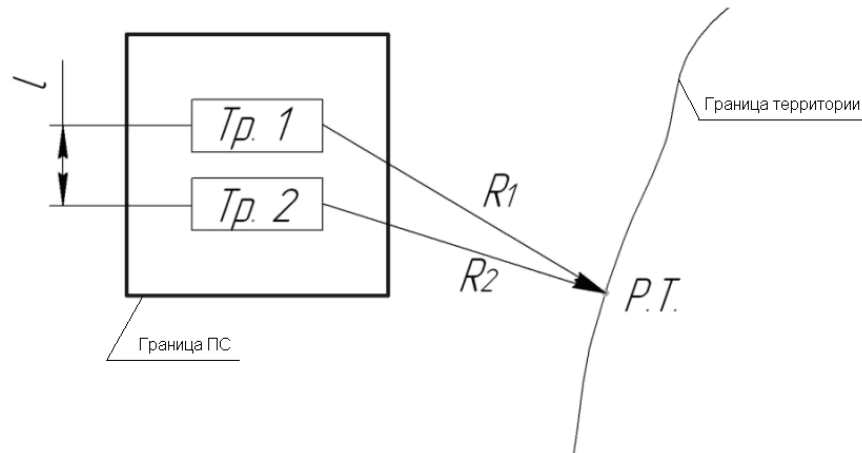


Рисунок 6 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{PAi}}, \quad (83)$$

где N - количество источников шума (ТМ);

L_{PAi} - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 79} = 82,01 \text{ дБА.}$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = DV_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (2) можно переписать в

следующем виде

$$\Delta V_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}.$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - \Delta V_{L_A})}}{2\pi}}. \quad (84)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(82,01-50)}}{2\pi}} = 28,275 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{сз}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

10.2.2 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливаются маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На проектируемой ПС «Озерная» планируется установка трансформатора ТМ-2500/35. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 50 [10].

Таблица 50 – Параметры трансформатора ТМ-2500/35

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, кг		Габариты, мм		
		полная	масла	А	Б	Н

TM-2500/35	4	12900	3980	4020	3350	3800
------------	---	-------	------	------	------	------

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор. Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т.п.

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [14].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1. с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
2. без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

При установке маслonaполненного электрооборудования на железобетонном перекрытии здания (сооружения) устройство маслоотвода является обязательным.

Произведем расчет маслоприемника для маслonaполненного трансформатора.

Определяем ширину и глубину маслоприемника. Исходя из ПУЭ расстояние от трансформатора до края маслоприемника Δ должно быть не

менее 1 м при массе масле в трансформаторе от 2 до 10 т.

Отсюда габариты маслоприемника будут равны:

$$B = A + 2 \cdot \Delta, \quad (85)$$

где A – длина трансформатора, м.

$$B = 4,02 + 2 \cdot 1 = 6,02 \text{ м.}$$

$$Г = B + 2 \cdot \Delta, \quad (86)$$

где B – ширина трансформатора, м.

$$Г = 6,02 + 2 \cdot 1 = 8,02 \text{ м.}$$

Площадь поверхности маслоприемника:

$$S_{МП} = B \cdot Г. \quad (87)$$

$$S_{МП} = 6,02 \cdot 8,02 = 48,28 \text{ м}^2.$$

Определяем глубину маслоприемника. Высота маслоприемника определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O}, \quad (88)$$

где $h_{Г}$ – высота подсыпки гравия, согласно ПУЭ примем равным 0,3 м;

$h_{В}$ – высота воздушного слоя между решеткой и возможной смесью масла с водой, согласно ПУЭ примем равным 0,1 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ – высота 100 % объема масла и 80% объема воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора (реактора) с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 30 мин.

$h_{ТМ}$ рассчитаем по формуле:

$$h_{ТМ} = \frac{V_{ТМ}}{S_{МП}}, \quad (89)$$

где
$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}} = \frac{3980}{880} = 4,523 \text{ м}^3.$$

Отсюда

$$h_{TM} = \frac{4,523}{32,207} = 0,14 \text{ м.}$$

H_{H_2O} рассчитаем аналогично:

$$h_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{S_{МП}}. \tag{90}$$

Объем воды определяется по формуле:

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \tag{91}$$

где $I=0,2$ л/с м² – секундный расход воды;

$$t=30 \text{ мин}=1800\text{с.}$$

$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B)$ м² – площадь боковой поверхности трансформатора.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 3,8 \cdot (4,02 + 3,35) = 56,012 \text{ м}^2.$$

$$V_{H_2O} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (32,207 + 56,012) = 25,407 \text{ м}^3.$$

$$h_{H_2O} = \frac{25,407}{32,207} = 0,789 \text{ м.}$$

Суммарно высота маслоприемника составит:

$$h_{МП} = 0,3 + 0,1 + 0,14 + 0,789 = 1,329 \text{ м.}$$

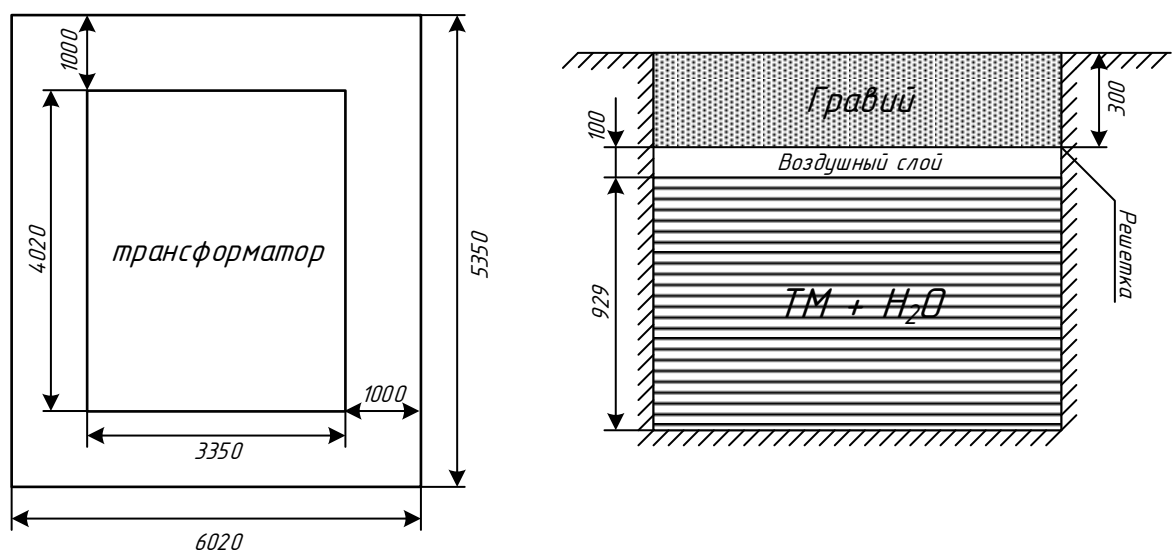


Рисунок 7 – Эскиз трансформатора

10.3 Чрезвычайная ситуация

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на станции и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водосточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц [Правила пожарной безопасности].

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Для пожаротушения трансформаторов 25 МВ·А на подстанции может быть предусмотрена автоматическая система пожаротушения распыленной водой, включающая в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а

также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрыво-безопасном исполнении [5].

11 СТОИМОСТНАЯ ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА

Основной задачей стоимостной оценки результатов реконструкции подстанции является оценка выручки от реализации проекта, которая в свою очередь зависит от объемов продаж электроэнергии потребителю в год и определяется по формуле:

$$O_p = W_{год} \cdot T, \quad (92)$$

где T – тариф для потребителей энергии, 3,15 руб кВт/час.

Полезно отпускаемая электроэнергия за год определим по формуле:

$$W_{год} = \sum P_p \cdot T_{\max}, \quad (93)$$

где P_p – расчетная нагрузка подстанций;

T_{\max} - число часов использования максимума нагрузки, 4800 ч.

11.1 Оценка экономической эффективности проекта

После проведения всех расчетов необходимо сделать вывод о целесообразности внедрения реконструируемой подстанции, т.е. дать экономическое обоснование спроектированной подстанции. Для этого проведем экономическую оценку проекта по методу чистого дисконтированного дохода.

В этом методе расходы и доходы, разнесенные по времени, приводятся к одному моменту времени, за который обычно принимают дату начала реализации проекта.

Прибыль в год от реализации проекта определяется по выражению:

$$P_{\text{от}} = O_{pt} - I_{\Sigma} - I_{AM}. \quad (94)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств:

Чистый дисконтированный доход определяется по выражению:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{20} \cdot \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)} = \sum_{t=0}^{20} \cdot \frac{O_{pt} - I_t - H_t - K_{\Sigma}}{(1+E)} \quad (95)$$

Расчетный период принимают обычно равный сроку службы наиболее важной части основного капитала. График строится нарастающим итогом, т.е. из текущего значения ЧДД вычитается последующее значение. Оценка экономической эффективности с учетом фактора времени объекта приведен на рисунке 7.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был разработан оптимальный план подключения новых потребителей в районе ПС «Яковлевка», Приморского края. Выбрано и проверено силовое оборудование на ПС «Озерная», «Яковлевка-2», «Достоевка», «Молокозавод». Рассчитаны токи КЗ и выбрано оборудование на ВН и НН ПС «Озерная». Так же был произведен расчет установившегося и послеаварийного режима выбранного варианта.

Рассчитана грозоупорность ВЛЭП «Оп.48 – Озерная» и молниезащита ПС «Озерная».

Было произведено технико-экономическое сравнение вариантов подключения. Выбранная схема подключения новых ПС характеризуется большей надежностью, меньшими потерями в сети, оборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

Для защиты трансформатора на ПС «Озерная» выбрана микропроцессорная защита «Сириус-2-С», «Сириус-2-Т», «Сириус-2-УВ».

Рассмотрены вопросы безопасности эксплуатации ОРУ. Выполнен расчет маслоприемника под трансформатор и рассчитаны шумы, создаваемые трансформатором на ПС «Озерная».

В экономическом расчете найдены капиталовложения, издержки и срок окупаемости проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, Ю.С. Пинталь. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 2 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
- 3 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т.3 / В. Г. Герасимов, П.Г. Грудинский, В.А. Лабунцов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
- 4 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартиформ, 2007. – 15 с.
- 5 ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры» / Межгосударственный стандарт – М.: ИПК Издательство стандартов, 1975.
- 6 Железко, Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с.
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
- 8 Кабышев, А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.
- 9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие / сост.: Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.
- 10 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.

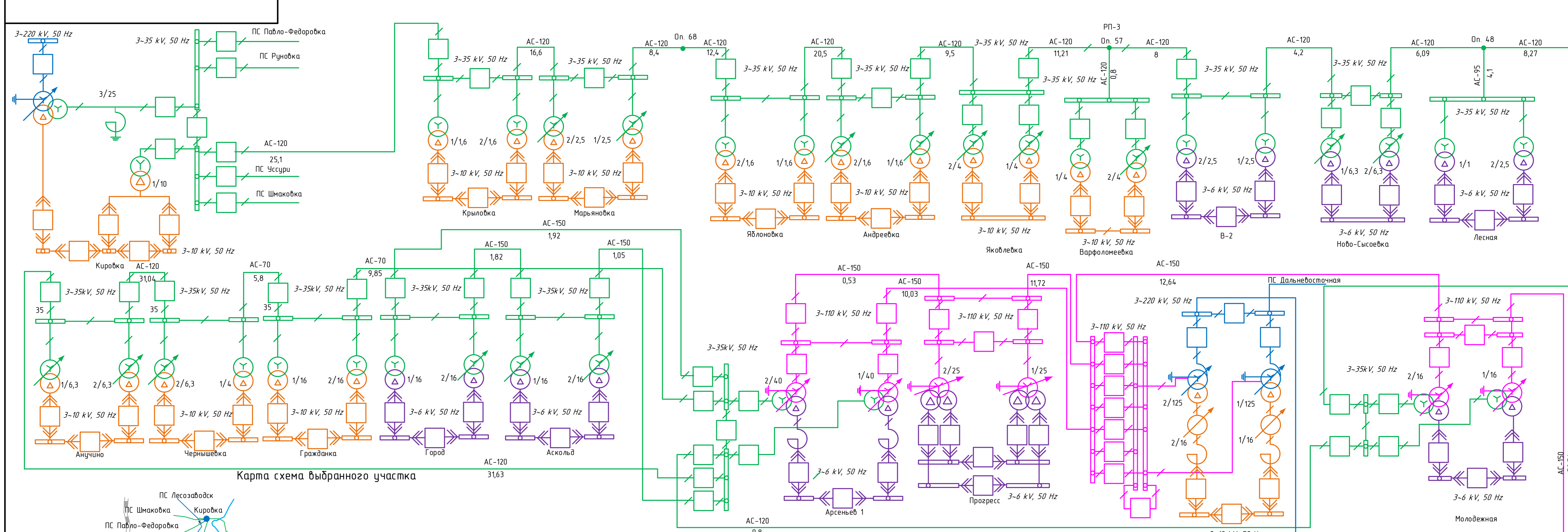
- 11 Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети : проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – 2-е изд., испр. и доп. – Мн.: «Высшая школа», 1988. – 308 с.
- 12 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб. Издательство «Деан», 2000. – 352 с.
- 13 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.
- 14 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.
- 15 Приказ Минэнерго России № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» от 23.06.2015 г.
- 16 РАО - ЭСВ. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 05.06.2012. – Режим доступа: <http://www.rao-esv.ru/> / дата обращения 20.04.2018.
- 17 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/> / дата обращения 20.02.2016.
- 18 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
- 19 Савина, Н.В. Системы электроснабжения. Учебно – методическое пособие / Н.В Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012. – 124 с.
- 20 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах: учебное пособие / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Б.: Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.
- 21 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85; введ. – 31.10.96. – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

22 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой
изоляция в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-
29.240.35.184-2014. –78 с.

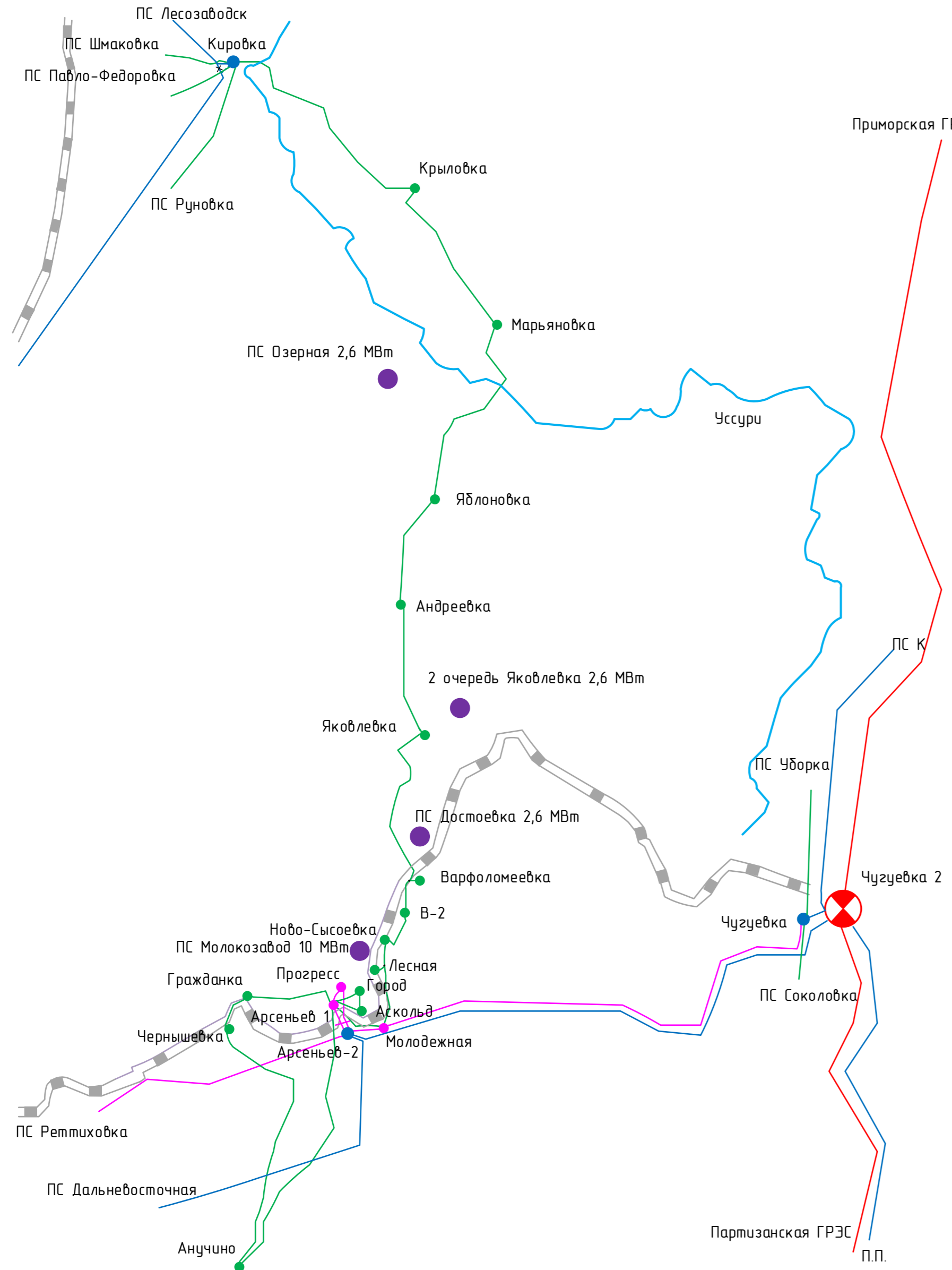
23 ТОСЭР «Михайовский» [Электронный ресурс]. Режим доступа:
http://www.newsv1.ru/far_east/2016/02/02/143920/ дата обращения: 04.02.16.

24 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических
сетей: справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и
доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

25 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и
устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.:
издательство МЭИ, 2001. – 518 с.

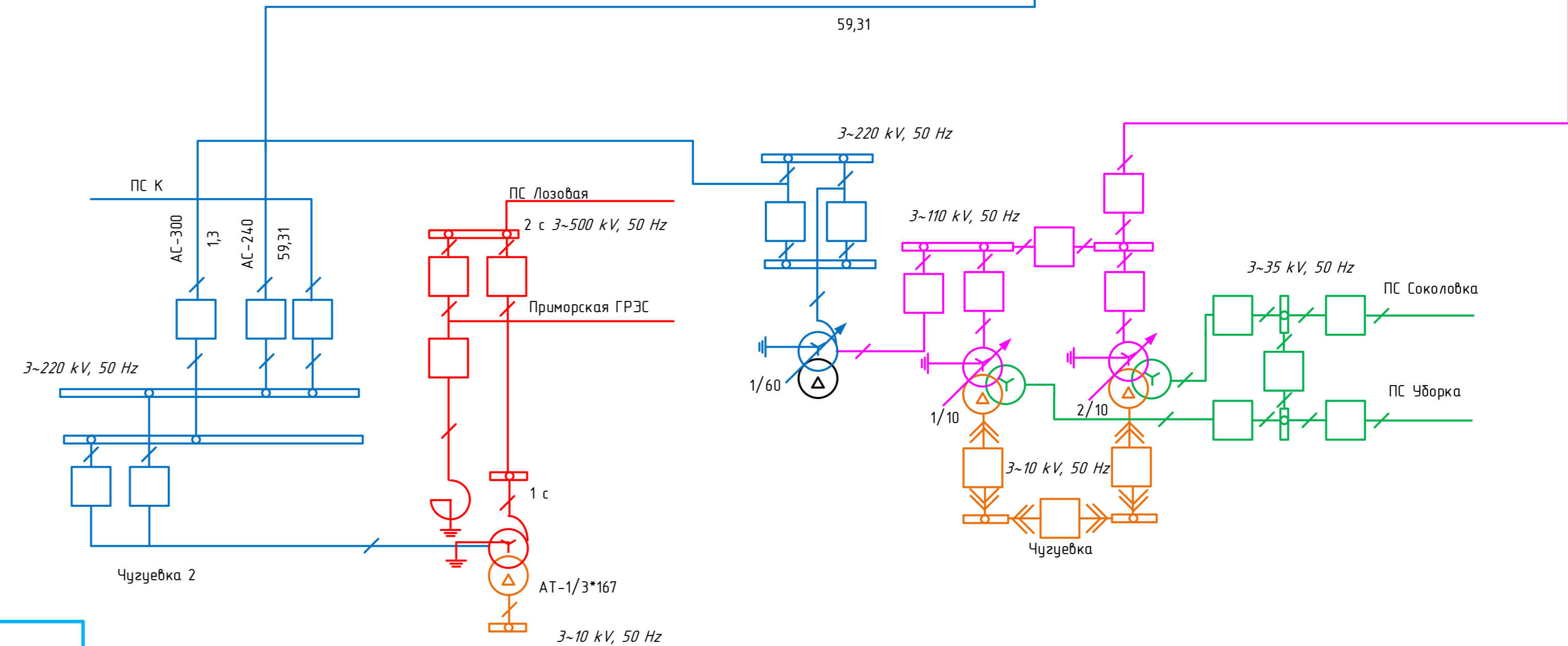


Картa схема выбранного участка



Условные обозначения

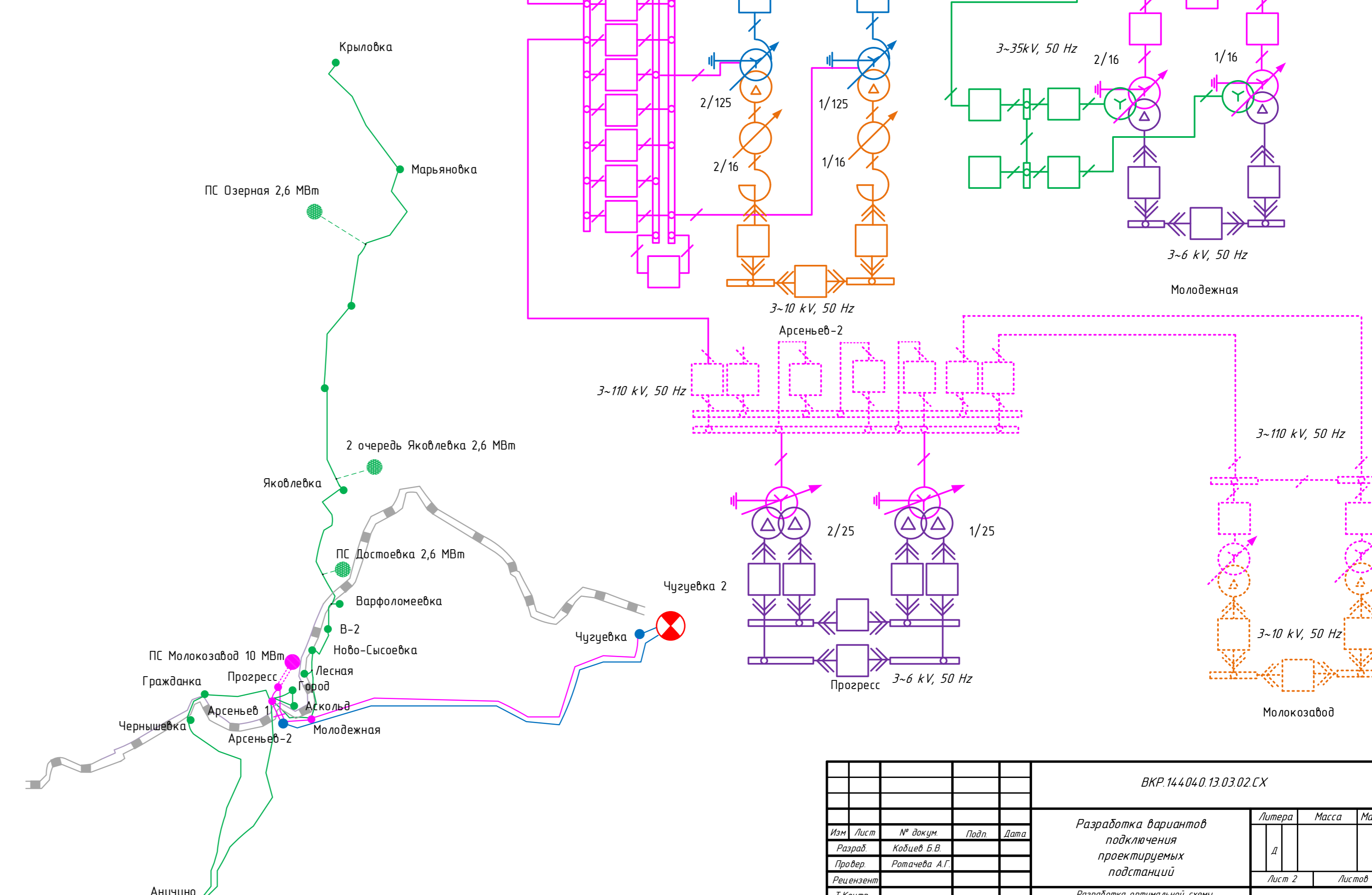
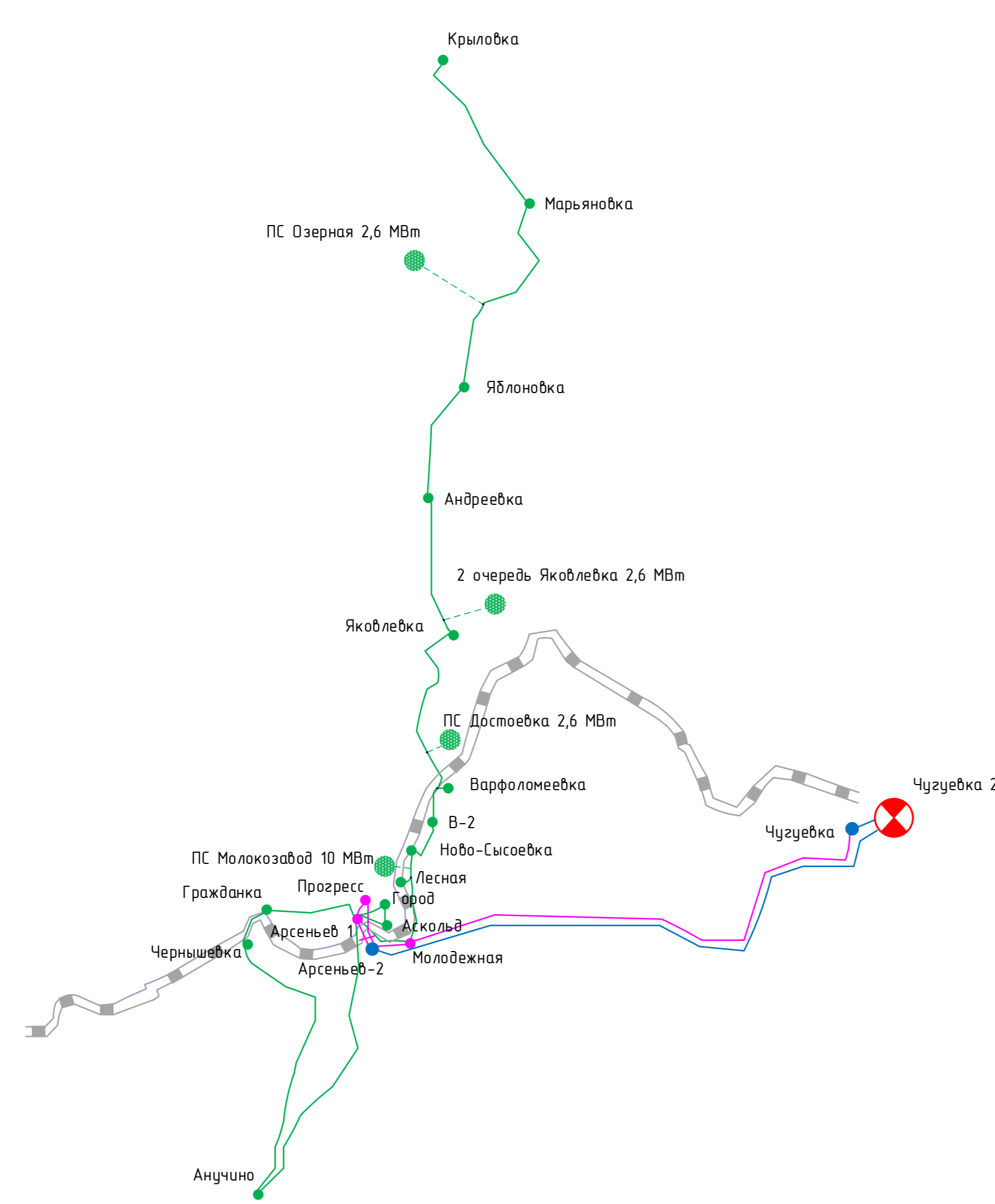
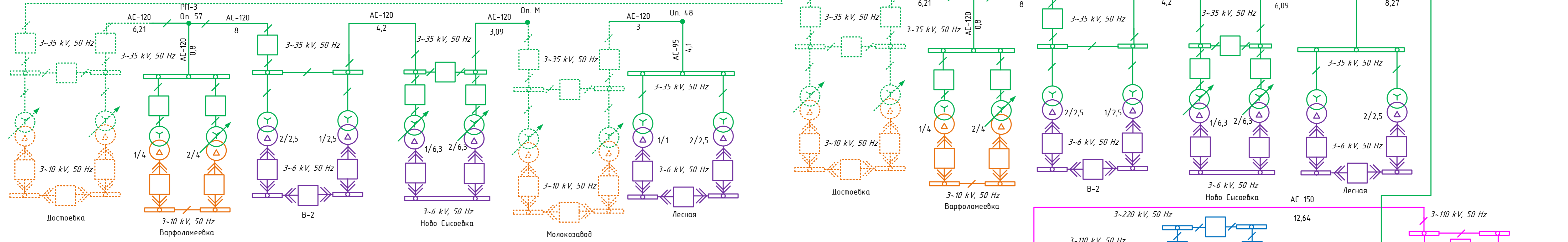
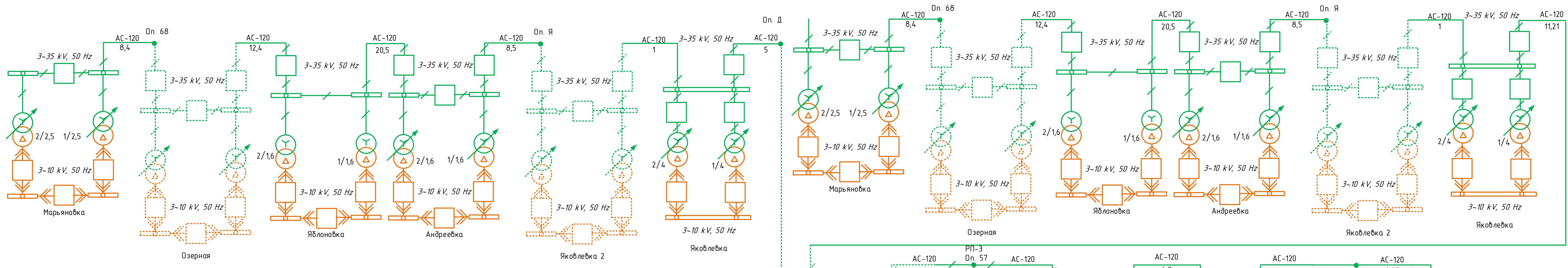
Линии электропередачи	
	- 500 кВ
	- 220 кВ
	- 110 кВ
	- 35 кВ
Трансформаторные подстанции	
	- 500 кВ
	- 220 кВ
	- 110 кВ
	- 35 кВ
	- железная дорога
	- опайка
	- река
	- вводимые ПС



Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Однолинейная схема и карта-схема в районе проектирования	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Койцев Б.В.	Ротачева А.Г.				Лист 1	Листов 8	
Провер.	Ротачева А.Г.							
Рецензент								
Т.Контр.					Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ТЭСЭР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яковлевка Приморского края	АМГУ		
Н.Контр.	Ротачева А.Г.			Кафедра Энергетики				
Утвержд.	Савина Н.В.							

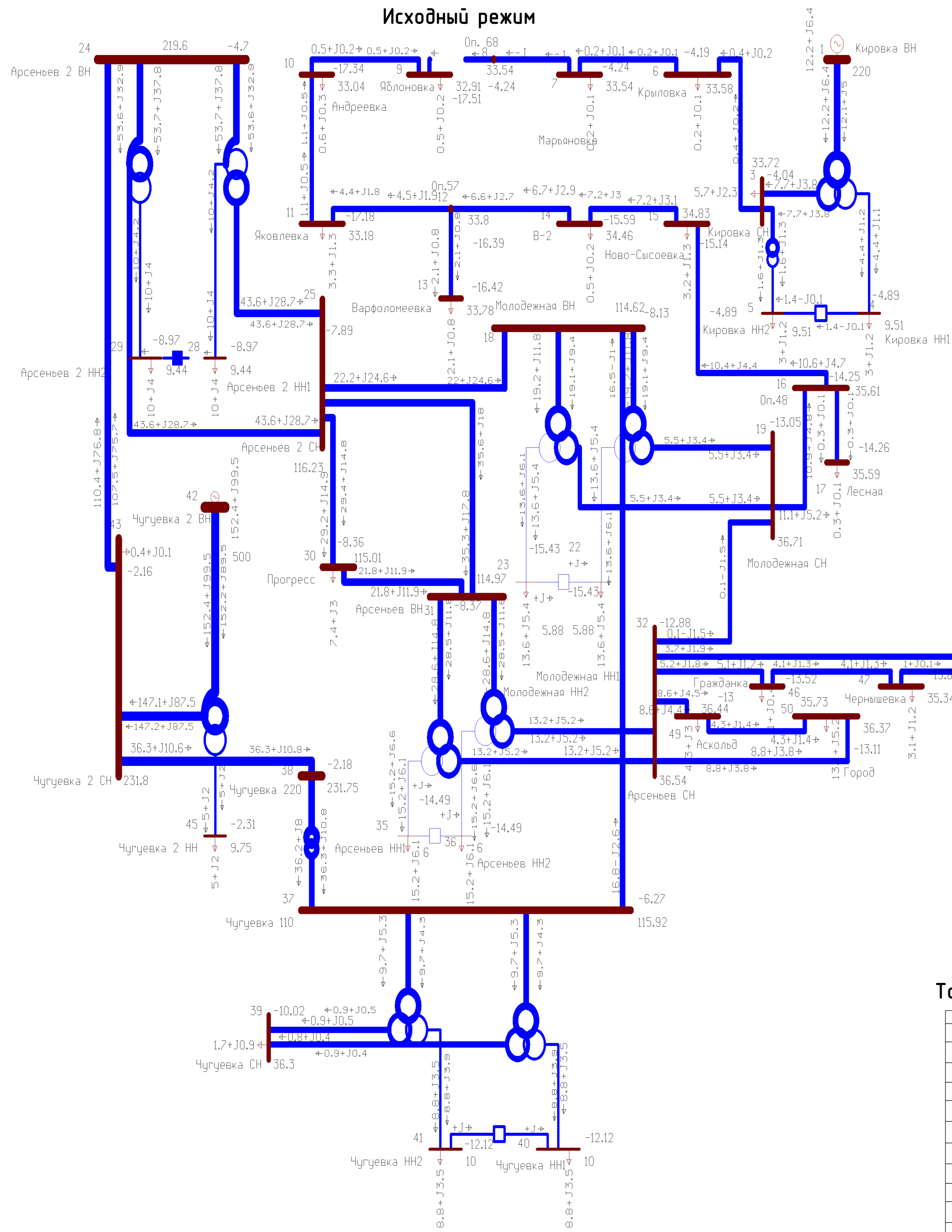
Вариант 1

Вариант 2



				ВКР 14.04.013.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разработка вариантов подключения проектируемых подстанций	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	Коваль Б.В.					д		
Проект.	Ротачева А.Г.					Лист 2	Листов 8	
Рецензент								
Т.Контр.	Ротачева А.Г.							АМГУ
Н.Контр.	Ротачева А.Г.				Разработка оптимальной схемы подключения объектов в разряд очереди ТОЭСР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яковлевка (Приморского края)			
Утвержд.	Савина Н.В.						Кафедра Энергетики	

Исходный режим

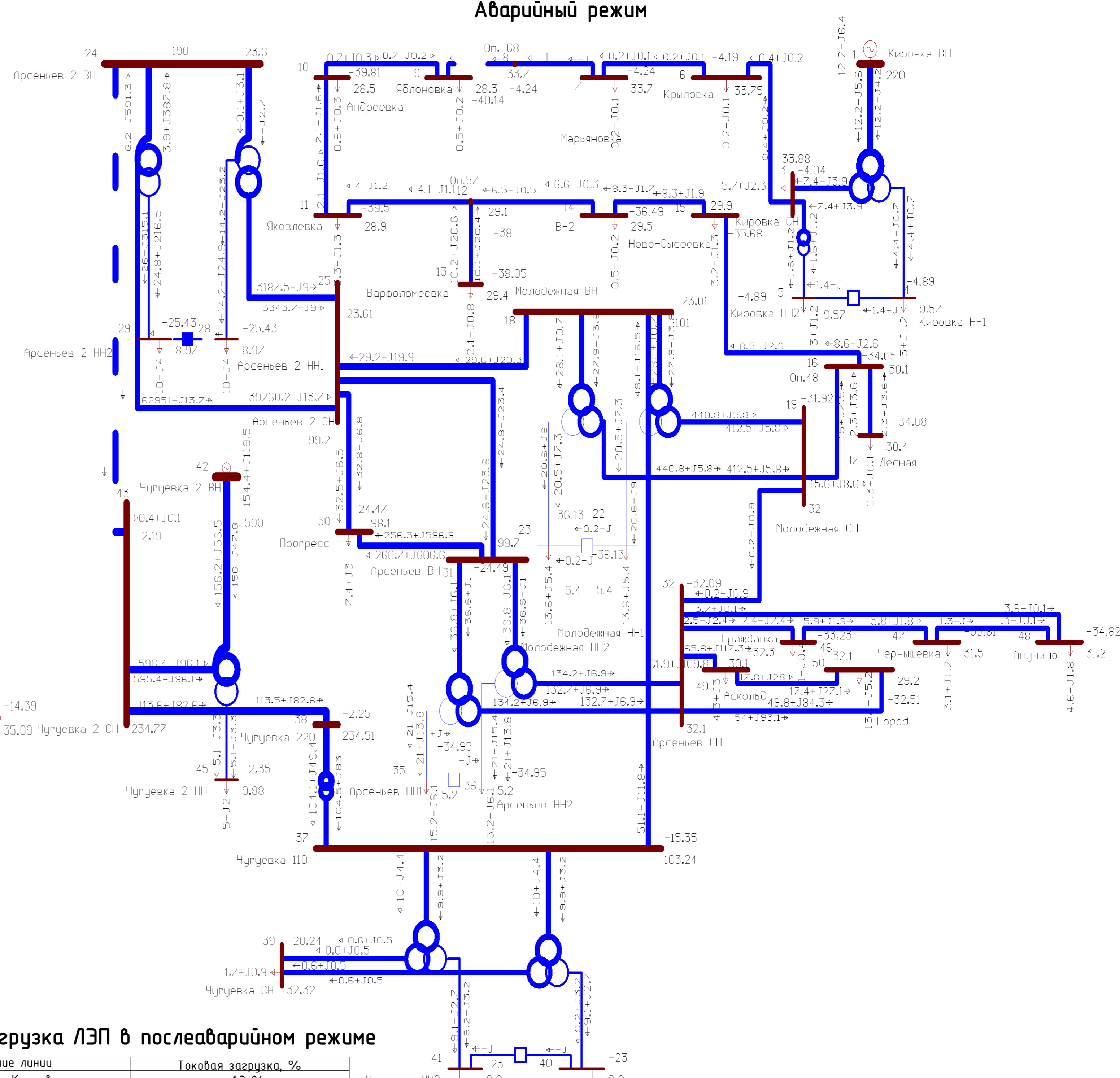


Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер узла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Отклонение напряжения, %		-3,05	-3,2	-4,34	-4,34	-3,58	-3,71	-3,71	-19,14	-18,57	-17,43	-16,86	-16	-15,71	-14,57	-14	-13,14	-8,18	-8,57	-7,82	-7,82	-10	-10	-13,64	-9,82	-14

Номер узла	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	55	56
Отклонение напряжения, %	-14	-10,3	-10,3	-10,82	-9,36	-8,29	-10,82	-13,33	-13,33	6,6	-7,66	-11,01	-11,01	-16	6,71	-1,15	-1,25	-8,29	-10	-10,86	-14	-16,57	-9,45	-9,45		

Аварийный режим

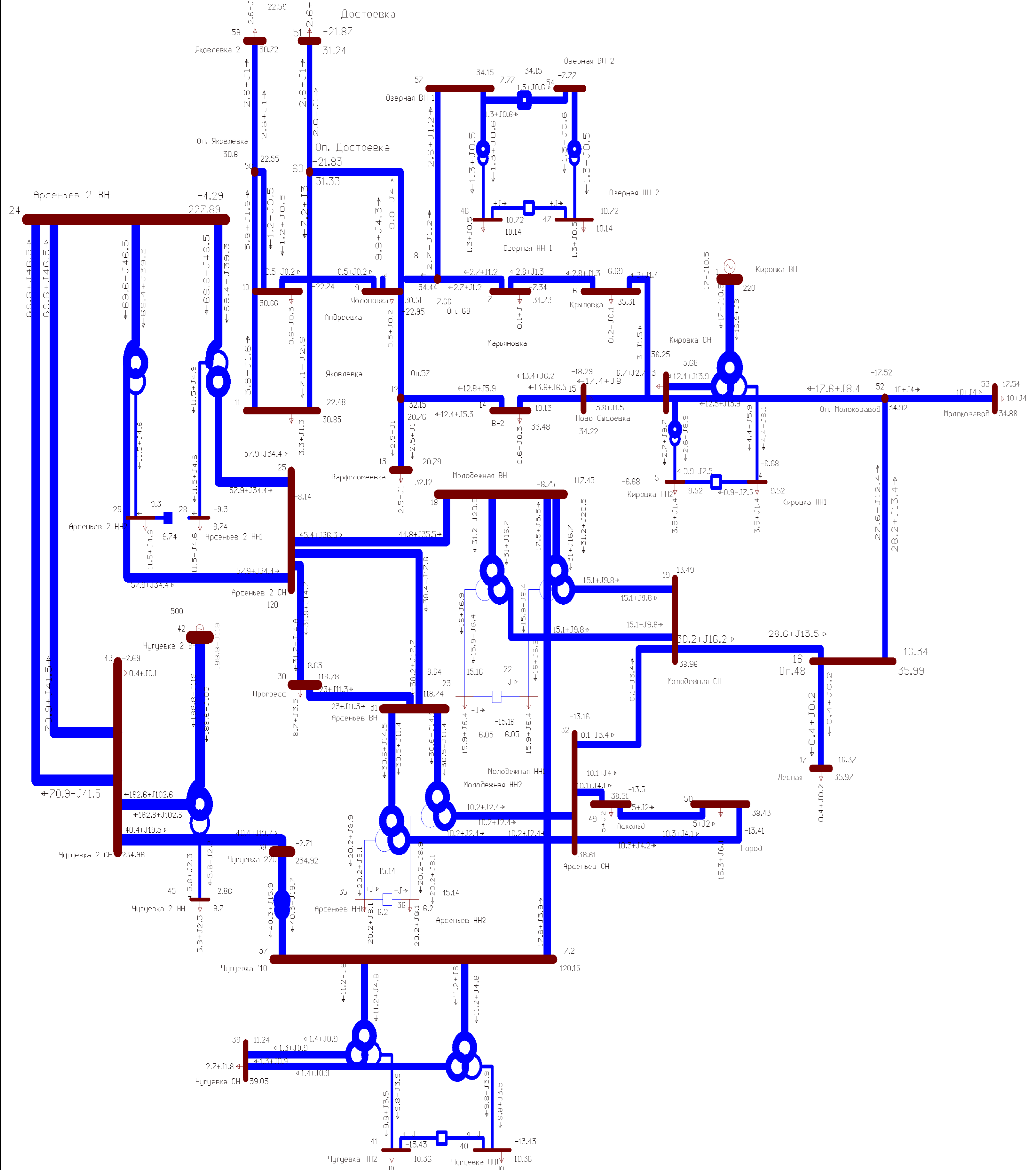


Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название линии	Токовая нагрузка, %
Кировка-Крыловка	1,3 %
Крыловка-Марьяновка	0,7 %
Марьяновка-Оп.68	0 %
Яблонька-Андреевка	2,5 %
Андреевка-Яковлевка	9,2 %
Яковлевка-Оп.57	14,1 %
Оп.57-Варфоломеевка	6,2 %
Оп.57-В-2	22 %
В-2-Ново-Сысоевка	28 %
Ново-Сысоевка-Оп.48	29,2 %
Оп.48-Лесная	16,3 %
Оп.48-Молодежная	54,4 %
Молодежная-Арсеньев-2	30,2 %
Молодежная-Чугуевка-1	4,3 %
Молодежная-Арсеньев-1	2,9 %
Арсеньев-2-Чугуевка-2	
Арсеньев-2-Прогресс	26,8 %
Арсеньев-2-Арсеньев-1	29,1 %
Прогресс-Арсеньев-1	560,8 %
Чугуевка-1-Чугуевка-2	314,8 %
Арсеньев-Город	283,9 %
Гражданка-Чернышевка	27,7 %
Аскольд-Город	93,2 %

ВКР 14.04.0.13.03.02.СХ		
Графика исходной схемы		
Литера	Масса	Масштаб
Лист 3	Листов 8	
Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ТЭСР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яблонька Приморского края		
Имя	Лист	№ документа
Разработчик	Кабачев Б.В.	Подпись
Проверщик	Ротачева А.Г.	Дата
Рецензент		
Г.Контр.	Ротачева А.Г.	
И.Контр.	Савина Н.В.	
Эксперт		

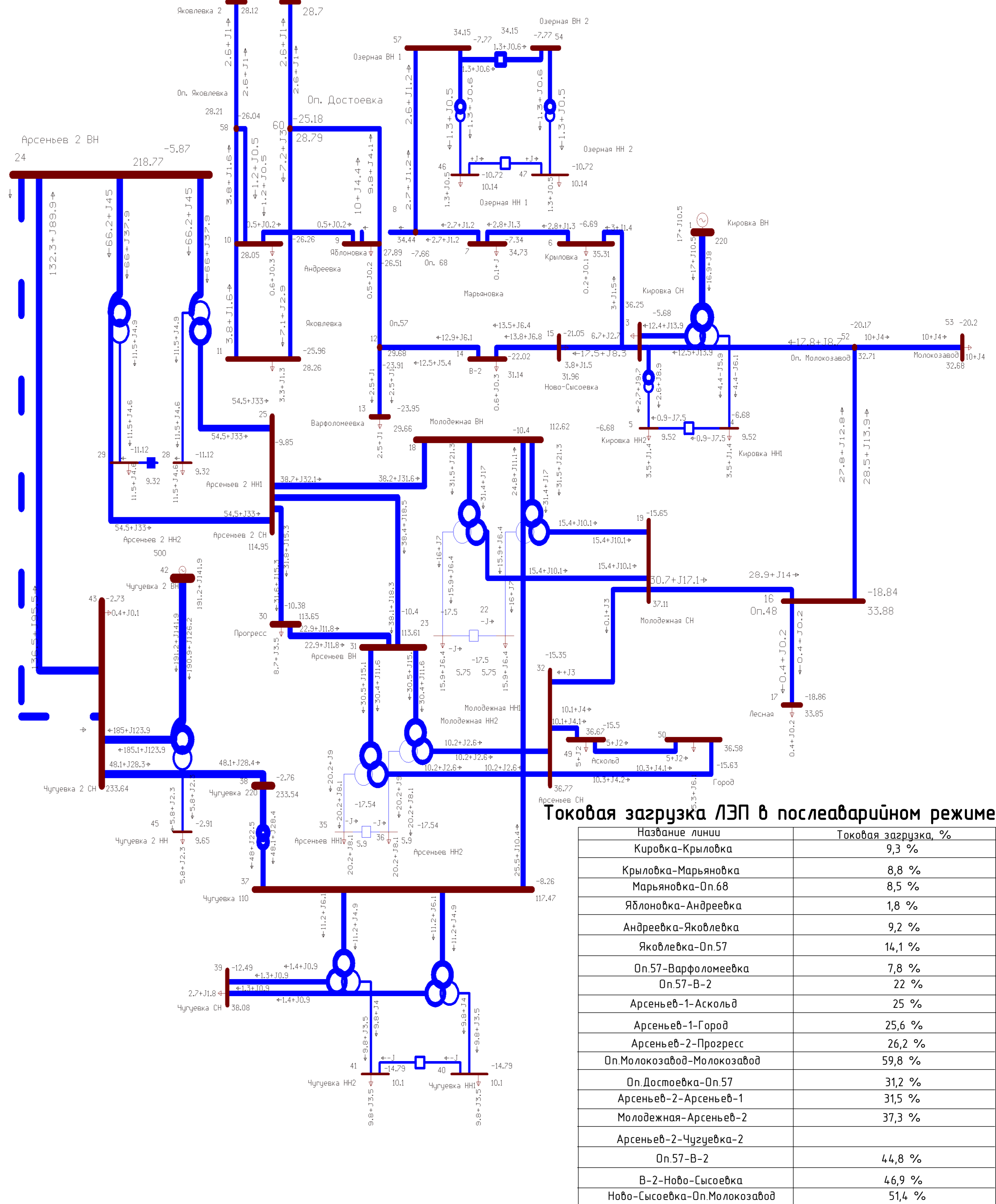
Установившийся режим 1 вариант



Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер узла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Отклонение напряжения, %		-5,69	3,57	-4,78	-4,77	0,88	-0,78	-1,59	-20,31	-19,85	-19,25	-15,19	-15,27	-11,03	-8,69	-3,21	-3,27	2,38	6,02	-3,51	-3,51	-4,12	-4,12	-0,56	4,5	-4,94	-4,94	-6,76	-6,76
Номер узла	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	49	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Отклонение напряжения, %	3,32	3,28	5,06	-0,82	-0,82	-1,75	-1,75	6,79	6,15	8,8	0,99	0,99		6,2	-3,41	-3,52	1,42	1,42	4,76	-18,01	-6,53	-6,64	-2,42	2,67	2,67	-2,42	-19,41	-19,66	-17,75

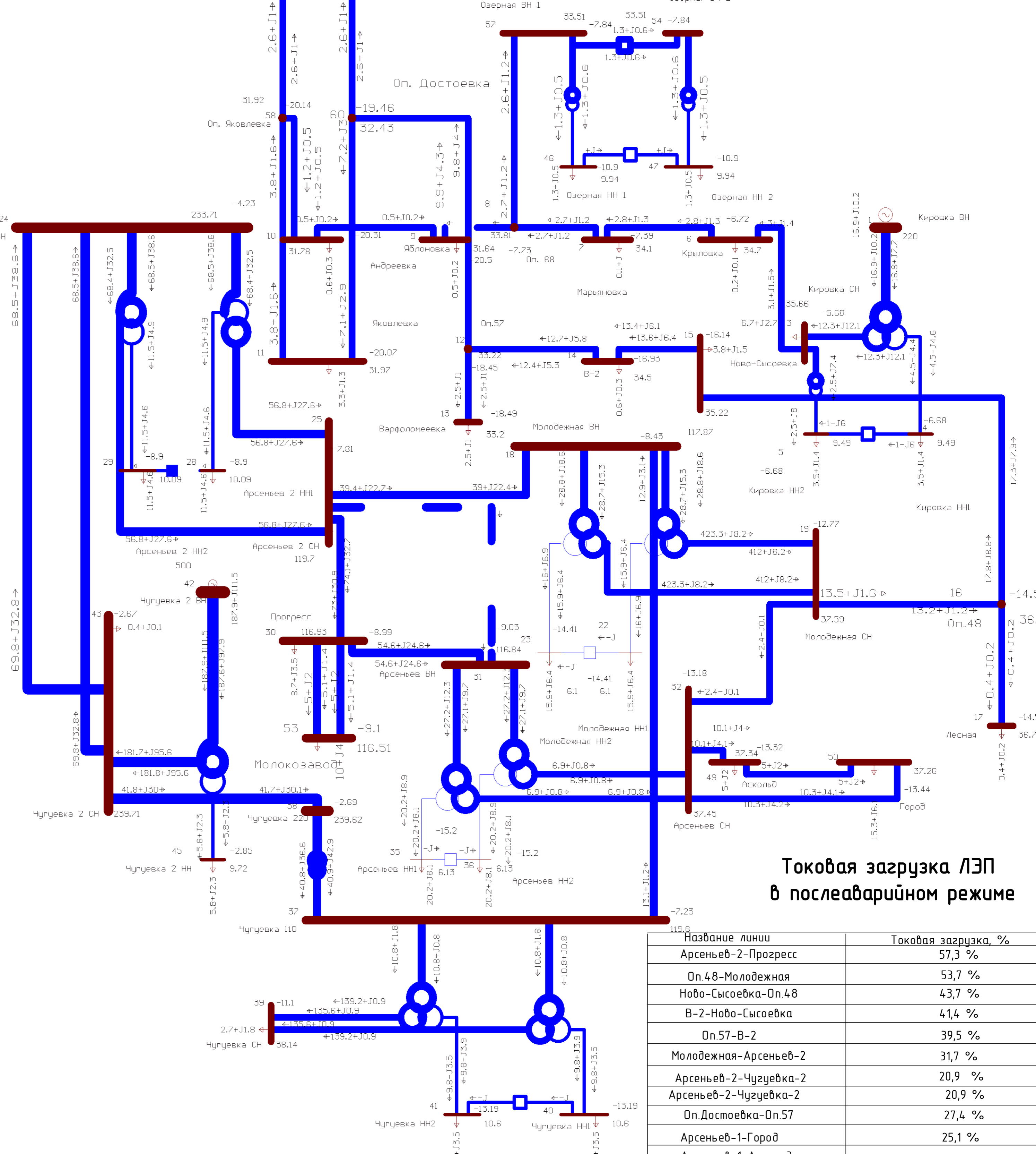
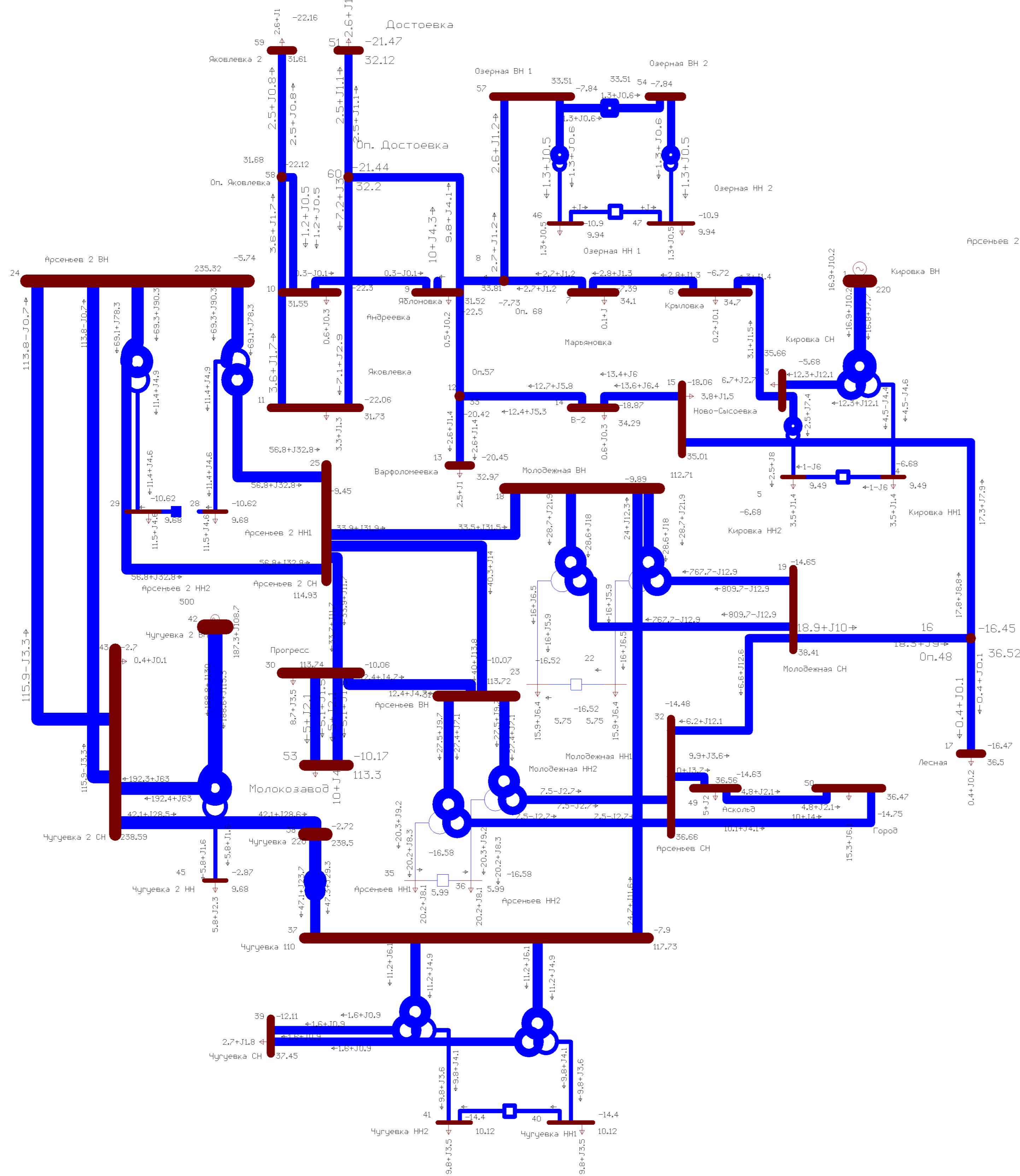
Аварийный режим 1 вариант



Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название линии	Токовая нагрузка, %
Кировка-Крыловка	9,3 %
Крыловка-Марьяновка	8,8 %
Марьяновка-Оп.68	8,5 %
Яблоновка-Андреевка	1,8 %
Андреевка-Яковлевка	9,2 %
Яковлевка-Оп.57	14,1 %
Оп.57-Варфоломеевка	7,8 %
Оп.57-В-2	22 %
Арсеньев-1-Аскольд	25 %
Арсеньев-1-Город	25,6 %
Арсеньев-2-Прогресс	26,2 %
Оп.Молокозавод-Молокозавод	59,8 %
Оп.Достоевка-Оп.57	31,2 %
Арсеньев-2-Арсеньев-1	31,5 %
Молодежная-Арсеньев-2	37,3 %
Арсеньев-2-Чугуевка-2	
Оп.57-В-2	44,8 %
В-2-Ново-Сысоевка	46,9 %
Ново-Сысоевка-Оп.Молокозавод	51,4 %
Арсеньев-2-Чугуевка-2	45,7 %
Оп.Молокозавод-Оп.48	79,2 %
Оп.48-Молодежная	92,6 %
Яковлевка-Оп.Достоевка	22,9 %

Установившийся режим 2 вариант



Токвая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название линии	Токвая нагрузка, %
Арсеньев-2-Прогресс	57,3 %
Оп.48-Молодежная	53,7 %
Ново-Сысоевка-Оп.48	43,7 %
В-2-Ново-Сысоевка	41,4 %
Оп.57-В-2	39,5 %
Молодежная-Арсеньев-2	31,7 %
Арсеньев-2-Чугуевка-2	20,9 %
Арсеньев-2-Чугуевка-2	20,9 %
Оп.Достоевка-Оп.57	27,4 %
Арсеньев-1-Город	25,1 %
Арсеньев-1-Аскольд	24,5 %
Молодежная-Арсеньев-1	25,5 %
Яковлевка-Оп.Достоевка	20,1 %
Чугуевка-1-Чугуевка-2	11,4 %
Молодежная-Чугуевка-1	17,1 %
Аскольд-Город	12,2 %
Оп.Яковлевка-Яковлевка	10,8 %
Оп.68-Озерная	15,7 %

Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер узла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Отклонение напряжения, %		-5,51	1,89	-5,07	-5,07	0,87	-2,57	-3,4	-9,6	-9,19	-8,66	-5,08	-5,15	-1,42	0,63	4,93	4,87	7,15	7,4	2,18	2,18	1,72	1,72	6,23	8,82	2,71	2,71	0,89	0,89
Номер узла	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	49	50	51	53	54	55	56	57	58	59	60
Отклонение напряжения, %	6,3	6,22	6,99	2,92	2,92	2,1	2,1	8,73	8,92	8,97	5,98	5,98	8,96	-2,67	-2,78	-0,63	0,63	6,7	6,45	-7,57	5,92	-4,24	7,56	7,56	-4,24	-8,81	-9,02	-7,34	

ВКР 14.04.013.03.02.СХ

Изм	Лист	№ докум	Подп	Дата
Разраб	Колдеев Б.В.			
Провер	Ратаева А.Г.			
Размещен				
Т.Контр				
И.Контр	Ратаева А.Г.			
Утвержд	Савина Л.В.			

Графика второго варианта подключения

Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ТЭСР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яковлевка Приморского края

Литера	Масса	Масштаб
Л		
Лист 5		Листов 8

АМГУ
Кафедра Энергетики

Высокочастотный заградитель ВЗ-630-0,5-УХЛ1

Разъединитель РГ-35-УХЛ1

Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1
 Предохранитель ПКТ 101-35-3,2-8 У1
 ОПН-35/27/10/550 УХЛ1
 Выключатель ВБУ-35
 Трансформатор тока ТРГ-УХЛ1-35
 Разъединитель РГ-35-УХЛ1

Разъединитель РГ-35-УХЛ1

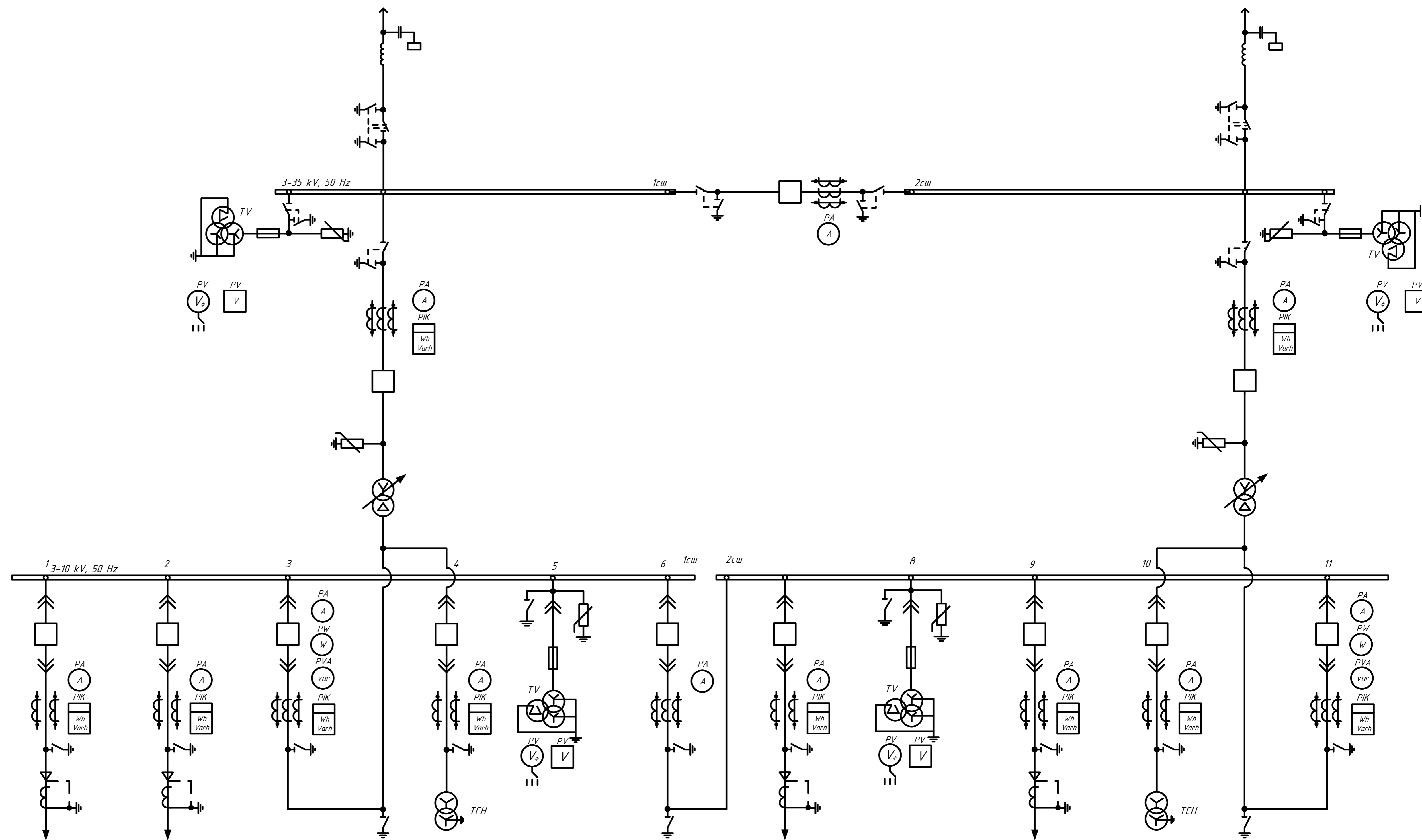
Трансформатор тока ТРГ-УХЛ1-35

Выключатель ВБУ-35

ОПН-35/27/10/550 УХЛ1

Трансформатор ТМН-2500/35

КРУ - 10 кВ
 Типа Д-12Р

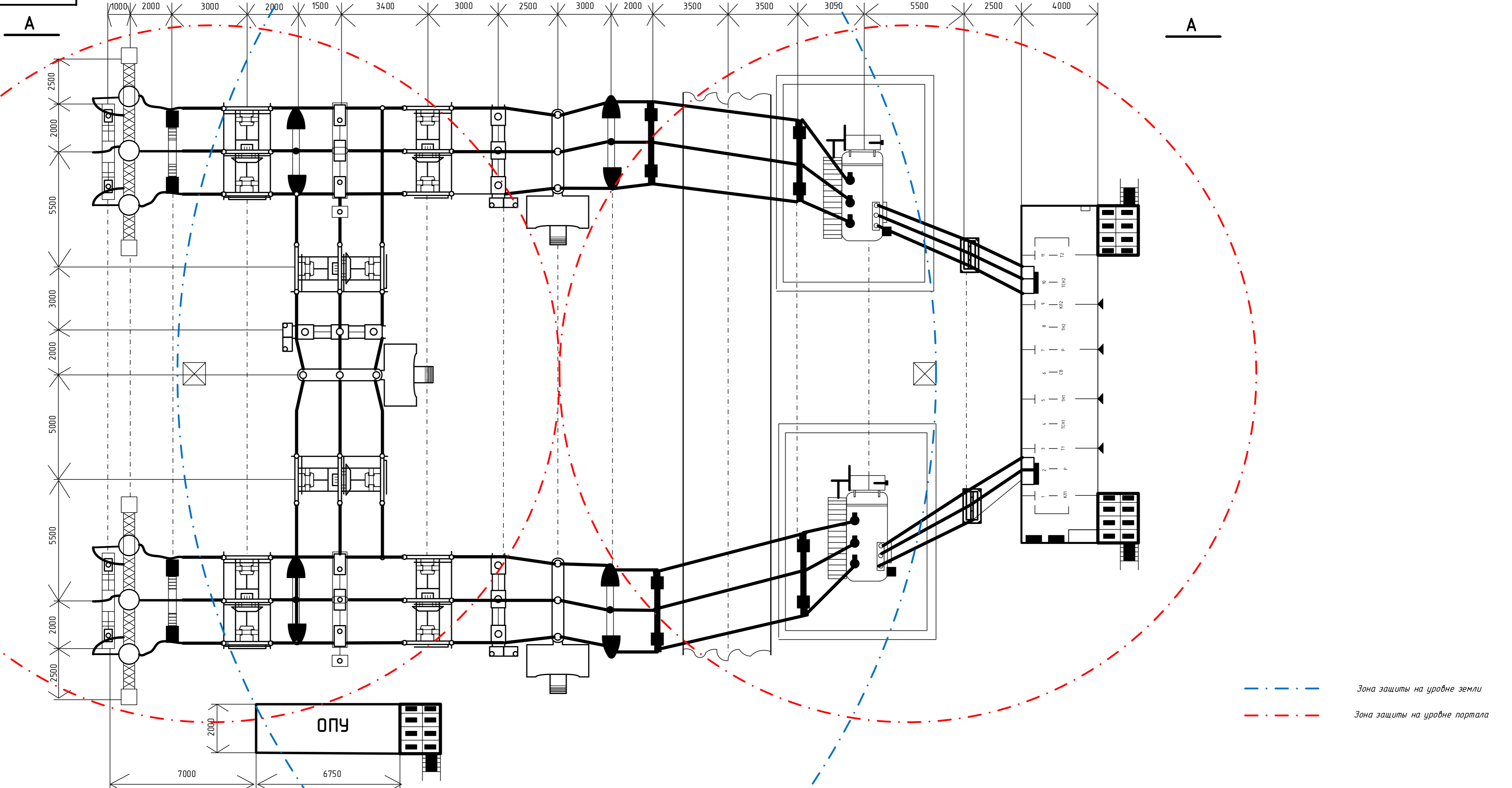




Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Назначение	КЛ1	Резерв	Ввод 10 кВ 1Т	1 ТСН 10 кВ	1 ТН 10 кВ	СВ 10 кВ	Резерв	2 ТН 10 кВ	КЛ 2	2 ТСН 10 кВ	Ввод 10 кВ 2Т
Измерительный трансформатор	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10	НАМИ-10 УХЛ1	ТШЛ-10	ТШЛ-10	НАМИ-10 УХЛ1	ТШЛ-10	ТШЛ-10	ТШЛ-10
Выключатель	ВД-4	ВД-4	ВД-4	ВД-4		ВД-4	ВД-4		ВД-4	ВД-4	ВД-4
Трансформатор собственных нужд				ТМ-100/10						ТМ-100/10	
ОПН					ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1			ОПН-10/7,2/10/400 УХЛ1			
Предохранитель					ПКТ 101-10-5-12,5 У1			ПКТ 101-10-5-12,5 У1			

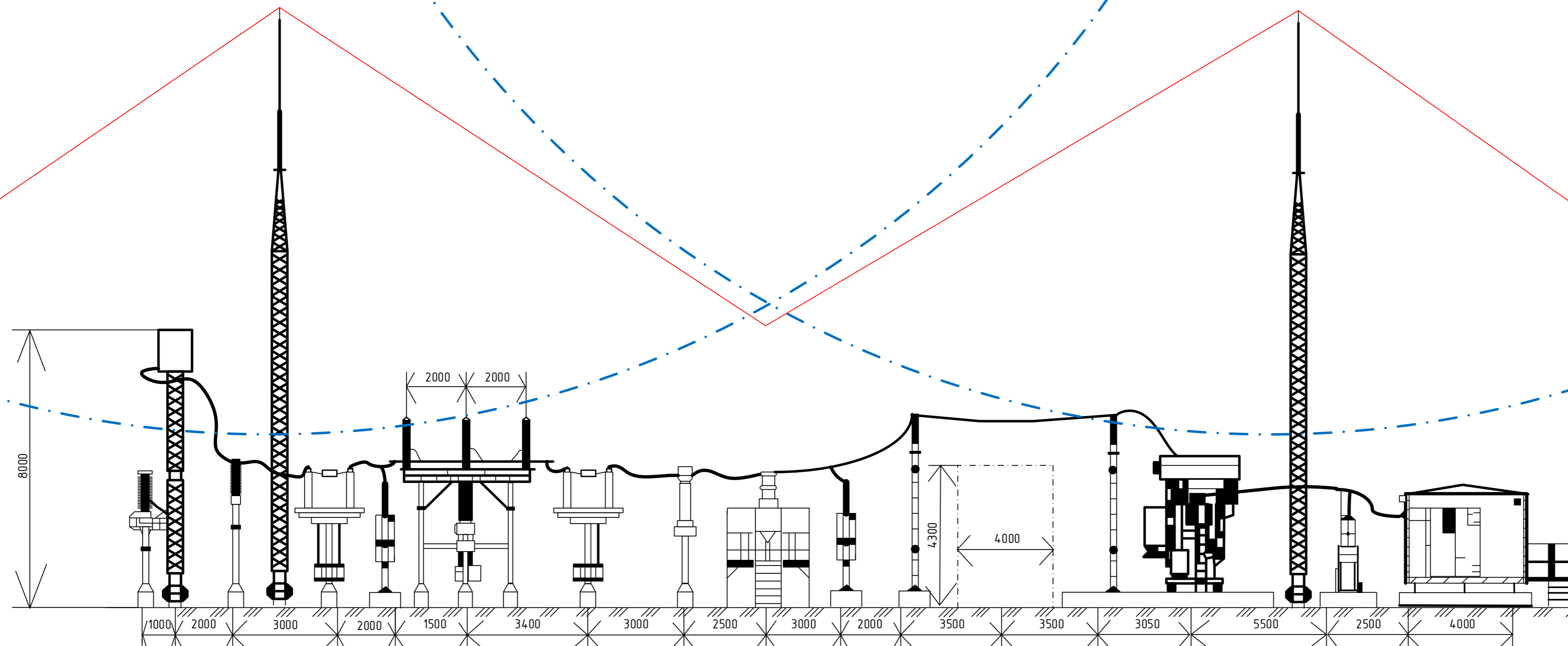
ВКР 14.04.0 13.03.02.СХ

Имя	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Подробная однолинейная схема ПС 35/10 «Озерная»	Листер	Масса	Масштаб
Разработал	Кашуба Б.В.					Л		
Проверил	Ротачева А.Г.							
Т. номер						Лист в	Листов в	
И. номер	Ротачева А.Г.					АмГУ Кафедра энергетики		

Разработка оптимальной схемы подключения объектов второй очереди ТЭСР Михайловский в районе подстанции 35 кВ Яковлевка Приморского края



 Зона защиты на уровне земли
 Зона защиты на уровне портала



				ВКР.14.04.0.13.03.02.СХ		
Изм.	Лист	№ Выход.	Подпись	Дата	Лист 7	
Разработал	Кобылев Б.В.				Лист 8	Лист 9
Проверил	Ротачева А.Г.				Лист 10	
Т. номер					Лист 11	
Н. номер	Ротачева А.Г.				Лист 12	
Чел	Соболев Н.В.				Лист 13	

План ПС 35/10
 «Узерная»
 Разработана оптимальная схема подключения
 объектов второй очереди ТЭСЗР
 Михайловский в районе подстанции 35 кВ
 Являевка Пензенского края

АМГУ
 Кафедра энергетики