


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
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

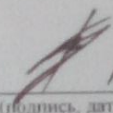
 Н.В. Савина

« 24 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

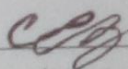
на тему: Развитие электрических сетей филиала АО «ДРСК» – «Хабаровские
электрические сети» в районе подстанции напряжением 110 кВ Бройлерная

Исполнитель
студент группы 442-об 3

 15.06.2018
(подпись, дата)


Д. А. Захаров

Руководитель
доцент, к. т. н.

 21.06.18
(подпись, дата)

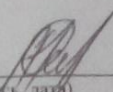
А. А. Казакул

Безопасность проекта
канд. техн. наук., доцент

 19.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
канд. техн. наук., доцент

 18.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

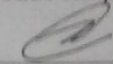
Благовещенск 2018

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
« 21 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Захарова Дмитрия Андреевича

1. Тема работы: Развитие электрической сети филиала АО ДРСК Хабаровские
электрические сети в районе ПС 110 кВ Бройлерная-2

(утверждено приказом от 12.03.2018 № 573-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 22 июня 2018.
3. Исходные данные к дипломной работе (проекту): географическая карта энергорайона, электрическая схема сети, электрическая нагрузка существующих подстанций.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): географическая и климатическая характеристика района, прогнозирование нагрузок, разработка и анализ вариантов ПС, выбор оптимальной конструкции ПС, расчет ТКЗ, выбор электрических аппаратов, оценка грозоупорности ВЛ, релейная защита, расчёт технико-экономических показателей, безопасность и экологичность проекта.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 137 страниц, 31 рисунок, 44 таблицы, 89 формул, 7 приложений, 20 источников.
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов) _____

7. Дата выдачи задания 21.03.18

Руководитель дипломной работы (проекта): Казакул А.А., к.т.н., доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 1.05.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 21 рисунок, 31 таблицы, 48 формул, 10 приложений, 40 источников.

ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ГРОЗОУПОРНОСТЬ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе было произведено технологическое реконструирование подстанции "Бройлерная-2" Хабаровского края.

Спрогнозированы электрические нагрузки подстанций рассматриваемого района на 2021 год и рассчитаны их вероятностные характеристики, разработаны оптимальные варианты реконструирования подстанции, выбрано основное силовое оборудование и проведена его проверка, рассчитаны токи короткого замыкания на шинах подстанции, произведён выбор и проверка электрических аппаратов, произведена защита линии электропередачи и открытого распределительного устройства от прямых ударов молнии, произведена оценка грозоупорности, рассчитаны уставки устройств релейной защиты и автоматики, рассчитаны технико-экономические показатели проекта, проведён анализ безопасности и экологичности вводимого объекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климато-географическая характеристика исследуемого района электрической сети	9
1.1 Климатическая характеристика	9
1.2 Характеристика источников питания	12
1.3 Структурный анализ эквивалента электрической сети	16
2 Расчёт и прогнозирование электрических нагрузок	22
3 Разработка и анализ конкурентоспособных вариантов схем подстанции	29
4 Качественный и технический отбор конкурентоспособных вариантов	30
4.1 Анализ 1 варианта ПС Бройлерная-2	30
4.2 Анализ 2 варианта ПС Бройлерная-2	36
5 Расчёт токов короткого замыкания	41
6 Выбор и проверка электрических аппаратов	48
6.1 Выбор выключателей	48
6.2 Выбор разъединителей	49
6.3 Выбор трансформаторов тока	51
6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	54
6.5 Выбор шинных конструкций	56
6.5.1 Выбор жёстких шин	56
6.5.2 Выбор гибких шин	57
6.6 Выбор изоляторов	59
6.7 Выбор ограничителей перенапряжения	60
6.8 Выбор высокочастотных заградителей	61
7 Грозоупорность линии электропередачи и молниезащита подстанции	63
7.1 Молниезащита ПС "Бройлерная-2"	63
8 Экономический расчёт	67
8.1 Устанавливаемое оборудование	67
8.2 Капитальные вложения	67

8.3 Расчет амортизационных отчислений	69
8.4 Расчет эксплуатационных затрат	71
8.5 Расчет затрат на оплату труда	73
8.6 Расчет страховых взносов	76
8.7 Расчет прочих затрат	76
8.8 Определение себестоимости и ЧДД	77
9 Безопасность и экологичность проекта	81
9.1 Безопасность	81
9.2 Экологичность	87
9.3 Чрезвычайные ситуации	88
9.4 Расчет шума трансформатора	88
Заключение	91
Библиографический список	92
Приложение А	96
Приложение Б	98

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ТЭЦ - тепловая электростанция;

ПС - подстанция;

РУ - распределительное устройство;

ПВК - программно-вычислительный комплекс;

ГОСТ - государственный стандарт;

ГЭН - график электрических нагрузок;

КУ - компенсирующее устройство;

РПН - регулировка под нагрузкой;

ЭДС - электродвижущая сила;

КЗ - короткое замыкание;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ЧДД - чистый дисконтированный доход.

ВВЕДЕНИЕ

Хабаровский край — субъект Российской Федерации, расположен на Дальнем Востоке России. Административный центр — город Хабаровск. Хабаровский край образован 20 октября 1938 года указом Президиума Верховного Совета СССР «О разделении Дальневосточного края на Хабаровский и Приморский края». Граничит на севере с Магаданской областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Амурской областью, на юго-западе с Еврейской автономной областью, а также Китаем, на юго-востоке с Приморским краем. С севера-востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока — Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные — Шантарские. Общая протяжённость береговой линии — около 2500 км, включая острова — 3390 км.

В представленной работе реализовано реконструкция подстанции Бройлерная-2 существующей электрической сети Хабаровского района. Актуальность данной работы обусловлена программой развития электроэнергетики Хабаровского края на 2018-2022 годы.

Для реализации представленного проекта были поставлены следующие задачи:

- 1) климато-географический и режимный анализ рассматриваемого района, а так же определения эффективности работы существующей электрической сети;
- 2) прогнозирование нагрузок подстанций для обеспечения эффективности и безопасности работы сети с учётом перспективы развития Хабаровского края;
- 3) разработка вариантов подключения подстанции Бройлейная-2;
- 4) выбор и проверка силового оборудования с последующим его включением в имеющуюся сеть;

- 5) разработка схем распределительных устройств, выбор и проверка электрических аппаратов с предварительным расчётом токов короткого замыкания на шинах рассматриваемой подстанции;
- 6) обеспечение защиты путем установки молниеотводов и грозотроса, расчёт грозоупорности;
- 7) защита проектируемого сегмента от действий токов короткого замыкания - выбор и расчёт уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- 8) обеспечение безопасности и экологичности проектируемой подстанции в периоды строительства, монтажа, эксплуатации;
- 9) расчёт технико-экономических показателей, обоснование целесообразности реализации предлагаемого проекта;
- 10) заключение об эффективности выполненной работы.

В выпускной квалификационной работе были использованы программно-вычислительные комплексы: MathCad15, RastrWin3.

MathCad15 - инженерное программное обеспечение для выполнения математических операций из класса систем автоматизированного проектирования. Данный комплекс обладает простотой и интуитивностью использования вследствие визуального сопровождения вычислений, что делает его удобным для коллективной работы. Автором данного комплекса является Аллен Раздов.

RastrWin3 - программно-вычислительный комплекс, позволяющий производить необходимые инженерные расчёты электроэнергетической сети: расчёт и оптимизация режимов электрической сети; расчёт токов короткого замыкания; графическое отображение расчётной сети; утяжеление режимов и т.д. RastrWin3 используется на территории России, Югославии, Киргизии, Узбекистана, Белоруссии, Молдовы. Автором данного комплекса является Владимир Неуймин.

1 КЛИМАТО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На территории Хабаровского края осуществляют свою деятельность АО "ДРСК", ПАО "ФСК ЕЭС". Предприятия обслуживают линии электропередачи протяженностью 8136 километра напряжением 0,4-500 кВ, 1403 подстанций напряжением 35-110 кВ. На 1 квартал 2018 года предприятия имеют следующие технические показатели: отпуск электроэнергии в сеть – 1636473.885 кВт*ч; полезный отпуск электроэнергии – 1223444.594 кВт*ч; потери электроэнергии – 143421.969 кВт*ч (8.01%); полезный отпуск мощности потребителям – 1733.552 МВт (1).

1.1 Климатическая характеристика

Хабаровский край расположен в восточной части Российской Федерации, в Дальневосточном федеральном округе. На севере граничит с Магаданской областью и Республикой Саха (Якутия), на западе с Еврейской автономной областью, Амурской областью, а также Китаем, на юге с Приморским краем, с севера- востока и востока омывается Охотским морем, с юго-востока - Японским морем. От острова Сахалин отделяется проливами Татарский и Невельского. Помимо основной, континентальной части, в состав края входят несколько островов, среди них самые крупные - Шантарские. Общая протяженность береговой линии около 2500 км, включая острова - 3390 км.

Территория края простирается с юга на север на 1800 км, с запада на восток - на 125-750 км. Общая площадь территории края составляет 788 600 км², это 4,5 % всей территории страны, или 4-е место среди субъектов Российской Федерации. Основные горные хребты - Сихоте-Алинь, Сунтар-Хаята, Джугджур, Буреинский, Дуссе-Алинь, Ям-Алинь. Высочайшая точка - гора Берилл (2933 м), самая низкая соответствует уровню моря. От Москвы до Хабаровска по железной дороге - 8533 км, по воздуху - 6075 км. Около трех четвертей площади края занимают горы и плоскогорья, которые

образуют обширные системы и хребты Сихотэ-Алинь, Джугджур, Баджал, Хинган и другие. Максимальная высота гор - 2933 м. Самое большое равнинное пространство — Среднеамурская равнина, расположенная в бассейне Амура между городами Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре. Равнинные пространства сильно заболочены. В целом по краю болота занимают 10,6 % земельного фонда.

Население края на 1 января 2017 г. составило 1 333 294 человека.

Климатические условия меняются при движении с севера на юг, зависят также от близости к морю и от формы и характера рельефа. Средняя температура января от -22 °С на юге и до -40 °С на севере, на побережье от -18 °С до -24 °С. Средняя температура июля на юге +20 °С, на севере около +15 °С. Годовая сумма осадков колеблется от 400 - 600 мм на севере и до 600 - 800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов. На юге края до 90 % осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно много их в июле и августе.

Административный центр - город Хабаровск, население - на 1 января 2016 года 611 160 человек.

Весь Хабаровский край находится в 8-й часовой зоне (MSK+7). Относительно Московского времени часовая зона имеет постоянное смещение +7 часов. Смещение относительно UTC составляет +11:00.

Хабаровский край включает в себя 2 городских округа (Хабаровск и Комсомольск-на-Амуре) и 17 муниципальных районов, на территории которых находятся 29 городских поселений и 188 сельских поселений.

Располагаясь в центре Дальнего Востока, Хабаровский край имеет общие сухопутные и морские границы и удобные связи со всеми административно- территориальными образованиями региона, граничит с Китаем. Основной водной артерией является Амур. Через территорию края проходит Транссибирская и Байкало-Амурская железнодорожные магистрали и авиалинии, соединяющие районы России с тихоокеанскими портами и обеспечивающие наикратчайшие маршруты из Западной Европы и Ближнего Востока в страны Азиатско- Тихоокеанского региона. Водный путь

по реке Амур дает выход в моря Тихого океана. Навигация на Амуре в пределах края длится 160 - 180 дней в году. Общая протяженность внутренних водных судоходных путей - более 2 тыс. км.



Рисунок 1- физическая карта Хабаровского края

Район по гололёду – 4 (5*)

По ветру – 3 (4*)

Количество грозных часов – 60 – 80 часов.

1.2 Характеристика источников питания

Хабаровская ТЭЦ-1 — теплоэлектроцентраль в городе Хабаровске. Входит в состав ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», филиал «Хабаровская генерация»

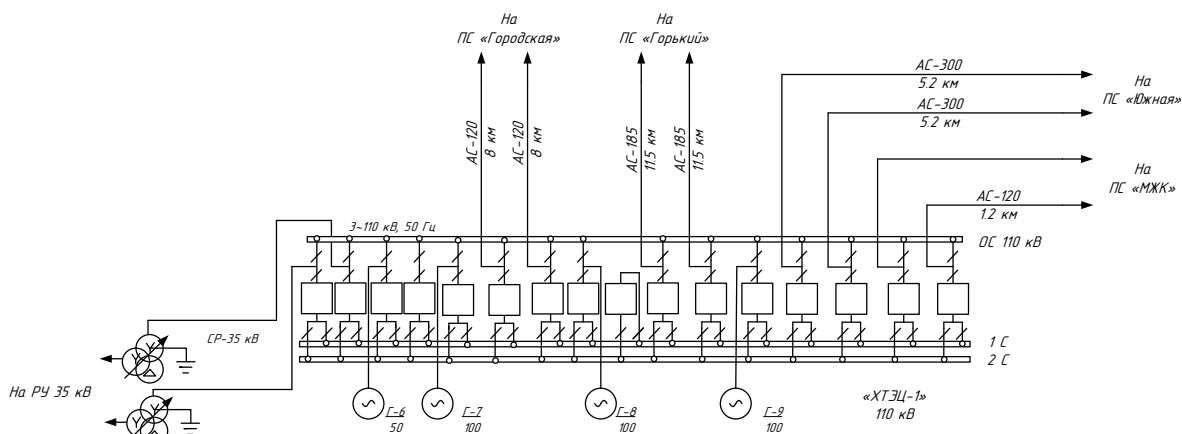
Таблица 1 - Характеристики ХТЭЦ-1

Страна	Россия
Местоположение	Хабаровск Хабаровский край
Ввод в эксплуатацию	28 сентября 1954
Основные характеристики	
Электрическая мощность, МВт	435 МВт
Тепловая мощность	1200 Гкал/час
Характеристики оборудования	
Основное топливо	Природный газ, уголь
Котельные агрегаты	ТП-170-100, БКЗ-160-100, БКЗ-220-100, БКЗ-210-140
Количество и марка турбин	ПТ-50-90, ПТ-30-90, ПР-25-90/10, Т-100-130

28 сентября 1954 года Хабаровская ТЭЦ введена в эксплуатацию включением турбоагрегата в параллельную работу с энергопоездом на промплощадке ТЭЦ и с ЦЭС Хабаровск-2. К 1972 году введен в строй последний турбоагрегат № 9 мощностью 100 МВт. Установленная мощность станции составила 485 МВт.

Для использования природного газа пришлось построить газораспределительный пункт непосредственно на ТЭЦ, смонтировать системы газопроводов низкого давления, реконструировать три котла, которые смогут работать и на угле, а в случае острой необходимости — на мазуте. Создана автоматизированная система управления котлоагрегатами. Кроме реконструкции самой станции, потребовалось выполнить большой

объём работ на внешнем газоснабжении, которое включило в себя строительство газопровода от газораспределительной станции № 1 до ТЭЦ-1 протяженностью 5850 метров, с диаметром трубы 630 миллиметров. Общая стоимость реализации проекта составила 950 миллионов рублей. В 2006 году начат перевод котлов на сжигание природного газа. 26 октября 2006 года заработал на газе котел № 11 БКЗ 210—140.



Рисунка 2 –Схема РУ-110 кВ ХТЭЦ-1

Электрическая подстанция «Хехцир-2» 500/220/10 кВ

Строительство ПС 500 кВ «Хехцир», сметной стоимостью около 1,9 млрд. рублей, началось в 2005 году. Введена в эксплуатацию 17 ноября 2006 года. Подстанция подключена к ВЛ 500 кВ ПС «Хабаровская» – Приморская ГРЭС, обеспечивающей выдачу мощности Бурейской ГЭС в энергосистемы Хабаровской и Приморского краев. Ввод подстанции «Хехцир» позволил повысить надежность энергоснабжения потребителей г. Хабаровска, поскольку обеспечивает дополнительный приток электроэнергии потребителям города, ранее не имевшего резервных источников энергоснабжения.

501x2=1002MBA.

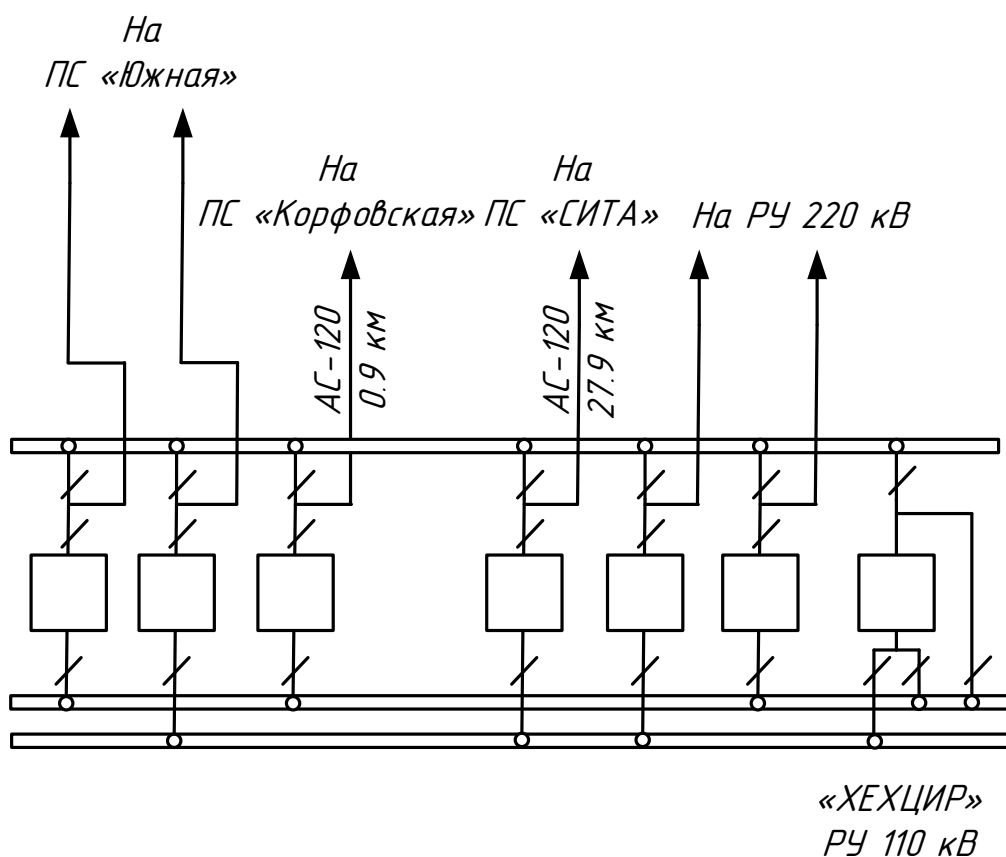


Рисунок 3 – Схема РУ 110 кВ Хехцир-2

ПС Бройлерная-2.

Подстанция Бройлейная-2 является трансформаторной подстанцией т.е. подстанцией, предназначенной для преобразования электрической энергии одного напряжения в энергию другого напряжения при помощи трансформаторов.

Данная подстанция находится на территории Хабаровского края в Хабаровском районе неподалёку от села Некрасовка. Имеет 2 трёхфазных трансформатора мощностью 6.3 МВА

В настоящее время подстанция имеет отрицательный резерв свободной мощности.

Таблица 2 - Характеристики подстанции

Таблица максимальной загрузки трансформаторов 110 кВ и 35 кВ за день контрольных замеров 21 декабря 2016 года									
по филиалу "Хабаровские электрические сети"									
N п\п	Наименование подстанции	N тр-ра	Ном. м-ть, МВА	Нагрузка (МВА) на стороне			Загрузка, %	При м.	Режим N-1
				110 кВ	35 кВ	6-10кВ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Хабаровский энергорайон									
8	Бройлерная 2	1Т	6,3	6.9	6.9	0.0	109		145
		2Т	6,3	2.3	0.0	2.3	36		

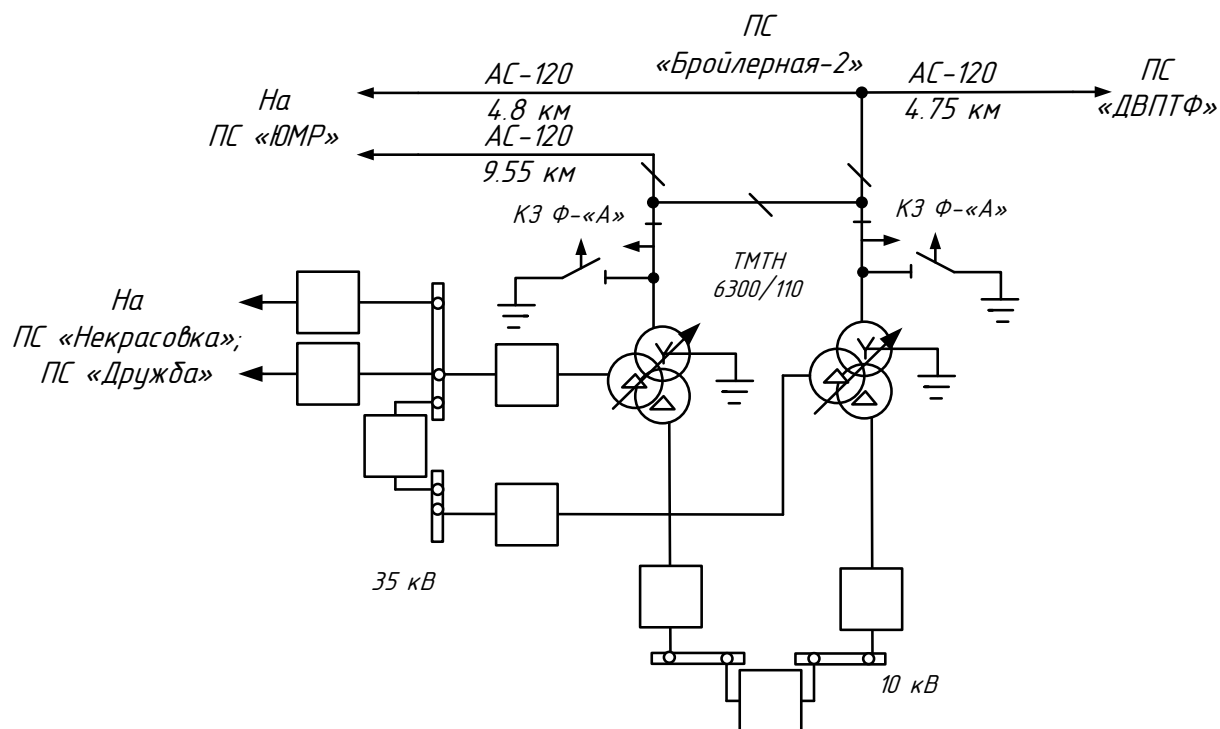


Рисунок 4 – Схема РУ 110/35/10 кВ ПС Бройлерная-2

1.3 Структурный анализ эквивалента электрической сети

Хабаровские электрические сети

Год основания 1964г

Вл -8136 км.

Пс 1403

Филиал АО ДРСК «Хабаровские электрические сети» ведет обслуживание электрических сетей и транспортировку электроэнергии на территории Хабаровского края, выработанную станциями «Дальневосточной генерирующей компании» в смежные сетевые организации и конечным потребителям, осуществляет оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями, оказывает услуги по присоединению к электрическим сетям. Филиал состоит из двух структурных подразделений – Центральные и Северные электрические сети.

Штат сотрудников филиала составляет 1324 человек.

Таблица 3 - Таблица максимальной загрузки трансформаторов 110 кВ и 35 кВ за день контрольных замеров 21 декабря 2016 года

по филиалу "Хабаровские электрические сети"								
N N пп	Наименование подстанции	N тр- ра	Ном. м-ть, MBA	Нагрузка (MBA) на стороне			Загрузк а, %	Режим N-1
				110кВ	35к В	6-10кВ		
Хабаровский энергорайон								
1	АК	1Т	25	13.5	5.8	7.7	54	135
		2Т	25	20.2	16.0	4.2	81	
2	Бройлерная 2	1Т	6,3	6.9	6.9	0.0	109	145
		2Т	6,3	2.3	0.0	2.3	36	
3	Восточная	1Т	25	18.8	13.9	4.9	75	99
		2Т	20	4.8	0.0	4.8	24	

Продолжение таблицы 3

4	Городская	1Т	40	16.7		16.7	42	78
		2Т	40	14.6		14.6	36	
5	Горький	1Т	40	20.8	14.5	6.3	52	108
		2Т	40	22.5	15.1	7.3	56	
6	ДВПТФ	1Т	6,3	0.9		0.9	14	14
7	ЗАК	1Т	16	0.0		0.0	0	0
9	Здоровье	1Т	16	1.8966		1.9	12	77
		2Т	16	10.5		10.5	66	
10	Корфовская	1Т	10	6.5	2.8	3.7	65	154
		2Т	16	14.3	13.7	0.6	89	
11	МЖК	1Т	16	5.4		5.4	34	58
		2Т	16	3.8		3.8	24	
12	НПЗ	1Т	32	20.7		20.7	65	112
		2Т	32	15.1		15.1	47	
13	НПЗ-2	1Т	32	8.0		8.0	25	41
		2Т	32	5.1		5.1	16	
14	Хабаровск-2- тяга 110кВ	1Т	40	28.2		28.2	71	112
		2Т	40	16.7		16.7	42	
15	ХЭС	1Т	40	18.9	11.6	7.3	47	95
		2Т	40	19.2	11.6	7.6	48	
16	Ц	1Т	40	19.0	10.6	8.3	47	73
		2Т	40	10.2	0.4	9.8	26	
17	Энергомаш	1Т	25	14.2		14.2	57	95
		2Т	25	9.4		9.4	38	
18	Южная	1Т	25	8.6	2.2	6.4	34	80
		2Т	25	11.3	5.1	6.2	45	
19	ЮМР	1Т	25	16.6	4.0	12.6	66	125
		2Т	25	14.5	9.3	5.2	58	

Таблица 4 - Резерв свободной мощности

№ п/п	Подстанция		Наличие (+) или отсутствие (-) свободной мощности на ПС	Резерв свободной мощности, МВт	Приме чание
	Наименован ие ПС	Адрес местонахожде ния ПС			
1	ПС 110/35/6 кВ "АК"	680000, Хабаровский край, Хабаровск	-	-6,722	
2	ПС 110/35/10 кВ "Бройлерна я 2"	680507, Хабаровский край, Хабаровский р-н, Некрасовка с	-	-2,526	
3	ПС 110/35/6 кВ "Восточная"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-7,821	
4	ПС 110/6 кВ "Городская"	680000, Хабаровский край, Хабаровск	-	-7,690	
5	ПС 110/35/6 кВ "Горький"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-12,122	

6	ПС 110/10 кВ "ДВПТФ"	680539, Хабаровский край, Хабаровский р-н, Мирное с	+	3,780	
7	ПС 110/6 кВ "Здоровье"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-0,898	
8	ПС 110/35/10 кВ "Корфовска я"	680504, Хабаровский край, Хабаровский р-н, Корфовский рп	-	-22,342	
9	ПС 110/6 кВ "МЖК"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-4,190	
10	ПС 110/6 кВ "НПЗ"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	+	3,241	
11	ПС 110/35/6 кВ "ХЭС"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-7,010	

12	ПС 110/35/6 кВ "Ц"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	+	2,130	
13	ПС 110/6 кВ "Энергомаш "	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-10,602	
14	ПС 110/35/6 кВ "Южная"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	+	0,871	
15	ПС 110/35/6 кВ "ЮМР"	680000, Хабаровский край, Хабаровск г	-	-10,931	

В последние годы много внимания уделяется модернизации подстанций с заменой оборудования на вакуумные и элегазовые выключатели, совершенствованию систем телеуправления, телеконтроля и автоматизированного учета электроэнергии. Реконструируются ЛЭП и подстанции, в частности, в Хабаровске, с переводом их с напряжения 35 кВ на 110 кВ, увеличением мощности трансформаторов. Реконструированы, ПС «Судоверфь», «Здоровье», «ХЭС» и «СМР». Строительство «закрытых» подстанций сопровождается оснащением их самым современным коммутационным оборудованием и средствами автоматики на основе микропроцессорной техники. В 2008 году введена в строй подстанция «Парк Гайдара». Ввод данного объекта позволил улучшить электроснабжение краевого центра. Сегодня в центральной части дальневосточной столицы

взамен старой, исчерпавшей все резервы по мощности, строится новая ПС «Городская».

Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением 500, 220, 110, 35 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии. На подстанциях эксплуатируется оборудование, которое выработало свой ресурс и морально устарело, нуждается в замене. Процент износа линий электропередачи и подстанций приведен в таблице 35. На напряжение 35-110 кВ приведены данные электросетевых объектов, находящихся в собственности АО ДРСК.

Таблица 5 - Процент износа линий электропередачи и подстанций

Класс напряжения, кВ	Единицы измерения	Годы:				
		2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
Износ подстанций						
500 кВ	%	53	54	54	54	54
220 кВ	%	86	87	87	87	87,5
110 кВ	%	64,5	66,5	66	67	67
35 кВ	%	68	69	68,5	68,6	69
6-10/0,4 кВ	%	74	74,5	76	76,5	77
Износ линий электропередачи						
500 кВ	%	30	31	31	31	31
220 кВ	%	47	48	48	48	48
ПО кВ	%	58	59	59,5	60	60
35 кВ	%	56	57	61	61,5	61,5
10-6-0,4 кВ	%	57	58	59	60,5	61

2. РАСЧЕТ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Параметры состояние электрической сети непрерывно изменяются, например, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режима их работы (в соответствии с ходом технологического процесса производства и т.д.), что, следовательно, приводит к изменению величин нагрузок. Наиболее резкое изменение электрического состояния наблюдается в распределительных сетях, особенно в промышленных. По мере увеличения ступени напряжения данные изменения являются предсказуемыми, что приводит к укрупнению нагрузки по отношению к питающим сетям. Изменение электрического состояния оказывается менее резким и более определенным. Нагрузки стабилизируются, изменяются медленнее и в меньших пределах.

Для количественной характеристики работы электрической сети рассматриваются ее рабочие режимы. Под рабочим режимом сети понимается ее условное установившееся электрическое состояние, определяемое её параметрами, т.е. параметрами режима.

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

Электрические нагрузки снимаются во время контрольных замеров, т.е. два раза в год – зимой и летом (самый короткий зимний день и самый длинный летний день).

Определяем вероятностные характеристики потребителей.

Для зимы:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{ср} = N_{тп} \cdot S_{т(ном)} \cdot K_3 \cdot \cos(\varphi) \quad (1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg(\varphi), \quad (2)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов;

$S_{m(ном)}$ - номинальная мощность трансформатора;

$K_з$ - коэффициент загрузки трансформатора.

По максимальной мощности выбираются все элементы сети за исключением трансформаторов. Трансформаторы выбираются по средней мощности.

$$P_{max} = K_{max} \cdot P_{cp}, \quad (3)$$

$$Q_{max} = K_{max} \cdot Q_{cp}, \quad (4)$$

где K_{max} - коэффициент максимума, равный 1,2.

Таблица 6 - Исходные данные

Наименование	Трансформаторы	S_n (МВА)	S (МВА)		
			110кВ	35кВ	6-10кВ
Хабаровск-2- тяга 110кВ	1Т	40	28.2	-	28,2
	2Т	40	16.7	-	16,7
ЮМР	1Т	25	16.6	4,0	12,6
	2Т	25	14.5	9,3	5,2
ДВПТФ	1Т	6.3	0.9	-	0,9
Бройлерная-2	1Т	6.3	6.9	6,9	-
	2Т	6.3	2.3	-	2,3

Для расчета прогноза нагрузок нам необходимы активная (P) и реактивная (Q) мощность нагрузки, см. Приложение А и Лист 1.

Таблица 7 – Нагрузка на 2016 год

2016 год		110кВ		35кВ		6-10кВ	
Наименование	Трансформаторы	<i>P</i> (МВт)	<i>Q</i> (МВар)	<i>P</i> (МВт)	<i>Q</i> (МВар)	<i>P</i> (МВт)	<i>Q</i> (МВар)
АК	1Т	12,534	5,014	5,385	2,154	7,149	2,86
	2Т	18,755	7,502	14,856	5,942	3,9	1,56
Бройлерная 2	1Т	6,406	2,563	6,406	2,563	0	0
	2Т	2,135	0,854	0	0	2,135	0,854
Восточная	1Т	17,455	6,982	12,906	5,162	4,55	1,82
	2Т	4,457	1,783	0	0	4,457	1,783
Городская	1Т	15,506	6,202	0	0	15,506	6,202
	2Т	13,556	5,422	0	0	13,556	5,422
Горький	1Т	19,312	7,725	13,463	5,385	5,849	2,34
	2Т	20,891	8,356	14,02	5,608	6,778	2,711
ДВПТФ	1Т	0,836	0,334	0	0	0,836	0,334
ЗАК	1Т	0	0	0	0	0	0
Здоровье	1Т	1,761	0,704	0	0	1,764	0,706
	2Т	9,749	3,9	0	0	9,749	3,9
Корфовская	1Т	6,035	2,414	2,6	1,04	3,435	1,374
	2Т	13,277	5,311	12,72	5,088	0,557	0,223
МЖК	1Т	5,014	2,006	0	0	5,014	2,006
	2Т	3,528	1,411	0	0	3,528	1,411
НПЗ	1Т	19,219	7,688	0	0	19,219	7,688
	2Т	14,02	5,608	0	0	14,02	5,608
НПЗ-2	1Т	7,428	2,971	0	0	7,428	2,971
	2Т	4,735	1,894	0	0	4,735	1,894
Хабаровск-2- тяга 110кВ	1Т	26,183	10,473	0	0	26,183	10,473
	2Т	15,506	6,202	0	0	15,506	6,202

ХЭС	1Т	17,548	7,019	10,77	4,308	6,778	2,711
	2Т	17,827	7,131	10,77	4,308	7,056	2,823
Ц	1Т	17,641	7,056	9,842	3,937	7,706	3,083
	2Т	9,47	3,788	0,371	0,149	9,099	3,64
Энергомаш	1Т	13,184	5,274	0	0	13,184	5,274
	2Т	8,728	3,491	0	0	8,728	3,491
Южная	1Т	7,985	3,194	2,043	0,817	5,942	2,377
	2Т	10,492	4,197	4,735	1,894	5,757	2,303
ЮМР	1Т	15,413	6,165	3,714	1,486	11,699	4,68
	2Т	13,463	5,385	8,635	3,454	4,828	1,931

Прогнозируемая нагрузка

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{тек}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{тек}}}, \quad (5)$$

$$Q_{\text{прог.}} = Q * (1 + a)^n \quad (6)$$

a – относительный прирост нагрузки примем (0,02) [3]

n – разница между прогнозируемым годом и годом снятия показаний.

$$n = 2021 - 2016 = 5 \text{ (год)} \quad (7)$$

Таблица 8 – Прогноз нагрузок на 2021 год.

2021 год		110кВ		35кВ		6-10кВ	
Наименование	Трансформаторы	$P_{\text{прог.}}$ (МВт)	$Q_{\text{прог.}}$ (МВар)	$P_{\text{прог.}}$ (МВт)	$Q_{\text{прог.}}$ (МВар)	$P_{\text{прог.}}$ (МВт)	$Q_{\text{прог.}}$ (МВар)
АК	1Т	13,839	5,536	5,945	2,378	7,893	3,158
	2Т	20,707	8,283	16,402	6,56	4,306	1,722

Бройлерная 2	1Т	7,073	2,83	7,073	2,83	0	0
	2Т	2,357	0,943	0	0	2,357	0,943
Восточная	1Т	19,272	7,709	14,249	5,699	5,024	2,009
	2Т	4,921	1,969	0	0	4,921	1,969
Городская	1Т	17,12	6,848	0	0	17,12	6,848
	2Т	14,967	5,986	0	0	14,967	5,986
Горький	1Т	21,322	8,529	14,864	5,945	6,458	2,584
	2Т	23,065	9,226	15,479	6,192	7,483	2,993
ДВПТФ	1Т	0,923	0,369	0	0	0,923	0,369
ЗАК	1Т	0	0	0	0	0	0
Здоровье	1Т	1,944	0,777	0	0	1,948	0,779
	2Т	10,764	4,306	0	0	10,764	4,306
Корфовская	1Т	6,663	2,665	2,871	1,148	3,793	1,517
	2Т	14,659	5,864	14,044	5,618	0,615	0,246
МЖК	1Т	5,536	2,215	0	0	5,536	2,215
	2Т	3,895	1,558	0	0	3,895	1,558
НПЗ	1Т	21,219	8,488	0	0	21,219	8,488
	2Т	15,479	6,192	0	0	15,479	6,192
НПЗ-2	1Т	8,201	3,28	0	0	8,201	3,28
	2Т	5,228	2,091	0	0	5,228	2,091
Хабаровск-2- тяга 110кВ	1Т	28,908	11,563	0	0	28,908	11,563
	2Т	17,12	6,848	0	0	17,12	6,848
ХЭС	1Т	19,374	7,75	11,891	4,756	7,483	2,993
	2Т	19,682	7,873	11,891	4,756	7,79	3,117
Ц	1Т	19,477	7,79	10,866	4,347	8,508	3,404
	2Т	10,456	4,182	0,41	0,165	10,046	4,019
Энергомаш	1Т	14,556	5,832	0	0	14,556	5,823
	2Т	9,636	3,854	0	0	9,636	3,854

Южная	1Т	8,816	3,526	2,256	0,902	6,56	2,624
	2Т	11,584	4,634	5,228	2,091	6,356	2,543
ЮМР	1Т	17,017	6,807	4,101	1,641	12,917	5,167
	2Т	14,864	5,945	9,534	3,813	5,331	2,132

Используя полученные значения нагрузок и справочные данные по трансформаторам, проводам ЛЭП и кабелям, вводим данные в программу RastrWin3.

Таблица 9 – Токовая загрузка Трансформаторов послеаварийного режима.

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_dop
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЭЦ-3 220 - АТ ХТЭЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЭЦ-3 - ПС ХТЭЦ-3 110	444	889	ВН	1,050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 1	58	57	ВН	33	174.2
30	41	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 2			ВН	33	
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	43	136	ВН	104	41.6
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	14	156	ВН	364	3.9
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН			ВН	104	
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН			ВН	364	

Продолжение таблицы 9

50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1,050.00	16.5
52	51	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9
53	51	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод что нам необходимо реконструировать подстанцию Бройлерная-2.

3. РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ПОДСТАНЦИИ

Принципы и цели, на которых базируется и строится работа по подготовке проектной документации:

1. Передача и распределение заданного количества электроэнергии (рассчитывается по графику потребления);
2. Надежная работа электроустановок и системы в целом;
3. Стабильные качественные характеристики электроэнергии (заданные);
4. Сокращение затрат на сооружение подстанций;
5. Снижение ежегодных издержек на содержание и обслуживание объектов энергосистемы.

Надежность и стабильность тока определяются принятыми нормативами, задается количество электроэнергии же в техническом задании, которое заказчик предоставляет исполнителю перед началом проектирования. В задачи специалистов входит поиск оптимального решения, которое обеспечит достижения необходимых показателей мощности, отпускаемой энергии, качества при минимальных возможных затратах финансовых, временных и трудовых ресурсов.

Исходя из этого, составляем 2 варианта ПС Бройлерная-2, которые приведены на Листе 3.

В 1 варианте предлагается замена РУ 110 кВ. типа (4Н), и 2 силовых трансформаторов, марки ТДТН-10000/110.

Во 2 варианте перелагается замена РУ 110 кВ. типа (5Н) 2 шт, ЗРУ 10 и 35 кВ. и ввести в эксплуатацию 1 силового трансформатора, марки ТМТН-6300/110

4 КАЧЕСТВЕННЫЙ И ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТБОР
 КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ

4.1 Анализ 1 варианта ПС Бройлерная-2

Таблица 10 – Токовая загрузка трансформаторов нормальный режим

Токовая загрузка тр-в 1 вариант Нормальный режим							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_dop
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЭЦ-3 220 - АТ ХТЭЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЭЦ-3 - ПС ХТЭЦ-3 110	444	889	ВН	1,050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная- 2 - нейтр. 1	28	28	ВН	53	53.3
30	41	ПС Бройлерная- 2 - нейтр. 2	28	28	ВН	53	53.3
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	21	66	ВН	165	12.8
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	7	77	ВН	577	1.2
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН	21	66	ВН	165	12.7
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН	7	77	ВН	577	1.2
50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1,050.00	16.5

52	51	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9
53	51	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9

Таблица 11 – Токовая нагрузка трансформаторов послеаварийный режим

Токовая нагрузка тр-в 1 вариант отключение 2 трансформатора							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_dop
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЭЦ-3 220 - АТ ХТЭЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЭЦ-3 - ПС ХТЭЦ-3 110	444	889	ВН	1,050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная- 2 - нейтр. 1	28	28	ВН	53	108.3
30	41	ПС Бройлерная- 2 - нейтр. 2	28	28	ВН	53	
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	21	66	ВН	165	26.2
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	7	77	ВН	577	2.4
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН	21	66	ВН	165	
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН	7	77	ВН	577	

50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1,050.00	16.5
52	51	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9
53	51	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9

Исходя из полученных данных послеаварийног режима наблюдается небольшой перегруз на трансформаторе №1 но при выборе более мощного трансформатора наблюдается очень большой недогруз трансформаторов.

Поэтому проверяем трансформатор по температурному режиму верхних слоёв масла.

Трансформатор ТДТН 10000\110 кВ с системой охлаждения Д установлен в местность с эквивалентной температурой окружающей среды $\theta_{\text{охл.}} = 0^{\circ}\text{C}$ Нагрузка трансформатора составляет 108% в течении $t_1=12\text{ч.}$; на протяжении $t_2=12\text{ч.}$ – на уровне 53% номинальной, $\vartheta_{\text{ннт.м}} = 20^{\circ}$.

Необходимо определить:

- максимальную температуру верхних слоев масла и наиболее нагретой точки обмотки

Решение:

По формулам определим значения эквивалентных нагрузок двухступенчатого графика:

$$I_{\text{э.м.}} = I_{\text{н}} * \sqrt{\frac{1.08^2 * 12}{12}} = 1.08 * I_{\text{н}} \quad (8)$$

$$I_{\text{э.н.}} = I_{\text{н}} * \sqrt{\frac{0.53^2 * 12}{12}} = 0.53 * I_{\text{н}} \quad (9)$$

Находим значения эквивалентных нагрузок:

$$K_1 = \frac{I_{\text{э.м.}}}{I_{\text{н}}} = 1.08 \quad (10)$$

$$K_1 = \frac{I_{\text{э.м.}}}{I_{\text{н}}} = 1.08 \quad (11)$$

Фактическая продолжительность максимума, составляет:

$$t_{\text{м}} = t_1 = 12 \text{ч.} \quad (12)$$

Определим допустимую величину $t_{\text{м.доп}}$, соответствующую полученным выше коэффициентам эквивалентных нагрузок.

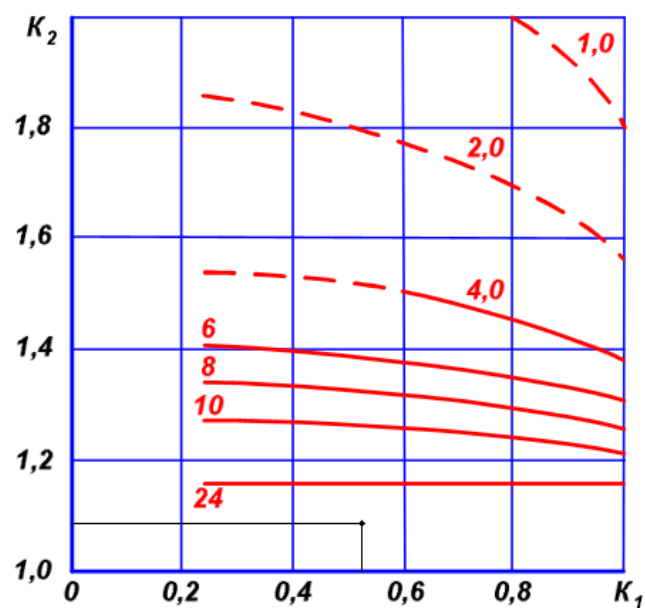


Рисунок 5 – Определение $t_{\text{м.доп}}$

Из построений на рис. имеем $t_{м,доп} \geq 24ч.$, что в два раза превышает фактическую продолжительность максимума. Следовательно, заданный условиями задачи режим перегрузки допустим.

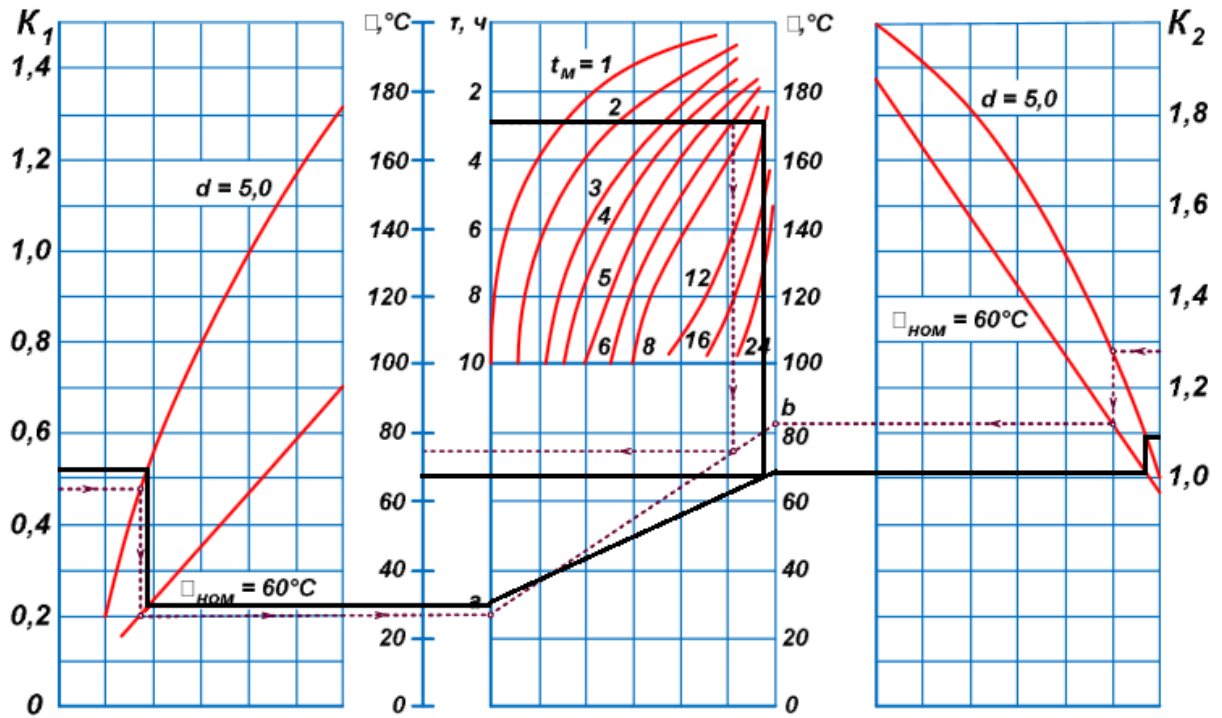


Рисунок 6 – Определение ϑ_M

По графику определяем величину превышения температуры верхних слоев масла над температурой окружающей среды, исходя из следующих данных:

$$\tau = 3ч. \quad \vartheta_M = 68^\circ$$

Температура верхних слоев масла θ_M :

$$\theta_M = \theta_{охл.} + \vartheta_M = 0 + 68 = 68^\circ C \quad (13)$$

Температура наиболее нагретой точки силового трансформатора:

$$\theta_{ннт.м} = \theta_M + \vartheta_{ннт.м} = 68 + 20 = 88^\circ C \quad (14)$$

Полученные значения $\theta_{\text{ннт.м}}$ и $\theta_{\text{м}}$ меньше предельно допустимых для режима систематических перегрузок величин:

$$\theta_{\text{м.макс.доп.}} = 95^{\circ}\text{C}$$

$$\theta_{\text{ннт.макс.доп.}} = 140^{\circ}\text{C}$$

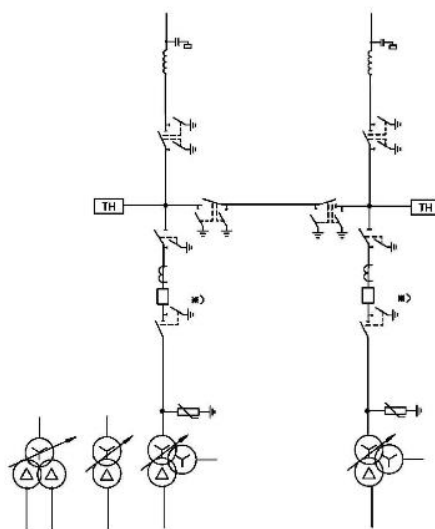
Полученные результаты подтверждают сделанный выше вывод о допустимости рассмотренного режима перегрузки трансформатора.

Таблица 12 - Экономическая выгода 1 варианта

Вариант 1	Количество	Цена за 1 шт.	Итого
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	11900000 руб.	11900000руб.
Трансформаторы ТДТН-10000\110	2 шт.	4682000 руб.	9364000 руб.
Всего		21264000руб.	

Для первого варианта предлагается следующая схема РУ

*Схема № 110-4Н
Два блока с выключателями и неавтоматической
перемычкой со стороны линий*



Разъединители, отмеченные Ж, предусматриваются при наличии питания со стороны БН.

**Рисунок 7 – Два блока с выключателями и неавтоматической
перемычкой со стороны линий**

4.2 Анализ 2 варианта ПС Бройлерная-2

Таблица 13 – Токовая нагрузка трансформаторов нормальный режим

Токовая нагрузка тр-в 2 варианта ПС Бройлерная-2							
N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_dop
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЭЦ-3 220 - АТ ХТЭЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЭЦ-3 - ПС ХТЭЦ-3 110	444	889	ВН	1,050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная- 2 - нейтр. 1	18	18	ВН	33	55.5

Продолжение таблицы 13

30	41	ПС Бройлерная- 2 - нейтр. 2	18	18	ВН	33	55.4
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	14	43	ВН	104	13.1
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	5	49	ВН	364	1.2
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН	14	43	ВН	104	13.1
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН	5	50	ВН	364	1.2
50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1,050.00	16.5
52	51	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9
53	51	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9
30	54	ПС Бройлерная- 2 - нейтр.3	18	18	ВН	33	55.4
54	55	нейтр.3 - Т3 СН	14	43	ВН	104	13.1
54	56	нейтр.3 - Т3 НН	5	50	ВН	364	1.2

Таблица 14 – Токовая загрузка трансформаторов послеаварийный режим:
отключение 2 трансформатора

Токовая загрузка тр-в 2 варианта ПС Бройлерная-2							
N_на ч	N_ко н	Название	I_на ч	I_ко н	Мест о	Идоп_рас ч	I/I_do р
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЭЦ-3 220 - АТ ХТЭЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЭЦ-3 - ПС ХТЭЦ-3 110	444	889	ВН	1,050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 1	18	18	ВН	33	84.9
30	41	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 2	18	18	ВН	33	
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	14	43	ВН	104	20.1
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	5	49	ВН	364	1.9
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН	14	43	ВН	104	
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН	5	50	ВН	364	
50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1,050.00	16.5
52	51	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9

53	51	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хехцир - ПС Хехцир 110	104	208	ВН	1,050.00	9.9
30	54	ПС Бройлерная-2 - нейтр.3	18	18	ВН	33	84.8
54	55	нейтр.3 - Т3 СН	14	43	ВН	104	20.1
54	56	нейтр.3 - Т3 НН	5	50	ВН	364	1.9

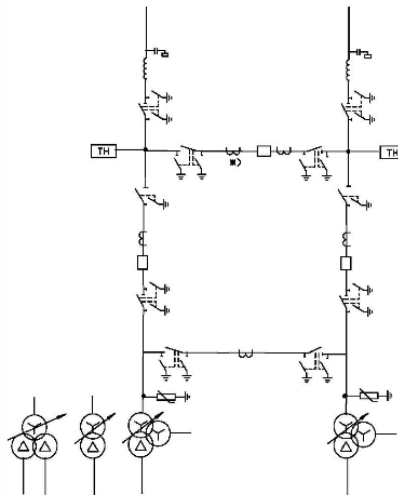
Исходя из полученных данных послеаварийног режима наблюдается нормальная нагрузка на трансформаторе №1 и 3.

Таблица 15 - Экономическая выгода 2 варианта

Вариант 2	Количество	Цена за 1 шт.	Итог
Выключатели 10 кВ	2 шт.	190000 руб.	380000 руб.
Выключатели 35 кВ	2 шт.	940000 руб.	1880000 руб.
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов (5АН) 110 кВ	2 шт.	23100000руб.	46200000руб.
Трансформаоры ТМТН-6300\110	1 шт.	3160000 руб.	3160000руб.
Всего		51620000руб.	

Для второго варианта предлагается следующая схема РУ

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



*Трансформаторы тока, отмечены Х),
устанавливаются при соответствующем оборудовании.*

Рисунок 8 – Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора

Проанализировав 2 варианта модернизации ПС Бройлерная-2 более выгодным вариантом является вариант под номером 1, так как он экономичней на 30356000 руб. и меньше по количеству заменяемого оборудования.

5 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

При проектировании электроэнергетических систем необходимо рассчитывать различные режимы её работы. Особое внимание стоит уделить аварийному режиму, так как неисправности в сети, могут привести к смерти или причинить вред здоровью человеку, повредить или вывести из строя дорогостоящее электрооборудование, вызвать каскадный сбой работы энергосети.

К аварийным режимам работы электросети можно отнести:

низкое напряжение, вызванное коммутацией электроприборов, носит кратковременный характер;

слабый ток, вызванный частичным разрывом цепи или замыканием на корпус, в результате чего в цепи появляется дополнительное сопротивление, ограничивающее ток;

скачок напряжения - увеличение значения напряжения электроприбора в десятки или сотни раз вследствие резкого обрыва нагрузки или, например, удара молнии;

короткое замыкание (КЗ) - резкое возрастание электрического тока в цепях электроустановок, не предусмотренное нормальным режимом работы сети, которое приводит к сбоям работы оборудования.

Наиболее частой причиной возникновения аварийных режимов работы являются КЗ. Для исключения возможности их негативного действия, с ними начинают бороться ещё на стадии проектирования. Для этого рассчитывают теоретические значения токов короткого замыкания, по расчётным данным выбирают электрические аппараты и устройства релейной защиты.

В трёхфазных сетях возникают следующие виды коротких замыканий:

Трёхфазные - симметричное замыкание - все три ветви находятся в одинаковых условиях, а величина переходного сопротивления равна нулю;

Двухфазное - несимметричное короткое замыкание, особой фазой которой является провод, не подверженный воздействию переходного сопротивления;

Однофазное - замыкание, возникающее в результате падения фазного провода на землю; двухфазное на землю - короткое замыкание, причиной которого является падение сразу двух проводов на землю.

В результате возникновения несимметрии, аварийные токи удобнее представить в виде суммы трёх различных последовательностей: нулевой (ток в нейтральном проводе или земле); обратной (направление тока от нагрузки к источнику питания); прямой (направление тока от источника питания к нагрузке). Для расчёта тока каждой из последовательностей первоначально составляются их одноимённые схемы замещения.

В схему замещения прямой и обратной последовательностей вносятся своими фактическими сопротивлениями, так как от изменения порядка чередования фаз сопротивления элементов не изменятся, однако в схеме замещения обратной последовательности ЭДС принимают равной нулю - закорачивают. Для учёта влияния нагрузок в схемы замещения так же вносят их сопротивления в относительных единицах, равные 0.35, а так же ЭДС, принятые 0.85 о.е. Схема замещения нулевой последовательности существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Влияние будет иметь заземление нейтрали трансформаторов. Для возможности протекания тока нулевой последовательности нейтраль трансформатора должна быть заземлена, в то время как схема соединения треугольником является фильтром нулевой последовательности и сопротивление этого трансформатора в схему замещения не вносится. В результате протекания тока нулевой последовательности по линиям электропередачи они увеличивают индуктивное сопротивление линии, поэтому для нахождения можно воспользоваться допущением, что отношение сопротивлений ЛЭП нулевой и прямой последовательности равно трём.

Для расчётов токов КЗ использовалась ППК RastrWin3. В качестве базисного напряжения взято номинальное напряжение высокой стороны расчётной ПС - 110 кВ, за базисную мощность - 100 МВА. Пересчёт сопротивлений ЛЭП и трансформаторов производился по формуле 15:

$$Z_{o.e.}^* = Z_{u.e.} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} \quad (15)$$

Для учёта влияния нагрузки вводится его сопротивление, приведённое к базисному напряжению, рассчитанное по формуле 16:

$$Z_{нагр.o.e.}^* = 0.35 \cdot k_{тр}^{-2} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нагр.u.e.}} \quad (16)$$

Принимая во внимание вышесказанное, для расчётного участка, представленного на рисунке 9, были составлены схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, представленные соответственно на рисунках 10, 11 и 12.

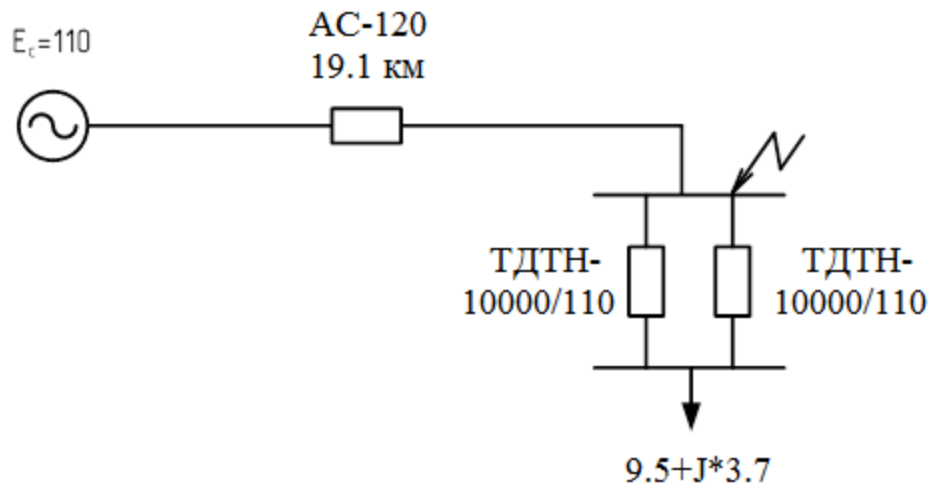


Рисунок 9 - Исходная схема для расчёта ТКЗ

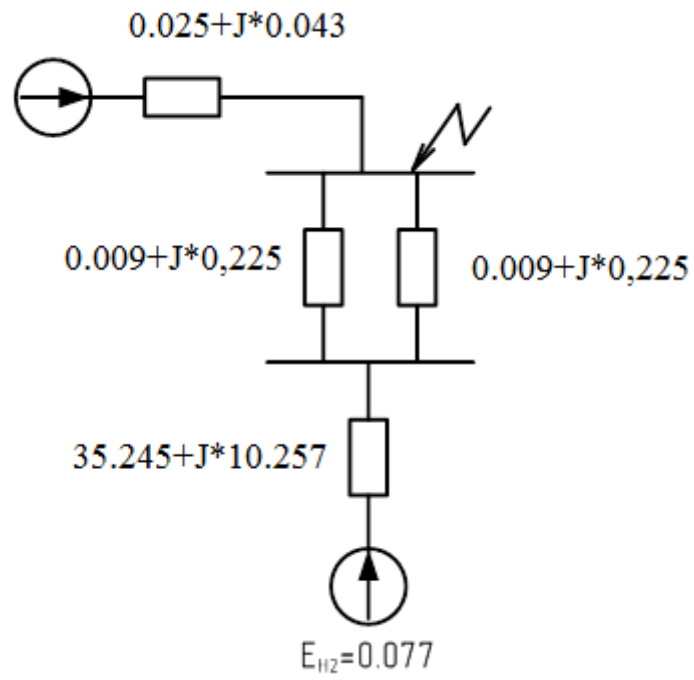


Рисунок 10 - Схема замещения прямой последовательности

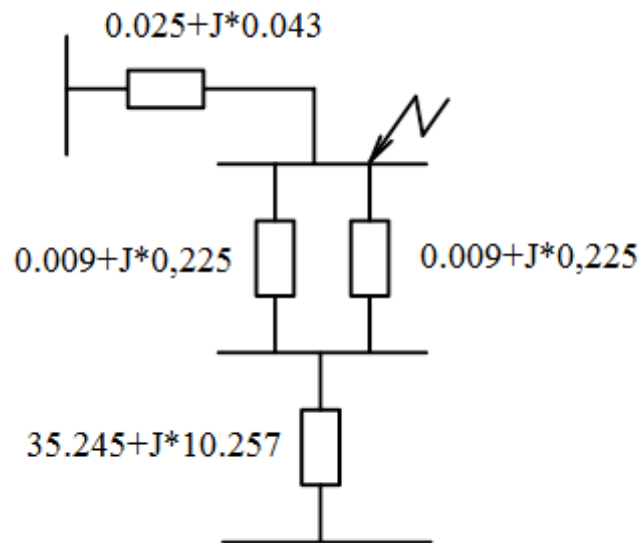


Рисунок 11 - Схема замещения обратной последовательности

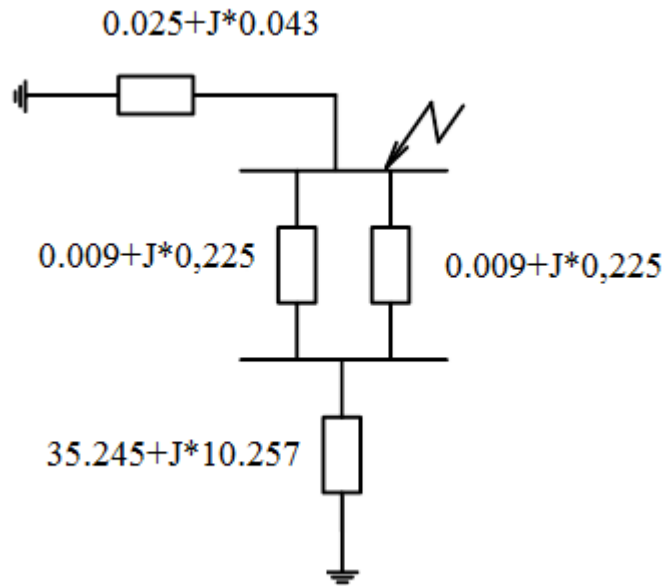


Рисунок 12 - Схема замещения нулевой последовательности

Расчёт трёхфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения ПС Бройлерная-2 приведен в Приложении А.

Для перевода тока КЗ из относительных единиц в именованные рассчитанный ток необходимо домножить на базисное значение тока, рассчитанное по формуле 17:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (17)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = I_{nep} + I_{анер} \cdot e^{\frac{-0.01 \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}}, \quad (18)$$

где f - промышленная частота сети, 50 Гц;

r_{Σ} - эквивалентное активное сопротивление;

x_{Σ} - эквивалентное реактивное сопротивление.

При расчёте несимметричных коротких замыканий (двухфазного, однофазного, двойного замыкания на землю) было использовано правило эквивалентности прямой последовательности. Согласно ему, для расчёта любого несимметричного КЗ достаточно к эквивалентному сопротивлению прямой последовательности добавить вносимое сопротивление шунта, зависящее от вида КЗ. Формулы расчёта вносимого сопротивления сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Формулы расчёта вносимого шунта

Вид КЗ	Формула расчёта шунта
Трёхфазное	$x_{ш} = 0$
Двухфазное	$x_{ш} = x_{э.кв.О.П.}$
Однофазное	$x_{ш} = x_{э.кв.О.П.} + x_{э.кв.Н.П.}$
Двойное замыкание на землю	$x_{ш} = \frac{x_{э.кв.О.П.} \cdot x_{э.кв.Н.П.}}{x_{э.кв.О.П.} + x_{э.кв.Н.П.}}$

С помощью аналогичных эквивалентных преобразований были получены эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательности, рассчитаны сопротивления вносимых шунтов и постоянные времени для каждого вида короткого замыкания. Результаты расчёта приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Параметры шунта

Вид КЗ	Сопротивление вносимого шунта, о.е.	Постоянная времени, с
Трёхфазное	0	0.00439
Двухфазное	$0.029 + j \cdot 0.038$	0.00439
Однофазное	$0.193 + j \cdot 0.065$	0.00412
Двойное замыкание на землю	$0.029 + j \cdot 0.027$	0.00431

Расчётные значения для сторон ВН; СН; и НН ПС "Бройлерная-2" при различных видах короткого замыкания приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Расчётные токи короткого замыкания

Вид КЗ	Сторона					
	ВН		СН		НН	
	Модуль, кА	Угол, °	Модуль, кА	Угол, °	Модуль, кА	Угол, °
I3ф.пер	1.06	-53.42	2.13	-58	4.27	-66
I3ф.апер	1.49	-53.42	3.2	-58	7.4	-66
I3ф.уд	1.63	-53.42	3.15	-58	7.31	-66
I2ф.пер	0.53	-53.42	1.07	-58	2.14	-66
I2ф.апер	0.75	-53.42	2.01	-58	3.02	-66
I2ф.уд	0.81	-53.42	2.32	-58	3.65	-66
I1ф.пер	0.21	-25.8	1.08	-58	2.13	-66
I1ф.апер	0.29	-25.8	2.01	-58	3.02	-66
I1ф.уд	0.29	-25.8	1.65	-58	3.65	-66
I1,1ф.пер	0.58	-49.2	2.13	-58	4.27	-66
I1,1ф.апер	0.83	-49.2	3.02	-58	6.04	-66
I1,1ф.уд	0.88	-49.2	3.16	-58	7.31	-66

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1 Выбор выключателей

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков Ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные и т.д.

Для распределительного устройства высокой стороны подстанции Терней был выбран автоматический выключатель марки LTB145D1/B - элегазовый выключатель с автокомпрессионной дугогасительной камерой (дугогасительное устройство использует энергию самой дуги, обеспечивая механической нагрузки на сам выключатель), с пружинным приводом, с возможностью эксплуатации при температуре от -60° до $+40^{\circ}$, повышенной сейсмостойкости.

Сравнение каталожных и расчётных параметров выключателя LTB145D1/B приведены в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчётных параметров выключателя LTB145D1/B

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{pMAX} = 46 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0.76 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 0.76 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$I^2_T \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 1.187 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{дин}$
$i_{АНОМ} = 26.59 \text{ кА}$	$i_{ат} = 1.08 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{АНОМ}$

Внешний вид выключателя изображен на рисунке 13.



Рисунок 13 - Внешний вид выключателя LTB145D1/B

6.2 Выбор разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

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

На стороне 110 кВ подстанции Бройлерная-2 были выбраны разъединители марки РДЗ.1-110/1000УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000УХЛ1 с одним и двумя заземляющими ножами соответственно.

Разъединители данной марки имеют два полюса, предназначены для включения или отключения обесточенных участков цепи, диапазон температур от -60° до $+40^{\circ}$.

В таблице 20 приведены параметры для выбора выключателей на стороне 110 кВ.

Таблица 20 - Параметры разъединителей марки РДЗ.1-110/1000УХЛ1 и РДЗ.2-110/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110$ кВ	$U_P = 110$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_{P_{MAX}} = 46$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 80$ кА	$i_{уд} = 6.594$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$B_K = 3964$ кА ² с	$B_K = 30.88$ кА ² с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$B_K = 992.25$ кА ² с	$B_K = 30.88$ кА ² с	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$

Внешний вид выбранных разъединителей приведен на рисунке 14.



Рисунок 14 - Внешний вид разъединителя марки РДЗ.2-110/1000УХЛ1

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока - электрический аппарат, предназначенный для питания измерительных приборов и приборов защиты. Конструктивно он представляет собой трансформатор с двумя вторичными обмотками с токами 5А или 1А и двумя сердечниками.

При выборе трансформатора тока руководствуются номинальным напряжением его исполнения, току в первичной цепи, термической и динамической стойкости токам короткого замыкания, заданному классу точности.

Перед выбором трансформаторов тока необходимо первоначально выбрать тип и число измерительных приборов, присоединяемых ко вторичной цепи, определить сопротивление соединительных проводов и контактов. Суммарное сопротивление нагрузки на вторичную обмотку трансформатора тока сравнивается с предельно допустимым сопротивлением с целью обеспечения заданного класса точности измерительных приборов.

По данным таблицы 21 была выбрана длина соединительного кабеля.

Таблица 21 - Длина соединительного кабеля

U _н , кВ	l, м
110	75 - 100
35	10
10	10

Минимальные сечения медных и алюминиевых проводов должны быть соответственно 2.5 мм² и 4 мм², максимальные сечения соответственно равны 6 мм² 10 мм².

К установке был принят кабель марки АКРНГ длиной 100 м. Сопротивление провода рассчитывается по формуле 19:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (19)$$

Сопротивление провода составляет:

$$r_{np} = \frac{0.028 \cdot 100}{4} = 0.7, \text{ Ом.}$$

Выбранные измерительные приборы и их распределение по фазам приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Параметры измерительных приборов

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В*А		
		А	В	С
Амперметр	РА194I-2К4Т	5	5	5
Ваттметр	ЦП8506-120 ВУ	5	-	5
Варметр	СТ3021-5	5	-	5
Счетчик АЭ и РЭ	СЕ - 302	9	9	9
ИТОГО		24	14	24

Сопротивление измерительных приборов, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора тока, принятой 1 А, рассчитывается по формуле 20:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2} \quad (20)$$

Расчётное сопротивление измерительных приборов составляет:

$$r_{\text{приб}} = \frac{24}{1^2} = 24, \text{ Ом.}$$

При подключении ко вторичной обмотке более трёх измерительных приборов сопротивление контактов принимается 0.1 Ом.

Таким образом, суммарное сопротивление нагрузки составляет:

$$r_{\text{сумм}} = 0.7 + 24 + 0.1 = 24.8, \text{ Ом.}$$

Для установки на стороне 110 кВ был принят трансформатор тока марки TG145N750-1500/1 - элегазовый трансформатор тока, предназначенный для эксплуатации во всех климатических зонах мира, высокой механической прочности.

Сравнение расчётных и каталожных данных сведены в таблицу 23.

Таблица 23 - Сравнение каталожных и расчётных данных трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_p = 600 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

$r_{2\text{ном}} = 83.5 \text{ Ом}$	$r_2 = 24.8 \text{ Ом}$	$r_2 \leq r_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 120 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 1.187 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 30,88\text{кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

Внешний вид выбранного трансформатора тока представлен на рисунке 15.



Рисунок 15 - Внешний вид трансформатора тока

6.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Силовые трансформаторы – элементы оборудования, которые позволяют повышать или понижать электрическую энергию входящего напряжения. В основном силовые трансформаторы применяются для передачи электроэнергии на дальние расстояния. Фактически от этих устройств во многом зависит формирование индустрии электроснабжения. Изготовители производят трансформаторы с разными функциями, применяющимися в различных областях.

Основные критерии выбора силового трансформатора:

- Амплитуда входящего напряжения от нескольких до сотен или даже тысяч вольт.
- Частота входящего тока должна быть вариативной в зависимости от применения.
- Мощность или номинальное выходное напряжение. Это опять же зависит от того, для чего заказывается трансформатор.
- Соотношение витков, то есть, является ли трансформатор понижающим, повышающим, универсальным или с несколькими обмотками.
- Уровень выдерживаемой относительной влажности.
- Температуры, при которых допускается эксплуатация и хранение.

Из расчетов 1 варианта нам подходит трансформатор марки ТДТН-10000\110 У1.

Таблица 24 - Технические характеристики ТДТН

Тип	Номинальная мощность, кВА	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Схема и группа соединения обмоток	Охлаждение	Масса, т				Длина (L) ширина (B) высота (H), мм установочная транспортная
		ВН	СН	НН			полная	масла	масла для доливки	транспортная	
ТДТН-10000/110-У1	10000	115	38	11	УН/Д/Д-11-11	Д	50,94	15,4	2,6	41,3	6388x4691x5091

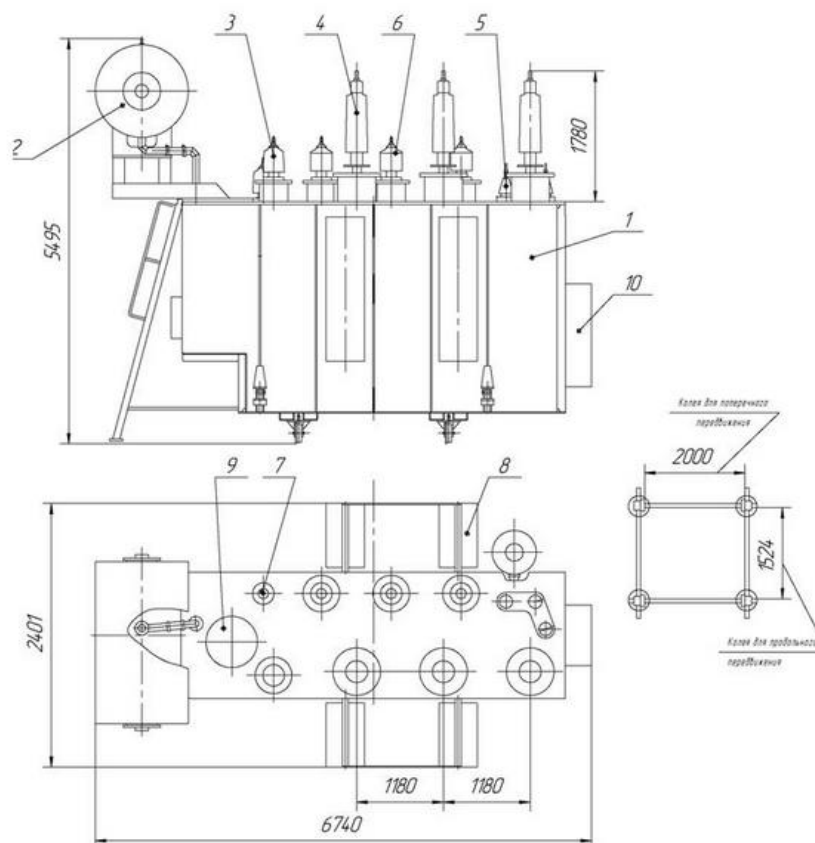


Рисунок 16 – ТДТН-10000\110 У1

6.5 Выбор шинных конструкций

6.5.1 Выбор жёстких шин

Для закрытых распределительных устройств рекомендуются к установке однополосные и двухполосные шины при токе менее 3 кА, при больших токах рекомендуется применять шины коробчатого сечения.

Выбранные шины должны отвечать требованиям допустимого тока, проверке на термическую стойкость. Согласно ПУЭ ошиновка не проверяется по экономическим токовым интервалам.

Максимальный рабочий ток составляет 46 А - приняты к установке алюминиевые шины 80*10 мм с максимальным допустимым током 2900 А.

Проверка по термической стойкости производится по формуле:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (21)$$

где C - температура нагрева шин током короткого замыкания.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{1378 \cdot 10^6}}{82} = 452.7 \text{ мм}^2.$$

Частота собственных колебаний алюминиевых шин определяется по формуле:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (22)$$

где J - момент инерции поперечного сечения шины, см⁴;

q - поперечное сечение шины, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{42,7}{8}} = 278, \text{ Гц.}$$

где J -момент инерции шины;

q -поперечное сечение шины.

6.5.2 Выбор гибких шин

Гибкие шины используются для соединения распределительного устройства с трансформаторами или генераторами, при исполнении их пучком, закрепляя в кольцах-обоймах. Такие шины используются в установках напряжением выше 35 кВ. Механическую нагрузку несут в основном сталеалюминевые провода, токоведущими являются алюминиевые провода.

Для крепления гибких шин используют гирлянду подвесных изоляторов с достаточным междуфазным расстоянием. При выборе гибких шин необходима проверка на динамическую устойчивость, которая, согласно ПУЭ, минимальная при двухфазных коротких замыканиях.

На стороне 110 кВ был выбран сталеалюминевый провод марки АС-95/16.

При проверке гибких шин по условиям коронирования, необходимо, чтобы максимальная критическая напряжённость поля превышала напряжённость поля на поверхности провода.

Максимальная критическая напряжённость рассчитывается по формуле:

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}}\right), \quad (23)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0.82);

r_o – радиус провода (0.7).

Максимальная критическая напряжённость составляет:

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,7}}\right) = 33,73 \text{ кВ/см.}$$

Напряжённость поля на поверхности провода рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_o}}, \quad (24)$$

где D_{CP} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз (500 см).

Напряжённость поля на поверхности провода составляет:

$$E = \frac{0.354 \cdot 110}{0.7 \cdot \lg \frac{500}{0.7}} = 19.5 \text{ кВ/см.}$$

$$1,07 \cdot 19,49 \leq 0,9 \cdot 34,2$$

$$20,9 \leq 30,8$$

Выбранный провод удовлетворяет требованиям проверки на корону.

6.6 Выбор изоляторов

Основные параметры выбора изоляторов - номинальное напряжение и механическая нагрузка на изоляторы. Согласно ПУЭ, механическая нагрузка не должна превышать шестидесяти процентов от максимальной допустимой нагрузки на гирлянду изоляторов.

Для высокой стороны расчётной подстанции были выбраны изоляторы марки ОСК-6-110-24-3-УХЛ1.

$$F_{расч.} = 950 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

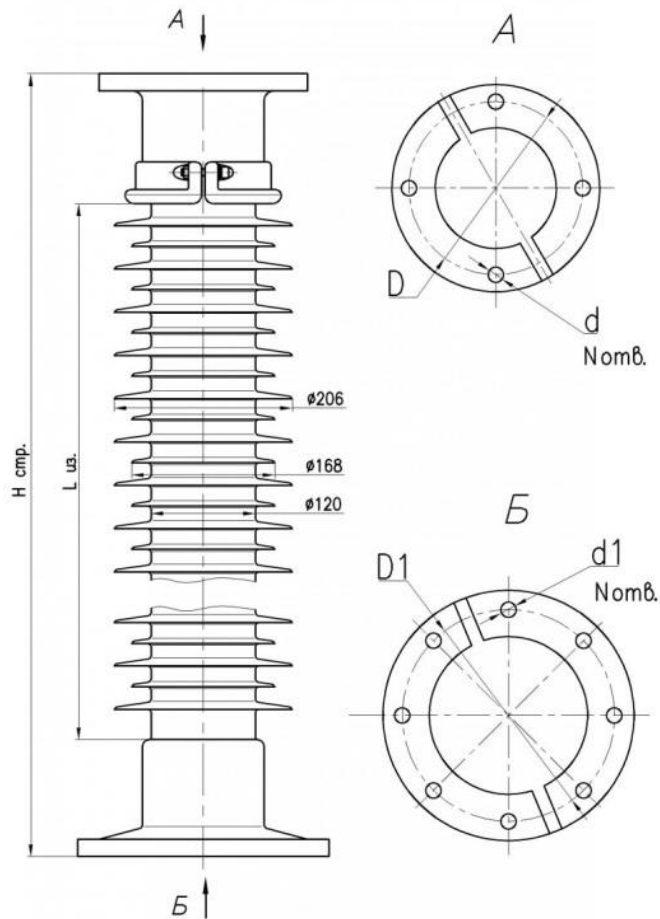


Рисунок 17 - Изолятор ОСК-6-110-24-3-УХЛ1

6.7 Выбор ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения служат для защиты электрооборудования от перенапряжений, вызванных коммутацией или ударом молнии.

Конструктивно ограничители перенапряжений выполнены в виде последовательно соединённых блоков, подключённых параллельно защищаемому объекту.

На стороне 110 кВ выбран ОПН марки ОПН – 110/86/10/550-УХЛ1.

Основные характеристики выбранных ограничителей приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Основные характеристики ОПН

Тип	Номинальное напряжение ОПН, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
ОПН – 110/86/10/55 0 УХЛ1	110	86	10	40

6.8 Выбор высокочастотных заградителей

С целью ослабления помех, вызванных высоковольтными проводами, используют высокочастотные заградители.

Конструктивно они состоят из элемента настройки и силового реактора с естественным воздушным охлаждением. При монтаже их врезают в линейные провода.

На распределительном устройстве 110 кВ приняты к установке ВЧ заградители марки ВЗ-630-0,5-У1.

Основные технические характеристики приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Сравнение каталожных и расчётных параметров ВЧ заградителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_{P_{MAX}} = 46 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$i_{пред.скв} = 41 \text{ кА}$	$i_{УД} = 1.187 \text{ кА}$	$i_{УД} \leq i_{дин}$
$I_2 T \cdot t_T = 2560 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК = 30.88 \text{ кА}^2\text{с}$	$ВК \leq I_2 T \cdot t_T$

Внешний вид и структурная схема заградителя представлены соответственно на рисунках 18.



Рисунок 18 - Внешний вид ВЗ-630-0,5 У1

7 ГРОЗОУПОРНОСТЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

При эксплуатации зданий и сооружений, имеющих металлическую конструкцию или металлические объекты, необходима их защита от прямых ударов молнии.

Открытые распределительные устройства напряжением 110 кВ и выше защищаются путём установки молниеотводов, установленных непосредственно на РУ, соединённых к контуру заземления этой подстанции. Распределительные устройства напряжением 35 кВ и ниже защищаются обособленными молниеотводами, имеющими собственные заземлители. Показателем грозоупорности подстанции является количество лет безаварийной эксплуатации, вызванной грозовыми перенапряжениями.

Для обеспечения устойчивой работы линии электропередачи к воздействию грозовых перенапряжений, необходим её расчёт при возможных прямых ударах молнии на её участок с последующим выбором и проверкой грозопровода. Показателем грозоупорности линии электропередачи является число её отключений, вызванные грозовыми перенапряжениями на 100 км длины за известное количество грозовых часов в году, обусловленных районом эксплуатации.

7.1 Молниезащита ПС "Бройлерная-2"

К установке на распределительном устройстве приняты шесть молниеотводов, два из которых установлены на прожекторным мачтах, четыре установлены на самом высоком защищаемом сооружении - линейных порталах - 17м. Собственная высота устанавливаемых молниеотводов составляет 30.5 м.

Эффективная высота молниеотвода рассчитывается по формуле:

$$h_{эф} = 0.85 \cdot h , \quad (25)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - высота молниеотвода, м.

$$h_{эф} = 0.85 \cdot 30.5 = 25.93 \text{ м.}$$

Одними из основных параметров защищаемой зоны молниеотвода являются радиус зоны защиты на уровне земли (r_0) и радиус защиты на уровне защищаемого объекта (r_x). Формула для расчёта радиуса защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (26)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 30.5) \cdot 30.5 = 34.74 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне защищаемого объекта рассчитан по формуле:

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (27)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м.

Радиус защиты на уровне линейного портала (высота портала составляет 17 м):

$$r_x = \left(1 - \frac{17}{25.93}\right) \cdot 34.74 = 11.96 \text{ м.}$$

Радиус защиты на уровне прожекторных мачт (высота мачты составляет 19.3 м):

$$r_x = \left(1 - \frac{19.3}{25.93}\right) \cdot 34.74 = 8.88 \text{ м.}$$

Расстояние между соседствующими молниеотводами 1 и 2 принято 46.5 м, что соответствует первому расчётному случаю ($30.5 \leq 46.5 \leq 61$), тогда наименьшая высота внутренней зоны защиты определяется по формуле:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) , \quad (28)$$

$$h_{cx} = 25.93 - (0.17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30.5) \cdot (44.8 - 30.5) = 23.37 \text{ м.}$$

Радиусы внутренней зоны на уровне земли и на уровне защищаемого объекта рассчитываются.

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right) \quad (29)$$

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) \cdot r_{c0} \quad (30)$$

$$r_{c0} = 31.69 \cdot \left(1 - \frac{0.2 \cdot (44.8 - 2 \cdot 30.5)}{30.5} \right) = 35.06 \text{ м.}$$

$$r_{cx} = \left(\frac{23.36 - 19.3}{23.36} \right) \cdot 35.06 = 6.1 \text{ м.}$$

Подробный расчет приведён в Приложении А. Расчётные параметры зон защиты молниеотводов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 - Параметры зон защиты молниеотводов

Номера молниеотводов	$h_{эф}$, М	r_0 , М	r_x , М	h_{cx} , М	r_{c0} , М	r_{cx} , М
1-2	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
2-3	25.925	31.69	8.098	23.363	35.056	6.097
3-4	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
4-5	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
5-6	25.925	31.69	8.098	23.363	35.056	6.097
6-7	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548
8-1	25.925	31.69	10.91	23.363	35.056	9.548

8 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Целью является расчет эффективности инвестиций в модернизацию подстанции «Бройлерная-2».

Для этого мы рассчитываем затраты на реализацию проекта, определяем источники инвестиций и жизненный цикл объекта. В результате производим расчёт экономической эффективности инвестиций, с помощью которого делаем выводы об экономической целесообразности инвестиционного проекта.

8.1 Устанавливаемое оборудование

При проектировании подстанции ПС «Бройлерная-2» предполагается установка оборудования, перечень и цены которого приведены в таблице 28 [29].

Таблица 28 – Перечень и цены оборудования, устанавливаемого на ПС

Вариант 1	Количество	Цена за 1 шт.	Итого
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	11900000 руб.	11900000руб.
Трансформаторы ТДТН-10000\110	2 шт.	4682000 руб.	9364000 руб.
Всего		21264000руб.	

8.2 Капитальные вложения

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные

работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Базовые показатели стоимости ПС соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = \left[\left[(K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ}) \cdot K_{ЗАТ} \right] \cdot K_P \cdot K_{ИНФ} \right] \cdot K_{КОР} + S_{ПС} \cdot k_{ОСВ.УД.}, \quad (31)$$

где $K_{инф} = 3,99$ – коэффициент инфляции по Амурской области [6];

$K_{ЗАТ} = (1+0,1)$ – затраты на ПС: на благоустройство временных зданий и сооружений, на проектно-изыскательные работы, затраты на подготовку территории и т.д.;

$S_{ПС}$ – площадь подстанции;

$K_P = 1,2$ – районный коэффициент;

$K_{КОР} = 8,59/8,59$ – коэффициент коррекции;

$K_{ОСВ.УД.} = 100$ руб/м² – удельная стоимость освоения земель под строительство;

Капитальные затраты на ОРУ.

Стоимость ОРУ зависит от его типа и уровня напряжения.

Капитальные затраты на ОРУ (количество элегазовых выключателей зависит от принятой схемы распределительного устройства на ПС) будут определяться по формуле:

$$K_{ОРУ} = \sum C_{ОРУ.i} \cdot n_{ВЫК}, \quad (32)$$

где $n_{ВЫК.}$ – суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$ – цена на 110 кВ (два блока) – 11900 тыс. руб.;

$K_{ОРУ110} = 11900$ тыс. руб.

Капитальные затраты на силовые трансформаторы.

Стоимость силового трансформатора зависит от его типа и мощности, а также уровня номинального напряжения. Капитальные затраты на силовые трансформаторы будут определяться по формуле:

$$K_{TP} = \sum C_{TPi} \cdot n_{TP}, \quad (33)$$

где C_{TPi} - цена одного трансформатора;

n_{TP} – количество силовых трансформаторов;

$$K_{TP10000} = 4682 \cdot 2 = 9364 \text{ тыс. руб}$$

Капиталовложения на строительство подстанции «Бройлерная-2» определяются, тыс. руб.:

$$\begin{aligned} K_{ПС} &= \left(((11900 + 9364) \cdot (1 + 0,1)) \cdot 1,2 \cdot 8,59 \right) \cdot \frac{8,59}{8,59} + 12059 \cdot 0,1 \\ &= 8,96725 \cdot 10^4 \end{aligned}$$

8.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукты или работу (услуги). Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (34)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го года основных средств.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (35)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период, где $T_{\text{сл}} = 20$ лет;

Срок полезного использования устанавливается для каждого вида ОФ при принятии их к бухгалтерскому учету, а также может быть определен в паспорте оборудования по постановления правительства РФ от 1.01.2002 №1.

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}} = \frac{2,423 \cdot 10^5}{20} = 1,212 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб.};$$

Таблица 29 – Капиталовложения и амортизационные отчисления в проектируемую сеть

Наименование объекта	Полная стоимость тыс. руб.	Амортизация тыс. руб.
Подстанции	21264	12120
Итого	21264	12120

Инвестиционный проект по своему масштабу относится к особо крупному, потому что для его реализации требуются свыше 1 млрд. руб.

8.4 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Задача организации работ по поддержанию качества и технического состояния оборудования решается в рамках системы планово-предупредительных ремонтов и технического обслуживания, а также неплановых (аварийных) ремонтов, вызванных отказом оборудования.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (36)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ПС} = \alpha_{P.O.ПС} * K_{ПС} = 4,9 * 2.423 * 10^5 = 1.187 * 10^6 \quad (37)$$

$\alpha_{P.O.ПС}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций, где $\alpha_{P.O.ПС} = 4,9\%$ [29].

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (38)$$

где ΔW – потери электроэнергии.

Стоимость удельных потерь принимается согласно ставке тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, принимаем:

$$C_{\Delta W} = 2311 \text{ руб}/(\text{МВт}\cdot\text{ч})$$

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ПС}} \quad (39)$$

$\Delta W_{\text{ПС}}$ – потери мощности в трансформаторах (нагрузочные и условно-постоянные);

Находим потери электроэнергии в трансформаторах проектируемых подстанций (расчет представлен в приложении А), МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ЭФ.13}}^2 + Q_{\text{неск.13}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{ТР1}}}{2} \cdot T_3 + \frac{P_{\text{ЭФ.1Л}}^2 + Q_{\text{неск.1Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_{\text{ТР1}}}{2} \cdot T_{\text{Л}} + 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{Г}}; \quad (40)$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{ТР}} = 6333 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Находим суммарные потери электроэнергии в схеме, МВт·ч по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{ЛЭП}\Sigma} + \Delta W_{\text{ТР}\Sigma} + \Delta W_{\text{КУ}} \quad (41)$$

$$\Delta W = 6,333 * 10^3 \text{ МВт} * \text{ч}$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети следующим образом:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W}, \quad (42)$$

$$I_{\Delta W} = 6,333 * 10^3 * 2,311 = 14635 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (43)$$

$$I = 1.187 * 10^6 + 1,212 * 10^4 + 14635 = 1,214 * 10^6 \text{ тыс. руб.}$$

8.5 Расчет затрат на оплату труда

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам; в данной работе использовались «Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей».

В общем случае на предприятии выделяют три категории работников: административно-управленческий персонал, рабочий персонал и инженерно-технический. Сумма этих категорий даёт нам штатную численность персонала.

Перед рабочим персоналом ставятся задачи по ремонту, эксплуатации и обслуживанию электроустановок и оборудования

Организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ и информационно-техническим обслуживанием предприятия занимаются инженерно-технические работники

Административно-управленческий персонал занимается непосредственным управлением организацией, подбором персонала, и т.д.

Определение штатной численности персонала предприятия приведём в таблице 30 [30].

Таблица 30 – Определение штатной численности рабочих на предприятии

Рабочие						
1		2	3	4	5	
Показатель		Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.	
ВЛЭП	110	2	км	19.1	3,3 чел. на 100 км	0.63
Итого	1 человек					
Силовой трансформатор	110		ед.	2	2,6 чел. на 100 ед.	0.052
Итого	1 человек					
Присоединение с элегазовым выключателем	110		ед.	3	15 чел. на 100 ед	0.45
Итого	1 человек					
ПС	110		ед.	1	2,6 чел. на ед	2.6
Итого	3 человека					
РЗ и А	3 человека					
Сумма	9 человек					
ИТР						
Подразделение (отдел)			Должность		Численность, чел.	
Оперативно-диспетчерское подразделение			Диспетчер района		3	

Продолжение таблицы 30

Вычислительный отдел	Инженер программист	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования	Мастер	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электросетей	Начальник лаборатории	3
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов	Мастер	3
Сумма	15 человек	
АУП		
Функция управления	Численность, чел	
Общее руководство	6	
Бухгалтерский учет и финансовая деятельность	6	
Управление персоналом	1,5	
Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание	3	
Организация охраны труда и техники безопасности	1,5	
Правовое обслуживание	1,5	
Технико-экономическое планирование	3	
Сумма	27 человек	
Всего	51 человека	

Оплата труда на энергетических предприятиях, как и на промышленных, основывается на следующих основных системах: для рабочих-ремонтников

сдельная и аккордная (единовременная за выполненную работу); для рабочих эксплуатационников – повременная (преимущественно повременно-премиальная); для служащих, ИТР и административно-управленческого аппарата - повременная, повременно-премиальная или аккордная.

Определяем среднемесячную заработную плату для района Иркутская область.

Среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по Иркутской области на 2014 год составляет:

$$ЗП_{СМ.НАЧ.} = 31242 \text{ руб.}$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{СМ.НАЧ} = 51 \cdot 12 \cdot 31242 = 19120 \text{ тыс. руб.} \quad (44)$$

8.6 Расчет страховых взносов

С 1 января 2017 года увеличился размер страховых взносов в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации и в Федеральный фонд медицинского страхования, а также территориальные фонды медицинского страхования 30% оплаты труда работников.

Сейчас размер страховых взносов можно определить следующим образом:

$$СВ = 0,3 \cdot \Phi ЗП = 0,3 \cdot 19120 = 5736 \text{ тыс. руб.} \backslash \text{год}$$

8.7 Расчет прочих затрат

Прочие расходы в общем случае принято принимать равными 30% от суммы общих издержек и фонда заработной платы. Согласно этому формула для прочих затрат имеет вид:

$$И_{ПП} = 0,85 \cdot 0,3 \cdot (И_{АМ} + И_{р.о.} + И_{\Delta W} + СВ + \Phi ЗП_{200}) + 0,03 \cdot К, \quad (45)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,85 * 0,3 * (1,212 * 10^4 + 1.187 * 10^6 + 14635 + 5736 + 19120) + 0,03 * 2.423 * 10^5 = 3,885 * 10^5 \text{ тыс. руб./год}$$

8.8 Определение себестоимости и ЧДД

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (46)$$

где W – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

I – издержки;

C – себестоимость.

Определяем суммарную электроэнергию, переданную потребителю:

$$W = P_{\text{ср.лет.}} \cdot T_{\text{лет}} + P_{\text{ср.зим.}} \cdot T_{\text{зим}}, \quad (47)$$

где $P_{\text{ср.лет.}}$ – средняя нагрузка потребляемая в летний период, МВт;

$P_{\text{ср.зим.}}$ – средняя нагрузка потребляемая в зимнее период, МВт;

$T_{\text{лет}}$ – число часов летного периода, час;

$T_{\text{зим}}$ – число часов зимнего периода, час.

Принимаем, что зимний период насчитывает 4800 часов, а летний в свою очередь 3960 часов.

$$W = 133,7 \cdot 4800 + 117,1 \cdot 3960 = 1,074 \cdot 10^6 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_W = W \cdot 1 = 1074000 \cdot 1 = 1074000 \text{ тыс. руб.}$$

Всего годовых затрат, тыс. руб.:

$$I_{\Sigma} = I_{AM} + I_{P.O} + I_{\Delta W} + \Phi ЗП + СВ + I_{IP}, \quad (48)$$

$$I_{\Sigma} = 1,212 \cdot 10^4 + 1,187 \cdot 10^6 + 14635 + 5736 + 19120 + 3,885 \cdot 10^5 \\ = 1,627 \cdot 10^6$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{1,627 \cdot 10^6}{1,074 \cdot 10^6} = 1,5 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W} = \frac{1,627 \cdot 10^6 - 14635}{1,074 \cdot 10^6} = 1,3 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч};$$

Таблица 31 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	12120
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{p.o}$	тыс. руб.	1187000
3	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	14 635
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi ЗП_{год}$	тыс. руб.	19 120
5	Размер страхового взноса	$СВ$	тыс. руб.	5736
6	Затраты на полученную э/э	I_W	тыс. руб.	1 074 000

Продолжение таблицы 31

7	Прочие расходы	$I_{\text{ПР}}$	тыс. руб.	388500
8	Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	1 627 000
9	Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	МВт·ч	1 074 000
10	Себестоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии	$C_{\Delta W}$	руб./ кВт·ч	2,311
11	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{\text{перед}}$	руб./ кВт·ч	1,5
12	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	C	руб/ кВт·ч	1,3

Для наглядности представим график отражающий динамику изменения ЧДД по годам реализации проекта. На рисунке 19 представлен этот график. Подробный расчет ЧДД приведен в приложении Б.

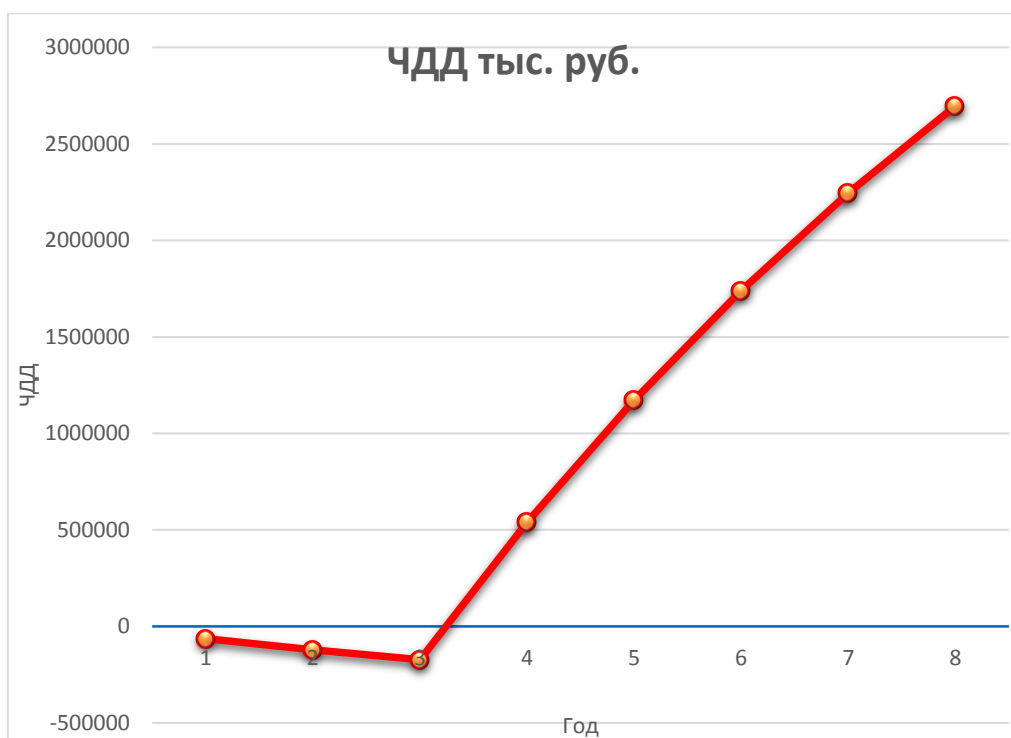


Рисунок 19 – Динамика изменения ЧДД по годам реализации проекта

Время строительства принято равным 3 годам, срок окупаемости проекта равен 4 годам.

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

9.1 Безопасность

При обслуживании подстанции могут иметь место следующие опасные и вредные факторы:

наличие опасного напряжения на токоведущих частях электрооборудования;

опасного напряжения (шагового) в зоне растекания электрического тока при замыкании токоведущих частей на землю;

- возможность наличия опасного напряжения на корпусах оборудования при его повреждении;

- повышенный уровень шума на рабочем месте;

- недостаточная освещенность рабочей зоны при работах в помещении в темное время суток, а также в аварийных ситуациях при отсутствии напряжения в сети освещения;

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

- опасность получения ожогов лица и глаз при коротком замыкании, при замене предохранителей;

- загазованность воздуха рабочей зоны при пожаре.

Средства защиты.

Все устройства релейной защиты, электроавтоматики вторичных цепей, электроизмерений и телемеханики (РЗАИиТ) должны соответствовать ПУЭ.

Эксплуатация устройств РЗАИиТ осуществляется службами релейной защиты, автоматики и измерений (лабораторий): центральной по предприятию. Работа в цепях устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики (РЗАиТ) производится по исполнительным схемам; работа без схем, по памяти, запрещается.

При работах в устройствах РЗАиТ необходимо пользоваться специальным электротехническим инструментом с изолированными

ручками; металлический стержень отверток должен быть изолирован от ручки до жала отверстия.

При необходимости производства каких-либо работ в цепях или на аппаратуре РЗАиТ при включенном основном оборудовании принимаются дополнительные меры против его случайного отключения.

Запрещается на панелях или вблизи места размещения релейной аппаратуры производить работы, вызывающие сильное сотрясение релейной аппаратуры, грозящие ложным действием реле.

Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять соответствующие средства защиты и спецодежду согласно действующих отраслевых норм.

Для защиты от прохождения тока через тело человека служат электрозщитные средства: диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, подставки, накладки, колпаки, переносные и стационарные заземляющие устройства, изолирующие штанги и клещи, указатели напряжения, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, оградительные устройства, плакаты и знаки безопасности.

Безопасность эксплуатации электроустановок обеспечивается применением ряда технических способов и средств, используемых по отдельности или в сочетании друг с другом. При нормальном режиме работы такими средствами являются: выравнивание потенциалов, уменьшение напряжения, электрическое разделение сетей, использование рабочей изоляции токоведущих частей, компенсация емкостной составляющей токов замыкания на землю, применение оградительных устройств, предупредительная сигнализация, блокировка, использование знаков безопасности, средств защиты и предохранительных приспособлений. В аварийном режиме рекомендуется защитное заземление, зануление, защитное отключение, дополнительная (двойная) изоляция, применение пробивных предохранителей.

Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля следует применять электрозащитные средства.

По назначению электрозащитные средства (ЭЗС) разделяются на изолирующие, ограждающие и вспомогательные.

Изолирующие ЭЗС служат для изоляции человека от частей электрооборудования под напряжением, а также от земли. Они разделяются на основные и дополнительные. Изоляция основных изолирующих ЭЗС надежно выдерживает рабочие напряжения электроустановок, и с их помощью разрешается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. К основным изолирующим ЭЗС в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся оперативные и измерительные штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения. К основным изолирующим ЭЗС в электроустановках напряжением до 1000 В относятся оперативные штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, диэлектрические перчатки, инструмент с изолирующими ручками, указатели напряжения.

В электроустановках для выполнения различных оперативных включений (отключений) разъединителей, отделителей, выключателей напряжением выше 1000В с ручным приводом, установки деталей разрядников и т. д. необходимо применять изолирующие оперативные штанги. В случае установки на токоведущих частях электроустановок переносных заземлений следует применять штанги переносных заземлений.

Дополнительные изолирующие ЭЗС сами при данном напряжении не могут обеспечить безопасность персонала и предотвратить поражение электрическим током: они являются дополнительной мерой защиты к основным изолирующим ЭЗС. В электроустановках напряжением выше 1000В к дополнительным изолирующим ЭЗС относятся диэлектрические резиновые перчатки, диэлектрические боты, резиновые диэлектрические ковры и изолирующие подставки на фарфоровых изоляторах.

Для защиты рук от механических повреждений, повышенных и пониженных температур, искр и брызг расплавленного металла и кабельной массы, масел и нефтепродуктов необходимо применять специальные рукавицы, изготовленные согласно требованиям ГОСТ 12.4.010. Для изготовления рукавиц должна использоваться парусина с огнезащитной пропиткой. Они должны иметь усилительные защитные накладки. Длина обычных рукавиц не должна превышать 300 мм.

Ограждающие ЭЗС применяют для временного ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением электроустановок. К ним относятся переносные ограждения, изолирующие накладки и колпаки, переносные заземления, предупредительные плакаты.

В электроустановках, при выполнении работ для индивидуальной защиты головы работников от механических повреждений, агрессивных жидкостей, поражения электрическим током при случайном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, необходимо применять защитные каски.

Для индивидуальной защиты глаз от опасных и вредных производственных факторов: электрической дуги, ультрафиолетового и инфракрасного излучения, брызг щелочей, электролита, расплавленной мастики следует применять защитные очки открытого типа с непрямой вентиляцией.

Требования безопасности перед началом работ

1. Подготовить необходимый для выполнения данной работы инструмент, приспособления и средства защиты, проверить внешним осмотром и убедиться в их исправности.
2. Надеть спецодежду и средства индивидуальной защиты.
3. При выполнении работы по распоряжению - получить целевой инструктаж.

4. На распределительном силовом щите (РСЦ) отключить рубильник блока профилируемой камеры. На рукоятке рубильника повесить плакат «Не включать! Работают люди».

5. Произвести разряд конденсаторов выпрямителей; открыть дверь трансформаторной камеры и индикатором низкого напряжения убедиться в отсутствии напряжения на блок-контактах контактора выхода.

6. При осмотре трансформатора необходимо проверить:

- а) состояние кожухов трансформаторов и отсутствие течи масла;
- б) соответствие уровня масла в расширителе температурной отметке;
- в) состояние маслосборных устройств и изоляторов;
- г) состояние ошиновки и кабелей;
- д) состояние сети заземления;
- е) состояние трансформаторного помещения.

Требования безопасности во время работы

1. Запрещается:

- Производить работы и переключения на трансформаторе, включенном в сеть хотя бы с одной стороны.

- Оставлять переключатель в промежуточном положении без фиксации.

- Эксплуатировать трансформатор с поврежденными вводами (трещины, сколы).

- Эксплуатировать трансформатор без масла или при понижении уровня масла в расширителе ниже температурной отметки.

- Эксплуатировать трансформатор при несоответствии отобранного масла нормам качества по результатам физико-химического анализа.

- Включать трансформатор без заземления блока.

2. Во время работы разрешается пользоваться переносной лампой напряжением не выше 12 В.

3. Доливка масла производится с помощью широкой воронки и специальным сосудом, емкостью до 3-х литров.

4. При пользовании гаечными ключами их следует подбирать по размерам гаек. Отвертывать гайки ключами большого размера с прокладкой металлических пластинок между гранями гайки и ключа, удлинять гаечные ключи вторым ключом или трубой запрещается.

5. При обслуживании масляных трансформаторов запрещается применение металлических лестниц и стремянок.

6. Прежде, чем приступить к работе на лестнице, необходимо обеспечить ее устойчивость.

7. Запрещается эксплуатация трансформаторов при обнаружении:

- Сильного неравномерного шума и потрескивания трансформатора.
- Ненормального и постоянного возрастающего нагрева трансформатора при нормальной нагрузке и охлаждении.
- Выброса масла из расширителя.
- Течи масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла.

Требования безопасности в аварийных ситуациях

1. В случае возникновения пожара в трансформаторной камере:

- Выключить всю аппаратуру на станции проводного вещания (СПВ).
- Вызвать пожарную команду.
- Приступить к тушению пожара углекислотными огнетушителями (в крайнем случае - песком).

Требования безопасности по окончании работы

1. Убрать из трансформаторной камеры ветошь, инструмент, переносной электроинструмент.
2. Внешним осмотром убедиться в отсутствии подтеков масла.
3. Закрыть на замок дверь трансформаторной камеры.
4. Включить рубильник на распределительном щите (РСЦ).
5. Снять запрещающий плакат.
6. Включить аппаратуру, проверить режимы работы.
7. Убрать спецодежду в специально отведенное место.

8. Вымыть руки теплой водой с мылом.

9. О всех недостатках по охране труда, обнаруженных во время работы, необходимо известить непосредственного руководителя. [6]

9.2 Экологичность

Основное влияние электросетевых объектов на окружающую среду связано с изъятием участков земли под опоры ВЛ и площадки подстанций (ПС). Полоса земли под ВЛ в пределах уставленной охранной зоны не изымается у землепользователей и может быть использована для сельскохозяйственных и других нужд.

Для персонала ПС “Бройлерная-2” внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 15 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ. Для исключения влияния на окружающую среду от возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием (трансформаторы, реакторы и т.п.) на подстанции предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать ливневые воды из маслоприемников, содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству, режимам работы ВЛ и ПС не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением населения или обслуживающего персонала. Повреждения и авария на ПС “Бройлерная-2”, как правило, также не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на ПС, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. Однако такие пожары в подавляющем числе случаев ликвидируются автоматическими средствами пожаротушения на ПС и не распространяются на расположенные вблизи жилые здания или промышленные сооружения.

9.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – внешне неожиданная обстановка, характеризующаяся резким нарушением установившегося процесса и оказывающая отрицательное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную сферу, окружающую среду.

В мирное время ЧС могут возникнуть в результате производственных аварий, катастроф, стихийных бедствий, диверсий или факторов военно-политического характера.

На электроэнергетических производствах ЧС бывают как техногенного, так и природного происхождения. Производственная авария внезапная остановка работы или нарушение установленного процесса производства на промышленных предприятиях и энергетических объектах, которые приводят к повреждению зданий, материальных ценностей, оборудования, поражению людей.

К производственным авариям на п/ст относятся: остановка работы электрооборудования в результате его поломки или неисправности, например, обрыв изолятора, падение опоры или столба линий электропередачи, возникновение пожара в результате которого замыкания.

К природным авариям относятся: разрушение вследствие удара молнии, то есть вследствие грозы, обрыв фазы на линиях электропередач в результате штормового ветра, обледенение проводов линий электропередач.

6.4 Расчет шума трансформатора

Тип трансформатора: ТДТН-10000/110-У1

Количество трансформаторов N=2

Т - трансформатор трехфазный;

Д - принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла;

Т - трехобмоточный;

Н - регулирование напряжения под нагрузкой на стороне ВН;

10000 - номинальная мощность, кВ·А; ($S=10$ МВА)

110 - класс напряжения обмотки ВН, кВ; ($U= 110$ кВ)

У(ХЛ)1 - климатическое исполнение (У, ХЛ) и категория размещения

(1).

Охлаждение типа Д

Система охлаждения трансформатора Д – с дутьем и естественной циркуляцией масла. Трансформаторы данной системы охлаждения конструктивно имеют вентиляторы обдува, устанавливаемые в навесные радиаторы, по которым циркулирует трансформаторное масло.

Обдув трансформатора данной системы охлаждения включается при достижении температуры верхнего слоя трансформаторного масла 55 и более град., либо при достижении номинальной нагрузки трансформатора, не зависимо от температуры масла. Система охлаждения Д является более эффективной и используется для трансформаторов номинальной мощностью 16-80 МВ*А.

Решение

1 допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС:

$$L_{\text{аэкв}} = 45 \text{ дба}$$

Уровень звукового давления = 63 Гц

Максимальный уровень звука:

$$L_{\text{амах}} = 63 \text{ дба}$$

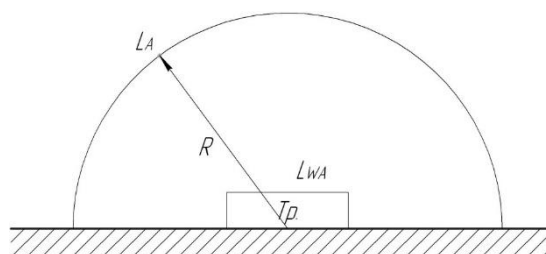


Рисунок 20 – Излучение шума трансформатором

Для данного типа трансформатора скорректированный уровень звуковой мощности $L_{PA}= 71$ дБА.

Корректированный уровень звуковой мощности от двух силовых трансформаторов:

$$L_{WA\Sigma} = 10 * \lg(2 * 10^{0.1*51}) = 74 \text{ дБА}$$

Определяется минимальное расстояние от ПС до территории. 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 $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0.1(74.01-45)}}{2 * 3.14}} = 11.26 \text{ м.}$$

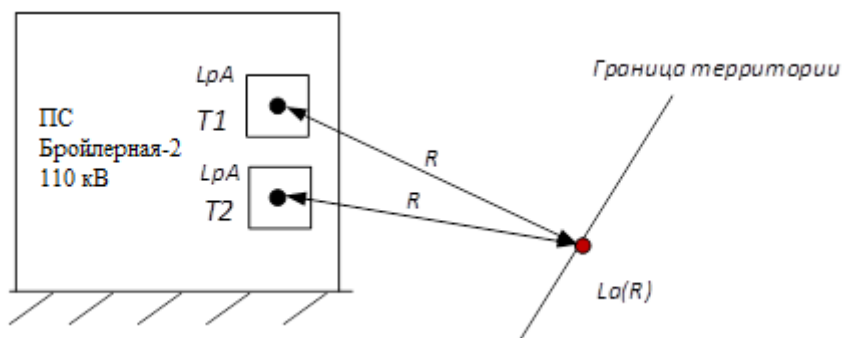


Рисунок 21 - Общий вид ПС открытого типа, расположенной вблизи жилой застройки

Рассчитано минимальное расстояние от ПС «Бройлерная-2» до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму (11,26 м). Расстояние от ПС до территории, на которой должны выполняться санитарно-гигиенические требования по шуму, составляет 190 м., следовательно, устанавливать акустические экраны или увеличивать расстояние путем переноса энергообъекта нет необходимости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе было произведено реконструкция подстанции "Бройлерная-2" Хабаровского района Хабаровского края. Так же было выбрано и проверено силовое оборудование, необходимое для реализации проекта.

При расчёте нормального и послеаварийного режимов значение отклонения напряжения послеаварийного режима от номинального в послеаварийном режиме не превысило предельно-допустимого и составило 4.1%. Токовая загрузка питающих линий электропередачи равна 9.3%.

Для безопасной эксплуатации подстанции были выбраны и проверены электрические аппараты, рассчитана грозоупорность питающей линии электропередачи и проведена молниезащита подстанции.

Для защиты силового оборудования в периоды аварийных режимов были выбраны устройства релейной защиты и автоматики, рассчитаны уставки их срабатывания.

Так же были рекомендованы мероприятия для обеспечения безопасности монтажа подстанции, дана оценка влияния электрического и магнитного полей, проведён расчёт санитарно-защитной зоны шуму подстанции.

Для оценки инвестиционной привлекательности проекта были рассчитаны основные технико-экономические показатели. Согласно расчёту чистого дисконтированного дохода, срок окупаемости проекта составляет четыре года. Рентабельность проекта составила 0.583, что говорит об эффективности капиталовложений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических системах / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 464 с.
- 2 Блок, В.М. Электрические сети и системы / В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 2011. – 678 с.
- 3 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2010. – 247 с.
- 3 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2009. – 280 с.
- 4 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 2012.- 438 с.
- 5 Иманов, Г.И. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.И. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.В. Таджикибаев. – Санкт-Петербург, 2014. – 31с.
- 6 Consultant.Ru: Индексы изменения сметной стоимости оборудования на II квартал 2012 года [Электронный ресурс]. – Постоянный адрес в сети Интернет: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.
- 7 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – 256 с.
- 8 Козулин, В.С. Электрооборудование станций и подстанций / В.С. Козулин, Л.Д. Рожкова. -М.: Энергоатомиздат, 2015. – 765 с.

9 Consultant.Ru: Концепция стратегии развития электроэнергетики Дальнего Востока до 2020 г. [Электронный ресурс]. – Постоянный адрес в сети Интернет: <http://www.consultant.ru> - 1.06.12.

10 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008. – 192 с.

11 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 2016. – 545 с.

12 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2008.

13 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

14 Попов, Е.Н.Механическая часть воздушных линий электропередач / Е.Н. Попов. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2013. – 28 с.

15 Постановлению правительства РФ от 1.01.2012 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

16 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2011.

17 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2008 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2008 г.

18 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2008. -352 с.

19 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2008.

20 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2008. – 238 с.

21 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2009-. – 54 с.

22 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.:ПрофОбр – Издат, 2008. - 432 с.

23 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ».

24 СНиП 52-01-2003 «Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения».

25 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков.– Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2008. – 189 с.

26 Тарасов, А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКГосслужбы, 2009.-144 с.

27 Тиходев, Н.Н.Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2010. – 353 с.

28 Трубицын, В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицын. - М.: Энергоатомиздат, 2017. – 352 с.

29 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

30 Шилова, Л.М. Нормативы численности промышленно – производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей.

31 Корнилович О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах: Справочник электромонтажника/О.П. Корнилович. -М.: Энергоатомиздат, 2009. – 240 с.

32 Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. Производственно-практическое пособие/ В.В. Красник. – М.: ЭНАС, 2011. – 320 с.

33 Информационное письмо № 42-04-04/546 от 15.10.97. Главного управления государственного энергетического надзора («Главэнергонадзор России»).

34 ГОСТ Р 52 725-2007. «Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. общее техническое требование и методы испытаний». Введен с 1-го января 2008 г.

35 Дмитриев М.В. Методика выбора ОПН для защиты оборудования 110 – 750 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений: Дисс. канд. техн. наук: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2008. – 248 с.

36 Дмитриев М.В. Грозовые перенапряжения на оборудовании РУ 35-750 кВ и защита от них. СПб.: -44с. Постоянный адрес в сети Интернет: <http://www.news.eiteh.ru/proect/diss.pdf>

37 Дмитриев М.В. ПУЭ и защита от грозовых перенапряжений // «Новости электротехники», №3-4(45-46), 2009.

38 Дмитриев М.В. Особенности проектирования сетей 110 – 220 кВ, содержащих ОПН // «Новости электротехники», №5(41), 2009.

39 Афанасьев А.И. Эффект «обратной трансформации» и внутренние перенапряжение в электрических сетях, включающих в себя тяговые подстанции. Афанасьев А.И., Дмитриев М.В. и др.// «Энергетик», №12, 2016.

40 Кабанов С.О. Ограничитель перенапряжений мультиградиентный // «Электротехнический рынок», №3(9-10), 2015.

Приложение А
Расчёт токов короткого замыкания в ПВК MathCad 14

Токи трёхфазного короткого замыкания на шинах ПС Бройлерная-2:

$$I_{110} := 2.71 \text{ кА}$$

$$I_{35} := 10.08 \text{ кА}$$

$$I_{10} := 17.79 \text{ кА}$$

Значения эквивалентных сопротивлений:

$$r_{110} := 7.03 \text{ Ом} \quad x_{110} := 46.30 \text{ Ом}$$

$$r_{35} := 2.6 \text{ Ом} \quad x_{35} := 12.84 \text{ Ом}$$

$$r_{10} := 0.07 \text{ Ом} \quad x_{10} := 0.68 \text{ Ом}$$

$$f := 50 \text{ Гц}$$

$$\omega := 2 \cdot \pi \cdot f = 314.159 \text{ с}^{-1}$$

$$T_{a.110} := \frac{x_{110}}{\omega \cdot r_{110}} = 0.021 \text{ с}$$

$$T_{a.35} := \frac{x_{35}}{\omega \cdot r_{35}} = 0.016 \text{ с}$$

$$T_{a.10} := \frac{x_{10}}{\omega \cdot r_{10}} = 0.031 \text{ с}$$

Находим ударные коэффициенты:

$$K_{110} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.110}}} \right) = 1.621$$

$$K_{35} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.35}}} \right) = 1.529$$

Приложения А

Расчёт токов короткого замыкания в ПВК MathCad 14

$$K_{10} := \left(1 + e^{\frac{-0.01}{T_{a.10}}} \right) = 1.724$$

Находим ударный ток:

$$i_{уд.110} := \sqrt{2} \cdot I_{110} \cdot K_{110} = 6.211 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд.35} := \sqrt{2} \cdot I_{35} \cdot K_{35} = 21.801 \quad \text{кА}$$

$$i_{уд.10} := \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot K_{10} = 43.366 \quad \text{кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_{a.110} := \sqrt{2} \cdot I_{110} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.110}}} = 2.379 \quad \text{кА}$$

$$i_{a.35} := \sqrt{2} \cdot I_{35} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.35}}} = 7.546 \quad \text{кА}$$

$$i_{a.10} := \sqrt{2} \cdot I_{10} \cdot e^{\frac{-0.01}{T_{a.10}}} = 18.207 \quad \text{кА}$$

Мощность КЗ на шинах ПС Бройлерная-2 110 кВ:

$$S_{кз.110} := \sqrt{3} \cdot 110 \cdot I_{110} = 516.324 \quad \text{МВА}$$

Приложение Б
КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ

Схема 1

$$K_{уд} := 1600 \quad K_{инф} := 8.59$$

$$K_{зонп} := 1.3$$

Стоимость ТР

$$K_{тр} := 4682 \cdot 2 = 9364 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость открытого распределительного устройства

$$K_{ру} := 11900 \cdot 1 = 11900 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимость на постоянные затраты

$$K_{пост} := 11000 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{пс} := K_{инф} \cdot (K_{тр} + K_{ру} + K_{пост}) = 2.77148 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$K_{сум} := K_{пс} \cdot K_{зонп} = 3.60292 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

Издержки

$$a_{ампс} := 5.25 \quad a_{амвл} := 0.65 \quad \text{отчисления на ремонт}$$

$$I_{эксПС} := K_{пс} \cdot K_{зонп} \cdot \frac{a_{ампс}}{100} = 18915.33462 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$I_{экс} := I_{эксПС} = 18915.33462 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$T_{сл} := 20$$

$$I_{АМ} := \frac{K_{сум}}{T_{сл}} = 18014.6044 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$C_{уд} := 1.5$$

$$\Delta W_{об} = 11095.23422 \quad \text{кВт*ч}$$

$$I_{\Delta W 1} := (\Delta W_{об}) \cdot C_{уд} = 16642.85133 \quad \text{Тыс. руб}$$

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

$E := 0.125$ Ставка рефинансирования

$$I_1 := I_{\text{экс}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W1} = 53572.79035 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$Z_{\text{ср1}} := E \cdot K_{\text{сум}} + I_1 = 98609.30135 \quad \text{Тыс. руб}$$

Стоимостная оценка результатов строительства ПС

$$T := 9.08$$

$$D := 0.81$$

$$T_{\text{max}} := 4000$$

$$P_p := 41100$$

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 1.644 \times 10^8 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$O_p := W_{\text{год}} \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot D = 1.20913 \times 10^6 \quad \text{Тыс. руб}$$

Оценка экономической эффективности

прибыль в год

$$П_{\text{бт}} := O_p - I_1 - I_{\text{АМ}} = 1.13754 \times 10^6 \quad \text{Тыс. руб}$$

ежегодные отчисления налога на прибыль

$$Н_T := 0.24 \cdot П_{\text{бт}} = 2.7301 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$И_T := I_1 - I_{\text{АМ}} = 35558.18595 \quad \text{Тыс. руб}$$

$$\mathcal{E}_T := O_p - И_T - Н_T - K_{\text{сум}} = 5.40269 \times 10^5 \quad \text{Тыс. руб}$$

инвестирование 1 год 20%

инвестирование 2 год 20 %

инвестирование 3 год 20 %

$$П1 := K_{\text{сум}} \cdot 0.2 = 72058.4176$$

$$П2 := K_{\text{сум}} \cdot 0.2 = 72058.4176$$

$$П3 := K_{\text{сум}} \cdot 0.2 = 72058.4176$$

$$\text{ЧДД1} := \frac{-\Pi_1}{(1 + E)^1} = -64051.92676$$

$$\text{Ч1} := \text{ЧДД1} = -64051.92676$$

$$\text{ЧДД2} := \frac{-\Pi_2}{(1 + E)^2} = -56935.046$$

$$\text{Ч2} := \text{ЧДД2} + \text{Ч1} = -1.20987 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД3} := \frac{-\Pi_3}{(1 + E)^3} = -50608.92978$$

$$\text{Ч3} := \text{ЧДД3} + \text{Ч2} = -1.71596 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД4} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^4} = 7.10162 \times 10^5$$

$$\text{Ч4} := \text{ЧДД4} + \text{Ч3} = 5.38566 \times 10^5$$

$$\text{ЧДД5} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^5} = 6.31255 \times 10^5$$

$$\text{Ч5} := \text{ЧДД5} + \text{Ч4} = 1.16982 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД6} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^6} = 5.61115 \times 10^5$$

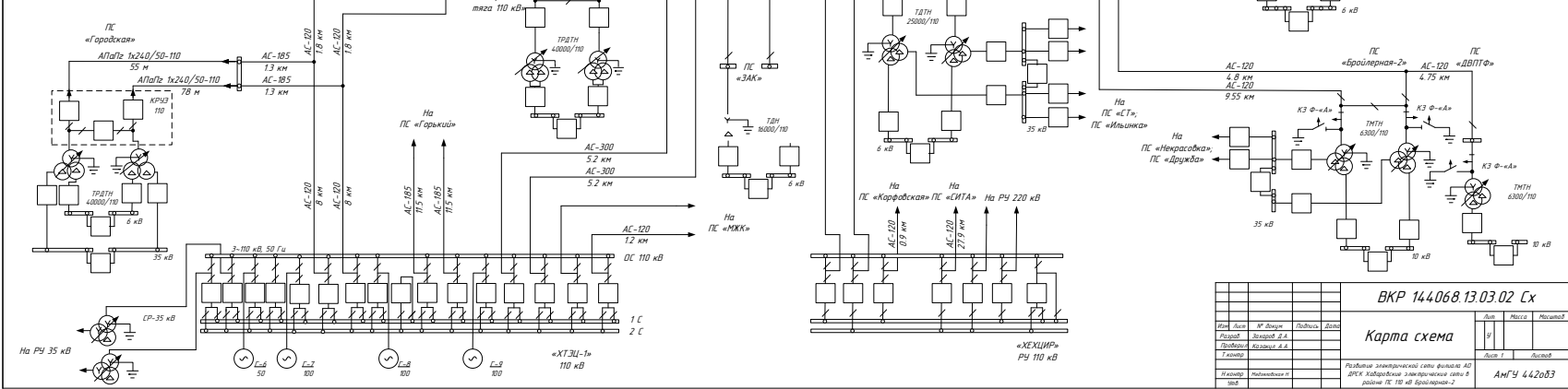
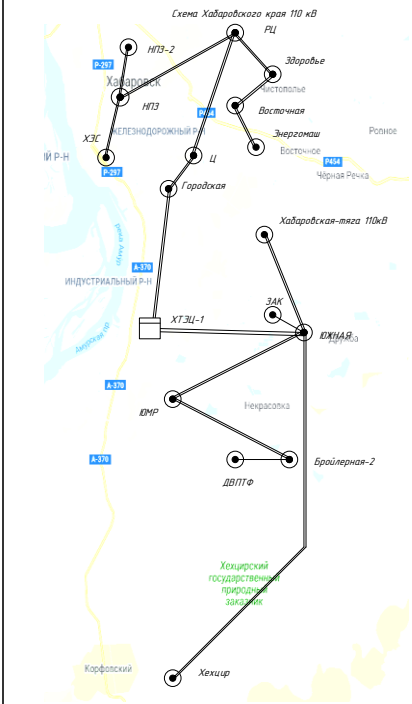
$$\text{Ч6} := \text{ЧДД6} + \text{Ч5} = 1.73094 \times 10^6$$

$$\text{ЧДД7} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^7} = 4.98769 \times 10^5$$

$$\text{Ч7} := \text{ЧДД7} + \text{Ч6} = 2.22971 \times 10^6$$

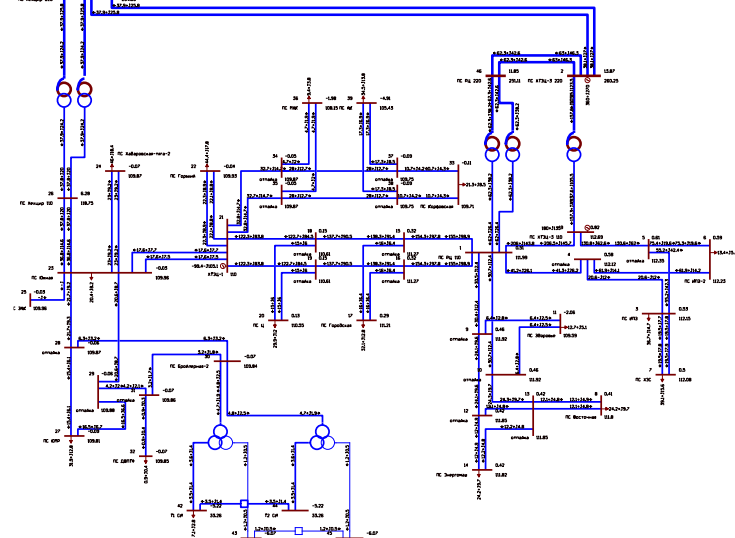
$$\text{ЧДД8} := \frac{\Pi_{6T}}{(1 + E)^8} = 4.4335 \times 10^5$$

$$\text{Ч8} := \text{ЧДД8} + \text{Ч7} = 2.67306 \times 10^6$$

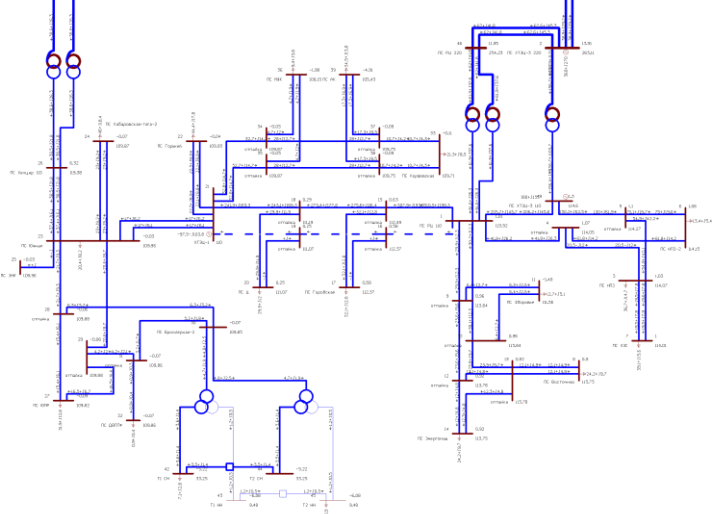


ВКР 144068.13.03.02 Сх	
Карта схема	
Изм.	№ докум.
Разработ.	Исполнит.
Проверен.	Контроль
Утвержден.	Дата
Лист 1	Листов 1
Разработчик: АмГУ 442083	

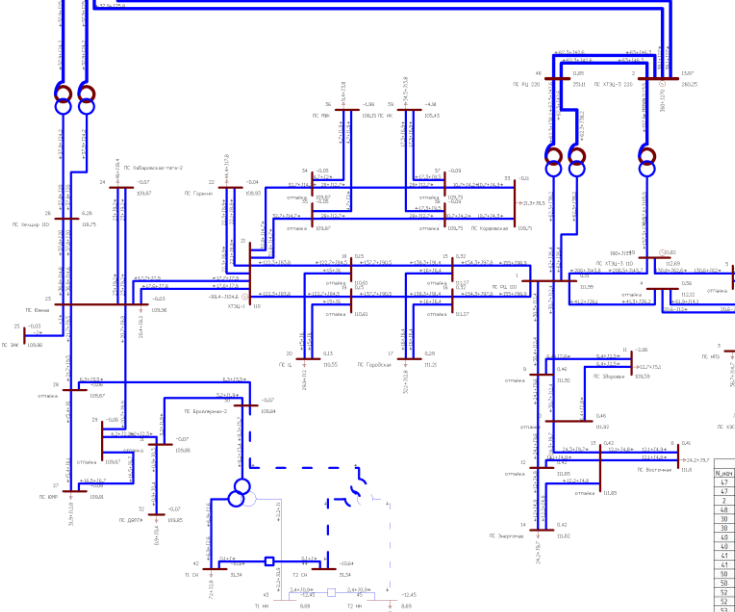
Результаты расчета установившегося режима в ПК RasterWin3, Нормальный режим



Результаты расчета 1 аварийного режима в ПК RasterWin3, Отключение ЛЭП от ПС РЦ до ХТЗЛ-1



Результаты расчета послеварийного режима в ПК RasterWin3, Отключение ТР-2 на ПС Бройлерна-2



Результаты расчета 2 аварийного режима в ПК RasterWin3, Отключение ЛЭП от ПС Вижна до ПС ВНР

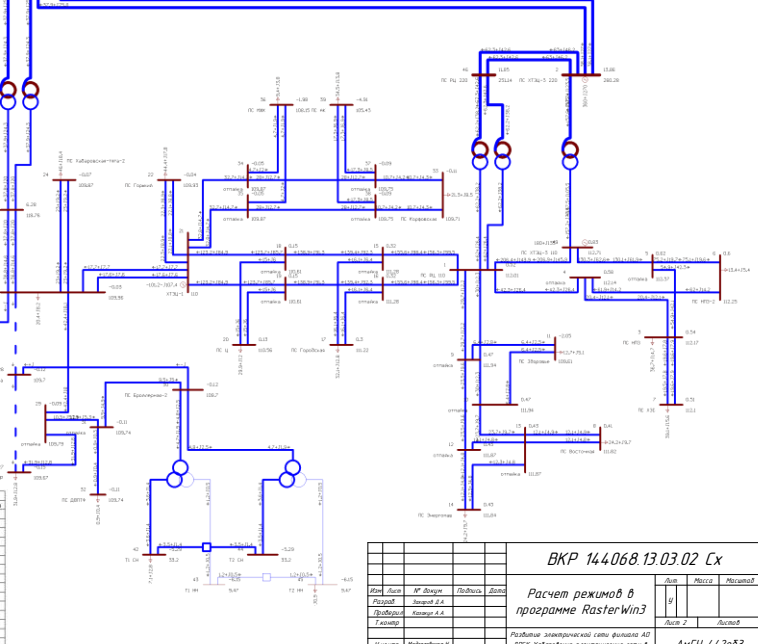


Таблица загрузки трансформаторов послеварийного режима

№ п/п	№ трансформатора	Нагрузка	1-ый	2-ой	3-ий	4-ый	5-ый	6-ый	7-ый	8-ый	9-ый	10-ый	11-ый	12-ый	13-ый	14-ый	15-ый	16-ый	17-ый	18-ый	19-ый	20-ый			
17	1	АТ 1 РЦ - ПР РЦ 100	17,6	16,7	89	856	28,5																		
17	2	АТ 1 РЦ - ПР РЦ 100	17,6	16,7	89	856	28,5																		
7	48	ПС ХТЗЛ-3 220 - АТ ХТЗЛ-3 64/4	44,4	44,4	89	325	84,7																		
18	45	АТ ХТЗЛ-3 - ПС ХТЗЛ-3 100	44,4	44,4	89	325	84,7																		
18	45	ПС Бройлерна-2 - мезур 2	1	57	89	105	99																		
30	47	ПС Бройлерна-2 - мезур 2	1	57	89	105	99																		
43	42	мезур 1 - ТЗ 00	43	195	89	364	413																		
43	43	мезур 2 - ТЗ 00	43	195	89	364	413																		
40	44	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	17,6	16,7	89	856	28,5																		
40	45	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 100	17,6	16,7	89	856	28,5																		
52	53	ТР-1 Жижир - ПС Жижир 220	30,4	30,4	89	325	84,7																		
52	54	ПС-1 Жижир - ПС Жижир 100	30,4	30,4	89	325	84,7																		
53	55	ТР-2 Жижир - ПС Жижир 220	30,4	30,4	89	325	84,7																		
53	56	ТР-2 Жижир - ПС Жижир 100	30,4	30,4	89	325	84,7																		

ВКР 14.068.13.03.02 Сх

Диагност	Исполн	Техник	Дата
Рисун	Муром 2.4		
Таблицы	Кавани 4.4		
Текст			
Издатель	Издательство П		
Год			

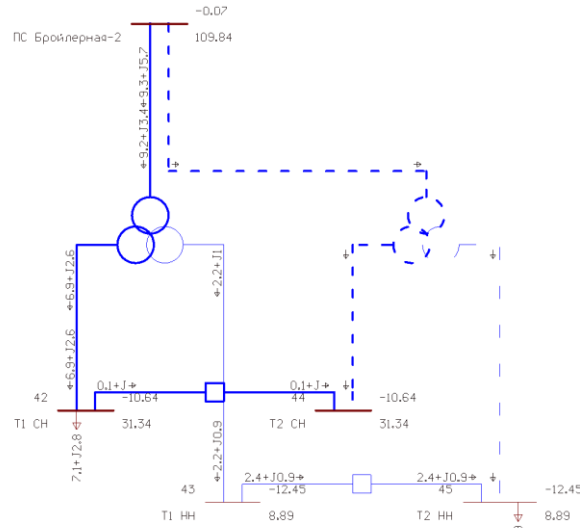
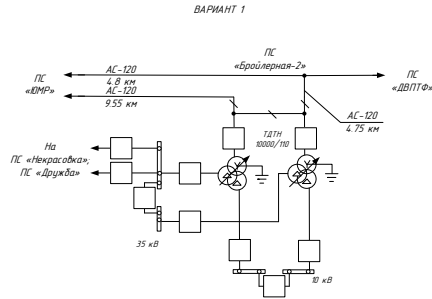
Расчет режимов в программе RasterWin3

Лист	Масштаб	Масштаб
Лист 2		

Результаты расчета электрической сети АО ДРСК Кабардино-Балкарской области в районе ПС 10 кВ Бройлерна-2

АМГУ 4.4.2083

Результаты расчета послеаварийного режима 1 варианта в ПК RastriWin3, Отключение 2 трансформатора

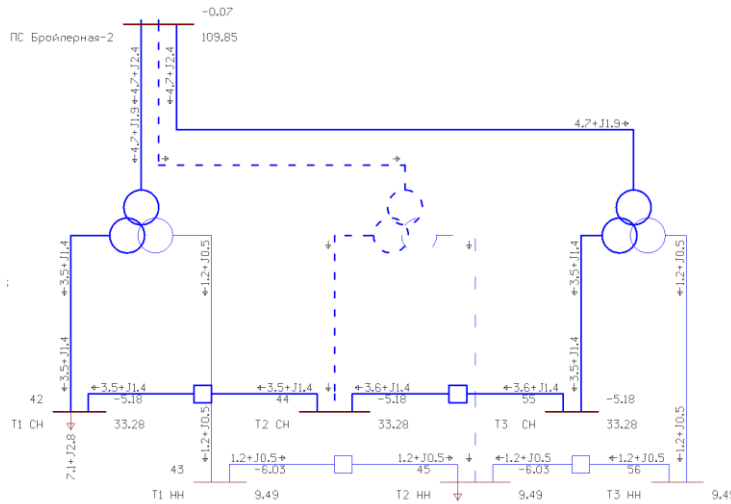
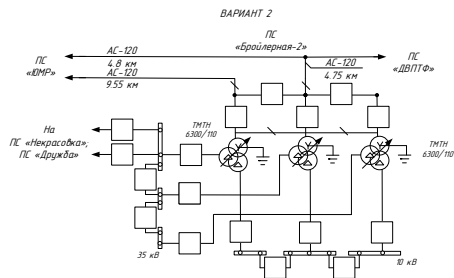


N_нач	N_кон	Название	L_нач	L_кон	Место	I_оп_расч	I/I_dop
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЗЦ-3 220 - АТ ХТЗЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЗЦ-3 - ПС ХТЗЦ-3 110	444	889	ВН	1050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 1	57	57	ВН	53	107.8
30	41	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 2			ВН	53	
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	43	195	ВН	165	26
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	14	95	ВН	577	2.4
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН			ВН	165	
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН			ВН	577	
50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1050.00	16.5
52	51	ТР-1 Хещир - ПС Хещир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хещир - ПС Хещир 110	104	208	ВН	1050.00	9.9
53	51	ТР-2 Хещир - ПС Хещир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хещир - ПС Хещир 110	104	208	ВН	1050.00	9.9

Вариант 1	Кол-во ст-во	Цена за 1 шт.	Итого
Два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии (4Н) 110 кВ	1 шт.	1980000 руб.	1980000 руб.
Трансформаторы ТДТН-8000/110	2 шт.	4682000 руб.	9364000 руб.
Всего			21264000 руб.

Вариант 2	Кол-во ст-во	Цена за 1 шт.	Итого
Выключатели 10 кВ	2 шт.	190000 руб.	380000 руб.
Выключатели 35 кВ	2 шт.	940000 руб.	1880000 руб.
Мастак с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переключкой со стороны трансформаторов (5АН) 110 кВ	2 шт.	23100000 руб.	46200000 руб.
Трансформаторы ТМТН-6300/110	1 шт.	3160000 руб.	3160000 руб.
Всего			51620000 руб.

Результаты расчета послеаварийного режима 2 варианта в ПК RastriWin3, Отключение 2 трансформатора



N_нач	N_кон	Название	L_нач	L_кон	Место	I_оп_расч	I/I_dop
47	1	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	656	26.5
47	46	АТ 1 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	328	52.9
2	48	ПС ХТЗЦ-3 220 - АТ ХТЗЦ-3	444	444	ВН	525	84.7
48	49	АТ ХТЗЦ-3 - ПС ХТЗЦ-3 110	444	889	ВН	1050.00	42.3
30	40	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 1	28	28	ВН	33	84.9
30	41	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 2			ВН	33	
40	42	нейтр. 1 - Т1 СН	21	66	ВН	104	20.1
40	43	нейтр. 1 - Т1 НН	7	76	ВН	364	1.9
41	44	нейтр. 2 - Т2 СН			ВН	104	
41	45	нейтр. 2 - Т2 НН			ВН	364	
50	46	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 220	174	174	ВН	525	33.1
50	1	АТ 2 РЦ - ПС РЦ 110	174	347	ВН	1050.00	16.5
52	51	ТР-1 Хещир - ПС Хещир 220	104	104	ВН	525	19.8
52	26	ТР-1 Хещир - ПС Хещир 110	104	208	ВН	1050.00	9.9
53	51	ТР-2 Хещир - ПС Хещир 220	104	104	ВН	525	19.8
53	26	ТР-2 Хещир - ПС Хещир 110	104	208	ВН	1050.00	9.9
30	54	ПС Бройлерная-2 - нейтр. 3	28	28	ВН	33	84.8
54	55	нейтр. 3 - Т3 СН	21	66	ВН	104	20.1
54	56	нейтр. 3 - Т3 НН	7	76	ВН	364	1.9

ВКР 14.068.13.03.02 Сх

Варианты ПС Бройлерная-2

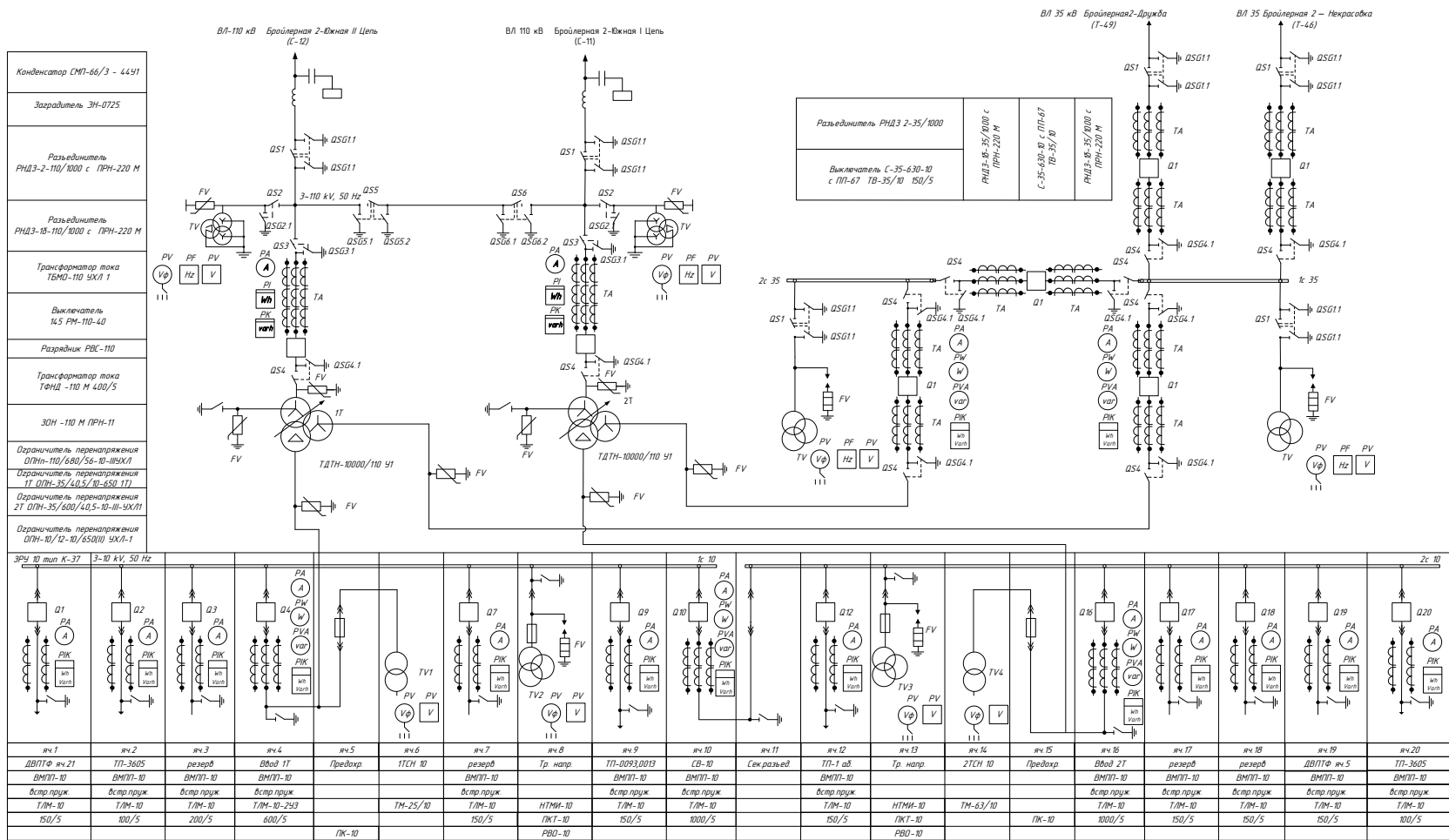
Изм.	Дата	Исполн.	Провер.	Дата
Проект	Исполн.	Провер.	Исполн.	Дата
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.

Разработчик: АИЭС
 Проверщик: АИЭС
 Исполнитель: АИЭС

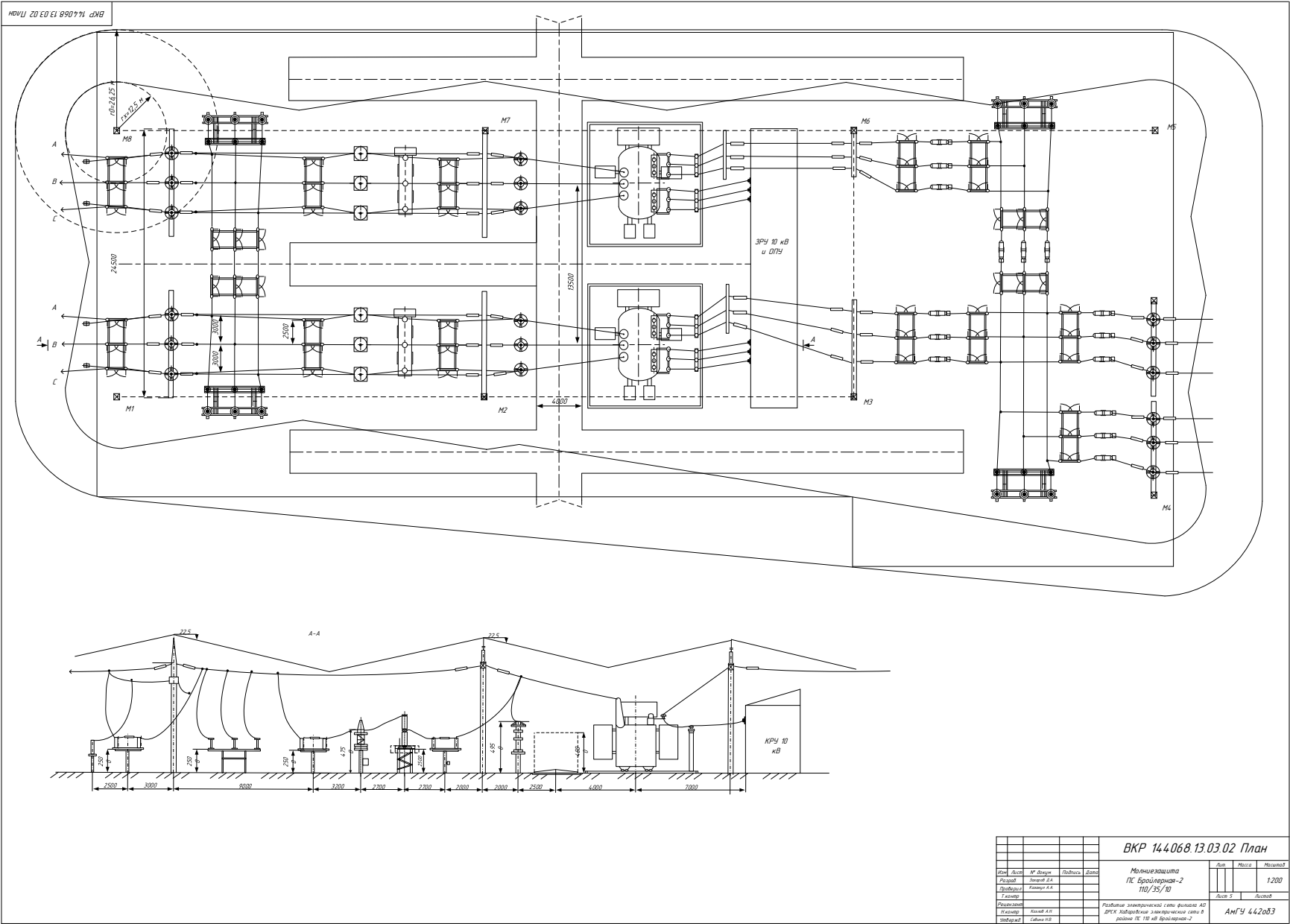
Лист 3 из 3

АИЭС 4.4.2023

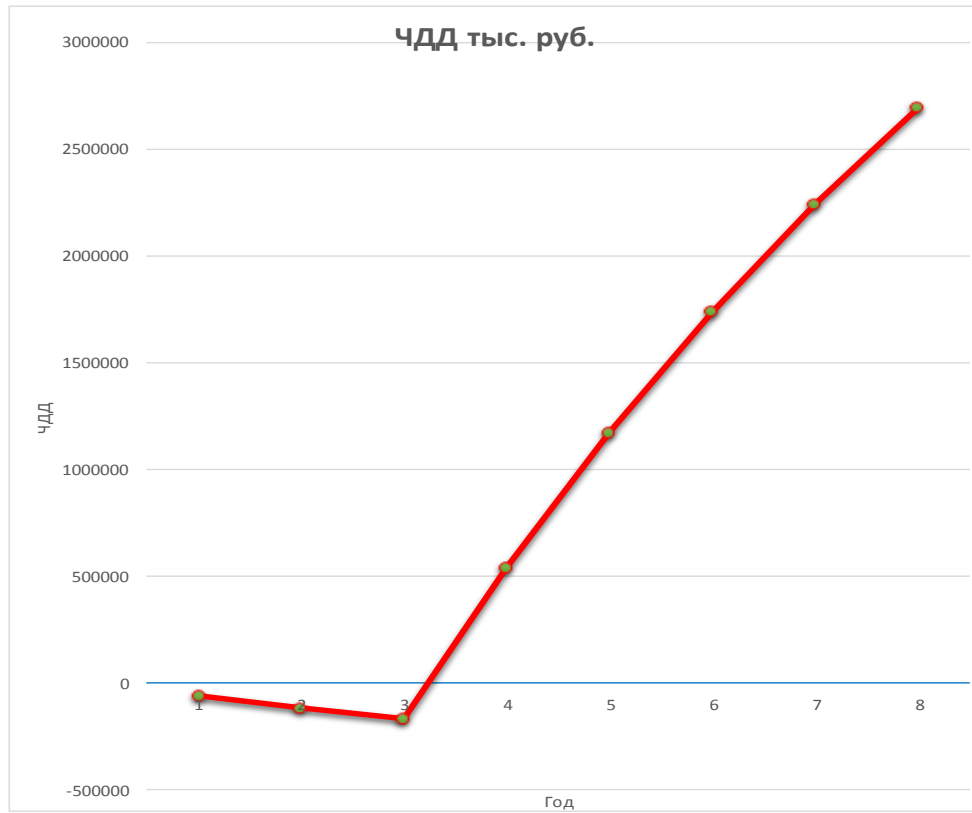
Однолинейная схема 1 варианта ПС Броilerin-2



				ВКР 144.068.13.03.02 Сх		
Имя	Лист	№ докум.	Роль	Дата	Однолинейная схема 1 варианта ПС Броilerin-2	
Рисовал	Сверст	Э.А.			9	
Проверил	Климов	А.А.			Лист 4	Листов
Исполн	Ильинский	И.И.			Рабочая электрическая сеть филиала АО ДРСК Хабаровские электрические сети в районе ПС 110 кВ Броilerin-2	
Смб					АнЧ 442083	



ВКР 14.068.13.03.02 План					Лист 2	Листов
Испол.	А.С. Давыдов	Ин. Проект	Львовск	Заказ	1200	
Разработ.	Львовск	Львовск	Львовск	Львовск		
Проверил.	Львовск	Львовск	Львовск	Львовск		
Т.Изм.						
Проектиров.	Львовск	Львовск	Львовск	Львовск		
Листов	Львовск	Львовск	Львовск	Львовск		
Знак	Львовск	Львовск	Львовск	Львовск		
Разработка электрической сети филиала АО ДРСК «Кабельная электрическая сеть в районе ПС 10 кВ Фрунзенский-2					Лист 2	Листов
					АНГУ 442083	



ЧДД

Параметр	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Капиталовложения, млн. руб.	-89.7	-89.7	-89.7	0	0	0	0	0
Издержки, млн.руб.	0	0	0	1214	1214	1214	1214	1214
Мощность, МВт	0	0	0	10	10	10	10	10
Экономический эффект, млн. руб.	0	0	0	183.6	183.6	183.6	183.6	183.6
Приведенные затраты, млн. руб.	-71.7	-71.7	-71.7	1118	1118	1118	1118	1118
Коэффициент ЧДД	0.89	0.79	0.71	0.63	0.56	0.51	0.45	0.40
ЧДД, млн. руб.	-64.05	-57.2	-51.1	710.5	634.4	566.4	505.7	451.6
Итого, млн. руб.	-64.05	-121.2	-172.3	538.2	1172.6	1739.1	2244.8	2696.4

Приведенные затраты

Параметр	Стоимость
Капиталовложения, млн. руб.	89.7
Издержки, млн. руб.	1214
Приведенные затраты, млн. руб.	71.7

Выбранное силовое оборудование

Оборудование	Марка
Силовой трансформатор ПС "Бройлерная-2"	ТДН-10000/110
РУ ПС "Бройлерная-2"	4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии

Капиталовложения в строительство подстанции

Параметр	Значение
Трансформаторы, тыс. руб.	9364
Отвод земли, тыс. руб.	17.5
Строительство РУ, тыс. руб.	11900
Итого, тыс. руб.	21281,5

Технико-экономические показатели

Параметр	Значение
Приведенные затраты, млн. руб.	71.7
Экономический эффект, млн. руб.	206.26
Чистый доход, млн. руб.	1650
Чистый дисконтированный доход, млн. руб.	268.97
Рентабельность	0.583

				ВКР 144.068.13.03.02 ПЛ					
Исполнители:	И.О. Давыдов	Ген. Директор	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов
Проверенные:	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов
Исполнители:	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов
Исполнители:	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов	И.О. Давыдов

Экономическая эффективность разработанного проекта

Лист 2 из 2

Результаты экономической оценки филиала АО ФСК «Хабаровские электрические сети» в районе ПС-10 «Бройлерная-2»

АНУ 442083