

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

Факультет энергетический

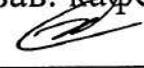
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 21 » 06 _____ 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

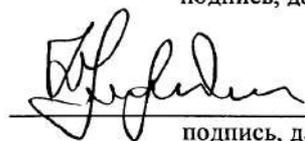
на тему: Развитие системы внешнего электроснабжения космодрома Восточный в районе подстанции Аэропорт напряжением 110/10 кВ

Исполнитель
студент группы 742-ом


_____ 19.06.2019
подпись, дата

Д.А. Тыченко

Руководитель
профессор,
канд. техн. наук


_____ 19.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской програм-
мы


_____ 21.06.2019
подпись, дата

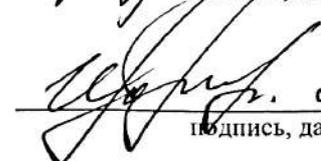
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 20.06.2019.
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 21.06.2019.
подпись, дата

Т.Н. Ильченко

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Полещко

Дмитрия Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Развитие систем внешнего электроснабжения космодрома
Восточный в районе подстанции Аэропорт напряжением 110/10 кВ
(утверждено приказом от 06.03.2019 № 531-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по
кредитной практике, агроинженерная схема
Амурской области.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке во-
просов):

Общая характеристика района проектирования; расчет
и прогнозирование электрических нагрузок; расчет режимов сети.

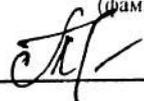
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи - 2 шт;

таблицы - 20; графические продукты - 5.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) —

7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., проф., К.Т.Н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 113 с., 9 рисунков, 20 таблиц, 94 формулы, 30 источников.

НАГРУЗКИ, СЕЧЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе был произведён расчёт варианта строительства и подключения подстанции “Аэропорт”. Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения, рассчитано заземляющее устройство, а также рассмотрен расчёт релейной защиты трансформатора.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
2 Анализ электроэнергетической системы рассматриваемого района Амурской области	11
2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	11
2.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	24
3 Расчет трехфазных электрических нагрузок	33
3.1 Расчет осветительной нагрузки	38
4 Выбор силовых трансформаторов	40
4.1 Компенсация реактивной мощности	40
4.2 Выбор силовых трансформаторов	41
5 Выбор главной схемы подстанции	43
6 Подключение проектируемой ПС Аэропорт	44
7 Расчёт токов короткого замыкания	48
7.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров	50
8 Выбор сечений проводников	54
9 Выбор элегазового комплектного распределительного устройства 110кв	55
10 Выбор комплектных распределительных устройств	61
8.1 Выбор трансформаторов тока	64
8.2 Выбор трансформаторов напряжения	69
8.3 Выбор ограничителей перенапряжений	71
8.4 Выбор трансформаторов собственных нужд	73
9 Заземление и молниезащита	75
9.1 Расчёт заземлителя	75
9.2 Молниезащита подстанции Аэропорт	78
10 расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора	81

10.1	Выбор общих параметров дифференциальной защиты	83
10.2	Выбор установок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)	85
10.3	Выбор установок чувствительности дифференциальной защиты (ДЗТ-2)	86
11	Расчет установок токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) защиты трансформатора	88
12	Расчет установок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН)	89
13	Расчет установок защиты от перегрузки трансформатора	91
13.1	Газовая защита трансформатора	91
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	95
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Граф рассматриваемого эквивалента сети	99
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin	100
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром в ПВК RastrWin	107

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПС – подстанция;

КЗ – короткое замыкание;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

РУ – распределительное устройство;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

ВЛ – воздушная линия;

ЛЭП – линия электропередачи;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТОЛ – трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией;

МТЗ – максимальная токовая защита;

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;

ПКН – предохранитель с кварцевым наполнителем для трансформаторов напряжения;

ЭМП – электромагнитное поле

КЦ – космический центр

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 06.11.2007 № 1473 «О космодроме «Восточный» принято решение о создании на территории Амурской области космодрома научного и социально-экономического назначения «Восточный».

Создаваемый космодром предназначен для осуществления подготовки и запуска космических аппаратов (КА) научного, социально-экономического и двойного назначения, а также в интересах выполнения пилотируемых программ, включая реализацию перспективных программ по изучению и освоению небесных тел в пределах Солнечной системы, с использованием новейших и перспективных ракет-носителей и других космических средств.

КЦ «Восточный» это огромный комплекс со своей инфраструктурой. Работа которой зависит от многих критериев. Одним из самых важных является её электроснабжение, которому необходимо уделить особое внимание, т.к. от качества электроснабжения зависит работа каждого элемента космодрома.

Актуальность данной диссертации заключается в том, что к 2021 году электротехнический персонал космодрома восточный собирается ввести в эксплуатацию подстанцию Аэропорт для снабжения аэропортового комплекса космодрома «Восточный».

Создаваемый для практической деятельности космодрома «Восточный» современный аэродромный комплекс позволит без ограничений эксплуатировать все отечественные и иностранные воздушные суда, обеспечит потребности в воздушном сообщении не только нового отечественного космодрома, но и различных предприятий региона.

Аэропортовый комплекс будет иметь два главных направления работы. Во-первых, через него будет осуществляться доставка составных частей ракет и космического оборудования, перевозка технического персонала и членов госкомиссии для подготовки запусков, будет проходить обслуживание взлетно-

посадочных операций авиации, комплекса средств поиска и спасения космонавтов и поиска отделяющихся частей космических аппаратов.

Главной целью магистерской диссертации является оптимизация нынешней системы внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» а именно ввод подстанции Аэропорт для получения надежной системы внешнего электроснабжения для питания аэропортового комплекса космодрома «Восточный».

Пути решения задачи в данной работе являются: выбор и обоснование электрической схемы, выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, расчёт токов короткого замыкания; выбор коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Так же при проектировании учитываются такие факторы как:

- Категория объекта электроснабжения
- Характеристика окружающей среды
- Характеристика технологического процесса
- Пожароопасность

При проектировании руководствовались как общими директивными и нормативными документами (ПУЭ, ПТЭ и т.д.), так и специально разработанными для наземной космической инфраструктуры материалами.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Космодром «Восточный» находится на Дальнем Востоке России, в Амурской области, примерно в 15 километрах к северо-востоку от закрытого посёлка Углегорска, недавно переименованного в город Циолковский, и в 200 километрах севернее Благовещенска.

В целом климат резко континентальный с продолжительной морозной зимой и умеренно теплым дождливым летом, характерны большие амплитуды температур теплого и холодного сезонов года, умеренное количество осадков, которые распределяются по сезонам очень неравномерно.

Согласно многолетним метеорологическим наблюдениям средняя годовая температура воздуха колеблется от -1°C до $-3,5^{\circ}\text{C}$. Самый холодный месяц – январь, со средней месячной температурой $-25,6^{\circ}\text{C}$. Абсолютный температурный минимум зафиксирован на уровне -49°C .

Основные сведения сведены в таблицу 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчётная величина
1	2
Район по ветру	II
Нормативная скорость ветра, м/сек	29
Район по гололеду	II
Нормативная стенка гололеда, мм	15
Низшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-39
Среднегодовая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	$-1,5$
Высшая температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	$+34,8$
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, $^{\circ}\text{C}$	$-10-14$
Нормативная глубина промерзания грунтов, м	2,34

Продолжение таблицы 1

1	2
Сейсмичность района, балл	6
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0,6
Эквивалентное удельное сопротивление грунта летом, Ом·м	33
Эквивалентное удельное сопротивление грунта зимой, Ом·м	47

2 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Граф рассматриваемого эквивалента сети приведен в приложении А.

2.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

- характеристику источников питания;
- структурный анализ ЛЭП;
- структурный анализ ПС.

2.1.1 Характеристика источников питания

Зейская ГЭС

Основным видом деятельности Зейской ГЭС является производство электрической и тепловой энергии.

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- Выдача мощности и выработка электроэнергии;
- Регулирование частоты;
- Прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- Аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

На Зейской ГЭС установлены генераторы мощности: 1Г, 2Г, 4Г, 5Г — 225 МВт; 3Г, 6Г — 215 МВт.

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Установленная мощность – 1330 МВт.

Марка генераторов - 6 × СВ-1130/220-44ХЛ4

СВ – синхронный вертикальный

1130 - наружный диаметр сердечника статора, см;

220 - длина сердечника статора, см;

Количество полюсов – 44

ХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ

Первый гидроагрегат пущен в работу в 1975 году, в 1980 году запущен шестой гидроагрегат и станция вышла на полную мощность.

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 - г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 (№3 - №5) и ТНЕРЕ-265000/525 (№6) для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ). В 2008 году была произведена замена повышающих трансформаторов фирмы АВВ для 1 и 6 генераторов.

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

РУ ВН ЗГЭС:

U_{ном}: 500 кВ

Схема РУ: полуторная (№ 17), ОРУ, с подключением автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 3 выключателя на два присоединения.

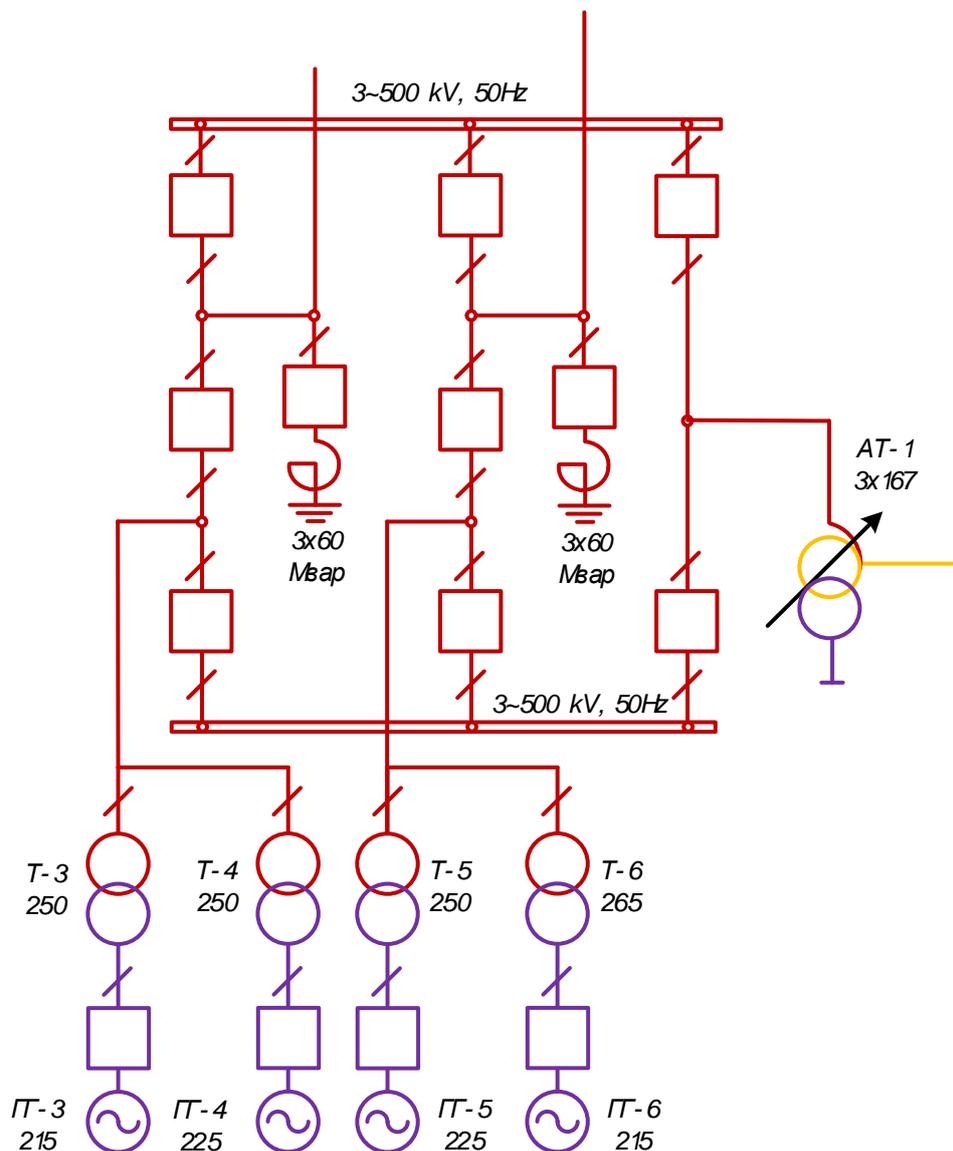


Рисунок 1 – Схема ЗГЭС 500 кВ

Таблица 2 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТЦ-250000/500/15,75	3	13			600	250	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	13			600	250	1125	0,45

Таблица 3 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угловая частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	215	15,75	136	230

РУ СН ЗГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

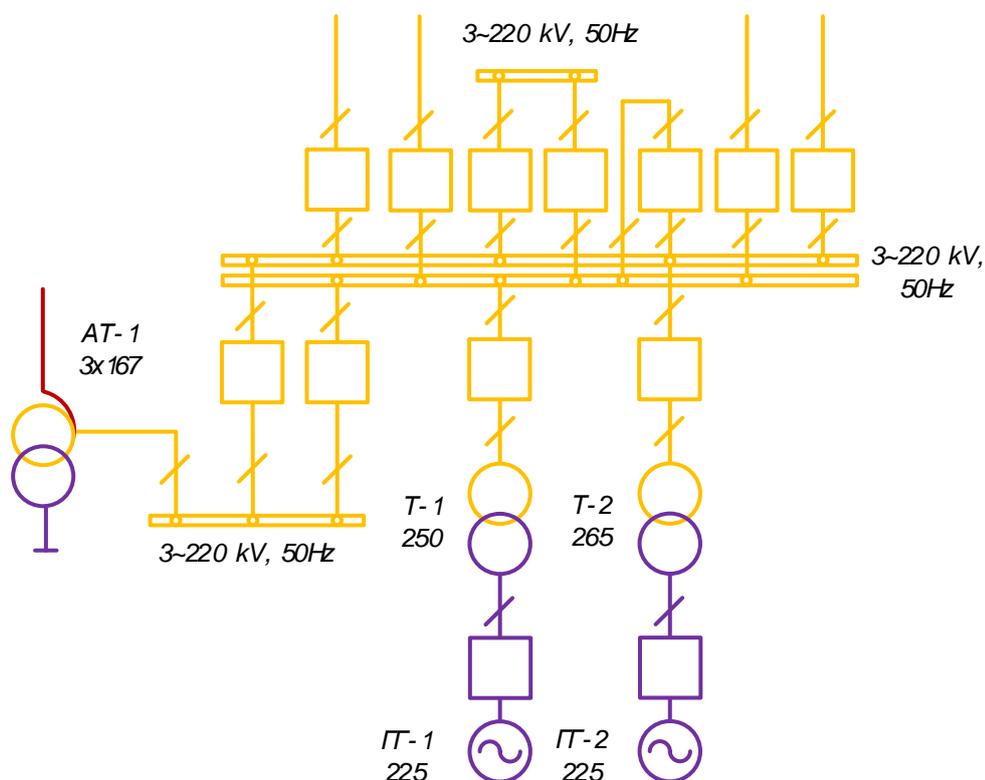


Рисунок 2 – Схема ЗГЭС 220 кВ

Схема РУ: одиночная секционированная система шин с обходной (№ 12Н), ОРУ, с секционной связью через два обходных выключателя.

Количество ячеек: 5 линейных, 3 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 4 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75	1	11			650	240	1125	0,45
ТНЕРЕ-265000/242/15,75	1	11			650	240	1125	0,45

Таблица 5 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4	2	225	15,75	136	230

Бурейская ГЭС

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- принятие неравномерной нагрузки;
- участие в регулировании основных параметров энергосистемы;
- обеспечение аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного — по энергии;
- резкое повышение надежности функционирования всей энергосистемы региона.

Строительство Бурейской ГЭС позволило:

- создать около 10 тыс. рабочих мест строительных специальностей
- сократить отток высококвалифицированных рабочих кадров
- вести крупномасштабное жилищное и социальное строительство в Амурской области

- разместить заказы в проектных институтах, машиностроительных заводах, предприятиях стройиндустрии и др.

Значение Бурейской ГЭС для Дальнего Востока:

- одновременно со строительством ГЭС проведенная существенная модернизация сетевого хозяйства в регионе, в том числе построены две линии 500 кВ;

- с выходом Бурейской ГЭС на проектную мощность появилась возможность снизить объем привозного топлива в регионе на 5,2 млн т в год, что позволило экономить 4,7 млрд рублей ежегодно;

- экономически эффективная энергия Буреи дает толчок развитию промышленности Дальнего Востока;

- созданы предпосылки для экспорта высокотехнологичной продукции — электроэнергии.

Установленная электрическая мощность составляет 2010 МВт.

РУ ВН БГЭС:

U_{НОМ}: 500 кВ

Схема РУ: Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (№ 15), КРУЭ.

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 2 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор.

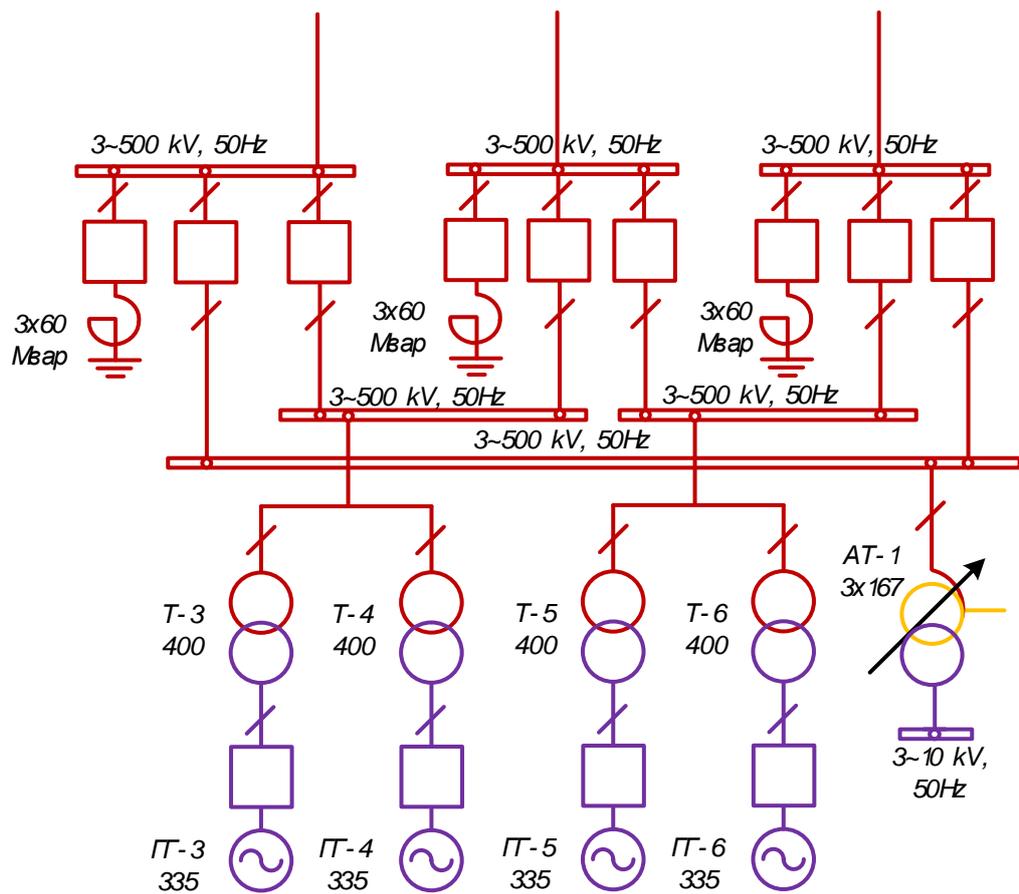


Рисунок 3 – Схема БГЭС 500 кВ

Таблица 6 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-167000/500/220/35	3	11	35	21,5	325	125	1503	0,4
ТДЦ-400000/500/15,75	4	13			800	350	1600	0,4

Таблица 7 – Генераторы

Марка	Кол-во	P _{НОМ} , МВт	U _{НОМ} , кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

РУ СН БГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ

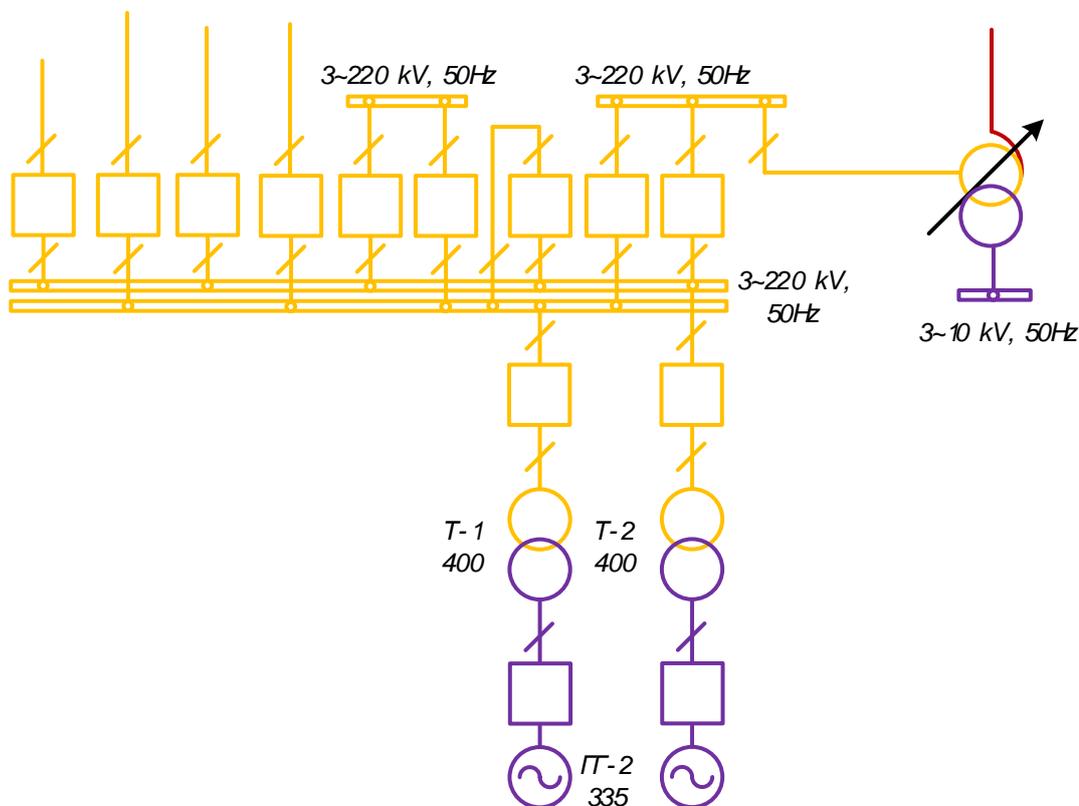


Рисунок 4 – Схема БГЭС 220 кВ

Схема РУ: Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей (№ 12Н), ОРУ.

Количество ячеек: 4 линейные, 2 трансформаторные, 2 на присоединение автотрансформаторов, 2 обходные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на каждую секцию шин, 1 – на обходную шину, 1 – на развилку присоединения АТ.

Выключатели: установлены по 1 на каждую отходящую линию, по 1 на каждый трансформатор и по 1 на каждый генератор, 2 на развилку подключения АТ к секциям шин.

Таблица 7 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U_K , %			ΔP_K , кВт	ΔP_X , кВт	ΔQ_X , кВАр	I_X , %
		В-С	В-Н	С-Н				

ТДЦ- 400000/220/15,75	2	11	880	330	1600	0,4
--------------------------	---	----	-----	-----	------	-----

Таблица 8 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Ном. частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ 1313/265-48 УХЛ4	4	335	15,75	125	230

2.1.2 Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Бурейская ГЭС – Амурская	500	АС-3х330	278,7	ВЛ
Зейская ГЭС – Амурская		2 х АС-3х330	356,7+361,5	ВЛ
Амурская – Шимановск-т	220	АС-240	88,04	ВЛ
Амурская – Шимановск-т, отпайка на Ледяная-т		АС-240	2,29	ВЛ
Амурская – Белогорск-т, отпайка на Белогорск		АС-240	0,06	ВЛ
Амурская – Короли-т, отпайка на Белогорск		АС-240	0,05	ВЛ
Амурская – Ледяная		АСО-300	46,27	ВЛ
Ледяная – Шимановск, отпайка на Ледяная-т		АС-240	2,53	ВЛ
Короли-тяга – Завитая		АСО-300	51,76	ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая		2 х АС-400	2 х 79,5	ВЛ
Шимановск-т – Мухинская-т		АС-240	54,78	ВЛ
Мухинская-т – НПС-24		АС-240	15,01	ВЛ
НПС-24 – Чалганы-т		АС-240	86,18	ВЛ
Чалганы-т – Ключевая		АС-240	24,1	ВЛ
Сиваки – Ключевая		АСО-300	77,7	ВЛ
Ключевая – Светлая		АСО-300	112,3	ВЛ
Ключевая – Магдагачи	АС-300	54,64	ВЛ	
Зейская ГЭС – Магдагачи	АС-400	133,53	ВЛ	

Ледяная – ГПП		АС-300	18,6	ВЛ
---------------	--	--------	------	----

Отдельно выделяются ЛЭП, выполненные разными сечениями.

Таблица 10 – Линии, выполненные разными сечениями

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Благовещенская – Амурская	220	АСО-300	130,2	ВЛ
		АСО-400	129,7	
Амурская – Белогорск-т	220	АС-240	66,56	ВЛ
		АС-300	8,5	
Амурская – Короли-т	220	АС-240	69,01	ВЛ
		АС-300	68,8	
Ледяная - Шимановск	220	АСО-300	39,47	ВЛ
		АС-240	2,53	
Белогорск-т - Завитая	220	АС-240	61,78	ВЛ
		АСО-300	58,32	
Шимановск – Мухинская-т	220	АС-300	52,74	ВЛ
		АС-240	2,5	
Мухинская-т – Сиваки	220	АСО-300	56,66	ВЛ
		АС-240	2,7	
Зейская ГЭС – Светлая №1	220	АС-300	2,17	ВЛ
		АС-240	10,09	
Зейская ГЭС – Светлая №2	220	АС-300	2,14	ВЛ
		АС-240	10,34	

Таблица 11 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км
500	996,9
220	1701,05

Таблица 12 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
500	АС-3х330	996,9
220	АС-240	498,55
	АС-300	207,59
	АСО-300	572,68
	АС-400	292,53

	АСО-400	129,7
--	---------	-------

2.1.3 Структурный анализ ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схемам РУ, выделим количество и марки установленных на них трансформаторов.

Таблица 13 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
Шимановск-тяга	Проходная
Шимановск	Проходная
Благовещенская	Тупиковая
Ледяная-тяга	Отпаечная (от ВЛ Амурская – Шимановск-тяга и ВЛ Ледяная – Шимановск)
Ледяная	Проходная
Белогорск	Отпаечная (от ВЛ Амурская – Белогорск-тяга и ВЛ Амурская – Короли-тяга)
Белогорск-тяга	Проходная
Амурская	Узловая
Короли-тяга	Проходная
Завитая	Узловая
Мухинская-тяга	Узловая
Сиваки	Проходная
НПС-24	Проходная
Сиваки-тяга	Отпаечная (от ВЛ НПС-24 – Чалганы-т и ВЛ Мухинская-т – Сиваки)
Чалганы-тяга	Проходная
Ключевая	Узловая
Магдагачи	Проходная
Светлая	Узловая

Энергия	Отпаечная (от 2х ВЛ Зейская ГЭС – Светлая)
ГПП	Тупиковая

Таблица 14 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
Белогорск	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Белогорск-тяга	Мостик (5АН)
Благовещенская	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Короли-тяга	Мостик (5АН)
Ледяная	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Ледяная-тяга	Два блока линия-трансформатор (4Н)
Шимановск	Мостик (5АН)
Шимановск-тяга	Мостик (5АН)
Завитая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Мухинская-тяга	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Сиваки-тяга	Два блока линия-трансформатор (4Н)
НПС-24	Мостик (5АН)
Сиваки	Мостик (5АН)
Чалганы-тяга	Мостик (5АН)
Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
Магдагачи	Одна рабочая секционированная выключателем система шин (9)
Светлая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
Энергия	Два блока линия-трансформатор (4Н)
ГПП	Трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя (15)

Отдельно выделим ПС Амурская, поскольку для нее рассматриваются РУ двух классов номинального напряжения.

РУ 500 кВ: Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя (15).

РУ 220 кВ: Две рабочие и обходная системы шин (13Н).

Таблица 15 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
Белогорск	2 x АДЦТН-63000/220/110/10, 2 x ТДНТ-40000/220/35/10
Белогорск-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Благовещенская	2 x АДЦТН-125000/220/110/35
Амурская	6 x АОДЦТН-167000/500/220/10, 2 x АДЦТН-63000/220/110/35
Короли-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Завитая	2 x ТДНТ-25000/220/35/10
Ледяная	2 x ТДТНГ-20000/220/35/6
Ледяная-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Шимановск	2 x ТДТН-25000/220/35/10
Шимановск-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Мухинская-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
НПС-24	2 x ТРДН-25000/220/10
Сиваки	АДЦТН-63000/220/110/6, АДЦТН-30000/220/110/6
Чалганы-тяга	2 x ТДНТЖ-40000/220/27,5/10
Ключевая	ТДТН-25000/220/35/10, ТМН-4000/35/10
Светлая	2 x АДЦТН-63000/220/110/35, 2 x ТДТНГ-20000/220/35/10
Магдагачи	ТДНТЖ-40000/220/27,5/10 ТДНТЖ-40000/220/35/27,5 ТДТН-25000/220/35/10
ГПП	2 x АДЦТН-63000/220/110/10

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность

этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Амурская, Мухинская-тяга, Ключевая, которые имеют не менее четырех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 20 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

Практически все ЛЭП являются одноцепными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением АСО-300.

2.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

Основными задачами данного раздела являются выявление режимных проблем, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

Для расчёта режимов использовался ПВК «RastrWin». В качестве исходных данных использовались:

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2018 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 17.01.2019 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 19.12.2018 г.

Согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118.-2003 расчёт режимов следует осуществлять [2]:

- Расчет нормальной схемы сети предполагает включение в работу всех ВЛ и трансформаторов. При проведении расчетов рекомендуется руководствоваться следующим:

- сети 110 кВ и выше - замкнутыми;
- точки размыкания сетей 110-220 кВ должны быть обоснованы.

Для дальнейших расчетов необходимо произвести прогнозирование нагрузок. Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (1)$$

где $P^{баз}$ – базовая средняя мощность;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2012-2018 гг.;

N – срок выполнения прогноза, для распределительных сетей принимается равным 5 лет.

Определим прогнозируемые мощности для ПС Благовещенская.

$$P_{Благ.}^{прог} = 67,6 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 78,863 \text{ МВт};$$

$$Q_{Благ.}^{прог} = 54,7 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 63,813 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

- проверка работоспособности сети для рассматриваемого расчетного уровня электропотребления;
- выбор схем и параметров сети;
- проверка соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения;
- проверка выполнения требований к уровням напряжений и выбор средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности;
- разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях;

- разработка мероприятий по повышению пропускной способности.

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов.

Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

2.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети

Моделирование участка действующей электрической сети производится в ПВК RastrWin 3. В нём линии электропередач вводятся параметрами, описывающими П – образную схему замещения. Трансформаторы, а также автотрансформаторы задаются параметрами соответствующими Г-образной схеме замещения, так же имеется возможность задания устройств регулирования напряжения (РПН, ПБВ, ВДТ). Все характеристические параметры элементов задаются вручную.

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок приведён в приложении Б.

2.2.2 Анализ режимов существующей сети.

Рассмотрим нормальный режим данной сети, когда все элементы сети включены и находятся в работе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах $\pm 10\%$. Отклонения по напряжению более 5 % наблюдаются в следующих узлах, представленных в таблице 16.

Таблица 16 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
11	Амурская 10	10	10,71	7,12
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82

При этом напряжение на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС задано согласно схеме потокораспределения, принятой в качестве исходных данных.

Напряжение в остальных узлах можно отрегулировать с помощью устройств РПН.

Ток протекающий по ЛЭП не выходит за рамки длительно допустимого. Исходя из условия $30 \leq I_{\max}/I_{\text{доп}} \leq 70$ % большинство ЛЭП загружены не оптимально. ВЛ, удовлетворяющие этим условиям, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Ключевая - Светлая	341	690	49,4
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	351	835	42,0
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	342	835	40,9
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	342	835	40,9
Светлая - Энергия 1 с.	239	610	39,1
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	267	690	38,9
Светлая - Энергия 2 с.	234	610	38,4
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	264	690	38,3

Остальные ВЛ недогружены, что говорит о том, что сечение этих линий электропередачи завышено.

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 27,16 МВт, что составляет 2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 5.

Для проверки соответствия рекомендуемой схемы сети требованиям надежности электроснабжения выполняются расчеты послеаварийных режимов. Исходными условиями в послеаварийных режимах следует считать:

- для сети региональной энергосистемы или участка сети - отключение одного наиболее нагруженного элемента энергосистемы (энергоблок, автотрансформатор связи шин на электростанции или элемент сети) в период максимальных нагрузок.

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена одна цепь ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская;
- отключен один из автотрансформаторов ПС Амурская.

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении Б.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах в обоих случаях. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская. Проанализировав этот режим видно, что в результате уровень напряжения на некоторых подстанциях стал ниже номинального, но не вышел за пределы допустимого. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения превышает 5%, в таблице 18.

Таблица 18 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
6	Амурская 500 (2)	500	466,67	-6,67
5	Амурская 500	500	467,02	-6,60
8	Амурская ср.т. (2)	500	467,38	-6,52
7	Амурская ср.т.	500	467,44	-6,51
12	Благовещенская	220	206,10	-6,32

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился, но большинство ЛЭП по-прежнему остались недогруженными. Представим оптимально загруженные линии в таблице 19. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
Ключевая - Светлая	438	690,0	63,5
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	416	835,0	49,8
Светлая - Энергия 1 с.	287	610,0	47,1
Светлая - Энергия 2 с.	282	610,0	46,3
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	318	690,0	46,1
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	313	690,0	45,3
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	356	835,0	42,6
Бурейская ГЭС 220 - Завитая	356	835,0	42,6
Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	740	1891,0	39,1
Амурская 220 (2) - оп. 6	198	610,0	32,5
Чалганы-тяга - Ключевая	194	610,0	31,8
Амурская 220 - оп. 5	192	610,0	31,4

Исходя из результатов расчета послеаварийных режимов можно сделать вывод о том, что для их оптимизации можно увеличить напряжение на источниках питания, тем самым, не прибегая к использованию дополнительных средств КРМ. Таким образом можно выровнять уровень напряжения в сети и снизить потери мощности.

Проведя серию расчетов режимов существующей сети, удалось оптимизировать данную сеть по потерям активной мощности. Данные по потерям сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	27,16
Отключена одна ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	44,07
Отключен один автотрансформатор ПС Амурская	28,81

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети без подключения каких-либо дополнительных средств компенсации являются минимальными.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 6 и 7.

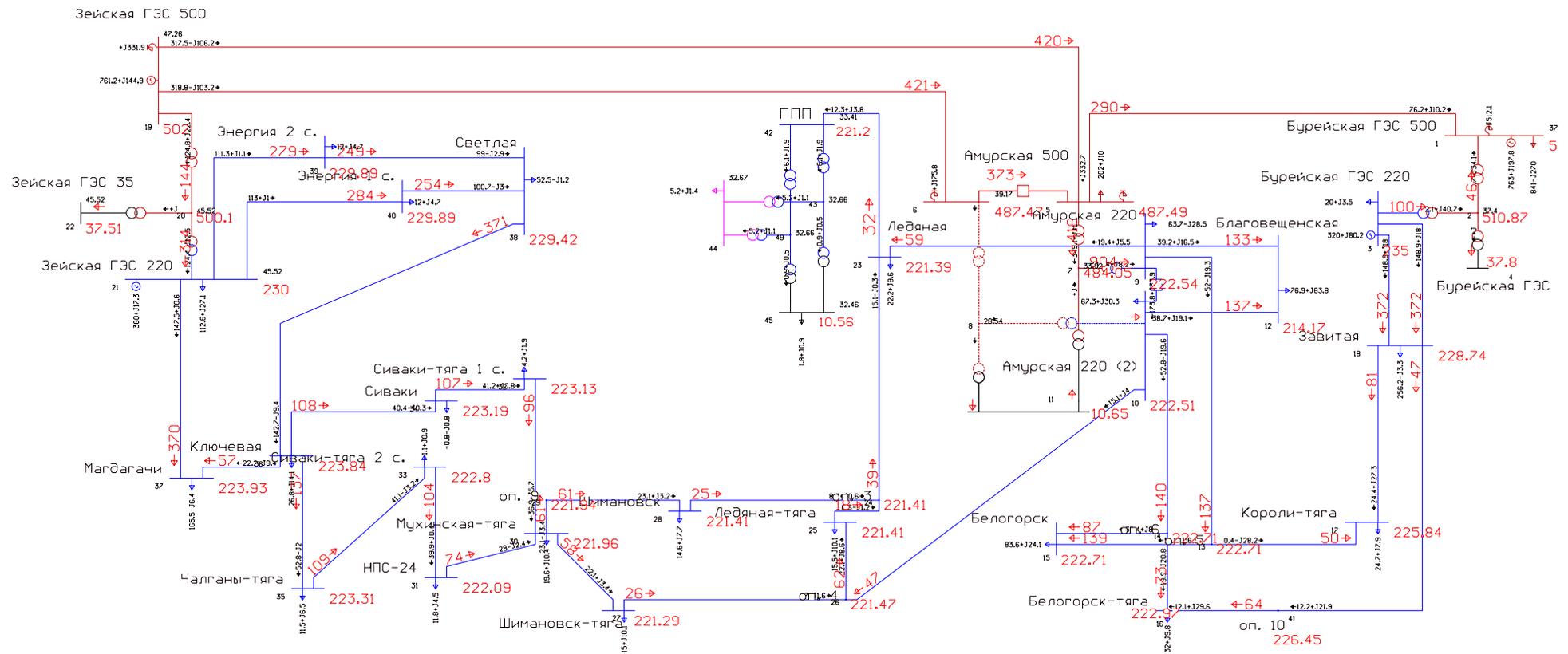


Рисунок 7 – Схема послеаварийного режима при отключении одного автотрансформатора ПС Амурская

3 РАСЧЕТ ТРЕХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок является наиболее ответственным расчетом, выполняемым при проектировании системы электроснабжения любого предприятия. От качества проведенного расчета в значительной степени зависят размеры капитальных вложений.

Расчет электрических нагрузок может производиться различными методами, такими как: метод удельного электропотребления, метод удельных мощностей, метод коэффициента спроса, вероятностно–статистический метод, а также метод коэффициента расчетной нагрузки. При выполнении расчета электрических нагрузок в выпускной квалификационной работе был использован метод коэффициента расчетной нагрузки, т.к. этот метод применяется при относительно небольшом количестве присоединений и по сравнению с другими методами обеспечивает наибольшую точность расчета.

Определение расчетной электрической нагрузки по данному методу производится в следующем порядке:

1. Производится расчет номинальной мощности приемников, работающих в продолжительном и повторно–кратковременном режимах.

$$P_{НОМ} = P_{насн} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где $ПВ$ – паспортная продолжительность включения;

$P_{насн}$ – паспортная мощность, кВт.

2. Электроприемники разбиваются на характерные категории.

3. Определяют номинальную мощность (активную $P_{НОМ}$ и реактивную $Q_{НОМ}$) группы электроприемников (ЭП) как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения $ПВ = 1$.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i}, \quad (2)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (3)$$

4. Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы электроприемников.

$$K_{И} = \Sigma P_{cp} / \Sigma P_{НОМ}. \quad (4)$$

5. Определяют средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

$$\Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot K_{И}; \quad (5)$$

$$\Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (6)$$

6. Определяется эффективное число ЭП:

$$n_3 = \frac{2 \Sigma P_{НОМ}}{P_{НОМ MAX}}. \quad (7)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p , [12].

7. Определяется расчетная активная и реактивная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_p = K_p \cdot \Sigma P_{cp}; \quad (10)$$

Расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{\Sigma} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp}, \quad (11)$$

$$\text{При } n_{\Sigma} \geq 10 \quad Q_p = Q_{cp}. \quad (12)$$

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2. В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ.

Таблица 21 – Наименование ЭП и их характеристики

№ на плане	Наименование ЭП	n , шт	$P_{ЭП}$, кВт	K_u	$tg\varphi$
1-4	Кран мостовой ПВ=40%	4	3,5	0,1	1,73
5-6	Установка механического обезвоживания осадка	2	1	0,6	0,8
7-8	Установка сгущения осадка	2	0,37	0,6	0,8
9-13	Блок подготовки и дозирования раствора	5	3	0,6	0,8
14-16	Насос подачи воды на фильтры обезжелезивания	3	4	0,7	0,75
17-18	Установка обезжелезивания	2	1	0,8	1,17
19-24	Насос подачи обезжелезенной воды в резервуар	6	3	0,7	0,75
25	Установка микрофльтрации	1	22	0,6	0,8

26-27	Насос перекачки осадка	2	2,2	0,7	0,75
28-29	Насос перекачки усредненной промывной воды	2	7,5	0,7	0,75
30-31	Воздуходувка	2	7,5	0,6	0,75
32	Дренажный насос	2	2,1	0,7	0,75
33, 35, 37	Пожарный насос	3	160	0,7	0,75
34, 36	Насос дежурного режима	2	90	0,7	0,75
38-43	Питьевые насосы	6	30	0,7	0,75

В комплексе водоподготовки водозаборных сооружений можно выделить 4 характерные группы ЭП, отличающиеся между собой по режиму работы, симметричности и роду тока:

1. Насосы с $K_{II} = 0,7$;
2. Вентиляционные установки;
3. Установки фильтрации;
4. Краны.

Для каждой характерной категории определяем номинальную суммарную мощность, среднюю суммарную мощность, эффективное число ЭП средневзвешенный коэффициент использования, $tg\varphi$, расчетные мощности.

Для примера произведем расчет для одной группы электроприемников.

1. Номинальная мощность мостового крана:

$$P_{НОМ} = 3,5 \cdot \sqrt{0,4} = 2,21 \text{ кВт.}$$

2. Суммарная номинальная мощность:

$$P_{НОМ\Sigma} = 4 \cdot 2,21 = 8,84 \text{ кВт.}$$

$$Q_{НОМ\Sigma} = 8,84 \cdot 1,73 = 15,3 \text{ квар.}$$

3. Средневзвешенный коэффициент использования равен:

$$K_{u.c.p} = 0,1$$

4. Средняя суммарная активная и реактивная мощность:

$$\Sigma P_{cp} = 8,84 \cdot 0,1 = 0,88 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{cp} = 0,88 \cdot 1,73 = 1,52 \text{ квар.}$$

5. Расчетная активная и реактивная мощности:

$$P_p = 3,24 \cdot 0,88 = 2,9 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 1,1 \cdot 1,52 = 1,7 \text{ квар.}$$

Расчетные мощности остальных групп электроприемников сведены в таблицу 22

Таблица 22 – Расчет электрических нагрузок

Наименование ЭП	Кол. ЭП	$P_{ном},$ кВт	$P_{ном\Sigma},$ кВт	K_u	$tg\varphi$	$P_{cp},$ кВт	$Q_{cp},$ квар
Кран мостовой ПВ=40%	4	1,75	7	0,1	1,73	0,88	1,52
Установка механического обезвоживания осадка	2	1	2	0,6	0,8	1,2	0,96
Установка сгущения осадка	2	0,37	0,74	0,6	0,8	0,44	0,35
Установка подготовки и дозирования раствора	5	3	15	0,6	0,8	9	7,2
Насос подачи воды на фильтры обезжелезивания	3	4	12	0,7	0,75	8,4	6,3
Установка обезжелезивания	2	1	2	0,6	0,8	1,2	0,96
Насос подачи обезжележенной воды в резервуар	6	3	18	0,7	0,75	12,6	9,45
Установка микрофльтрации	1	22	22	0,6	0,8	13,2	10,56
Насос перекачки осадка	2	2,2	4,4	0,7	0,75	3,08	2,31
Насос перекачки усредненной промывочной воды	2	7,5	15	0,7	0,75	10,5	7,87
Воздуходувка	2	7,5	15	0,6	0,75	9	6,75
Дренажный насос	2	2,1	4,2	0,7	0,75	2,94	2,21
Пожарный насос	3	160	480	0,7	0,75	336	252
Насос дежурного режима	2	90	180	0,7	0,75	126	94,5
Питьевые насосы	6	30	180	0,7	0,75	126	94,5

Таблица 23 – Характерные категории ЭП

Категория	$P_{ном\Sigma}$, кВт	$P_{cp\Sigma}$, кВт	$Q_{cp\Sigma}$, квар	$k_{исп}$	$tg\varphi$	$n_{\text{Э}}$	K_p	$P_{расч}$, кВт	$Q_{расч}$, кВт
Насосы с $K_u=0,7$	893,6	625,5	469,1	0,7	0,75	12	1	625,5	469,1
Вентильные установки	15	9	6,75	0,6	0,75	2	1,33	11,9	7,4
Установки фильтрации	39	23,4	18,72	0,6	0,8	4	1,12	27,8	21,9
Краны	7	0,7	1,21	0,1	1,73	4	3,24	2,9	1,7

3.1 Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка сборочного здания водоподготовки будет определяться следующему выражению:

$$P_{осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_u \quad (13)$$

$$P_{осв} = 33 \cdot 54 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 7,6 \text{ кВт},$$

где A, B – ширина и длина производственного помещения;

a – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

$$Q_{осв} = P_{p.o} \cdot tg\varphi$$

$$Q_{осв} = 7,6 \cdot 0,88 = 6,7 \text{ квар}.$$

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} + P_{осв} \quad (14)$$

$$P_{p\Sigma} = 625,5 + 11,9 + 27,8 + 2,9 + 7,6 = 675,7 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} + Q_{осв}. \quad (15)$$

$$Q_{p\Sigma} = 469,1 + 7,4 + 21,9 + 1,7 + 6,7 = 506,8 \text{ квар.}$$

С учетом развития космодрома «Восточный» ожидается подключение дополнительной нагрузки равной:

$$P_{ож} = 570 \text{ кВт};$$

$$Q_{ож} = 300 \text{ квар.}$$

Тогда полная нагрузка комплекса водоподготовки с перспективой развития составит:

$$S_p = \sqrt{(P_{p\Sigma} + P_{ож})^2 + (Q_{p\Sigma} + Q_{ож})^2} \quad (16)$$

$$S_p = \sqrt{(675,7 + 570)^2 + (506,8 + 300)^2} = 1482,1 \text{ кВА.}$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки комплекса водоподготовки.

Расчет электрических нагрузок для Аэропортового комплекса и комплекса эксплуатации районов падения производится аналогично. Результаты расчета представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчетные мощности водозаборных сооружений

Наименование	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВар}$	$S_p, \text{кВА}$
ВЗС №5	1245,7	806,8	1482,1
Аэропортовый комплекс	9467,3	5376,8	10887,6
Комплекс эксплуатации районов падения	678,6	340,7	759,3

4 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Компенсация реактивной мощности

В соответствии с приказом №893 от 11 декабря 2006 года: «отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, росту тарифов, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей».

Компенсирующие устройства устанавливаются на стороне низкого напряжения 10кВ, поэтому предельно допустимый коэффициент реактивной мощности принимаем равным 0,4.[1].

Определяем требуемую мощность компенсирующих устройств на подстанции.

$$Q_{KV} = Q_{\Sigma} - P_{\Sigma} \cdot tg\varphi_{пред}, \text{кВар} \quad (15)$$

$$Q_{KV} = 6524,3 - 11391,6 \cdot 0,4 = 1967,66, \text{кВар}$$

Для выбора компенсирующих устройств необходимо вычислить фактическую реактивную мощность:

$$Q_{факт}^{KV} = 1,1 \cdot Q_{KV} \quad (16)$$

$$Q_{треб}^{KV} = 1,1 \cdot 1967,66 = 2164,4 \text{квар}$$

Подбираем количество БК примерно близкое к данному значению по следующей формуле:

$$Q_{\phi}^{KV} = n_{KV} \cdot S_{KV}, \text{Мвар} \quad (17)$$

где $n_{ку}$ – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S_{ку}$ – мощность батарей конденсаторов, кВА.

$$Q_{\phi}^{кв} = 2 \cdot 900 = 1800, \text{ квар}$$

Нескомпенсированную реактивную мощность находим как:

$$Q_{неск} = Q_{\Sigma} - Q_{\phi}^{кв}, \text{ квар.} \quad (18)$$

$$Q_{нескА} = 2164,4 - 1800 = 364,4, \text{ квар.}$$

Примем к использованию установку компенсации реактивной мощности ВАРНЕТ - Н - 10 - 900.

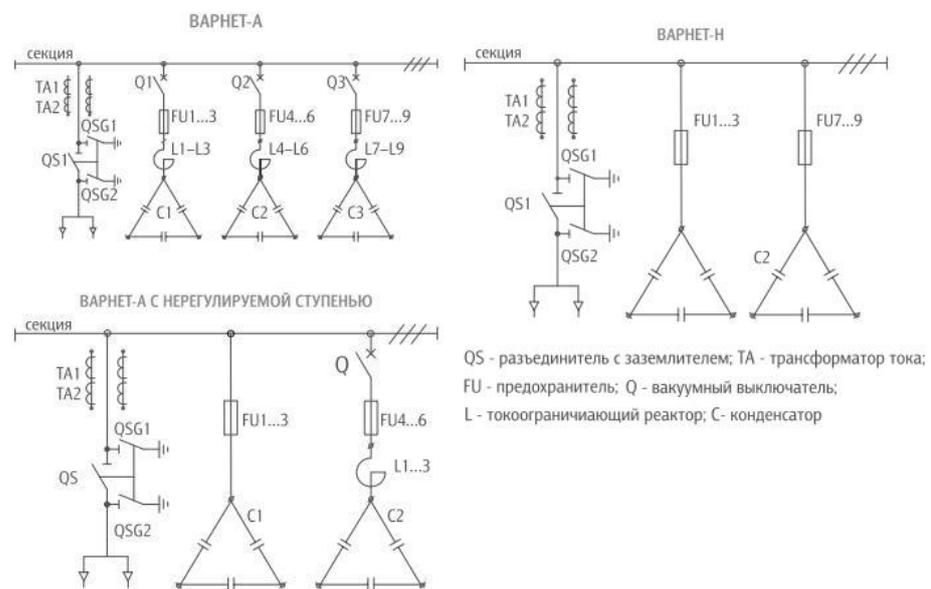


Рисунок 8 – Однолинейная схема компенсаторной установки

4.2 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с существующими нормативами, мощность трансформаторов на понижающих ПС рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах до 70-80%, на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течение не более 5 суток. Если в составе нагрузки ПС имеются потребители 1-й категории, то число устанавливаемых трансформаторов должно быть не менее двух [2].

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P^2 + Q_{неск.}^2}}{N \cdot K_3} \quad (17)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

S_p – полная нагрузка ,

$$S_p = 11397 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность трансформатора в результате будет равна:

$$S_{\text{тр}} = \frac{11397}{2 \cdot 0,7} = 8180 \text{ МВА.}$$

Исходя из полученного значения выбираем трансформатор ТДН-10000/110 УХЛ1.

ТДН – 10000/110

Т – трехфазный трансформатор; Д – охлаждение с естественной циркуляцией масла и принудительной воздуха; Н – регулирование напряжения под нагрузкой РПН

10000 – номинальная мощность трансформатора, кВА; 110 – класс напряжения обмотки высшего напряжения ВН, кВ.

Необходимо проверить трансформатор по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_H = \frac{S_{\Sigma P}}{N \cdot S_{\text{ТНОМ}}} , \tag{18}$$

$$K_H = \frac{11397}{2 \cdot 10} = 0,57.$$

$$K_H = \frac{S_{\Sigma P}}{S_{\text{ТНОМ}}} , \tag{19}$$

$$K_H = \frac{11397}{10} = 1,14$$

Коэффициенты нагрузки находятся в требуемых пределах, следовательно, трансформатор может быть принят к установке.

Каталожные данные трансформатора, необходимые для дальнейших расчетов, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Каталожные данные трансформатора

ТДН-10000/110	Напряжение обмоток, кВ	Напряжение короткого замыкания, %
Обмотка ВН	115	10,5
Обмотка НН	10,5	

5 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Выбор тех или иных схем подстанций зависит от конструктивного выполнения линий и подстанций, протяженности линии и передаваемой по ним мощности нагрузки, характера питаемых по сети потребителей и требований, предъявляемых ими в отношении надежности электроснабжения.

При выборе главной схемы электрических соединений подстанций следует руководствоваться следующими факторами:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- величина напряжения;
- число питающих линий и отходящих присоединений;

Также при составлении главной схемы электрических соединений необходимо обеспечить основные требования, такие как:

- надежность электроснабжения различных категорий потребителей;
- обеспечить наглядность и экономичность;
- обеспечить возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ без перерыва в электроснабжении;
- удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и т.д.

Исходя из перечисленного выше принимаем к установке на КРУЭ схему «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

6 ПОДКЛЮЧЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС АЭРОДРОМ

Для данного варианта подключения произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной из ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении В и в таблицах 26-29.

Таблица 26 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
11	Амурская 10	10	10,7	6,96
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,51	7,16

Таблица 27 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_dop, %
Ключевая - Светлая	345	690	50,0
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	354	835	42,4
Бурейская ГЭС – Завитая 1, 2 цепь	343	835	41,1
Светлая - Энергия 1 с.	241	610	39,5
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	271	690	39,2
Светлая - Энергия 2 с.	237	610	38,8
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	267	690	38,6

Таблица 28 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	dU, %
5	Амурская 500	500	465,99	-6,8
6	Амурская 500 (2)	500	465,96	-6,81
7	Амурская ср.т.	500	466,28	-6,74
8	Амурская ср.т. (2)	500	466,23	-6,75
12	Благовещенская	220	205,53	-6,58

Таблица 29 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I/I_доп, %
Ключевая - Светлая	447	690,0	64,7
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	422	835,0	50,5
Светлая - Энергия 1 с.	291	610,0	47,8
Светлая - Энергия 2 с.	286	610,0	46,9
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	322	690,0	46,7
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	317	690,0	45,9
Бурейская ГЭС – Завитая 1, 2 цепь	357	835,0	42,8
Зейская ГЭС - Амурская	760	1891,0	40,2
Чалганы-тяга - Ключевая	201	610,0	33,0
Амурская – отп. Белогорск 2	199	610,0	32,6
Амурская – отп. Белогорск 1	192	610,0	31,5

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 26 и 28 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 27 и 29 представлены оптимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

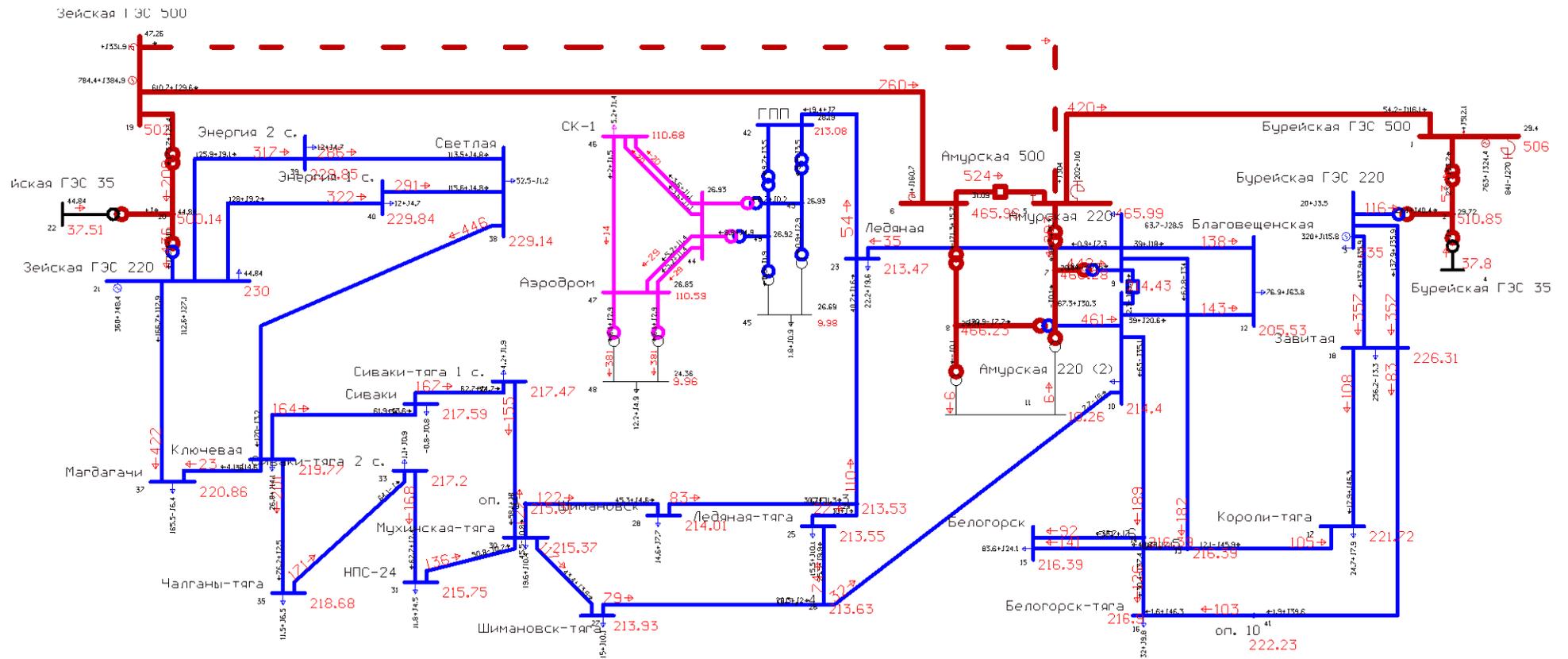


Рисунок 10 – Послеаварийный режим при подключении к сети ПС 110 кВ Аэродром

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям к.з. необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з. и значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);
- начальное значение апериодической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;
- ударный ток к.з.

Расчет тока к.з. аналитическим способом включает:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;
- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;
- определение искомого тока к.з.

Расчетный ток к.з. определяют в зависимости от назначения расчета: проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного к.з.; на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного к.з.; на отключающую способность выключателей - по току трехфазного к.з., а для сетей 110 кВ и выше – дополнительно по току однофазного к.з.

Расчет токов к.з. с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и ПС, весьма сложен. Вместе с тем можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие:

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают емкостную проводимость линий;
- считают, что трёхфазная система является симметричной, влияние нагрузок на ток к.з. учитывают приближенно;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса короткого замыкания;
- не учитывают влияние нагрузки;
- при вычислении тока к.з. обычно пренебрегаю активным сопротивлением цепи, если отношение $\frac{X}{R}$ более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока к.з. – T_a . В нашем случае T_a будем определять приближенно.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов к.з. (погрешность практических методов расчета не превышает 10 %, что принято считать допустимым).

При выборе электрических аппаратов РУ с напряжением 35 кВ и выше можно ввести ряд упрощений:

- проверка оборудования в условиях короткого замыкания проводится по значениям суммарного тока короткого замыкания при повреждении на шинах РУ. Это соответствует расчетным условиям для выключателя (оборудования) тупиковой линии и создает определенный запас при выборе оборудования других присоединений;
- расчет ударного тока и апериодической составляющей тока к.з. можно выполнять по эквивалентным постоянным времени T_a , не рассматривая составляющих токов по отдельным ветвям;
- принимая во внимание значительную удаленность РУ 35 кВ и выше от генераторов станций не учитываем затухание периодической составляющей тока к.з., то есть $I_{пт} = I_{п0}$.

7.1 Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения.

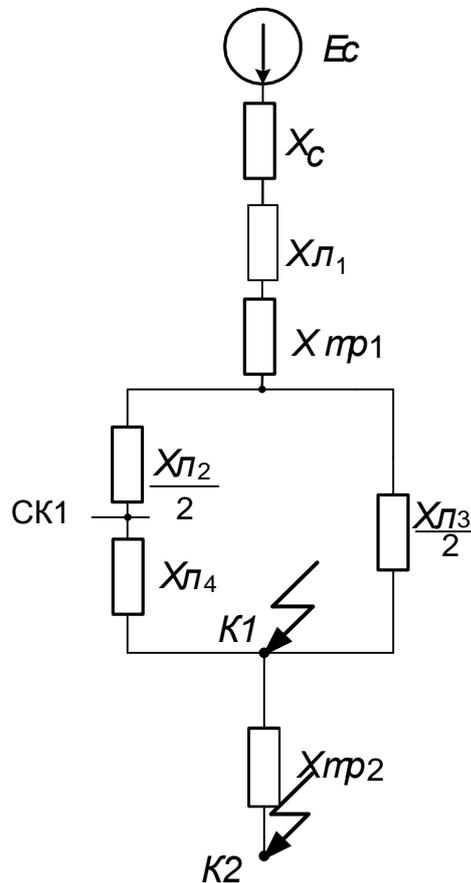


Рисунок 11 – Схема замещения сети

После построения схемы замещения сети, нужно найти параметры элементов этой схемы.

Примем за базисную мощность 100 МВА. Ток короткого замыкания на шинах напряжением 220кВ $I_{КС}^{(3)} = 5,5$ кА.

Зная, базисную мощность и напряжение, найдем базисные токи для каждой ступени трансформации:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}; \quad (19)$$

$$I_{\sigma 1} = 0,502 \text{ кА.}$$

$$I_{\sigma 2} = 5,5 \text{ кА.}$$

Сопротивление системы находится по формуле:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{кз}}} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{кз}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 5,5}; \quad (20)$$

$$x_c = 0,046 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии определяется как:

$$x_l = x_{y0} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}; \quad (21)$$

где x_{y0} – удельное сопротивление линии;

l - длина линии (км);

$$x_{л1} = 0,4 \cdot 18,723 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,014 \text{ о.е.}$$

$$x_{л2} = \frac{0,4 \cdot 10,227 \cdot \frac{100}{115^2}}{2} = 0,015 \text{ о.е.}$$

$$x_{л3} = \frac{0,4 \cdot 11,738 \cdot \frac{100}{115^2}}{2} = 0,018 \text{ о.е.}$$

$$x_{Л4} = 0,4 \cdot 12,34 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,037 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.Т}}; \quad (22)$$

где u_K – напряжение короткого замыкания %.

Для трансформатора ТДН-40000/220/110: $S_{НОМ}=40000$ кВА, $u_{к\%}=11\%$

Для трансформатора ТДН-10000/110: $S_{НОМ}=10000$ кВА, $u_{к\%}=10,5\%$.

$$x_{Т1} = \frac{11 \cdot 100}{100 \cdot 40} = 0,275$$

$$x_{Т2} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 10} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Определим общее эквивалентное сопротивление от источника питания, до точки КЗ К1.

$$X_{\sigma} = x_c + x_{л1} + x_{м1} + \frac{(x_{л2} + x_{л4}) \cdot x_{л3}}{x_{л2} + x_{л4} + x_{л3}}; \quad (23)$$

$$Z_{\sigma} = 0,046 + 0,014 + 0,275 + \frac{(0,015 + 0,037) \cdot 0,018}{0,015 + 0,037 + 0,018} = 0,348 \text{ о.е.}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –1 (шины 110 кВ):

$$I_{пО(К-1)}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\sigma}} \cdot I_{\sigma}; \quad (24)$$

$$I_{пО(К-1)}^{(3)} = \frac{1}{0,348} \cdot 0,502 = 1,44 \text{ кА.}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-1 (шины 110 кВ):

$$I_{пО(К-1)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{пО(К-1)}^{(3)}, \quad (25)$$

$$I_{пО(К-1)}^{(2)} = 0,866 \cdot 1,44 = 1,25 \text{ кА}$$

Определим ток трёхфазного КЗ в точке К –2 (шины 10 кВ):

Определим общее эквивалентное сопротивление от источника питания, до точки КЗ К2.

$$X_{\Sigma 1} = x_c + x_{\lambda 1} + x_{m1} + \frac{(x_{\lambda 2} + x_{\lambda 4}) \cdot x_{\lambda 3}}{x_{\lambda 2} + x_{\lambda 4} + x_{\lambda 3}} + x_{m2}; \quad (26)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,046 + 0,014 + 0,275 + \frac{(0,015 + 0,037) \cdot 0,018}{0,015 + 0,037 + 0,018} + 1,05 = 1,398 \text{ о.е}$$

$$I_{\text{НО}(K-2)}^{(3)} = \frac{E_c}{Z_{\Sigma 1}} \cdot I_{\sigma 2};$$

$$I_{\text{НО}(K-2)}^{(3)} = \frac{1}{1,398} \cdot 5,5 = 4,01 \text{ кА.}$$

Определим ток двухфазного КЗ в точке К-2 (шины 10 кВ):

$$I_{\text{НО}(K-2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{НО}(K-2)}^{(3)};$$

$$I_{\text{НО}(K-2)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,01 = 3,47 \text{ кА.}$$

Ударный ток определяем по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} I_{\text{НО}} K_{y\delta}; \quad (27)$$

где K_y – ударный коэффициент;

$$i_{y\delta}^{(K1)} = \sqrt{2} \cdot 1,44 \cdot 1,8 = 3,67 \text{ кА};$$

$$i_{y\delta}^{(K2)} = \sqrt{2} \cdot 4,01 \cdot 1,6 = 9,07 \text{ кА};$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{\text{НО}} \cdot e^{-t/T_a}; \quad (28)$$

$$i_a^{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,44 \cdot e^{-0,01/0,03} = 2,86 \text{ кА};$$

$$i_a^{K2} = \sqrt{2} \cdot 4,01 \cdot e^{-0,01/0,03} = 7,96 \text{ кА};$$

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Результаты приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты расчета токов КЗ

Ток	К1	К2
$I_{КЗ}^{(3)}$	1,44кА	4,01 кА
$I_{КЗ}^{(2)}$	1,25 кА	3,47 кА
$i_{y\partial}$	3,67 кА	9,07 кА
i_a	2,86 кА	7,96 кА

8 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

Одним из важных параметров линии является размер сечения провода. Выбор сечения проводов производится методом экономических токовых интервалов. Выполним расчет линии между подстанциями СК-1 и Аэропорт. Проверка пригодности выбранных сечений проводов производится расчетом послеаварийного режима.

Максимальный ток в воздушных линиях между подстанциями рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{S_p}{n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}}, \text{ кА} \quad (29)$$

где S_p – полная нагрузка, передаваемая по линии.

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей;

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

$$I_{\max} = \frac{13129}{1 \cdot 110 \cdot \sqrt{3}} = 68,9 \text{ А}$$

Расчетное значение тока, текущего по линии:

$$I_{\text{рj}} = I_{\text{маx ij}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \text{ кА} \quad (30)$$

Определим расчетный ток

где $I_{\text{маx ij}}$ – максимальный ток, кА;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

α_i – коэффициент, учитывающий число часов использования наибольшей нагрузки и коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы (T_m).

Для воздушных линий 110 – 220 кВ: $\alpha_i=1,05$; $\alpha_i=1$;

$$I_p = 0,0689 \cdot 1,05 \cdot 1 = 72,3 \text{ А}$$

Принимаем провод марки АССС–70

АССС™ — это передовая технология, использующая композитный сердечник для увеличения пропускной способности и эффективности воздушных линий.

В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС™) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями. Он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности.

9 ВЫБОР ЭЛЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКТНОГО
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110кВ

Для распределительного устройства 110 кВ примем к установке КРУЭ компании Siemens марки 8DN8 со следующими параметрами:

Таблица 31 – Параметры КРУЭ 110 кВ

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
1	2	3
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	145
Номинальная частота	Гц	50
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты по отношению к земле	кВ	275
Нормированное испытательное напряжение промышленной частоты между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	315
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса по отношению к земле	кВ	650
Нормированное испытательное напряжение грозового импульса между разомкнутыми контактами разъединителя	кВ	750
Номинальный ток	А	1250
Номинальный ток термической стойкости	кА	31,5
Номинальный ток динамической стойкости	кА	79
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	31,5
Номинальный ток отключения аperiodической составляющей	кА	37
Расчетная длительность КЗ	с	3
Утечка элегаза в год на газовый отсек	%	<0,5
Ширина ячейки	мм	1500
Высота, глубина	мм	3470
Привод силового выключателя		пружинный
Расчетное питающее напряжение	В	60 до 250
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	-25 +40

Проведем проверку для выключателя и разъединителя выбранного КРУЭ:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$110\text{кВ} \geq 110\text{кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$$

$$1250\text{А} \geq 68,9\text{А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{нт}}$$

$$31,5\text{кА} \geq 1,44\text{кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.\text{ном}} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном.отк}},$$

где $\tau = t_{\text{р.з}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,033 = 0,043\text{с}$

где $t_{\text{р.з}} = 0,1\text{с}$ - минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}} = 0,033\text{с}$ - собственное время отключения выключателя.

Величина $\beta_{\text{ном}}$ регламентируется ГОСТом в виде кривой $\beta_{\text{ном}} = f(\tau)$, приведенной на рисунке X

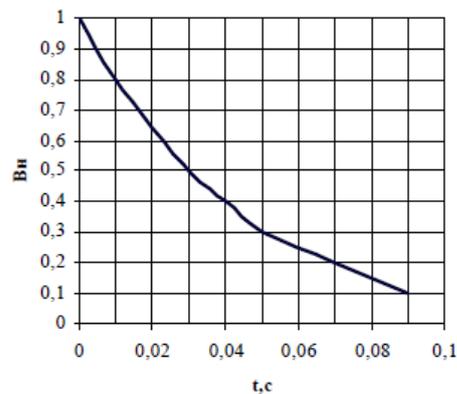


Рисунок 12 -
63

По рисунку $\beta_{ном} = 0,38$

$$i_{\alpha.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,38 \cdot 31,5 = 16,93 \text{кА} ;$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,44 \cdot 0,38 = 773,9 \text{А}$$

$$16,93 \text{кА} \geq 773,9 \text{А}$$

4) По предельному сквозному току КЗ- на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{н.о}$$

$$31,5 \text{кА} \geq 1,44 \text{кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$79 \text{кА} \geq 3,67 \text{кА}$$

5) По тепловому импульсу-на термическую стойкость

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_{к.ном} \geq B_k$$

$$B_k = 1,44^2 \cdot 2,42 = 5,02 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для выключателя:

$$B_{к.ном} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 5,02 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для разъединителя:

$$B_k = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$3969 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq 5,02 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетный величины выбора сведены в таблицу X

Таблица 32

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель	Разъединитель
$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$	$U_{ном} = 110\text{кВ}$
$I_{расч} = 68,9\text{А}$	$I_{ном} = 1250\text{А}$	$I_{ном} = 1250\text{А}$
$I_{н.о}^3 = 1,44\text{кА}$	$I_{ном.откл} = 31,5\text{кА}$	-
$i_{а.т} = 773,9\text{А}$	$i_{а.т} = 16,93\text{кА}$	-
$I_{н.о} = 1,44\text{кА}$	$I_{дин} = 31,5\text{кА}$	-
$i_{уд} = 3,67\text{кА}$	$i_{дин} = 79\text{кА}$	$i_{дин} = 79\text{кА}$
$B_{к.ном} = 5,02\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 2976,75\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 3969\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей и разъединителей КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Проведем проверку для трансформаторов тока выбранного КРУЭ:

По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110\text{кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

По току:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$68,9\text{А} \leq 200\text{А}$$

По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$$

$$2976,75 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 5,02 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

По величине вторичной нагрузки:

$$S_{\Sigma} \leq S_{\text{ном}}$$

Мощность приборов, подключенных к трансформатору тока.

Таблица 33

Наименование приборов	S _{обм} , ВА	Нагрузка		
		А	В	С
Амперметр	0,5	0,5	-	-
Ваттметр	0,5	0,5	-	0,5
Варметр	0,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	2,5	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	2,5	2,5	-	2,5
Итого		6,5	-	6,0

Суммарная мощность приборов:

$$S_{\Sigma} = 6,5 \text{ВА}$$

$$6,5 \text{ВА} \leq 20 \text{ВА}$$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов тока КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения выбранного КРУЭ:

По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$110 \text{кВ} \leq 110 \text{кВ}$$

По конструкции и схеме соединения обмоток:

Трёхобмоточный трансформатор, выполненный по схеме «У/У₀-0»;

3) По классу точности: 0,5;

4) По вторичной нагрузке:

$$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$$

Мощность приборов, подключенных к ТН, представлена в таблице 34

Таблица 34

Прибор	S одной обмотки	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Нагрузка	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Варметр	1,5	2	1	0	1	3	-
Счётчик активной энергии	2	2	0,38	0,925	2	8	7,4
Частотомер	3	1	1	0	1	3	-

Суммарная мощность приборов:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{19^2 + (7,4)^2} = 20,39\text{ВА}$$

$$20,39\text{ВА} \leq 30\text{ВА}$$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 110 кВ соответствуют условиям их выбора.

10 ВЫБОР КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

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

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

В дипломном проекте рационально принять КРУ серии К – 63 с выключателями ВВ/Тел – 10 20/1000



Рисунок 13 -

КРУ серии К – 63 имеет:

- росоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;
- высокочувствительную дуговую защиту;
- автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ при низких температурах и высокой влажности.

КРУ серии К – 63 рассчитаны на применение всех типов высоковольтных выключателей данного напряжения: масляного, вакуумного и элегазового. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУ проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.

Наличие различных исполнений шкафов КРУ по главным электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

КРУ безопасны в работе:

- имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;
- смотровые окна обеспечивают наблюдение за оборудованием под напряжением;
- при помещении выкатной части в ремонтное положение автоматически работающие шторки защищают обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;
- предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных установленных заземляющих разъединителей.

В таблице 34 приведены параметры шкафа КРУ серии К – 63.

Таблица 34 – основные параметры шкафа КРУ серии К – 63У1

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А: Сборных шин шкафов	1600
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Электродинамическая стойкость, кА	51
Тип выключателя	ВВ/Te1 – 10 20/1000
Параметры	Значения
Тип привода к выключателю	Электромагнитный
Габариты шкафа, мм: ширина глубина высота	750/3100/2725
Масса транспортного блока из шести ячеек, кг	5600
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10
Ограничители перенапряжения	ОПН – 10У

Проверим выключатель ВВ/Te1 – 10 20/1000 У3 по термической устойчивости и по отключающей способности.

$$B_k = I_{н.о}^2 \cdot t_{тер};$$

$$B_k = 4,01^2 \cdot 1,92 = 30,87 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$I_{p.max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_{p.max} = \frac{13129}{\sqrt{3} \cdot 10} = 759 \text{ А}$$

Таблица 35 – Параметры выбора выключателя ВВ/Тел – 10 20/1000 УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 759 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,01 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 20 \text{ кА}$	$i_{а,τ} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а,τ} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,07 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,01 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,07 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 4,01 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 4,01^2 \cdot 1,92 = 30,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

По данным сравнения выбираю выключатель марки ВВ/Тел – 10 20/100

10.1 выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Трансформаторы тока выбираются:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (31)$$

по току

$$I_{ном} \leq I_{ном} , \quad I_{мах} \leq I_{ном} \quad (32)$$

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

По конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости;

по термической стойкости

$$B_k \leq I_{ном}^2 t_m , \quad (33)$$

где t_m – время термической стойкости, величина справочная;

по вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} , \quad (34)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

$$Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2} \quad (35)$$

где $I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора, $I_2=5 A$, [6].

$S_{2ном}$ – вторичная номинальная нагрузка, при классе точности 0,2, номинальная вторичная нагрузка составляет 30 ВА.

Таким образом, номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2ном} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2 \quad (36)$$

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (37)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине l соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2.5 мм^2 по меди и 4 мм^2 по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно, 6 и 10 мм^2 . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что $Z_{ПРОВ} = r_{ПРОВ}$.

Выбор измерительных трансформаторов тока на стороне 10 кВ.

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице.



Рисунок 14 – Трансформатор тока ТОЛ-10

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Варметр		7КТ1 30	5	-	5
Ваттметр		7КТ1 30	5	-	5
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО				14,4	6,8
Амперметр	Секционный выключатель	7КТ1 1	2	-	2
ИТОГО					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	7КТ1 1	2	2	2
Счетчик АЭ		Меркурий 230 ART2	2,4	2,4	2,4
Счетчик РЭ					
ИТОГО				6,8	-

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_K \quad (38)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ.}} - r_K \quad (39)$$

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (40)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$,

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{14,4}{25} = 0,576 \text{ Ом},$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Вторичная нагрузка на трансформатор тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (41)$$

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{20}{25} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 0,8 - 0,576 - 0,1 = 0,13 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (42)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения,
 $l = 6 \text{ м}$;

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

$$S = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,13} = 1,31 \text{ мм}^2.$$

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

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{q} \quad (43)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = 0,3 + 0,042 + 0,1 = 0,44 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 15.

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

Таблица 37 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 759 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$Z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,44 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	$I_{y0} = 9,07 \text{ кА}$	$I_{y0} \leq i_{скв}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 30,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10 УХЛ1

10.2 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения

приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются, [6]:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (44)$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (45)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В · А .

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,2.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} * \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} * \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (46)$$

Должно при этом соблюдаться условие

$$S_{2\Sigma} \leq S_{доп} \quad (47)$$

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 ХЛ2, [6].

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 38.

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на НН 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	7КТ1 1	2	2	1	4
Ваттметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Варметр	7КТ1 30	1	5	2	10
Частотомер	7КТ1 30	1	5	2	10
Счетчик АЭ	Ртутный 230 ART2	20	0,1	2	4,0
Счетчик РЭ					
Итого					38

Каталожные данные приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Каталожные данные ТН НАМИ-10 ХЛ2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,2	$S_{2ном}$	В·А	75

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Параметры	Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10 ХЛ2	Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 10 кВ

$U_{ном}, \text{кВ}$	10	10
$S_{2ном}, \text{ВА}$	75	38

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПКН-01-10 УЗ.



Рисунок 15 – Предохранитель ПКН-01-10 УЗ.

10.3 Выбор ограничителей перенапряжений

ОПН являются разрядниками, не имеющих искровых промежутков и предназначены для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети} \quad (48)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48.

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (49)$$

$$U_{p.n.p.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,47 \text{ кВ}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН110 кВ Rexlim Q108XH123.

REXLM Q предназначены для защиты электротехнического оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях переменного тока с частотой 50-60 Гц с заземленной нейтралью. Используются при среднем уровне грозовой активности, степени загрязнения и средних требованиях к энергоемкости.

Идеально подходит там, где требуются малый вес, удобство при монтаже, долговечность, а также безопасность обслуживающего персонала.

Удельная энергоемкость составляет 2,8 кДж/кВ, 2 класс энергоемкости.

$$U_{н.р.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{11}{0,9} = 12,2 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН Polim 1-12N, [8].

Удельная энергоемкость составляет 1,5 кДж, 1 класс энергоемкости.

10.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

Питание нагрузок собственных нужд ПС 110/10 «Аэропорт» обеспечивается от двух трансформаторов собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ. Состав потребителей СН подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, система вентиляции и отопления КРУЭ 110 кВ и КРУ 10 кВ.

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

В проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$

тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = \frac{P_{уст}}{\cos\varphi} \times K_c \quad (50)$$

K_c - коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки;

$P_{уст} = 420$ кВт – ориентировочная установленная активная мощность собственных нужд.

Тогда:

$$S_{расч} = \frac{420}{0.85} \times 0.8 = 395 \text{ кВА}$$

Принимаем два сухих трансформатора Trihal 400.

Технические характеристики сухого трансформатора Trihal 400 представлены в таблице 41.

Таблица 41

Технические характеристики сухого трансформатора Trihal 400	
Мощность трансформатора, кВА	400
Напряжение, кВ	10/0,4
Диапазон регулирования	±5%
Температурный режим	от -25 ⁰ С до +40 ⁰ С
Вес, кг	1230

11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

11.1 Расчёт заземлителя

Алгоритм расчёта заземлителей подстанции:

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 3575 \text{ м}^2;$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным:

$$d = 16 \text{ мм}$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.L.} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 8^2 = 201 \text{ мм}^2; \quad (51)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{20^2 \cdot 10^6 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 97,6 \text{ мм}^2, \quad (52)$$

где $T = t_{01} = 0,2$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (16 + 0,102) = 5,2 \text{ мм}^2, \quad (53)$$

$$\text{Где } S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102 \quad (54)$$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \quad \text{мм}^2; \quad (55)$$

$H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит принять $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \quad \text{мм}^2; \quad (56)$$

$$F_{M.П.} = 201 \geq F_{\min} = 102,8 \quad \text{мм}^2, \text{ то принимаем } d = 16 \text{ мм.}$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 8$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} = \frac{2 \cdot 3792}{8} = 948 \quad \text{м}; \quad (57)$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{948}{2 \cdot \sqrt{3792}} - 1 = 7,69; \quad (58)$$

Принимаем $m = 8$

Длина стороны ячейки:

$$a = \frac{\sqrt{S}}{m} = 8 \text{ м};$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 8 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{3792} \cdot (7 + 1) = 985 \text{ м} \quad (59)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 3 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{3575}}{8} = 29,9 \quad (60)$$

Принимаю: $n_B = 30$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (61)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 10 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (62)$$

где ρ_1, ρ_2 – удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (63)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (64)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{40}{30} = 1,3$ расчёт коэффициента k производим по формуле(61):

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{0,5}{5} \right) = 0,13$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 30 \cdot \left(\frac{40}{30} \right)^{0,13} = 31,1 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 30,8 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{3575}} + \frac{1}{985 + 31 \cdot 3} \right) = 0,21 \text{ Ом}$$

A_{\min} - коэффициент подобия;

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (65)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3575}}{(31,13 + 320) \cdot (20 + 45)}} = 1,98;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u = 0,21 \cdot 1,98 = 0,42 \quad (66)$$

Условие $R_H < 0,5$ выполняется.

11.2 Молниезащита подстанции Аэропорт

Молниезащита – это комплекс защитных устройств, предназначенных для обеспечения безопасности людей, сохранности зданий и оборудования от возможных взрывов, пожаров и разрушений, возникающих при воздействии молнии. Защита электрооборудования подстанции от прямых ударов молнии осуществляется с помощью стержневых молниеотводов

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Расчет молниезащиты будем производить ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных

на порталах 110 кВ . Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110кВ , высотой $h_x = 11,35$ м.

Т.к. в данной бакалаврской работе высота молниеотвода $h < 150$ м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (67)$$

где h_0 - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (68)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (69)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Сделаем расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов М1 и М2, установленных на линейных порталах.

$$H = 19,35$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \times 19,35)19,35 = 20,536 \text{ м}$$

$$r_{c0} = 20,536 \text{ м}$$

Определим радиус зоны защиты на уровне КРУЭ 110кВ.

$$h_x = 11,35 \text{ м}$$

$$r_x = \frac{20,536(19,35-11,35)}{19,35} = 8,55$$

Аналогичный расчет производим для молниеприемников М3 и М4.

Результаты расчета приведены в таблице 42.

Таблица 42 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотвод	Линейный портал 110кВ, М	КРУЭ 110кВ, М	Земля, М
М1	6,36	8,55	20,54
М2			
М3	-	21,15	32,86
М4			

Внутренняя и внешняя зоны защиты молниеотводов показаны на листе графической части.

12 РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Любые электрические системы должны быть надёжными, экономичными, удобными и безопасными в эксплуатации и обеспечивать потребителей электроэнергией требуемого качества. Большую роль в выполнении этих требований играют устройства релейной защиты.

Для силовых трансформаторов предусматривается релейная защита от повреждений и ненормальных режимов работы. К повреждениям относят: - многофазные КЗ в обмотках и на выводах трансформатора; - однофазные КЗ на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; - витковые замыкания в обмотках. К ненормальным режимам относят: - прохождение сверхтоков в обмотках при внешних КЗ; - прохождение сверхтоков при перегрузках трансформатора; - понижение уровня масла в маслонаполненных трансформаторах.

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики. Устройство может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.).

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 10-220 кВ. Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит максимально-токовую защиту (МТЗ) ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);
- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;
- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами. Предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;
- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

- управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;
- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;
- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;
- формирование сигнала устройством резервирования отказов выключателя (УРОВ) при отказах своего выключателя и исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;
- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;
- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

На рисунке 6 показано место установки защит трансформатора и точки повреждения, в которых необходимо знать токи КЗ для расчета установок защит.

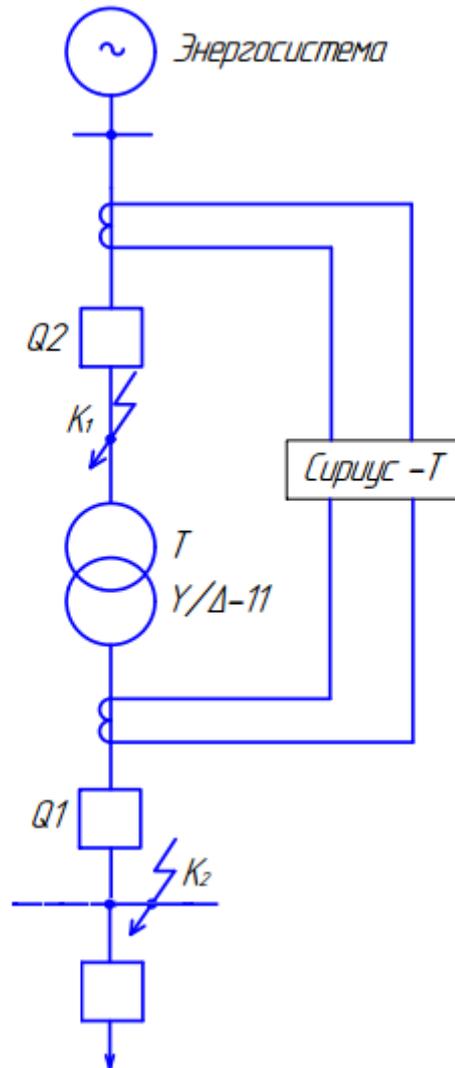


Рисунок 15 – Расположение точек КЗ для расчета уставок защит трансформатора

Исходные данные:

Двухобмоточный трансформатор 110/10 кВ мощностью 10000 кВА. С (РПН) $\pm 16\% \pm 9$ ступеней с системой охлаждения вида «Д».

12.1 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора соответствующий его номинальной мощности рассчитывается по формуле:

$$I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (70)$$

Первичный ток на стороне ВН равен:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.ВН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ПЕРВ.НН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525,5 \text{ А}.$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока определяется по формуле:

$$K_I = \frac{I_{ПЕРВ.ТТ}}{I_{ВТОР.ТТ}}. \quad (71)$$

Коэффициент трансформации для стороны ВН равен:

$$K_{IB} = \frac{50}{5}.$$

На стороне НН:

$$K_{IH} = \frac{600}{5}.$$

Коэффициент схемы соединения обмоток трансформаторов тока для обоих трансформаторов равен 1.

Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора:

$$I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_I} \cdot k_{сх}. \quad (72)$$

На стороне ВН вторичный ток в плечах защиты равен:

$$I_{НОМ.ВТОР.ВН} = 5 \text{ А};$$

На стороне НН:

$$I_{НОМ.ВТОР.НН} = 4,375 \text{ А}.$$

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{НОМ} = 5$ базисные токи должны входить в диапазон (1,01 – 10,00) А. Значения 5 и 4,375 укладываются в указанный диапазон.

12.2 Выбор установок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1)

Так как защиты трансформатора подключены к трансформаторам тока, установленным на стороне высшего напряжения трансформатора, поэтому необходимо знать, какие токи протекают по ним при повреждении на шинах низшего напряжения. Приведение токов КЗ к стороне ВН трансформатора выполняется по формуле:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = \frac{I_{КЗ}^{(3)НН}}{K_T} . \quad (73)$$

где K_T – коэффициент трансформации силового трансформатора.

Максимальный ток внешнего КЗ равен:

$$I_{КЗ}^{(3)ВН} = 1440 \text{ А} .$$

Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах) определяется по формуле:

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}} . \quad (74)$$

$$I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} = 14,6 \text{ о.е.}$$

Установка дифференциальной отсечки рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq k_{ОТС} \cdot k_{НБ} \cdot I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС*} \quad (75)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2.

$k_{НБ}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ, принимаем равным 0,7.

$$\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 14,6 = 12,26.$$

Принимается ближайшая большая величина уставки дифференциальной отсечки $\frac{I_{ДИФ}}{I_{НОМ}} = 12,3$.

Действительный ток срабатывания дифференциальной отсечки будет равен:

$$I_{ДИФ} = 12,3 \cdot 50 = 615 \text{ А.}$$

Проверим коэффициент чувствительности дифференциальной отсечки при КЗ на стороне ВН по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{ДИФ}}}; \quad (76)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1250}{615} = 2,03 \geq 2.$$

Отсюда следует, что дифференциальная отсечка устройства «Сириус-Т» удовлетворяет требованиям по коэффициенту чувствительности.

12.3 Выбор установок чувствительности дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах):

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{ПБВ}} + \Delta f_{\text{добав}}. \quad (77)$$

где ε – относительное значение полной погрешности ТТ, принимается равным 0,1;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 2;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается равным 1;

$\Delta f_{добав}$ – добавочная погрешность обусловленная неточностью задания номинальных токов, принимается равным 0,04.

$$I_{НБ.РАСЧ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,17 + 0,04 = 0,41 \text{ о.е.}$$

Для выбора установки срабатывания должно выполняться условие:

$$\frac{I_{\partial 1}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{НБ.РАСЧ} . \quad (78)$$

$$1,3 \cdot 0,41 = 0,49 .$$

Значение базовой установки срабатывания принимаем равное 0,5.

Коэффициент снижения тормозного тока определяется по формуле:

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ} . \quad (79)$$

$$K_{\text{СН.Т}} = 1 - 0,5 \cdot 0,41 = 0,795 .$$

Расчетный коэффициент торможения в процентах:

$$K_{\text{ТОРМ}} = \frac{100 \cdot I_{\text{ДИФ}}}{I_{\text{ТОРМ}}} = \frac{100 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{НБ.РАСЧ}}{K_{\text{СН.Т}}} . \quad (80)$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot 1,3 \cdot 0,41}{0,795} = 59\%.$$

Значение установки второй точки излома $\frac{I_{m2}}{I_{НОМ}}$ имеет пределы $(1 - 2) \cdot I_{НОМ}$.

Для нашего расчета принимаем значение равное 2.

Значение установки блокировки по второй гармонике $\frac{I_{\delta 2}}{I_{\delta 1}}$ имеет пределы

(0,06 – 0,2). Принимаем значение равное 0,15.

13 РАСЧЕТ УСТАВОК ТОКОВОЙ ОТСЕЧКИ (МТЗ-1 ВН) ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора $I_{A \text{ ВН}}$, $I_{B \text{ ВН}}$, $I_{C \text{ ВН}}$ и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания.

$$I_{TO} \geq k_{OTC} \cdot I_k^{(3)}. \quad (81)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку в определении токов, принимаем равным 1,3.

Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{CP.TO} \geq \frac{I_{TO} \cdot k_{cx}}{k_{TT.VH}}. \quad (82)$$

$$I_{CP.TO} \geq \frac{1872 \cdot 1}{50/5} = 187,2 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-Т».

Принимаем $I_{CP.TO} = 187,21 \text{ А}$.

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{TO} = \frac{I_{CP.TO} \cdot k_{TT.VH}}{k_{cx}} \quad (83)$$

$$I_{TO} = \frac{187,21 \cdot 50 / 5}{1} = 1872,1 \text{ A.}$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-Т». Выбираем время срабатывания токовой отсечки. Так как уставка токовой отсечки выбрана то токовая отсечка будет действовать только при повреждениях в трансформаторе, и поэтому выдержка времени токовой отсечки принимается $t_{TO} = 0,1 \text{ с.}$

14 РАСЧЕТ УСТАНОВОК МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ СТОРОНЫ ВН ТРАНСФОРМАТОРА (МТЗ-2 ВН)

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле – $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки – $k_{ОТС} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий – $k_C = 1,1$.

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле с учетом следующих коэффициентов:

Коэффициент отстройки $k_{ОТС} = 1,2$;

Коэффициент самозапуска двигателей $k_{ЗАП} = 1,5$;

Коэффициент возврата МТЗ ВН» $k_B = 0,92$

Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} \geq \frac{k_{ОТС} \cdot k_{ЗАП}}{k_B} \cdot I_{НОМ.ПЕРВ.ВН}, \quad (84)$$

$$I_{МТЗ} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,92} \cdot 50 = 97,8 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимально-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{I_{MT3} \cdot k_{cx}}{k_{TT.BH}}, \quad (85)$$

$$I_{CP.MT3} \geq \frac{97,8 \cdot 1}{50/5} = 9,78 \text{ A.}$$

Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-Т» по следующей формуле:

$$t_{MT3} = t_{max} + \Delta t, \quad (86)$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора;

Δt – ступень селективности, принимаем равным 0,5 с.

$$t_{MT3} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-Т».

15 РАСЧЕТ УСТАНОВОК ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Установки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Установка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{\text{ПЕР}} \geq \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_B} \cdot I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}}, \quad (87)$$

где $k_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки, равен 1,05;

k_B – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т», равен 0,92;

$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки.

$$I_{\text{ПЕР.ВН}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 5 = 5,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{ПЕР.НН}} = \frac{1,05}{0,92} \cdot 4,375 = 4,99 \text{ А}.$$

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$t_{\text{ПЕРЕГР}} = t_{\text{МТЗ}} + \Delta t = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с}.$$

Используем выдержку времени « $t_{\text{ПЕРЕГР}}$ » в устройстве «Сириус-Т».

15.1 Газовая защита трансформатора

Газовая защита является наиболее чувствительной защитой трансформаторов от повреждений его обмоток и особенно витковых замыканий, на которые дифференциальная защита реагирует только при замыкании большого числа витков, а МТЗ и отсечка не реагируют совсем. Образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле. В нашем примере на трансформаторе установлено реле типа ВФ-80/Q, которое имеет квадратный фланец с проходным отверстием 80 мм. В соответствии с требованиями ПУЭ схемой защиты трансформатора предусматривается возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме отсека РПН) на сигнал и выполнена отдельная сигнализация от сигнального и отключающего контактов.

Газовая защита трансформаторов осуществляется при помощи специальных газовых реле, монтируемых в металлический кожух, врезанных в маслопровод между баком и расширителем. Нормально реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое стекло со шкалой, указывающей количество скопившегося и реле газа. В верхней части реле имеются кран для выпуска газа и зажимы для подключения проводов к контактам, расположенным внутри реле.

В нормальном состоянии, когда реле полностью заполнено маслом, поплавков всплывает и его контакт при этом разомкнут. При медленном газообразовании газы, поднимающиеся к расширителю, постепенно заполняют реле и вытесняют масло. С понижением уровня масла поплавков, опускаясь, поворачивается на своей оси, при этом происходит замыкание ртутных контактов и посылается предупреждающий сигнал.

При дальнейшем медленном газообразовании реле подействовать на отключение не может, так как оно заполняется газом лишь до верхней кромки отверстия, после чего газы будут проходить в расширитель.

Нижний поплавок, расположенный напротив отверстия маслопровода, является отключающим элементом. Если газообразование происходит бурно, то возникает сильный поток газов из трансформатора в расширитель через газовое реле, при этом нижний поплавок опрокидывается, замыкает ртутные контакты, что приводит в действие аппарат, отключающий трансформатор.

Так как при коротких замыканиях внутри бака трансформатора сразу возникает бурное газообразование, отключение трансформатора происходит быстро, через 0,1—0,3 с. Несколько позже, уже после отключения трансформатора срабатывает и сигнализация.

Для трансформаторов мощностью 6,3 тыс. кВА и выше установка газовой защиты обязательна. Для трансформаторов мощностью от 1000 до 4000 кВА она обязательна только при отсутствии дифференциальной или максимально-токовой защиты с выдержкой времени 0,5—1 с. Для трансформаторов мощностью 400 кВА и выше, устанавливаемых внутри цеха, газовая защита обязательна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате данной магистерской диссертации были выполнены основные задачи по проектированию подстанции 110/10 кВ Аэропорт. Произведён расчёт рабочих токов и токов короткого замыкания для выбора современного электрооборудования высокого напряжения, а также подобраны необходимые приборы для полноценного контроля за параметрами сети.

Осуществлён выбор типа и мощности понижающих трансформаторов, выбраны коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Выполнен расчёт молниезащиты и сетки заземления ПС 110/10 Аэропорт. Осуществлена настройка параметров устройств релейной защиты и автоматики на базе нового автоматизированного оборудования.

Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электротехнической энергии../Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.(гл. ред. А.И.Попов). – 9-е изд., стер. - М.:МЭИ, 2004. – 964 с.
- 2 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы [Электронный ресурс]:
URL:<http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/969/969720c9a2385a8e0a7c9f75ddc94358.pdf>. Дата обращения (12.05.19).
- 3 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005 .– 411 с .
- 4 Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков - М. : Энергоатомиздат, 2002. - 608 с.
- 5 Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для студ. Учреждений сред. проф. Образования / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 9-е изд., испр. – М. : Издательский центр «Академия», 2013. – 448 с.
- 6 Порядок расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии,: Приказ Минпромэнерго РФ о компенсации реактивной мощности № 49 от 22.02.2007.
- 7 Файбисович, Д. Л. Укрупнённые стоимостные показатели сетей 35 – 1150 кВ / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2006. – 36 с.

- 8 Росстат «Размер средней зарплаты в 2014 году в различных субъектах Российской Федерации [Электронный ресурс].
URL: <http://www.klerk.ru/buh/news/329309/> (дата обращения: 21.05.19).
- 9 С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования [Текст]: учеб. пособие: рек. ДВ УМЦ/ 2008. – 54 с.
- 10 Пешков, А.В. Курс лекций по дисциплине «Применение ЭВМ в энергетике», 2004.- 28 с
- 11 Правила устройства электроустановок: нормативно-технический материал.-7-е изд.- М.:Энергосервис, 2005.-280 с.
- 12 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 13 Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда): Учебное пособие для студентов вузов/ В.Л. Лапин, Н.Л. Пономарев, П.П. Кукин [и др.], – 2-е издание, исправленное и дополненное. – М.: Высшая школа, 2001. – 319 с
- 14 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения.– М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
- 15 Гуревич, Ю.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 192 с.
- 16 Сиэрра, Е. О. Индексы изменения сметной стоимости оборудования на IV квартал 2014 года. Приложение 5 к письму Минстроя РФ № 15285-ЕС/08 от 04.08.2014. [Электронный ресурс]: Режим доступа : <http://www.e-smeta.ru/index/561-minstroy-indexu-izmeneniya-smr-4kvartal2014.html/>
- 17 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян. – М. : НТФ Энергопрогресс, 2009. – 391 с.
- 18 Нормативы численности промышленно-производственного

персонала распределительных электрических сетей. – М. : «ЦОТЭНЕРГО», 2007. – 33 с.

19 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150-00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС». – 2001.

20 Инструкция по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций: Приказ МЧС РФ № 630 от 31.12.02.

21 Релейная защита трансформаторов с использованием микропроцессорного устройства «Сириус-Т»: Методические указания для дипломного проектирования: учебное пособие/ Д.Н. Шестаков, - Курган 2011. - 56 с.

22 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013.

23 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с.

24 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник : В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2006. – 964 с.

25 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL : <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 22.05.2019).

26 Козлов, А.Н. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. Учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.С. Степанов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2013. – 112 с

27 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети : Учебник для вузов / В.И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 2012. – 592 с.

28 Методика и устройство для проверки обеспечения требований чувствительности, селективности и быстродействия защитных аппаратов электроустановок оперативного постоянного тока Галибин В. М., Гусев Ю. П., Поляков А. М., Саков И. А.:– М, 2000. – с. 52– 54.

29 Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005 .– 411 с .

30 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

Тип	Номер ▲	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
Ген	1	Бурейская ГЭС 500	500	841,0	-270,0	763,0	191,5	506,0	-2 000,0	2 000,0	2 000,0	506,00	1,20
Нагр	2	Бурейская ГЭС ср.т.	500									510,85	2,17
Ген	3	Бурейская ГЭС 220	220	20,0	3,5	320,0	76,1	235,0	-500,0	1 000,0		235,00	6,82
Нагр	4	Бурейская ГЭС 35	35									37,80	8,01
Нагр	5	Амурская 500	500	202,0	10,0						1 400,0	488,12	-2,38
Нагр	6	Амурская 500 (2)	500								740,0	488,06	-2,39
Нагр	7	Амурская ср.т.	500									487,11	-2,58
Нагр	8	Амурская ср.т. (2)	500									487,06	-2,59
Нагр	9	Амурская 220	220	63,7	-28,5							224,00	1,82
Нагр	10	Амурская 220 (2)	220	67,3	30,3							223,97	1,81
Нагр	11	Амурская 10	10									10,72	7,16
Нагр	12	Благовещенская	220	76,9	63,8							215,73	-1,94
Нагр	13	оп. 5	220									223,75	1,70
Нагр	14	оп. 6	220									223,75	1,70
Нагр	15	Белогорск	220	83,6	24,1							223,74	1,70
Нагр	16	Белогорск-тяга	220	32,0	9,8							223,97	1,80
Нагр	17	Короли-тяга	220	24,7	7,9							226,54	2,97
Нагр	18	Завитая	220	256,2	-3,3							229,18	4,17
База	19	Зейская ГЭС 500	500			747,1	139,4	502,0	-2 000,0	2 000,0	1 317,0	502,00	0,40
Нагр	20	Зейская ГЭС ср.т.	500									500,08	0,02
Ген	21	Зейская ГЭС 220	220	112,6	27,1	360,0	10,6	230,0	-500,0	1 000,0		230,00	4,55
Нагр	22	Зейская ГЭС 35	35									37,51	7,16
Нагр	23	Ледяная	220	22,2	9,6							223,00	1,37
Нагр	24	оп. 3	220									223,00	1,37
Нагр	25	Ледяная-тяга	220	15,5	10,1							223,00	1,36
Нагр	26	оп. 4	220									223,05	1,39
Нагр	27	Шимановск-тяга	220	15,0	10,1							222,80	1,27
Нагр	28	Шимановск	220	14,6	7,7							222,93	1,33
Нагр	29	оп. 9	220									223,34	1,52
Нагр	30	Мухинская-тяга	220	19,6	10,4							223,34	1,52
Нагр	31	НПС-24	220	11,8	4,6							223,44	1,56
Нагр	32	Сиваки-тяга 1 с.	220	4,2	1,9							224,36	1,98
Нагр	33	Сиваки-тяга 2 с.	220	1,0	0,9							224,02	1,83
Нагр	34	Сиваки	220	-0,8	-0,8							224,41	2,00
Нагр	35	Чалганы-тяга	220	11,5	6,5							224,34	1,97
Нагр	36	Ключевая	220	26,8	14,1							224,77	2,17
Нагр	37	Магдагачи	220	165,5	-6,4							224,66	2,12
Нагр	38	Светлая	220	52,5	-1,2							229,49	4,31
Нагр	39	Энергия 2 с.	220	12,0	4,7							229,91	4,50
Нагр	40	Энергия 1 с.	220	12,0	4,7							229,90	4,50
Нагр	41	оп. 10	220									227,13	3,24

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I max	Идоп...	I загр.
Тр-р	1	2	Бурейская ГЭС 500 - Бурейская ГЭС ср.т.	0,58	61,10	24,2	1,000	27	34	49		
Тр-р	19	20	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ср.т.	0,58	61,10	24,2	1,000	-103	-22	121		
Тр-р	5	7	Амурская 500 - Амурская ср.т.	0,58	61,10	24,2	1,000	-190	-17	225		
Тр-р	6	8	Амурская 500 (2) - Амурская ср.т. (2)	0,58	61,10	24,2	1,000	-192	-17	228		
Тр-р	2	3	Бурейская ГЭС ср.т. - Бурейская ГЭС 220	0,39			0,460	27	40	55		
Тр-р	20	21	Зейская ГЭС ср.т. - Зейская ГЭС 220	0,39			0,460	-103	-13	120		
Тр-р	7	9	Амурская ср.т. - Амурская 220	0,39			0,460	-189	-2	224		
Тр-р	8	10	Амурская ср.т. (2) - Амурская 220 (2)	0,39			0,460	-191	-2	227		
Тр-р	2	4	Бурейская ГЭС ср.т. - Бурейская ГЭС 35	2,90	113,50		0,074	0	0	0		
Тр-р	20	22	Зейская ГЭС ср.т. - Зейская ГЭС 35	2,90	113,50		0,075	0	0	0		
Тр-р	7	11	Амурская ср.т. - Амурская 10	2,90	113,50		0,022	0	0	0		
Тр-р	8	11	Амурская ср.т. (2) - Амурская 10	2,90	113,50		0,022	0	0	0		
ЛЭП	9	12	Амурская 220 - Благовещенская	12,76	55,86	-343,7		-39	-16	131	690,0	19,0
ЛЭП	10	12	Амурская 220 (2) - Благовещенская	9,73	54,47	-350,2		-39	-19	136	825,0	16,5
ЛЭП	9	13	Амурская 220 - оп. 5	8,35	30,02	-179,4		-64	19	171	610,0	28,0
ЛЭП	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	8,05	28,95	-173,1		-66	19	177	610,0	29,0
ЛЭП	13	15	оп. 5 - Белогорск	0,01	0,02	-0,1		-50	-16	135	610,0	22,2
ЛЭП	14	15	оп. 6 - Белогорск	0,01	0,03	-0,2		-34	-8	89	610,0	14,6
ЛЭП	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	6,74	29,52	-181,6		-13	29	81	690,0	11,7
ЛЭП	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	0,83	3,65	-22,4		-32	21	98	690,0	14,3
ЛЭП	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	7,48	26,88	-160,6		0	30	78	610,0	12,8
ЛЭП	41	18	оп. 10 - Завитая	5,72	25,02	-154,0		1	22	57	690,0	8,3
ЛЭП	17	18	Короли-тяга - Завитая	5,07	22,21	-136,6		12	28	77	690,0	11,1
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	5,96	33,39	-214,6		-136	-16	341	835,0	40,8
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	5,96	33,39	-214,6		-136	-16	341	835,0	40,8
ЛЭП	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Амурская 500	7,85	84,60	-1 010,0		51	17	276	1 891,0	14,6
ЛЭП	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500 (2)	10,34	109,86	-1 284,1		-324	106	423	1 891,0	22,4
ЛЭП	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	10,49	111,34	-1 301,4		-320	109	421	1 891,0	22,3
Выкл	5	6	Амурская 500 - Амурская 500 (2)					127	-31	155		
Выкл	9	10	Амурская 220 - Амурская 220 (2)					-1	-29	76		
ЛЭП	9	23	Амурская 220 - Ледяная	4,53	19,85	-122,2		-22	-3	61	690,0	8,9
ЛЭП	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	5,71	20,52	-122,6		-20	-1	55	610,0	9,1

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок в ПВК RastrWin

ЛЭП	23	24	Ледяная - оп. 3	0,31	1,10	-6,6	0	0	1	610,0	0,2
ЛЭП	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	0,31	1,10	-6,6	2	-2	8	610,0	1,3
ЛЭП	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	0,28	1,00	-6,0	18	8	50	610,0	8,2
ЛЭП	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	4,95	17,78	-106,3	-3	0	15	610,0	2,4
ЛЭП	27	30	Шимановск-тяга - Мухинская-тяга	6,63	23,83	-142,4	13	5	35	610,0	5,7
ЛЭП	24	28	оп. 3 - Шимановск	3,87	16,93	-104,2	-2	2	9	690,0	1,4
ЛЭП	28	29	Шимановск - оп. 9	5,17	22,62	-139,2	13	5	35	690,0	5,1
ЛЭП	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	0,30	1,09	-6,5	13	-2	34	610,0	5,6
ЛЭП	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	1,82	6,53	-39,0	18	-1	47	610,0	7,6
ЛЭП	30	32	Мухинская-тяга - Сиваки-тяга 1 с.	5,55	24,31	-149,6	27	7	72	690,0	10,5
ЛЭП	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	4,79	17,23	-103,0	30	2	77	610,0	12,6
ЛЭП	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	0,33	1,18	-7,0	31	1	81	610,0	13,3
ЛЭП	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалганы-тяга	5,64	20,26	-121,1	31	-2	82	610,0	13,4
ЛЭП	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	2,92	10,48	-62,7	42	-1	110	610,0	18,0
ЛЭП	34	36	Сиваки - Ключевая	7,62	33,33	-205,1	31	0	83	690,0	12,0
ЛЭП	36	37	Ключевая - Магдагачи	5,36	23,44	-144,2	-30	9	81	690,0	11,8
ЛЭП	36	38	Ключевая - Светлая	11,00	48,18	-296,5	130	-9	338	690,0	49,0
ЛЭП	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	1,25	4,50	-26,9	92	-4	233	610,0	38,2
ЛЭП	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	1,22	4,39	-26,2	94	-4	237	610,0	38,9
ЛЭП	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	10,02	56,08	-360,5	-139	2	349	835,0	41,8
ЛЭП	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	0,21	0,93	-5,7	-106	0	267	690,0	38,7
ЛЭП	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	0,21	0,92	-5,6	-105	0	263	690,0	38,1

Таблица «Ветви» для нормального режима

Номер	Название	U_ном	V	dV
11	Амурская 10	10	10,72	7,16
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок
в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_расч	I/I_доп
9	12	Амурская 220 - Благове...	115	137	ВН	690,0	19,9
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	118	143	ВН	825,0	17,3
9	13	Амурская 220 - оп. 5	192	182	ВН	610,0	31,4
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	198	189	ВН	610,0	32,5
13	15	оп. 5 - Белогорск	140	140	ВН	610,0	23,0
14	15	оп. 6 - Белогорск	92	92	ВН	610,0	15,0
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	124	102	ВН	690,0	18,0
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	127	125	ВН	690,0	18,5
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	121	101	ВН	610,0	19,8
41	18	оп. 10 - Завитая	101	81	ВН	690,0	14,6
17	18	Короли-тяга - Завитая	122	105	ВН	690,0	17,7
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	349	356	ВН	835,0	42,6
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	349	356	ВН	835,0	42,6
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	139	413	ВН	1 891,0	21,8
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...			ВН	1 891,0	
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	685	740	ВН	1 891,0	39,1
9	23	Амурская 220 - Ледяная	23	34	ВН	690,0	4,9
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	27	36	ВН	610,0	5,9
23	24	Ледяная - оп. 3	80	80	ВН	610,0	13,0
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	6	7	ВН	610,0	1,2
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	50	50	ВН	610,0	8,3
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	71	73	ВН	610,0	12,0
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	112	111	ВН	610,0	18,3
24	28	оп. 3 - Шимановск	76	76	ВН	690,0	11,1
28	29	Шимановск - оп. 9	116	115	ВН	690,0	16,7
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	115	115	ВН	610,0	18,8
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	129	129	ВН	610,0	21,2
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	151	149	ВН	690,0	21,8
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	161	161	ВН	610,0	26,4
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	160	160	ВН	610,0	26,3
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	163	164	ВН	610,0	26,9
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	194	194	ВН	610,0	31,8

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок
в ПВК RastrWin

34	36	Сиваки - Ключевая	158	158	ВН	690,0	22,9
36	37	Ключевая - Магдагачи	40	24	ВН	690,0	5,8
36	38	Ключевая - Светлая	438	438	ВН	690,0	63,5
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	282	282	ВН	610,0	46,3
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	287	287	ВН	610,0	47,1
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	414	416	ВН	835,0	49,8
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	318	318	ВН	690,0	46,1
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	313	313	ВН	690,0	45,3

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
5	Амурская 500	500	467,03	-6,59
6	Амурская 500 (2)	500	466,68	-6,66
7	Амурская ср.т.	500	467,45	-6,51
8	Амурская ср.т. (2)	500	467,39	-6,52
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82
12	Благовещенская	220	206,10	-6,32

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок
в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_расч	I/I_доп
9	12	Амурская 220 - Благове...	109	132	ВН	690,0	19,1
10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	113	137	ВН	825,0	16,7
9	13	Амурская 220 - оп. 5	142	136	ВН	610,0	23,3
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	150	144	ВН	610,0	24,6
13	15	оп. 5 - Белогорск	136	136	ВН	610,0	22,4
14	15	оп. 6 - Белогорск	89	89	ВН	610,0	14,6
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	72	49	ВН	690,0	10,5
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	75	73	ВН	690,0	10,9
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	81	62	ВН	610,0	13,3
41	18	оп. 10 - Завитая	62	46	ВН	690,0	9,0
17	18	Короли-тяга - Завитая	92	79	ВН	690,0	13,3
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	367	370	ВН	835,0	44,3
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	367	370	ВН	835,0	44,3
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	87	287	ВН	1 891,0	15,2
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	383	417	ВН	1 891,0	22,1
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	379	414	ВН	1 891,0	21,9
9	23	Амурская 220 - Ледяная	36	44	ВН	690,0	6,3
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	33	40	ВН	610,0	6,6
23	24	Ледяная - оп. 3	24	24	ВН	610,0	4,0
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	9	9	ВН	610,0	1,5
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	51	51	ВН	610,0	8,4
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	15	23	ВН	610,0	3,7
27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	54	54	ВН	610,0	8,9
24	28	оп. 3 - Шимановск	18	21	ВН	690,0	3,0
28	29	Шимановск - оп. 9	56	56	ВН	690,0	8,1
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	56	56	ВН	610,0	9,2
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	69	69	ВН	610,0	11,3
30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	93	91	ВН	690,0	13,4
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	99	100	ВН	610,0	16,3
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	102	102	ВН	610,0	16,8
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	102	104	ВН	610,0	17,1
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	132	132	ВН	610,0	21,7

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным
автотрансформатором на ПС «Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчёт режима существующей сети с учетом прогноза электрических нагрузок
в ПВК RastrWin

34	36	Сиваки - Ключевая	100	104	ВН	690,0	15,0
36	37	Ключевая - Магдагачи	65	61	ВН	690,0	9,4
36	38	Ключевая - Светлая	363	365	ВН	690,0	52,9
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	246	247	ВН	610,0	40,4
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	251	251	ВН	610,0	41,1
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	367	366	ВН	835,0	43,9
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	281	281	ВН	690,0	40,7
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	277	277	ВН	690,0	40,1

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным
автотрансформатором на ПС «Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
11	Амурская 10	10	10,66	6,60
22	Зейская ГЭС 35	35	37,51	7,16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37,80	8,01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235,00	6,82

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с одним отключенным
автотрансформатором на ПС «Амурская»

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром в ПВК RastrWin

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
Нагр	5	Амурская 500	500	202.0	10.0						1 400.0	487.55	-2.49
Нагр	6	Амурская 500 (2)	500								740.0	487.49	-2.50
Нагр	7	Амурская ср.т.	500									486.26	-2.75
Нагр	20	Зейская ГЭС ср.т.	500									500.08	0.02
Нагр	2	Бурейская ГЭС ср.т.	500									510.85	2.17
Нагр	8	Амурская ср.т. (2)	500									486.21	-2.76
Нагр	9	Амурская 220	220	63.7	-28.5							223.61	1.64
Нагр	10	Амурская 220 (2)	220	67.3	30.3							223.58	1.63
Нагр	11	Амурская 10	10									10.70	6.97
Нагр	22	Зейская ГЭС 35	35									37.51	7.16
Нагр	4	Бурейская ГЭС 35	35									37.80	8.01
Ген	3	Бурейская ГЭС 220	220	20.0	3.5	320.0	77.6	235.0	-500.0	1 000.0		235.00	6.82
Ген	21	Зейская ГЭС 220	220	112.6	27.1	360.0	13.2	230.0	-500.0	1 000.0		230.00	4.55
База	19	Зейская ГЭС 500	500			767.2	145.4	502.0	-2 000.0	2 000.0	1 317.0	502.00	0.40
Ген	1	Бурейская ГЭС 500	500	841.0	-270.0	763.0	195.0	506.0	-2 000.0	2 000.0	2 000.0	506.00	1.20
Нагр	12	Благовещенская	220	76.9	63.8							215.31	-2.13
Нагр	16	Белогорск-тяга	220	32.0	9.8							223.69	1.68
Нагр	17	Короли-тяга	220	24.7	7.9							226.35	2.88
Нагр	15	Белогорск	220	83.6	24.1							223.45	1.57
Нагр	18	Завитая	220	256.2	-3.3							229.07	4.12
Нагр	23	Ледяная	220	22.2	9.6							222.21	1.00
Нагр	24	оп. 3	220									222.24	1.02
Нагр	28	Шимановск	220	14.6	7.7							222.23	1.01
Нагр	25	Ледяная-тяга	220	15.5	10.1							222.25	1.02
Нагр	26	оп. 4	220									222.32	1.06
Нагр	27	Шимановск-тяга	220	15.0	10.1							222.13	0.97
Нагр	13	оп. 5	220									223.45	1.57
Нагр	14	оп. 6	220									223.45	1.57
Нагр	29	оп. 9	220									222.73	1.24
Нагр	32	Сиваки-тяга 1 с.	220	4.2	1.9							223.85	1.75
Нагр	33	Сиваки-тяга 2 с.	220	1.1	0.9							223.52	1.60
Нагр	40	Энергия 1 с.	220	12.0	4.7							229.90	4.50
Нагр	39	Энергия 2 с.	220	12.0	4.7							229.90	4.50
Нагр	30	Мухинская-тяга	220	19.6	10.4							222.74	1.25
Нагр	31	НПС-24	220	11.8	4.6							222.86	1.30
Нагр	34	Сиваки	220	-0.8	-0.8							223.91	1.78
Нагр	36	Ключевая	220	26.8	14.1							224.41	2.01
Нагр	38	Светлая	220	52.5	-1.2							229.47	4.30
Нагр	37	Магдагачи	220	165.5	-6.4							224.39	1.99
Нагр	35	Чалганы-тяга	220	11.5	6.5							223.94	1.79
Нагр	41	оп. 10	220									226.94	3.15
Нагр	42	ГПП	220									221.85	0.84
Нагр	43	ср.т. 1	220									219.49	-0.23
Нагр	44	ГПП 110	110									115.42	4.93
Нагр	45	ГПП 10	10	1.8	0.9							10.40	4.04
Нагр	46	СК-1	110	5.2	1.4							115.34	4.85
Нагр	47	Аэродром	110									115.26	4.78
Нагр	48	Аэродром 10	10	12.2	4.9							10.40	4.01
Нагр	49	ср.т 2	220									219.49	-0.23

Таблица «Узлы» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром в ПВК RastrWin

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
Тр-р	1	2	Бурейская ГЭС 500 - Бурейская ГЭС ср.т.	0.58	61.10	24.2	1.000	25	34		48	
Тр-р	19	20	Зейская ГЭС 500 - Зейская ГЭС ср.т.	0.58	61.10	24.2	1.000	-108	-22		127	
Тр-р	5	7	Амурская 500 - Амурская ср.т.	0.58	61.10	24.2	1.000	-196	-19		234	
Тр-р	6	8	Амурская 500 (2) - Амурская ср.т. (2)	0.58	61.10	24.2	1.000	-199	-19		236	
Тр-р	2	3	Бурейская ГЭС ср.т. - Бурейская ГЭС 220	0.39			0.460	26	40		54	
Тр-р	20	21	Зейская ГЭС ср.т. - Зейская ГЭС 220	0.39			0.460	-108	-13		125	
Тр-р	7	9	Амурская ср.т. - Амурская 220	0.39			0.460	-196	-3		233	
Тр-р	8	10	Амурская ср.т. (2) - Амурская 220 (2)	0.39			0.460	-198	-3		235	
Тр-р	2	4	Бурейская ГЭС ср.т. - Бурейская ГЭС 35	2.90	113.50		0.074					
Тр-р	20	22	Зейская ГЭС ср.т. - Зейская ГЭС 35	2.90	113.50		0.075					
Тр-р	7	11	Амурская ср.т. - Амурская 10	2.90	113.50		0.022					
Тр-р	8	11	Амурская ср.т. (2) - Амурская 10	2.90	113.50		0.022					
ЛЭП	9	12	Амурская 220 - Благовещенская	12.76	55.86	-343.7		-39	-16		131	19.0
ЛЭП	10	12	Амурская 220 (2) - Благовещенская	9.73	54.47	-350.2		-39	-19		136	16.5
ЛЭП	9	13	Амурская 220 - оп. 5	8.35	30.02	-179.4		-63	19		170	27.9
ЛЭП	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	8.05	28.95	-173.1		-65	20		176	28.9
ЛЭП	13	15	оп. 5 - Белогорск	0.01	0.02	-0.1		-50	-16		136	22.2
ЛЭП	14	15	оп. 6 - Белогорск	0.01	0.03	-0.2		-34	-8		89	14.6
ЛЭП	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	6.74	29.52	-181.6		-12	29		82	11.8
ЛЭП	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	0.83	3.65	-22.4		-31	22		98	14.2
ЛЭП	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	7.48	26.88	-160.6		1	31		79	13.0
ЛЭП	41	18	оп. 10 - Завитая	5.72	25.02	-154.0		1	23		59	8.5
ЛЭП	17	18	Короли-тяга - Завитая	5.07	22.21	-136.6		13	28		79	11.5
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	5.96	33.39	-214.7		-137	-17		343	41.1
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	5.96	33.39	-214.7		-137	-17		343	41.1
ЛЭП	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Амурская 500	7.85	84.60	-1 010.0		53	13		280	14.8
ЛЭП	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500 (2)	10.34	109.86	-1 284.1		-331	103		432	22.8
ЛЭП	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	10.49	111.34	-1 301.4		-328	106		429	22.7
Выкл	5	6	Амурская 500 - Амурская 500 (2)					128	-33		157	
Выкл	9	10	Амурская 220 - Амурская 220 (2)						-29		75	
ЛЭП	9	23	Амурская 220 - Ледяная	4.53	19.85	-122.2		-30	-6		84	12.2
ЛЭП	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	5.71	20.52	-122.6		-27	-3		73	12.0
ЛЭП	23	24	Ледяная - оп. 3	0.31	1.10	-6.6		11	2		30	4.9
ЛЭП	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	0.31	1.10	-6.6		11			28	4.5
ЛЭП	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	0.28	1.00	-6.0		26	10		72	11.9
ЛЭП	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	4.95	17.78	-106.3		-1			13	2.1
ЛЭП	27	30	Шимановск-тяга - Мухинская-тяга	6.63	23.83	-142.4		14	5		40	6.5
ЛЭП	24	28	оп. 3 - Шимановск	3.87	16.93	-104.2		1	2		8	1.1
ЛЭП	28	29	Шимановск - оп. 9	5.17	22.63	-139.2		15	5		42	6.0
ЛЭП	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	0.30	1.09	-6.5		15	-2		40	6.6
ЛЭП	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	1.82	6.53	-39.0		20	-1		52	8.6
ЛЭП	30	32	Мухинская-тяга - Сиваки-тяга 1 с.	5.55	24.31	-149.6		29	7		78	11.3
ЛЭП	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	4.79	17.23	-103.0		32	2		83	13.6
ЛЭП	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	0.33	1.18	-7.0		34	2		87	14.2
ЛЭП	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалганы-тяга	5.64	20.26	-121.1		33	-2		88	14.4
ЛЭП	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	2.92	10.48	-62.7		45	-1		116	19.0
ЛЭП	34	36	Сиваки - Ключевая	7.62	33.33	-205.1		33	1		88	12.7
ЛЭП	36	37	Ключевая - Магдагачи	5.36	23.44	-144.3		-28	10		77	11.2
ЛЭП	36	38	Ключевая - Светлая	11.01	48.18	-296.5		133	-8		345	50.0
ЛЭП	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	1.25	4.50	-26.9		94	-4		237	38.8

Таблица «Ветви» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром в ПВК RastrWin

ЛЭП	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	1.22	4.39	-26.2		96	-4		241	39.5
ЛЭП	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	10.02	56.08	-360.5		-141	1		354	42.4
ЛЭП	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	0.21	0.93	-5.7		-108			271	39.2
ЛЭП	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	0.21	0.92	-5.7		-106			267	38.6
ЛЭП	42	23	ПП - Ледяная	1.79	7.85	-48.3		19	7		53	7.5
Тр-р	42	43	ПП - ср.т. 1	1.40	104.00	6.0	0.996	-10	-3		27	
Тр-р	42	49	ПП - ср.т 2	1.40	104.00	6.0	0.996	-10	-3		27	
Тр-р	43	44	ср.т. 1 - ПП 110	1.40			0.526	-9			23	
Тр-р	49	44	ср.т 2 - ПП 110	1.40			0.526	-9	-5		27	
Тр-р	43	45	ср.т. 1 - ПП 10	2.80	195.60		0.048	-1	-3		8	
Тр-р	49	45	ср.т 2 - ПП 10	2.80	195.60		0.047	-1	2		6	
ЛЭП	44	46	ПП 110 - СК-1	1.21	4.35	-26.0		-4	-1		19	3.2
ЛЭП	44	46	ПП 110 - СК-1	1.21	4.35	-26.0		-4	-1		19	3.2
Тр-р	47	48	Аэродром - Аэродром 10	4.38	86.70	8.5	0.092	-6	-3		34	
Тр-р	47	48	Аэродром - Аэродром 10	4.38	86.70	8.5	0.092	-6	-3		34	
ЛЭП	44	47	ПП 110 - Аэродром	2.49	4.14	-42.7		-5	-1		27	7.0
ЛЭП	44	47	ПП 110 - Аэродром	2.49	4.14	-42.7		-5	-1		27	7.0
ЛЭП	46	47	СК-1 - Аэродром	1.99	3.31	-34.2		-2	-1		14	3.6

Таблица «Ветви» для нормального режима

Номер	Название	U_ном	V	dV
11	Амурская 10	10	10.70	6.96
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82

Таблица «Отклонение напряжения» для нормального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром
в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I max	I _{доп_расч_ДДТН}	I/I _{доп_ДДТН} ▾
36	38	Ключевая - Светлая	345	690.0	50.0
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	354	835.0	42.4
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	343	835.0	41.1
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	343	835.0	41.1
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	241	610.0	39.5
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	271	690.0	39.2
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	237	610.0	38.8
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	267	690.0	38.6
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	176	610.0	28.9
9	13	Амурская 220 - оп. 5	170	610.0	27.9
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500 (2)	432	1 891.0	22.9
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500	429	1 891.0	22.7
13	15	оп. 5 - Белогорск	136	610.0	22.2
9	12	Амурская 220 - Благовещенская	131	690.0	19.1
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	116	610.0	19.0
10	12	Амурская 220 (2) - Благовещенская	137	825.0	16.5
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Амурская 500	280	1 891.0	14.8
14	15	оп. 6 - Белогорск	89	610.0	14.6
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалганы-тяга	88	610.0	14.4
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	87	610.0	14.2
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	98	690.0	14.2
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	83	610.0	13.6
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	80	610.0	13.0
34	36	Сиваки - Ключевая	88	690.0	12.7
9	23	Амурская 220 - Ледяная	84	690.0	12.2
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	73	610.0	12.0
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	72	610.0	11.9
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	82	690.0	11.9
17	18	Короли-тяга - Завитая	79	690.0	11.5

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» в нормальном режиме

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром в ПВК RastrWin

30	32	Мухинская-тяга - Сиваки-тяга 1 с.	78	690.0	11.3
36	37	Ключевая - Магдагачи	77	690.0	11.2
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	53	610.0	8.6
41	18	оп. 10 - Завитая	59	690.0	8.5
42	23	ГПП - Ледяная	53	710.0	7.5
44	47	ГПП 110 - Аэродром	27	390.0	7.0
44	47	ГПП 110 - Аэродром	27	390.0	7.0
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	40	610.0	6.6
27	30	Шимановск-тяга - Мухинская-тяга	40	610.0	6.6
28	29	Шимановск - оп. 9	42	690.0	6.0
23	24	Ледяная - оп. 3	30	610.0	5.0
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	28	610.0	4.5
46	47	СК-1 - Аэродром	14	390.0	3.6
44	46	ГПП 110 - СК-1	19	610.0	3.2
44	46	ГПП 110 - СК-1	19	610.0	3.2
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	13	610.0	2.1
24	28	оп. 3 - Шимановск	8	690.0	1.1

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» в нормальном режиме

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром
в ПВК RastrWin

N_нач	N_кон	Название	I max	Идоп_расч_ДДТН	I/I_dop_ДДТН ▼
36	38	Ключевая - Светлая	447	690.0	64.7
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магдагачи	422	835.0	50.5
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	291	610.0	47.8
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	286	610.0	46.9
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.	322	690.0	46.7
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.	317	690.0	45.9
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	357	835.0	42.8
3	18	Бурейская ГЭС 220 - Завитая	357	835.0	42.8
19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500 (2)	760	1 891.0	40.2
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	201	610.0	33.0
10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	199	610.0	32.6
9	13	Амурская 220 - оп. 5	192	610.0	31.5
33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалганы-тяга	171	610.0	28.0
31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	168	610.0	27.5
32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	167	610.0	27.4
34	36	Сиваки - Ключевая	165	690.0	23.8
13	15	оп. 5 - Белогорск	141	610.0	23.0
30	32	Мухинская-тяга - Сиваки-тяга 1 с.	157	690.0	22.8
30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	136	610.0	22.3
1	5	Бурейская ГЭС 500 - Амурская 500	420	1 891.0	22.2
16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	123	610.0	20.2
29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	122	610.0	20.0
9	12	Амурская 220 - Благовещенская	138	690.0	20.0
27	30	Шимановск-тяга - Мухинская-тяга	118	610.0	19.3
14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	129	690.0	18.6
13	17	оп. 5 - Короли-тяга	127	690.0	18.3
17	18	Короли-тяга - Завитая	125	690.0	18.1
23	24	Ледяная - оп. 3	110	610.0	18.0
28	29	Шимановск - оп. 9	123	690.0	17.8

Таблица «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Расчёт режимов электрической сети при подключении ПС 110 кВ Аэродром
в ПВК RastrWin

10	12	Амурская 220 (2) - Благовещенская	143	825.0	17.3
14	15	оп. 6 - Белогорск	92	610.0	15.1
41	18	оп. 10 - Завитая	103	690.0	14.9
26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	79	610.0	12.9
25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	74	610.0	12.1
24	28	оп. 3 - Шимановск	83	690.0	12.1
42	23	ГПП - Ледяная	56	710.0	7.9
44	47	ГПП 110 - Аэродром	29	390.0	7.3
44	47	ГПП 110 - Аэродром	29	390.0	7.3
36	37	Ключевая - Магдагачи	40	690.0	5.8
10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	32	610.0	5.3
9	23	Амурская 220 - Ледяная	35	690.0	5.1
24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	27	610.0	4.4
46	47	СК-1 - Аэродром	14	390.0	3.7
44	46	ГПП 110 - СК-1	20	610.0	3.3
44	46	ГПП 110 - СК-1	20	610.0	3.3
19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурская 500		1891.0	

Таблица «Токовая нагрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
5	Амурская 500	500	465.99	-6.80
6	Амурская 500 (2)	500	465.96	-6.81
7	Амурская ср.т.	500	466.28	-6.74
8	Амурская ср.т. (2)	500	466.23	-6.75
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.80	8.01
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82
12	Благовещенская	220	205.53	-6.58

Таблица «Отклонение напряжения» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ
«Зейская ГЭС – Амурская»