

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 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
«18» 06 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование заходов воздушной линии напряжением 220 кВ
Уруша – тяга – Ерофей Павлович – тяга в распределительное устройство 220
кВ подстанции Сгибеево – тяга

Исполнитель
студент группы 542–062


05.06.19
подпись, дата

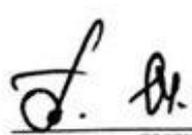
Е.В. Болотова

Руководитель
доцент


06.06.19
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


06.06.19
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


18.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

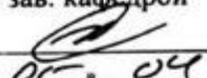
Благовещенск 2019

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
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Боломатовой Елены Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование заградной воздушной линии напряжением 220кВ Чумша-тяга - Ерофей Павлович-тяга в распределительное устройство 220кВ подстанции Сибирова-тяга
(утверждено приказом от 04.04.19 № 758-У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 05.06.19

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однашестеренная схема подстанции Чумша-тяга и Ерофей Павлович-тяга

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

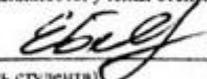
анализ существующей схемы 220кВ, проектирование распределительного устройства 220кВ подстанции Сибирова

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности Булаков Андрей Борисович

7. Дата выдачи задания 05.04.19

Руководитель выпускной квалификационной работы: Волычева Анна Георгиевна, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 05.04.19

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 с., 1 приложение, 11 рисунков, 33 таблицы, 156 формул

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ.

Цель выпускной квалификационной работы – проектирование подстанции 220/27,5/10 кВ Сгибеево в Амурской области, на основе технико-экономических расчётов выбран оптимальный вариант схемы подстанции. Произведён расчёт токов короткого замыкания, на основании которого произведён выбор и проверка оборудования подстанции, произведён расчёт релейной защиты.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АТС – автотрансформатор связи;

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ТКЗ – ток короткого замыкания;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ВН – высокое напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

ПС – подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Исходные данные	9
1.1 Характеристика района проектирования	9
1.2 Анализ существующей схемы района проектирования	10
2 Выбор схемы проектируемой подстанции	13
3 Выбор силовых трансформаторов	15
4 Расчёт токов короткого замыкания	17
5 Выбор и проверка оборудования подстанции Сгибеево	26
5.1 Общие положения	26
5.2 Выбор выключателей	26
5.3 Выбор разъединителей	30
5.4 Выбор трансформаторов тока	31
5.5 Выбор трансформаторов напряжения	35
5.6 Выбор шинных конструкций	38
5.7 Выбор ОПН	43
5.8 Выбор КРУ 10 кВ	47
5.9 Выбор аккумуляторных батарей	53
6 Релейная защита и автоматика	56
6.1 Выбор системы оперативного тока	56
6.2 Общие принципы построения защит	60
6.3 Основные типы защит трансформаторов	66
6.4 Выбор защит трансформаторов	66
6.5 Дифференциальная защита трансформаторов	67
6.6 Защита от перегрузки	73
6.7 Максимальная токовая защита	74
6.8 Газовая защита	75
7 Технико-экономический расчёт проекта	76
8 Молниезащита и заземление подстанции Сгибеево	81

8.1	Защита от прямых ударов молнии	81
8.2	Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи	84
8.3	Определение параметров контура заземления	86
9	Оценка надёжности сети после реконструкции	91
10	Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учет электроэнергии	98
11	Безопасность и экологичность	111
11.1	Безопасность	111
11.1.1	Мероприятия по защите от поражения электрическим током	111
11.1.2	Меры защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля.	112
11.1.3	Правила работ на опорах и с опорами	113
11.2	Экологичность	113
11.2.1	Воздействие электрического поля создаваемого воздушными линиями электропередачи на население	113
11.2.2	Воздействие шума на окружающую среду	113
11.2.3	Расчет шума создаваемого ВЛ	114
11.2.4	Отчуждение земель при строительстве ВЛ	117
11.2.5	Определение отвода земель под электрические сети в постоянное и во временное пользование	118
11.3	Чрезвычайные ситуации	120
11.3.1	Возможность возникновения чрезвычайных ситуаций	120
11.3.2	Тушение возгорания	121
11.3.3	Противопожарная профилактика	123
	Заключение	125
	Библиографический список	126
	Приложение Расчет установившихся режимов в электрической сети, прилегающей к объекту проектирования	130

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости проектирования новой подстанции напряжением 220/27,5/10 кВ Амурской области для реализации федерального проекта «Модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей с развитием пропускных и провозных способностей».

Целью работы является разработка заходов воздушной линии 220 кВ Уруша – тяга – Ерофей Павлович – тяга в распределительное устройство 220 кВ подстанции Сгибеево – тяга, что потребует реконструкции существующей электрической сети.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схемы подстанции;
2. произвести расчёт токов короткого замыкания;
3. произвести выбор и проверку элементов сети электроснабжения;
4. произвести расчёт молниезащиты подстанции.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности для увеличения пропускной и провозной способности Байкало – Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей.

В работе проводится проектирование новой подстанции и выбор силового оборудования.

Ожидаемые результаты работы: произвести проектирование новой подстанции 220/27,5/10 кВ Сгибеево, разработать наиболее оптимальную с точки зрения надёжности и капитальных затрат схему подстанции. Разработанная схема подстанции должна будет обеспечивать безотказную работу в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприемников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ СГИБЕЕВО

1.1 Климат района проектирования

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь – зимние месяцы. Максимальная амплитуда средних температур самого холодного месяца – января и самого тёплого – июля составляет 70–75 С. По абсолютной величине минимальной температуры понижениях до -60 С и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год).

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному – по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°С. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день, средняя температура этого периода минус 14,8°С, продолжительность периода ниже 8 градусов составляет 218 дней, средняя температура этого периода минус 10,6°С, продолжительность периода ниже 10 градусов составляет 232 дня, средняя температура этого периода минус 9,4 градуса. Ни один сезон не характеризуется такими большими колебаниями метеорологических элементов, особенно температуры воздуха, как зимний.

Температура гололедообразования минус 5°С по фактическим материалам наблюдений. Зона влажности вторая, нормальная.

Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль северо-западное.
Ветровая нагрузка при гололеде на территории объекта -1 район (150 г/м).

Фактически наблюдаемая максимальная скорость ветра 25 м/сек.
Максимальная скорость ветра при гололеде 14 м/сек, максимальная наблюдаемая стенка гололеда 7,3 мм.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-70
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-5
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

Новая тяговая подстанция 220 кВ будет расположена в Амурской области, станция «Сгибеева».

1.2 Анализ существующей схемы района проектирования

Электроснабжение проектируемой подстанции осуществляется от ПС Уруша – тяга и Ерофей Павлович – тяга.

В настоящее время на ПС Уруша – тяга установлены два трансформатора мощностью 40 МВА.

Таблица 2 – Основные показатели ПС Уруша – тяга

Трансформаторы	2 x 40 МВА
уровни напряжения	220/27,5/10

Подстанция Ерофей Павлович – тяга имеет следующие характеристики, показанные в таблице 3.

Таблица 3 – Основные показатели ПС Ерофей – Павлович – тяга

Трансформаторы	2 x 40 МВА
уровни напряжения	220/27,5/10кВ

Рассматриваемый участок проектирования подстанции 220/27,5/10 кВ Сгибеево питается от ПС 500/220 кВ Амурская, а также от 500/220 кВ Зейская ГЭС. Сеть 220 кВ представлена подстанциями Уруша – тяга, Ерофей павлович – тяга, Аячи – тяга, Сквородино.

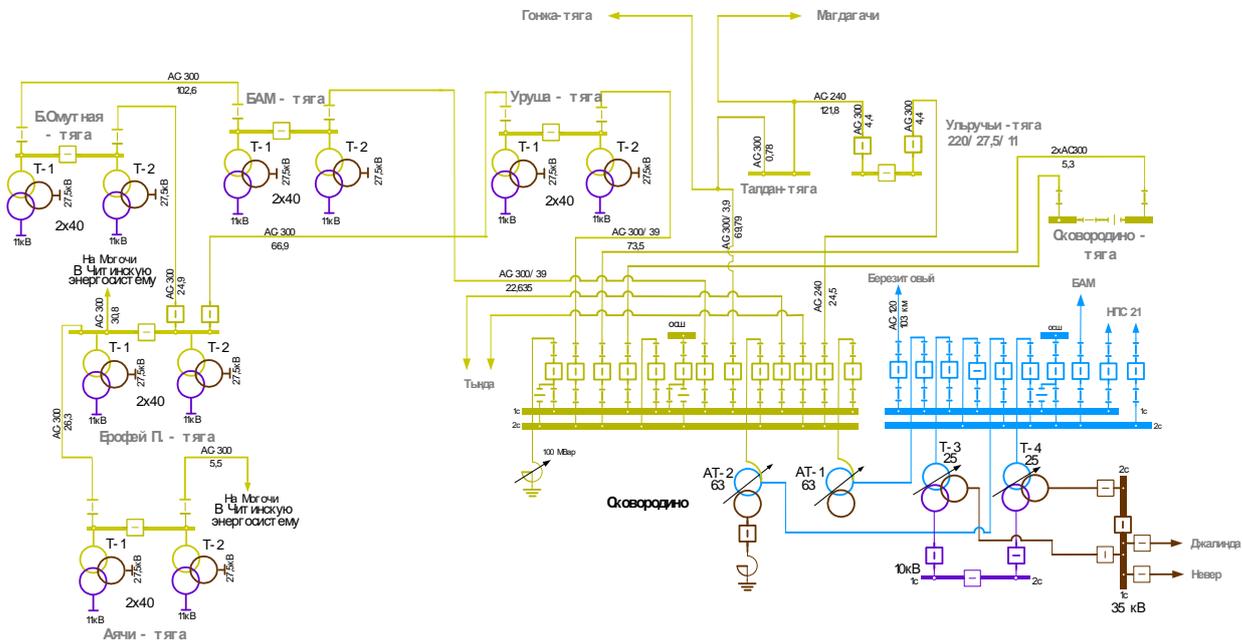


Рисунок 1 – Схема существующей сети 220 кВ

Для реализации проекта требуется строительство подстанции 220/27,5/10 кВ Сгибеево с трансформаторной мощностью 2x40 МВА для снятия ограничений с сети. Подстанция необходима для расширения пропускной способности и надёжности сети 220 кВ, увеличению пропускной способности и

надёжности сети 27,5 кВ. По данному этапу предусмотрен разрыв линии 220 кВ Уруша – тяга – Ерофей Павлович – тяга и строительство ЛЭП с заходом-выходом на ПС Сгибеево.

В работе будет рассматриваться только проектирование подстанции 220/27,5/10 кВ Сгибеево.

На рисунке ниже представлена схема электрической сети 220 кВ после проведения реконструкции и проектирования новой подстанций.

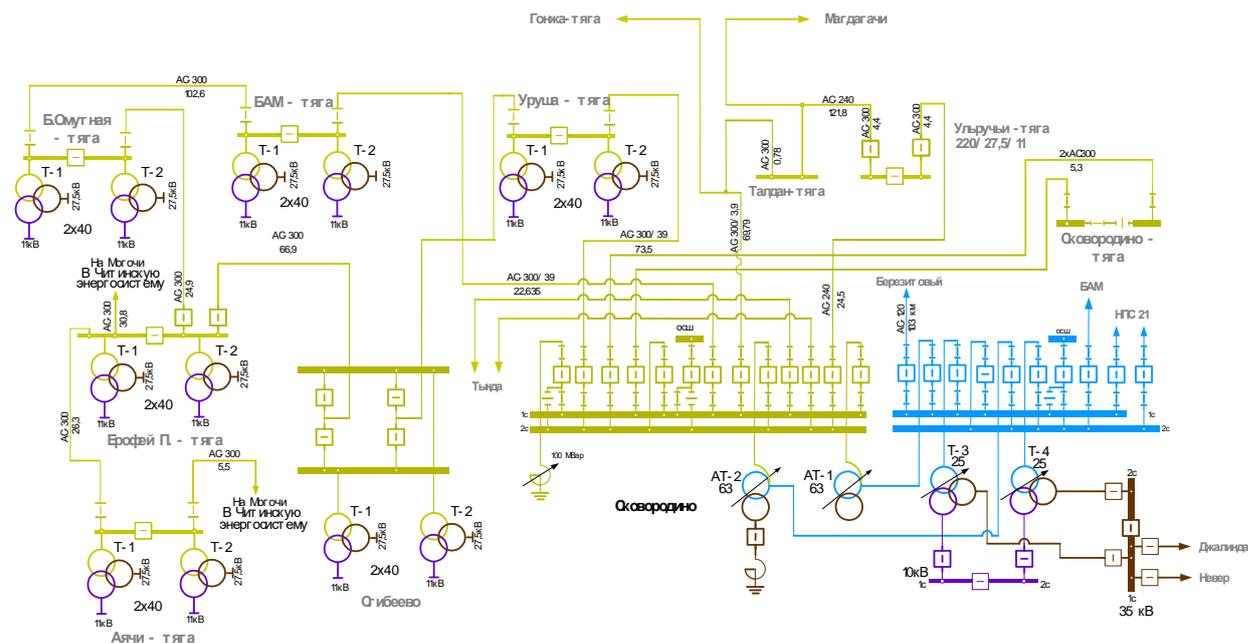


Рисунок 2 – Схема сети 220 кВ после проведения реконструкции

2 ВЫБОР СХЕМЫ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

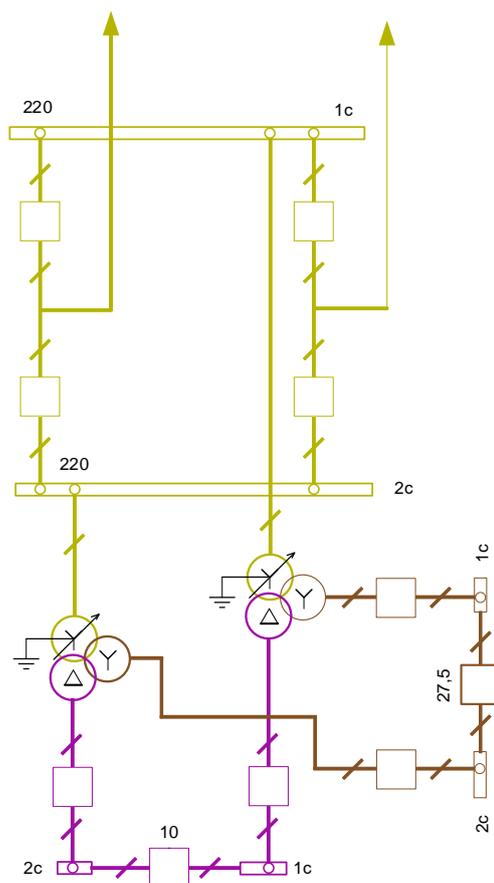


Рисунок 3 – Схема подстанции 220/27,5/10кВ Сгибеево

От подстанции предусматривается выход следующих линий:

- 220 кВ – 2 ВЛ на ПС Уруша – Тяга и ПС Ерофей Павлович - тяга;
- 27,5 кВ – 3 ВЛ на тяговые подстанции;

Учитывая количество присоединений, принимаются следующие схемы распределительных устройств на подстанции 220/27,5/10кВ Сгибеево:

220 кВ – четырехугольник;

27,5 кВ – одна рабочая секционированная выключателем система шин;

10 кВ – одна рабочая секционированная выключателем система шин.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции [3].

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих

трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет [7].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (1)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Поскольку нагрузка проектируемой подстанции не известна, мощности установленных трансформаторов берём из проекта по строительству подстанции 2 x 40000/220/27,5/11

К установке принимаются два трансформатора мощностью 40 МВА – ТДТНЖ-40000/220/27,5.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие [6]:

- 1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;
- 2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- 3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- 4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- 5) считают, что трехфазная система является симметричной;
- 6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;
- 7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное

сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание [7].

Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания на высокой, средней и низкой сторонах подстанции 220/27,5/10 кВ «Стибеево» для реальной схемы построим схему замещения, в которую реальные элементы вводятся своими индуктивными сопротивлениями, а нагрузки и система – сопротивлениями и ЭДС.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА},$$

$$U_{баз1} = 230 \text{ кВ}; U_{баз2} = 115 \text{ кВ}; U_{баз3} = 37 \text{ кВ}.$$

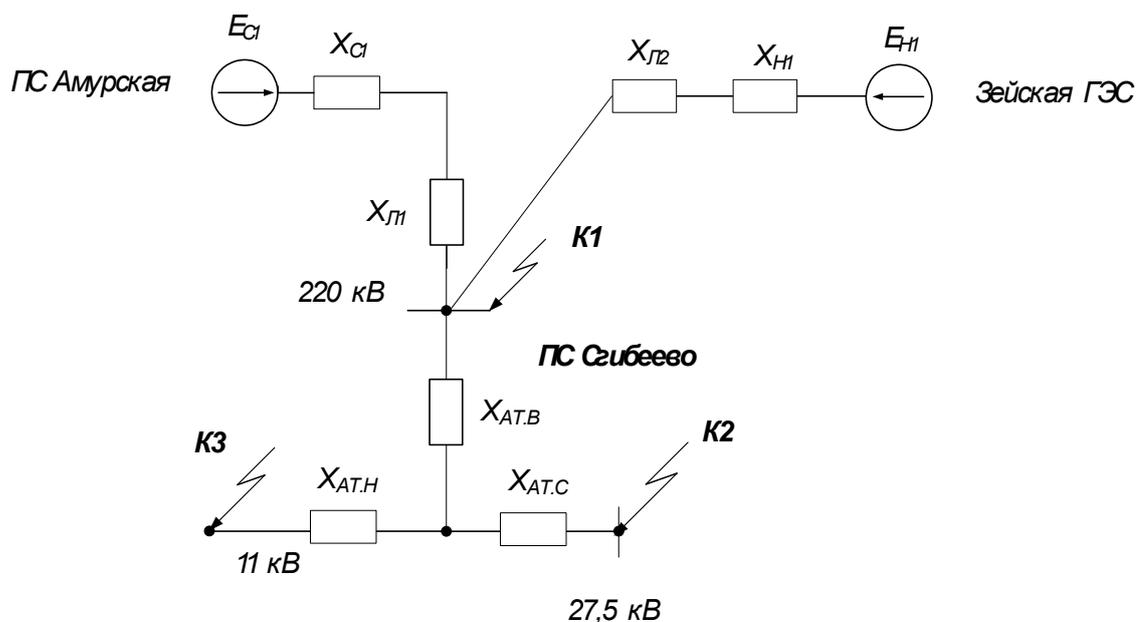


Рисунок 4 - Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (4)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз3}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_C}, \quad (5)$$

где I_C – трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

Для шин 220 кВ ПС «Амурская» $I_C = 13,47$ кА, для шин 220 кВ Зейская ГЭС $I_C = 5,71$ кА

$$X_C = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}} \cdot I_C}, \quad (6)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13,47} = 0,019 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,71} = 0,088 \text{ о.е.}$$

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,87} = 0,042 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H^*} \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{S_H}, \quad (7)$$

где $X_{H^*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки.

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_L = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{0}}}{U_{\bar{0}}} \text{ о.е.}, \quad (8)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;

l – длина воздушной линии.

Для определения сопротивления трансформатора ТДТНЖ-40000/220/27,5/11 на подстанции «Сгибеево» необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже.

Таблица 4 – Фазные напряжения короткого замыкания трансформаторов

$U_{K_B, \%}$	12,4
$U_{K_C, \%}$	0

$U_{K_H,\%}$	23,3
---------------	------

Сопротивление обмоток трансформатора определяется по следующей формуле:

$$X_{AT} = \frac{U_{K,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{НОМАТ}}, \quad (9)$$

где $S_{НОМАТ}$ - номинальная мощность трансформатора.

$$X_{AT_B} = \frac{12,4}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,197 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT_C} = 0 \text{ о.е.},$$

$$X_{AT_H} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,37 \text{ о.е.}$$

Результаты расчета сведем в таблицы.

Таблица 5 - Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.			Сопротивления нагрузок, о.е.					
X_{C1}	X_{C2}	X_{C3}	X_{H1}	X_{H2}	X_{H3}	X_{H4}	X_{H5}	X_{H6}
0,019	0,088	0,042	3,125	7	2,778	2,188	1,75	2,147

Таблица 6 - Сопротивления линий

Сопротивления линий					
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$	$X_{Л4}$	$X_{Л5}$	$X_{Л6}$
0,0041	0,05	0,713	0,0063	0,062	0,00086
$X_{Л7}$	$X_{Л8}$	$X_{Л9}$	$X_{Л10}$	$X_{Л11}$	
0,07	0,129	0,098	0,075	0,029	

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (10)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (11)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н0}, \quad (12)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

В качестве примера рассмотрим расчет трехфазного короткого замыкания на шинах высокого напряжения подстанции 220/27,5/10кВ «Сгибеево».

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на высокой стороне подстанции - К1.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1}, \quad (13)$$

$$X_2 = X_{H1} + X_{Л2}, \quad (14)$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{Л3}, \quad (15)$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}, \quad (16)$$

$$X_5 = X_4 + X_{АТ.Н}, \quad (17)$$

$$X_6 = X_{H5} + X_{Л10}, \quad (18)$$

$$X_7 = X_{H6} + X_{Л11}, \quad (19)$$

$$\mathbf{X}_8 = \frac{\mathbf{X}_6 \cdot \mathbf{X}_7}{\mathbf{X}_6 + \mathbf{X}_7}, \quad (20)$$

$$\mathbf{X}_9 = \mathbf{X}_8 + \mathbf{X}_{J9}, \quad (21)$$

$$\mathbf{X}_{10} = \mathbf{X}_{H4} + \mathbf{X}_{J8}, \quad (22)$$

$$\mathbf{X}_{11} = \frac{\mathbf{X}_{10} \cdot \mathbf{X}_9}{\mathbf{X}_{10} + \mathbf{X}_9}, \quad (23)$$

$$\mathbf{X}_{12} = \mathbf{X}_{11} + \mathbf{X}_{J7} + \frac{\mathbf{X}_{11} \cdot \mathbf{X}_{J7}}{\mathbf{X}_{C2}}, \quad (24)$$

$$\mathbf{X}_{13} = \mathbf{X}_{C2} + \mathbf{X}_{J7} + \frac{\mathbf{X}_{C2} \cdot \mathbf{X}_{J7}}{\mathbf{X}_{11}}, \quad (25)$$

$$\mathbf{X}_{14} = \mathbf{X}_{H3} + \mathbf{X}_{J6}, \quad (26)$$

$$\mathbf{X}_{15} = \frac{\mathbf{X}_{14} \cdot \mathbf{X}_{12}}{\mathbf{X}_{14} + \mathbf{X}_{12}}, \quad (27)$$

$$\mathbf{X}_{16} = \mathbf{X}_{15} + \mathbf{X}_{J5} + \frac{\mathbf{X}_{15} \cdot \mathbf{X}_{J5}}{\mathbf{X}_{13}}, \quad (28)$$

$$\mathbf{X}_{17} = \mathbf{X}_{13} + \mathbf{X}_{J5} + \frac{\mathbf{X}_{13} \cdot \mathbf{X}_{J5}}{\mathbf{X}_{15}}, \quad (29)$$

$$\mathbf{X}_{18} = \mathbf{X}_{C3} + \mathbf{X}_{J4}, \quad (30)$$

$$\mathbf{X}_{19} = \frac{\mathbf{X}_{17} \cdot \mathbf{X}_{18}}{\mathbf{X}_{17} + \mathbf{X}_{18}}, \quad (31)$$

$$\mathbf{X}_{20} = \frac{\mathbf{X}_5 \cdot \mathbf{X}_{16}}{\mathbf{X}_5 + \mathbf{X}_{16}}, \quad (32)$$

$$\mathbf{X}_{21} = \mathbf{X}_{19} + \mathbf{X}_{AT.B} + \frac{\mathbf{X}_{19} \cdot \mathbf{X}_{AT.B}}{\mathbf{X}_{20}}, \quad (33)$$

$$\mathbf{X}_{22} = \mathbf{X}_{20} + \mathbf{X}_{AT.B} + \frac{\mathbf{X}_{20} \cdot \mathbf{X}_{AT.B}}{\mathbf{X}_{19}}, \quad (34)$$

$$X_{23} = \frac{X_{21} \cdot X_1}{X_{21} + X_1}, \quad (35)$$

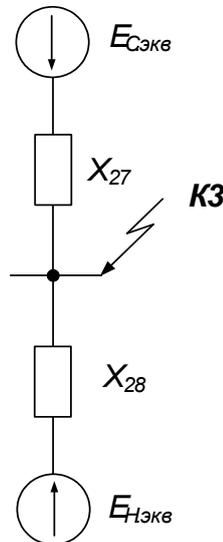


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{по} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (36)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы $E = 1$ о.е., для нагрузки $E = 0,85$ о.е.;

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{по1} = \frac{E_C}{X_{33}} \cdot I_{B1}, \quad (37)$$

$$I_{по1} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,251 = 12,083 \text{ кА}$$

$$I_{по2} = \frac{E_H}{X_{31}} \cdot I_{B1}, \quad (38)$$

$$I_{по2} = \frac{0,85}{5,404} \cdot 0,251 = 0,039 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО}1} + I_{\text{ПО}2}, \quad (39)$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 12,083 + 0,039 = 12,122 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_{y\partial}, \quad (40)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 12,083 \cdot 1,78 = 30,415 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,039 \cdot 1,78 = 0,099 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2}, \quad (41)$$

$$i_{y\partial\Sigma} = 30,415 + 0,099 = 30,515 \text{ кА.}$$

Короткое замыкание на стороне среднего и низкого напряжения ПС «Сгибеево» рассчитывается аналогично. Параметры расчетов КЗ сведены в таблицу 7.

Таблица 7 - Расчет токов короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}=I_{\text{пт}}$, кА	K_y	i_y , кА
1	К1 (220 кВ)	12,122	1,78	30,515
2	К2 (110 кВ)	15,199	1,717	36,907
3	К3 (27,5 кВ)	4,446	1,608	10,111

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ СГИБЕЕВО

5.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие или жесткие шины, нелинейные ограничители перенапряжений. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование дороже и надежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции [10].

5.2 Выбор выключателей

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В данном дипломном проекте мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 220 кВ по следующим параметрам:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (42)$$

– по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (43)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 220 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,165 \text{ кА}. \quad (44)$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл ном}. \quad (45)$$

На шинах РУ ВН 220 кВ выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 220 - 50/2500 У1. При этом производим следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 220 и 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{ОВ} = 2 + 0,06 = 2,06 \text{ с} \quad (46)$$

где $t_{рз}$ – время действия релейной защиты, с;

$t_{ОВ}$ – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$Вк = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 12,122^2 \cdot (2,06 + 0,03) = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (47)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

$$I_{n.0} = 12,122 \text{ кА};$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,24 \text{ кА}, \quad (48)$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,122 \cdot e^{-\frac{0.01}{0.03}} = 12,284 \text{ кА}. \quad (49)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (50)$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 8 – Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{pmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$

$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{по} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Как видно из результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке. Аналогичным образом, выберем выключатели (трансформаторные, секционный, линейные) в ОРУ 27,5 кВ.

Произведем выбор выключателей на РУ 27,5 кВ.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 0,331 \text{ кА.}$$

На шинах 27,5 кВ выбираю выключатель типа ВЭБ-27,5-40/2000 У1 (выключатель элегазовый, баковый).

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 15,199^2 \cdot (2,06 + 0,02) = 482,828 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,627 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot 15,199 \cdot e^{\frac{-0.01}{0.03}} = 15,402 \text{ кА}.$$

Таблица 9 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 27,5 \text{ кВ}$	$U_p = 27,5 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p.мах} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,199 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл.ном}$
$I_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 36,907 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 15,199 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{вкл}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 482,828 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$I_{a.ном} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{at} = 15,402 \text{ кА}$	$I_{a.t} \leq i_{a.ном}$

Как видно из результатов сравнения, выбранные выключатели соответствуют всем условиям выбора.

5.3 Выбор разъединителей

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под нагрузкой. Для управления разъединителями из диспетчерского пункта установим на них приводы, позволяющие управлять как главными, так и заземляющими ножами [13].

На стороне ВН выбираем разъединители марки РНД3.1-220/2000 У1 с одним и РНД3.2-220/2000 У1 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 10 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 165 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

На стороне СН выбираем разъединители марки РНД3.1-27,5/1000 У1 с одним и РНД3.2-27,5/1000 У1 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 27,5 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 27,5 \text{ кВ}$	$U_p = 27,5 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_{p.\max} = 331 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 36,907 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 482,83 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$

Как видно из результатов сравнения расчетных и каталожных данных, все разъединители проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

5.4 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1].

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5 [6].

Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (51)$$

По току [1]:

$$I_{ном} \leq I_{1ном} , \quad (52)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

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

По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (53)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} , \quad (54)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (55)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$z_{2доп} \approx r_{2доп} \cdot \quad (56)$$

$$r_{2доп} = r_{приб} + r_{пров} + r_{конт} \quad , \quad (57)$$

где $r_{приб}$ – сопротивление приборов;

$r_{пров}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{конт}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2} \quad , \quad (58)$$

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

$I_{2ном}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН проверим встроенные в выключатели трансформаторы тока марки ТВГ-220-0,5/300 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{проб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (59)$$

Для 220 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В.

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Таблица 13 – Каталожные и расчетные данные ТВГ-220-0,5/300 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$

$I_H = 300 \text{ А}$	$I_P = 165 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

Аналогичным образом выполняется проверка встроенных в выключатель трансформаторов тока для стороны 27,5 кВ.

Результаты расчетов сведены в таблице 14.

Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные ТВГ-27,5-0,5/400 У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 27,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_H$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 331 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,989 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_H$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 36,907 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 428,83 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Как видно из результатов сравнения каталожных и расчетных данных выбранные трансформаторы тока соответствуют всем условиям выбора и могут быть приняты к установке.

5.5 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ [13].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

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

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (60)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 220 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4

Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Датчик активной энергии	Е-829	10
Датчик реактивной энергии	Е-830	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		86,75

На стороне ВН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–220-0,5 У1 (антирезонансный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети).

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 86,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Таблица 17 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 27,5 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Частотомер	RDH1A	4
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10

Частотомер регистрирующий	Н-397	4
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Фиксатор импульсного действия	ФИП	9
Итого:		66,75

На стороне СН выбираем трансформатор напряжения типа НАМИ–27,5-0,5 У1.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=27,5$ кВ	$U_p=27,5$ кВ	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400$ ВА	$S_p = 66,75$ ВА	$S_p \leq S_n$

Таблица 19 – Вторичная нагрузка ТН на шинах 27,5 кВ

Прибор	Тип	Общая потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	ЦВ 9055/1	3,75
Варметр	ЦЛ9260Е411011	3
Ваттметр	ЦП8506/20	3
Вольтметр регистрирующий	Н-394	10
Счётчик активной энергии	СЕ101	20
Счётчик реактивной энергии	СР4-И676	10
Итого:		49,75

Все выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

5.6 Выбор шинных конструкций

Основное электрическое оборудование ПС и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа,

которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 27,5 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

– по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (61)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ – расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ – допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}}, \quad (62)$$

– по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (63)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = \text{const}, \quad (64)$$

Можно принять:

– для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 330 кВ – 6 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (65)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины – $Q_{к.доп} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые алюминиевые шины – $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые стальные шины – $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

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

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС–240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 1,08 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 700 \text{ см}$.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 605 \text{ А}$$

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot 165 = 231 \text{ А}$$

$$605 \geq 231$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

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

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

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (66)$$

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

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (67)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (68)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

Гибкие шины на стороне среднего напряжения подстанции выбираются аналогично.

На стороне среднего напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС–185/24, допустимый ток которых $I_{доп} = 520 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 0,945 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 550 \text{ см}$.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{доп} = 520 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 1,4 \cdot 330 = 462 \text{ А}$$

$$520 \geq 462$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}} \right) = 32,488 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 550 = 693 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,945 \cdot \lg \frac{693}{0,945}} = 14,381 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 14,381 = 15,388 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 32,488 = 29,239 \text{ кВ/см,}$$

$$15,388 \leq 29,239$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

5.7 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) – защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях – малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Варисторы изготавливаются из керамических резисторов (с крутой нелинейной характеристикой), содержащих окись цинка и другие окислы металлов и спеченные вместе [7].

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей

энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

Находим расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$. Максимально допустимое напряжение на ОПН принимается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного напряжения согласно ГОСТ 1516.3-96.

$$U_{н.р.35} = 40,5 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.110} = 126 \text{ кВ} ,$$

$$U_{н.р.220} = 252 \text{ кВ}.$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B} , \quad (69)$$

$$U_{р.н.р.35} = \frac{40,5}{1,48} = 27,36 \text{ кВ}.$$

$$U_{р.н.р.110} = \frac{126}{1,48} = 85,13 \text{ кВ}.$$

$$U_{р.н.р.220} = \frac{252}{1,48} = 170,27 \text{ кВ}.$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН–220/176/10/850 (II)-УХЛ1, ОПН-35/37/10/550 (II)-УХЛ1 фирмы «Феникс 88». В комплект поставки входят: ограничитель перенапряжений, руководство по эксплуатации,

паспорт. Гарантийный срок эксплуатации - 5 лет со дня ввода ограничителя в эксплуатацию, но не более 7 лет со дня отгрузки потребителю. Общий срок службы ограничителя с вероятностью 0,98 – не менее 30 лет [12]. Основные характеристики ОПН приведены в таблице.

Таблица 20 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{вб}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН- 220/176/10/ 850 (II)	176	10	446 (463)	526 (564)	40	550
ОПН- 27,5/37/10/ 550 (II)	37	10	88,4 (91,4)	104 (111)	40	115,8

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{вб}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{вб} \geq (1.15 - 1.20) I_{кз} , \quad (70)$$

$$40 \geq 15,53 \text{ кА}$$

$$40 \geq 3,546 \text{ кА}$$

$$40 \geq 8,081 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} . \quad (71)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 11 кВ $U_{исп50} = 85$ кВ, для 27,5 кВ $U_{исп50} = 200$ кВ, для 220 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{КИ} = K_{И} \cdot K_{К} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50}, \quad (72)$$

где $K_{И}$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{И}=1.35$;

$K_{К}$ – коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_{К}=0.9$.

$$U_{КИ.35} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05 \text{ кВ},$$

$$88,4 \leq \frac{146,05}{1,20} \text{ кВ},$$

$$88,4 < 121,711 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.110} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343,654 \text{ кВ},$$

$$223 \leq \frac{343,654}{1,20} \text{ кВ},$$

$$223 < 286,378 \text{ кВ}.$$

$$U_{КИ.220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ},$$

$$446 \leq \frac{558,438}{1,20} \text{ кВ},$$

$$446 < 465,365 \text{ кВ}.$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \quad (73)$$

$$\mathcal{E}_{35}^* = \frac{115,8}{27,5} = 3,309 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует третьему классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{220}^* = \frac{550}{220} = 2,5 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

5.8 Выбор КРУ 10 кВ

Для распределительного устройства 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство среднего напряжения в металлической оболочке с воздушной изоляцией типа UniGear ZS3.2-40-3150-31,5 HD УЗ фирмы АББ с выкатными элегазовыми выключателями типа HD-4, измерительными трансформаторами тока (ТПУ-7) и напряжения (ТНР-7).

Металлические перегородки отделяют отсеки КРУ друг от друга, а токоведущие части с воздушной изоляцией. Модульная конструкция комплектного распределительного устройства позволяет осуществлять простой выбор компонентов, необходимых для любого применения. Функциональные отсеки КРУ гарантировано защищены от внутренней дуги в соответствии со стандартом МЭК 62271200. Все операции по установке, эксплуатации и техобслуживанию можно выполнять с передней стороны шкафа. Управление коммутационными устройствами и заземлителями осуществляется с передней

стороны при закрытой двери. Шкафы КРУ можно устанавливать тыльной частью к стене [21].

Каждый шкаф комплектного распределительного устройства состоит из трех силовых отсеков: отсек выключателя А, отсек сборных шин В и кабельный отсек С. Каждое устройство оснащено низковольтным отсеком D, в котором находятся все вспомогательные приборы. Ко всем отсекам распределительного устройства имеется доступ с передней стороны, и техническое обслуживание может производиться при нахождении КРУ у стены. Отсеки разделены между собой металлическими перегородками.

Произведем проверку встроенного в КРУ высоковольтного оборудования.

$$I_{max} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,70 \text{ кА}.$$

В данных ячейках КРУ целесообразно будет использовать предлагаемые производителем элегазовые выключатели HD4. Выключатель HD4 является законченной электрической системой защиты фидера среднего напряжения по технологии «подключи и работай». Выключатель HD4 – инновационное решение в мире выключателей, включающее в себя такие функции, как отключение, измерение, защита, контроль и передача информации. Выключатель обладает встроенным устройством защиты серии RBX615 семейства ABB Relion с датчиками для измерения тока и напряжения. С этим интегрированным решением MTTR (Minimum Time to Repair) – минимальное время для восстановления системы управления выключателя много меньше традиционных решений. Поэтому HD4 идеально подходит для всех установок, где необходима длительная эксплуатация без необходимости в обслуживании.

Тепловой импульс на 10 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности [22]. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = 1 + 0,06 = 1,06 \text{ с}.$$

Расчетные значение термической устойчивости:

$$B_k = 4,446^2 \cdot (1,06 + 0,03) = 21,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

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

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,446 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 4,505 \text{ кА}.$$

Таблица 21 – Сравнение каталожных и расчетных данных для встроенных выключателей HD-4

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} = 1039 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 10,11 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{вкл}}$
$B_k = 2975 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 21,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{кр}} \leq B_{\text{кн}}$
$I_{a.\text{ном}} = 22,627 \text{ кА}$	$I_{a\tau} = 4,505 \text{ кА}$	$I_{a.\tau} \leq i_{a.\text{ном}}$

Проверим встроенные в КРУ трансформаторы тока типа ТРУ-7 производства фирмы АВВ.

Трансформаторы тока типа ТРУ изготавливаются из эпоксидного компаунда. Все модификации трансформаторов 3 – 10 кВ с соответствующими характеристиками имеют одинаковые габаритные размеры. Для увеличения

длины пути утечки трансформаторов по заказу могут быть изготовлены трансформаторы тока с изоляционными ребрами, расположенными сверху. Трансформаторы могут быть: одновитковыми и многовитковыми на первичной стороне; с одним или двумя коэффициентами трансформации, с возможностью переключения на первичной или вторичной стороне. Количество вторичных обмоток от 1 до 6 (вторичных выводов до 12, расположенных в 2 ряда) зависит от комбинации технических параметров (класс точности, нагрузка, ток короткого замыкания, номинальная предельная кратность вторичных обмоток для защиты и т.д.) и определяется при конкретном заказе. По соглашению изготовителя с заказчиком трансформаторы могут быть оснащены для системы индикации напряжения встроенным делителем напряжения, предназначенным для определенного в заказе номинального напряжения. Вторичные обмотки предназначаются для целей измерения или защиты, или для специального применения (испытательные обмотки, обмотки класса РХ по МЭК 60044-1). Во время эксплуатации неиспользуемые обмотки трансформатора должны быть замкнуты накоротко и заземлены. Также должен заземляться один вывод каждой используемой вторичной обмотки. Выводы вторичных обмоток расположены в литом клеммнике с пластмассовой крышкой. Конструкцией крышки предусмотрена возможность пломбирования доступа к выводам. Выводы имеют винты М5 для присоединения проводов и резьбовые отверстия для прямого при необходимости заземления одних из выводов вторичных обмоток (первый ряд вторичных выводов). Трансформатор может монтироваться в любом положении. Корпус трансформатора закрепляется с помощью 4-х болтов М12 через отверстия в металлическом основании. Заземляющий болт М8 находится на опорной плите трансформатора.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5

Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 0,6 - 0,148 - 0,1 = 0,352 \text{ Ом}$$

Для 10 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 60 м, тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{60}{54 \cdot 0,352} = 3,157 \text{ мм}^2$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель сечением 4 мм².

Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{60}{54 \cdot 4} = 0,278 \text{ Ом}$$

$$Z_2 = 0,278 + 0,148 + 0,1 = 0,526 \text{ Ом}$$

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные ТРУ-7

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 1039 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,526 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 10,11 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$

$V_k = 2975 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_k = 21,55 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{кр} \leq V_{кн}$
-----------------------------------	------------------------------------	----------------------

Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

В ячейках КРУ 10 кВ используются трансформаторы напряжения ТНР 7.1. Трансформаторы напряжения ТНР 7.1 заливаются в эпоксидную смолу и проектируются для класса напряжения 10 кВ. Один вывод первичной обмотки, включая соответствующий зажим, изолирован от земли на уровень, который соответствует номинальному уровню изоляции. Второй вывод первичной обмотки на зажиме во время эксплуатации заземляется. Трансформаторы в большинстве случаев оснащены двумя вторичными обмотками, где первая обмотка используется или в целях измерения, или в целях защиты, а вторая обмотка подключается в схеме открытого треугольника в трехфазной системе. Трехфазная группа трансформаторов дополнительно может оснащаться устройством предотвращения воздействия на ТН эффекта феррорезонанса. Во время эксплуатации трансформатора один зажим каждой эксплуатируемой вторичной обмотки, а также один из зажимов, подключенный в схеме открытого треугольника, должны быть заземлены. Вторичные обмотки выводятся на вторичную коробку зажимов литого типа. Вторичная коробка зажимов закрывается пломбируемой пластмассовой крышкой. Трансформатор может монтироваться и эксплуатироваться в любом положении. Корпус трансформатора прикрепляется с помощью четырех болтов. Заземляющий зажим М8 находится на опорной плите трансформатора.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения ТНР 7.1

Прибор	Тип	S обмотк и, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощ- ность
							S, ВА
Вольтметр	Э – 335	2	1	1	0	3	6
Вольтметр 3- х фазный	Н – 344	10	1	1	0	1	10

Итого							16
-------	--	--	--	--	--	--	----

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных ТJP 7.1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 25 \text{ ВА}$	$S_P = 16 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Из расчетных данных видно, что встроенный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

5.9 Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей I_n и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 220кВ – 30А [11].

Временную нагрузку для подстанций 110 – 220 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{вр} \quad (73)$$

$$I_{ав} = 30 + 70 = 100 \text{ А}.$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав} \quad (74)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А}.$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{\text{разр}} = 222,5 \text{ A}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{\text{НОМ}}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В [14].

$$n = \frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{э}}} \quad (75)$$

$$n = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл.}$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{\text{разр}(30'')} \geq I_{m \text{ max}} \quad (76)$$

где $I_{\text{разр}(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \text{ max}} = I_{\text{ав}} + I_{\text{пр}}$ – максимальный толчковый ток;

$I_{\text{пр}}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{\text{пр}} = 5 \text{ A}$.

$$I_{m \text{ max}} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A};$$

$$I_{\text{разр}(30'')} = 650 \text{ A} \geq I_{m \text{ max}} = 110 \text{ A}.$$

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

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} \quad (77)$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n, \quad (78)$$

$$U_{ост} = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ B},$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\%. \quad (79)$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{191,16}{220} \cdot 100\% = 86,9\%.$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{ЭМ} = 86,9 - 5 = 81,5\%.$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

6.1 Выбор системы оперативного тока

Ко вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

- управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;
- измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;
- контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования;
- защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование;

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным [24].

Оперативный ток используется для:

1. Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными

автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

2. Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это – АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д [24].

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата – местное управление – или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала – дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления – подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный, орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии

положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения – «мигание».

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН [17].

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110–220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110–220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6–10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110–220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей – от выпрямительных устройств [11].

Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях – щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1–2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока – 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором

размещаются коммутационная аппаратура и контрольно–измерительные приборы.

Выбор аккумуляторных батарей произведён в разделе 5.8.

6.2 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления [13].

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1– 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 – 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

Устройства защиты для ВЛ 220 кВ.

1. Характеристики современных устройств защиты фирмы ALSTOM.

Дистанционная защита MiCOM P433 – P439 фирмы ALSTOM имеет 6 ступеней. Устройство имеет также четырехступенчатую защиту от замыканий на землю и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Они могут быть выполнены направленными.

Устройство дистанционной защиты MiCOM P433–P435 работает при междуфазных коротких замыканиях и при замыканиях на землю и имеет 6 ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от замыканий на землю и междуфазных коротких замыканий [23].

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, необходимо применить

четырёхступенчатую защиту, уставки которой выбираются следующим образом: 1 ступень отстраивается от КЗ в конце линии, 2 ступень согласовывается с первой ступенью параллельной линии в каскаде и первой ступенью смежной линии. 3 ступень согласовывается со вторыми ступенями этих ВЛ. При согласовании защит со смежной линией, учитывается режим одна с двумя: на первом участке – 1 ВЛ на втором участке – 2, что существенно заглубляет защиту. Эти три ступени защищают линию, а 4 ступень резервирует смежный участок. Имеющаяся пятая ступень направлена к шинам и может обеспечить защиту шин или резервирование смежных участков линии. При согласовании защит по времени учитывается время действия УРОВ, что увеличивает выдержки времени согласуемых защит на время действия УРОВ. При выборе уставок защиты они должны быть отстроены от суммарной нагрузки двух линий, так как одна из параллельных ВЛ может отключиться в любой момент, и вся нагрузка будет подключена к одной ВЛ. Кроме этого, возможен наброс нагрузки на линию при размыкании транзита в удаленной точке, или отключении генерации.

2. Устройства защиты фирмы GE.

Предлагаются 2 дистанционных защиты: более простая D30 и D60. Защита D30 имеет 3 ступени а D60 – 4 ступени дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю.

Обе защиты имеют дополнительно 4 ступени направленной токовой защиты по фазному току, току обратной и нулевой последовательности. Имеется блокировка при качаниях и АПВ. Защита может иметь круговую, эллиптическую или прямоугольную характеристику. Защита может ускоряться с использованием стандартной ВЧ аппаратуры, например: ПВЗ или АКПА.

3. Устройства фирмы АВВ

Для линий 110–220В предлагаются устройства защиты типа REL 500. Аппаратура АВВ отличается значительным объемом функций, которые в принципе не уместаются в устройстве. Поэтому необходимые функции

определяются при заказе. Предоставляется широкие возможности по разработке логики защиты (ранжированию). REL 521 является более совершенной модификацией защиты REL 511 с примерно одинаковым набором функций, но расширенными возможностями. Защиты включают:

- дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми ступенями для отключения многофазных замыканий и замыканий на землю;

- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю;

- библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем ;

- наличие функции определения места повреждения;

- набор функций управления.

- возможность заказа дополнительных функций, (в том числе функций АПВ и контроля синхронизма для схем с двумя выключателями, УРОВ)

4. Защиты фирмы SIEMENS.

Дистанционные защиты 7SA511, 513 имеют 5 ступеней дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с прямоугольными характеристиками срабатывания. Устройство 7SA513 реализует различные дополнительные функции, обычно требуемые для выполнения защиты и автоматики присоединения (ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ и замыканий на землю, АПВ, ОМП, защита от перенапряжения и т. д.). интегрированная функция определения места повреждения на линии электропередачи. Имеется:

- компенсация токов параллельной линии при выполнении дистанционных измерительных органов и определении расстояния до места повреждения, логика приема/передачи телесигналов по каналу связи (нормально-присутствующих / отсутствующих, блокирующих / разрешающих);

– блокировка от качаний и/или отключение электропередачи при потере устойчивости (два органа полного сопротивления: “чувствительный” и “грубый” для идентификации качаний, измерение и контроль скорости изменения сопротивления);

– защита от повышения /понижения напряжения;

– однофазное и/или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ), одно- или многократное, свободно программируемое. Контроль синхронизма при АПВ и включении линии под нагрузку;

– защита от повреждения выключателя (УРОВ);

5. Дистанционные защиты фирмы SEL.

Фирма SEL предлагает 3 модификации дистанционной защиты разной степени сложности:

– SEL 311A имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с круговыми характеристиками направленными вперед;

– SEL 311B имеет еще одну реверсивную ступень дистанционной защиты;

– SEL 311C имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с четырехугольными и круговыми характеристиками направленными вперед 2 реверсивных ступени с такими же характеристиками.

– Защиты имеют также дополнительные ступени токовой направленной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю - соответственно по 1, 3 и 4.

– Защиты модификации В и С имеют четырехкратное АПВ.

Защита проектируемой линии Уруша – тяга – Сгибеево

Линия 220 кВ Уруша – тяга – Сгибеево работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [7] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных

КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеет дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП [15].

Для линии 220 кВ Уруша – тяга – Сгибеево комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;
- осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

Для рассматриваемой линии ДЗ устанавливаются с обеих сторон и должны действовать при направлении мощности от шин в ЛЭП. Дистанционные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. Для линии Амурская – Сгибеево устанавливаем дистанционные защиты от всех видов КЗ и токовой защиты нулевой последовательности фирмы SIEMENS 7SA522 отвечающая всем требованиям необходимых для данной линии.

6.3 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы конструктивно весьма надежны

благодаря отсутствию у них движущихся или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны и практически имеют место их повреждения и нарушения нормальных режимов работы. Поэтому трансформаторы и автотрансформаторы должны оснащаться соответствующей релейной защитой [13].

Силовой трансформатор имеет широкий диапазон характеристик и некоторые специальные свойства, которые усложняют его защиту. Выбор соответствующей защиты также обуславливается экономическими соображениями. Несмотря на то, что этот фактор не является единственным для силовых трансформаторов, его значимость определяется широким диапазоном номинальных данных силовых трансформаторов, используемых в системах передачи и распределения, который может варьироваться от нескольких кВА до нескольких сотен МВА. Трансформаторы с большими номинальными данными должны обеспечиваться наилучшей защитой.

6.4 Выбор защит трансформаторов

В соответствии с ПУЭ [7], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформаторов ПС «Сгибеево» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или

на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Защиту трансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-ТЗ» 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 «Сириус-ТЗ» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя [16].

6.5 Дифференциальная защита трансформаторов

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-ТЗ». Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице 26 представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 26 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

Параметр	Формула	Результаты		
		ВН	СН	НН
Первичный номинальный ток, А	$I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_1=165 \text{ А}$	$I_2=331 \text{ А}$	$I_3=1039 \text{ А}$
Схема соединения ТТ		Δ	Δ	Y
Коэффициент схемы	K_{cx}	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{уст}$	$\frac{300}{5}$	$\frac{800}{5}$	$\frac{1500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$	4,763	3,583	3,463

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б.маx}, \quad (80)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.маx} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (81)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается $k_a = 1$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{\text{рег}}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{\text{рег}} = 0,16$);

$I_{\text{КЗ.внеш.мах}}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{КЗ.внеш.мах}} = \frac{4446}{220/35} = 707,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{н.б.мах}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 707,3 = 183,9 \text{ A}$$

$$I_{\text{с.з.1}} = 1,3 \cdot 183,9 = 239 \text{ A}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{\text{с.з.2}} = k_{\text{над}} \cdot I_{\text{ном.ВН}}, \quad (82)$$

$$I_{\text{с.з.2}} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ A}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_q = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.1}}}, \quad (83)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{3850}{220/35} = 612,5 \text{ A}$$

$$k_q = \frac{612,5}{239} = 2,56$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($k_q \geq 2$).

В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 239 А ($I_{c.з.1}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{втор}} = I_{c.з.1} \cdot \frac{k_{\text{сх.}\Delta}}{k_{\text{м.ВН}}}, \quad (84)$$

$$I_{\text{втор}} = 239 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 6,9 \text{ А}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\text{min}} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ А} \cdot \text{витков} \quad (85)$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{\text{расч}} = \frac{F_{\text{min}}}{I_{\text{втор}}}, \quad (86)$$

$$W_{\text{расч}} = \frac{100}{6,9} = 14,49 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:
 $W_{\text{уст}} = 14$ витков.

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{втор.ВН}} \cdot W_{\text{уст}}}{I_{\text{втор.СН}}}, \quad (87)$$

$$W_{\text{расч}} = \frac{4,763 \cdot 14}{3,583} = 18,61 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{\text{уст}} = 19$ витков.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч}^{''} - W_{уст}^{''}}{W_{расч}^{''}} \right| \cdot I_{КЗ.внеш.мах} , \quad (88)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{18,61 - 19}{18,61} \right| \cdot 707,3 = 14,823 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.мах.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.мах} , \quad (89)$$

$$I_{н.б.мах.уточ} = 14,823 + 183,9 = 198,723 \text{ А.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу витков.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{уст}^{''}} \cdot \frac{k_{т.ВН}}{k_{сх.Δ}} , \quad (90)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{19} \cdot \frac{300 / 5}{\sqrt{3}} = 271,456 \text{ А.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,3:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}} , \quad (91)$$

$$k_{отстр} = \frac{271,456}{198,723} = 1,366$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_q = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (92)$$

$$k_q = \frac{612,5}{271,456} = 2,256$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания).
- Цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты.
- Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН.
- Контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.
- Входы отключения от газовой защиты трансформатора и РПН с возможностью перевода действия на сигнал с помощью оперативной кнопки управления на лицевой панели, либо с помощью дискретного входа.
- Ненаправленная двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от сторон низшего и среднего напряжения (по дискретным входам, объединенным по условию «ИЛИ»). Имеется возможность блокировки МТЗ ВН по содержанию второй гармоники для отстройки от бросков тока намагничивания.
- Внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.
- Одна ступень ненаправленной МТЗ средней стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны среднего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное

реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ СН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны СН.

- Одна ступень ненаправленной МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения (по дискретному входу). Действие на отдельное реле и на общие реле отключения с разными временами. Имеется возможность блокировки МТЗ НН по содержанию второй гармоники, для отстройки от бросков тока намагничивания при подаче напряжения со стороны НН.

- Защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

6.6 Защита от перегрузки

На трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала, РЗ от перегрузки выполняется действующей на сигнал посредством одного токового реле. Чтобы избежать излишних сигналов при КЗ и кратковременных перегрузках, в схеме РЗ предусматривается реле времени, обмотка которого должна быть рассчитана на длительное прохождение тока.

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Устанавливается в трехобмоточных трансформаторах при двухстороннем питании – со стороны основного питания и со стороны обмотки, где питание отсутствует, а при трехстороннем питании – со всех трех сторон [16].

6.7 Максимальная токовая защита

Одним из наиболее характерных и четких признаков возникновения коротких замыканий, а также большинства других нарушений нормального режима работы является резкое увеличение тока, который в этих аварийных условиях становится значительно больше тока нагрузки. К максимальной токовой защите подводится через трансформаторы тока ток, проходящий по

защищаемому трансформатору. При нормальных значениях тока нагрузки линии защита не действует, но когда ток увеличится и достигнет (или превысит) заранее установленную величину, защита придет в действие и отключит выключатель.

В трансформаторах, получающих питание с 2х сторон, МТЗ устанавливается на сторонах ВН и СН и подключается, как правило, к трансформаторам тока, встроенным во втулки на сторонах ВН и СН трансформаторов. На стороне СН защита выполнена трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий сети СН. Каждая ступень действует на отключение с двумя выдержками времени: с первой отключается выключатель стороны СН, со второй — все выключатели трансформатора. На стороне ВН при наличии сборных шин или многоугольника защита также выполняется трехступенчатой и направленной в сторону отходящих линий сети ВН, т.е. аналогично защите стороны СН. При наличии на стороне ВН схемы мостика МТЗ от замыканий на землю на стороне ВН выполняется одноступенчатой и ненаправленной.

Токовые органы третьих ступеней земляных защит совместно с реле контроля непереключения фаз образует защиту от неполнофазного режима трансформатора .

При выводе из работы защит шин СН или ВН вводится оперативное ускорение по времени первой (или второй) ступеней защит от замыканий на землю. Защита действует последовательно на разделение систем (секций) шин, отключение выключателя на стороне установки защиты и отключение всех выключателей трансформатора.

6.8 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным протеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем.

Газовая защита очень чувствительна и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1 – 0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также внутрицеховых понижающих трансформаторах, начиная с мощности 630 кВА. Допускается установка газовой защиты и на трансформаторах от 1 до 4 МВА. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - нереагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после монтажа системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными [15].

7 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОЕКТА

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (93)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамкательями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов [34].

$$K_{ПС} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (94)$$

где $K_{ору}$ – капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ – капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р.

$K_{тр}$ – капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии [34].

$$K_{ЛЭП} = \kappa_{уд} \cdot l, \quad (95)$$

где $\kappa_{уд}$ – удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l – длина линии, км.

$$K_{ЛЭП} = 762,09 \cdot 32,6 = 24844,26 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 51625 + 299781 + 2965 + 12457 = 366828 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 366828 + 24844,26 = 391672,26 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 27 – Капитальные вложения

$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{ЛЭП}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
366828	24844,26	391672,26

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{экс} = \sum a_{экс} \cdot K, \quad (96)$$

где $a_{экс}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети,

$$a_{амтс} = 5.25\%, a_{амвлэн} = 0.65\% .$$

$$I_{\text{экс}} = 5,25 \cdot 366828 + 0,65 \cdot 24844,26 = 1925847 + 16148,769 \\ = 1941995,769 \text{ тыс.руб}$$

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

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (97)$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы оборудования, в проекте принято $T_{\text{сл}} = 20$ лет.

$$I_A = \frac{391672,26}{20} = 19583,613 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (98)$$

где $c_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2016 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW – потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Суммарные потери электроэнергии во всех элементах сети составляют:

$$\Delta W = 1305,7284 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Тогда затраты на транспортировку электроэнергии составят:

$$I_{\Delta W} = 1,5 \cdot 1305,7284 = 1058,5926, \text{ тыс.руб}$$

Таблица 28 – Эксплуатационные издержки

№ п/п	Вид издержек	Значение
1	I_{AM} , тыс. руб.	19583,613
2	$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	1058,5926

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (99)$$

где K – капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

I – эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

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

Определим среднегодовые эквивалентные годовые расходы:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 391672,26 + 145454,774 = 184622 \text{ тыс.руб}$$

Стоимостная оценка результатов строительства подстанции.

Таблица 29 – Укрупненные показатели реконструкции

Тип оборудования	Затраты, тыс. руб	Величина затрат, тыс. руб.
АТДЦТН-40000/220/27,5/11	2*16300	32600
Элегазовый выключатель 220 кВ	4*12500	50000
Элегазовый выключатель 27,5 кВ	2*7000	14000
Элегазовый выключатель 11 кВ	5*2000	10000

Продолжение таблицы 29

РТД-20/35	3600	3600
Постоянная часть затрат	35000	35000
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		146400
Стоимость проектирования ПС (с учетом сопутствующих затрат 21%)*3,73		660747

8 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ СГИБЕЕВО

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия [28].

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте [15].

8.1 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

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 $U \geq 500$ кВ

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Рассчитывается зона защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ, так как расчет ведется для ОРУ 220 кВ.

Принимается высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 50 \text{ м};$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 29,877 \text{ м};$$

$$L_{M34} = 24,069 \text{ м};$$

$$L_{M16} = 46,271 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (100)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot h \cdot h, \quad (101)$$

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot 30 \cdot 30 = 31,2 \text{ м},$$

Радиус внешней зоны при условии $h < L_M < 2 \cdot h$:

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м}; \quad (102)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{C.F.} = h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_M - h), \quad (103)$$

$$h_{C.F.12} = h_{C.F.56} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (50 - 30) = 21,92 \text{ м};$$

$$h_{C.F.23} = h_{C.F.45} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (29,877 - 30) = 25,522 \text{ м};$$

$$h_{C.F.34} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (24,069 - 30) = 26,562 \text{ м};$$

$$h_{C.F.16} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (46,271 - 30) = 22,587 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_m}{h_{\text{эф}}} \right), \quad (104)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,7}{25,5} \right) = 10,77 \text{ м}$$

где h_m – высота линейного портала

$$h_m = 16,7 \text{ м} - \text{для } 220 \text{ кВ}. \quad (105)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cz} - h_m}{h_{cz}} \right), \quad (106)$$

$$r_{cx12} = r_{cx56} = 31,2 \cdot \left(\frac{21,92 - 16,7}{12,08} \right) = 7,43 \text{ м},$$

$$r_{cx23} = r_{cx45} = 31,2 \cdot \left(\frac{25,522 - 16,7}{12,08} \right) = 10,78 \text{ м},$$

$$r_{cx34} = 31,2 \cdot \left(\frac{26,562 - 16,7}{12,08} \right) = 11,584 \text{ м},$$

$$r_{cx16} = 31,2 \cdot \left(\frac{22,587 - 16,7}{12,08} \right) = 8,132 \text{ м},$$

Результаты расчёта зон защит молниеотводов сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчёта зон защит молниеотводов

Молниеотводы	$l_{м-м}$	r_{co}	r_x	h_{ce}	r_{cx}^{mn}
1-2	50	31,2	10,77	21,92	7,43
2-3	29,877			25,522	10,78
3-4	24,069			26,562	11,584
4-5	29,877			25,522	10,78
5-6	50			21,92	7,43
1-6	46,271			22,587	8,132

8.2 Защита подстанции от волн, набегающих с линии электропередачи

Уровень изоляции подстанционного оборудования устанавливается ниже уровня изоляции линии. Поэтому импульсы напряжения образующихся при ударах молнии в линию представляют опасность для подстанционного электрооборудования [27].

Защита изоляции оборудования РУ от набегающих по ВЛ грозовых волн основана на защите подходов воздушных линий к распределительному устройству, на определенной длине, при которой обеспечивается достаточное сглаживание фронта набегающих волн.

На линиях, выполненных на металлических опорах, защищенный подход выполняется снижением сопротивления заземления опор и уменьшения углов защиты тросов. Целью этих мероприятий является уменьшение вероятностей прорыва молнии через тросовую защиту и обратных перекрытий при ударах в опоры в пределах защищенного подхода к подстанции.

Для изоляции силовых трансформаторов допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}), \quad (107)$$

где $U_{\text{п.и}}$ – испытательное напряжение при полном импульсе для внутренней изоляции при испытании без возбуждения, $U_{\text{п.и}} = 750$ [1];

$U_{\text{ном}}$ – действующее значение линейного номинального напряжения.

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (U_{\text{п.и}} - 0,5 \cdot U_{\text{ном}}) \text{ кВ}. \quad (108)$$

$$U_{\text{доп}} = 1,1 \cdot (750 - 0,5 \cdot 220) = 704 \text{ кВ}.$$

Допустимое значение крутизны для внутренней и внешней изоляции трансформатора определяется из выражения:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \frac{2 \cdot a_{\text{доп}} \cdot l}{300} \quad (109)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на ОПН, $U_{\text{ост}} = 554$ [1];

l – расстояние от ОПН до трансформатора, $l = 9$ м

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (U_{\text{доп}} - U_{\text{ост}})}{2 \cdot l} \text{ кВ/мкс} \quad (110)$$

$$a_{\text{доп}} = \frac{300 \cdot (704 - 554)}{2 \cdot 9} = 475 \text{ кВ/мкс}$$

Длина защищенного подхода, рассчитывается по соотношению:

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \quad (111)$$

где $\Delta\tau$ – величина определяющая удлинение фронта набегающего импульса за счет его деформации под действием импульсной короны:

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \quad (112)$$

где $h_{\text{пр.ср}}$ – средняя высота подвеса провода, согласно произведенным выше вычислениям $h_{\text{пр.ср}} = 19,97\text{м}$;

k – коэффициент, учитывающий влияние расщепления фазы ВЛ, $\Delta\tau = 1$ при одном проводе в фазе.

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot U_{50\%}}{h_{\text{пр.ср}}} \right) \cdot \frac{1}{k} \text{ мкс/км.} \quad (113)$$

$$\Delta\tau = \left(0,5 + \frac{0,008 \cdot 1000}{19,97} \right) = 0,9 \text{ мкс/км.}$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{U_{50\%}}{a_{\text{доп}} \cdot \Delta\tau} \text{ км.} \quad (114)$$

$$l_{\text{з.п}} = \frac{1000}{475 \cdot 0,9} = 2,34 \text{ км.}$$

Длина защищенного подхода составляет 2,34 км.

8.3 Определение параметров контура заземления

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

– для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

– для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из публичной кадастровой карты.

$$A = 184 \text{ м}; B = 150 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \text{ м}^2; \quad (115)$$

$$S = (184 + 3) \cdot (150 + 3) = 28611 \text{ м}^2;$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным $d = 20 \text{ мм}$;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2; \quad (116)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot t_{ОТКЛ}}{400 \cdot \beta}}; \quad (117)$$

где $t_{ОТКЛ} = 0,15 \text{ с}$ – время срабатывания РЗ;

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

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60000^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 314,159 \text{ мм}^2;$$

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (118)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (119)$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668.$$

где $T = 240 \text{ мес}$ - время использования заземлителя – 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта соответственно равны 0,0026; 0,00915; 0,0104; 0,0224.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (120)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,57 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{М.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (121)$$

$$F_{КОР} + F_{Т.С.} = 26,57 + 253,546 = 280,11 \text{ мм}^2;$$

$314,159 \geq 280,11$ – условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для II климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м, глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 5 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{II-II} = 9$ м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{II-II}}; \quad (122)$$

$$L_T = (184 + 3) \cdot \frac{(150 + 3)}{9} + (150 + 3) \cdot \frac{(184 + 3)}{9} = 9367 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_T(A) = \frac{A + 3}{l_{mn}}; \quad (123)$$

$$n_T(A) = \frac{184 + 3}{9} = 31,167;$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_r(B) = \frac{B+3}{l_m}; \quad (124)$$

$$n_r(B) = \frac{150+3}{9} = 25,5;$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_2 = n_2(A) + n_2(B); \quad (125)$$

$$n_2 = 31,617 + 25,5 = 56,667;$$

Принимаем 57.

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:

$l_B = 5$ м – длина вертикального электрода;

$a = 12$ м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (126)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{28611}}{12} = 56,383;$$

Принимаем $n_B = 56$.

8) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_r + n_B \cdot l_B} \right), \quad (127)$$

где A – коэффициент подобия, принимается по ЭТС (с.303) для принятой длины вертикальных электродов 5 м и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{28611}} = 0,03;$$

Принимаем $A=0,4$.

9) Определяем стационарные сопротивления заземлителя:

$$R_{C1} = 50 \cdot \left(\frac{0,4}{169,15} + \frac{1}{9367 + 56 \cdot 5} \right) = 0,12 \text{ Ом};$$

10) Находим импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (128)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 169,15}{(50 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,556$$

11) Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u; \quad (129)$$

$$R_{u1} = 0,12 \cdot 2,556 = 0,307 \text{ Ом}$$

Общее импульсное сопротивление:

$$R_{u.об} = R_{u1} + R_{u2}, \quad (130)$$

$$R_{u.об} = 0,307 + 0,19 = 0,497 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как $0,497 < 0.5$, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

9 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СЕТИ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики [16].

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления t_v , ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Сгибеево. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

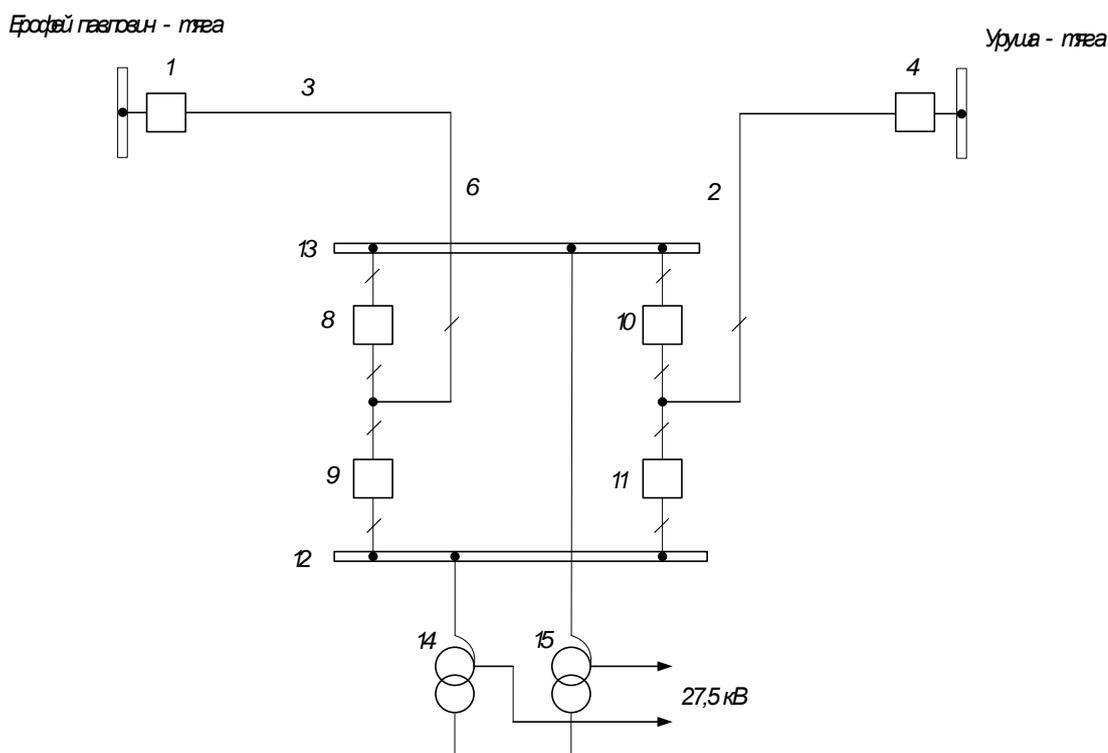


Рисунок 6 – Расчетная схема для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности [20]:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 31 – Показатели надежности элементов

№	Название оборудования	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год
1	2	3	4	5
2	ВЛ Сгибеево – отп. Уруша - тяга	0,088	14,3	2,8
6	ВЛ Сгибеево – Ерофей Павлович - тяга	0,171	14,3	2,8
1,4,5,8,9,10,11	Выключатель ВГТ-220П-40/2500	0,004	25	0,2
12, 13	Секции шин 220кВ	0,013	5	0,166
14, 15	Трансформатор ТДТНЖ-40000/220/27,5/11	0,025	60	1
	Разъединитель 220 кВ	0,01	7	0,166

Для выключателя ВГТ-220П-40/2500 дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, $\alpha_{\text{эс}}=0,002$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $\alpha_{\text{оп}}=0,002$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{\text{АПВ}}=1/10$;
- число оперативных переключений, $N_{\text{оп}}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{\text{оп}}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_a}{8760} \quad (131)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

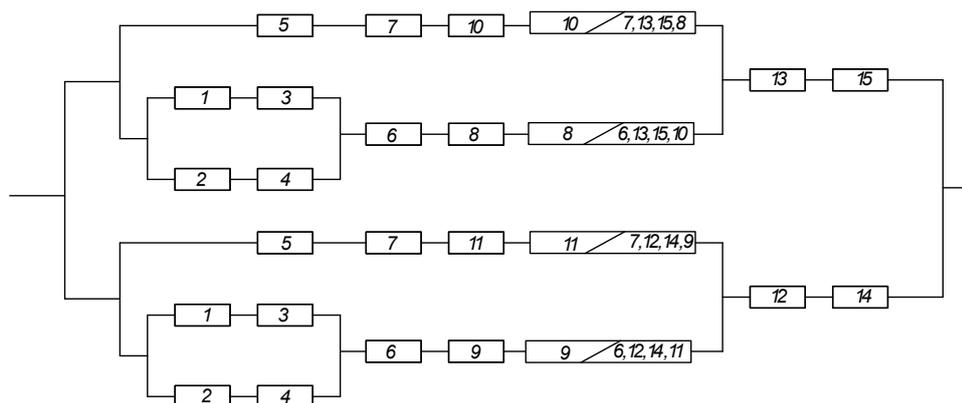


Рисунок 7 – Расчетная схема для оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗиА,

поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_B = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \quad (132)$$

где $\omega_{B.ст}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии:

$$\omega_{B.ст} = \omega_B + 2\omega_p \quad (133)$$

где α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha = 1$ если АПВ есть, $\alpha = 0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{оп} \cdot N_{оп}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для первого выключателя равен:

$$\omega_{B.ст} = \omega_B + 2\omega_p = 0,004 + 2 \cdot 0,01 = 0,024 \quad (134)$$

$$\begin{aligned} \omega_1 = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot ((1 + \alpha \cdot K_{АПВ})(\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з}(\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6})) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + \right. \\ \left. 0,091 + 0,088) \right) + 0,002 \cdot 12 = 0,049. \end{aligned}$$

Для выключателя:

$$\begin{aligned} \omega_8 = \omega_{B.ст} + \alpha_{кз} \cdot ((1 + \alpha \cdot K_{АПВ})(\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6}) + q_{дист.з}(\omega_{л3} + \omega_{л4} + \omega_{л6})) + \\ + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{ат} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,024 + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) + \\ + 1,3 \cdot 10^{-3} (0,078 + 0,091 + 0,088) + 0,025 \cdot (0,0013 + 0,003) + 0,002 \cdot 12 = 0,049 \end{aligned}$$

где $q_{дист.з}$, $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дистанционной, дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_B = \omega_B \cdot t_{B,B} + 2\omega_P \cdot t_{B,P} + \alpha_{K3} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} \cdot t_{B,i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} \quad (135)$$

Для 1 выключателя определим:

$$q_1 = \omega_B \cdot t_{B,B} + 2\omega_P \cdot t_{B,P} + \alpha_{K3} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot (\omega_{Л3} \cdot t_{B,Л} + \omega_{Л4} \cdot t_{B,Л} + \omega_{Л6} \cdot t_{B,Л}) \times \\ \times q_{дист.з} (\omega_{Л3} \cdot t_{B,Л} + \omega_{Л4} \cdot t_{B,Л} + \omega_{Л6} \cdot t_{B,Л}) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,004 \cdot 1,26 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \times \\ \times 1,26 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot \left(1 + \frac{1}{10}\right) \cdot (0,078 + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot (0,078 \\ + 0,091 + 0,088) \cdot 1,63 \cdot 10^{-3} + 0,002 \cdot 12 \cdot 4 \cdot 10^{-4} = 4,065 \cdot 10^{-5}.$$

Эквивалентировав схему замещения получаем:

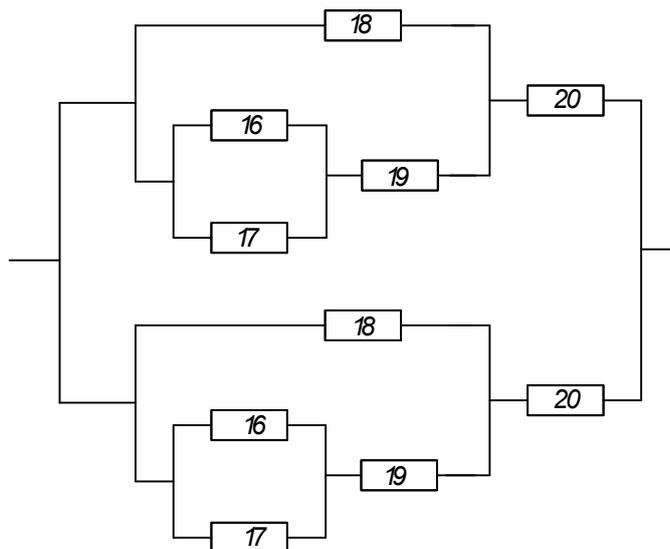


Рисунок 8 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{16} = \omega_1 + \omega_3 = 0,049 + 0,078 = 0,127,$$

$$\omega_{17} = \omega_2 + \omega_4 = 0,049 + 0,091 = 0,14,$$

$$\omega_{18} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_{10} = 0,048 + 0,171 + 0,048 = 0,27,$$

$$\omega_{19} = \omega_6 + \omega_8 = 0,088 + 0,049 = 0,137,$$

$$\omega_{20} = \omega_{12} + \omega_{14} = 0,013 + 0,025 = 0,038,$$

$$q_{16} = q_1 + q_3 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,27 \cdot 10^{-4} = 1,68 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{17} = q_2 + q_4 = 4,07 \cdot 10^{-5} + 1,49 \cdot 10^{-4} = 1,89 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{18} = q_5 + q_7 + q_{10} = 4,03 \cdot 10^{-5} + 2,79 \cdot 10^{-4} + 4,03 \cdot 10^{-5} = 3,6 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{19} = q_6 + q_8 = 1,44 \cdot 10^{-4} + 4,07 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4},$$

$$q_{20} = q_{12} + q_{14} = 7,42 \cdot 10^{-6} + 1,71 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

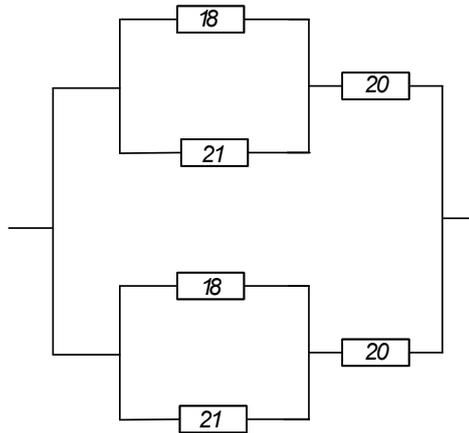


Рисунок 9– Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{21} = \omega_{16} \cdot q_{17} + \omega_{17} \cdot q_{16} + \omega_{19} = 0,127 \cdot 1,89 \cdot 10^{-4} + 0,14 \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 0,137 = 0,137$$

$$q_{21} = q_{17} \cdot q_{16} + q_{19} = 1,89 \cdot 10^{-4} \cdot 1,68 \cdot 10^{-4} + 1,84 \cdot 10^{-4} = 1,84 \cdot 10^{-4}$$

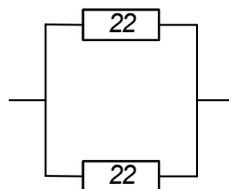


Рисунок 10 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{22} = \omega_{18} \cdot q_{21} + \omega_{21} \cdot q_{18} + \omega_{20} = 0,268 \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 0,137 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4} + 0,038 =$$

$$= 0,038$$

$$q_{22} = q_{18} \cdot q_{21} + q_{20} = 3,6 \cdot 10^{-4} \cdot 1,84 \cdot 10^{-4} + 1,79 \cdot 10^{-4} = 1,79 \cdot 10^{-4}$$

Параметр потока отказов системы:

$$\omega_c = 2 \cdot \omega_{22} \cdot q_{22} \quad (136)$$

$$\omega_c = 2 \cdot 0,038 \cdot 1,787 \cdot 10^{-4} = 1,36 \cdot 10^{-5}$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_{\text{н}} = q_{22}^2 = 3,194 \cdot 10^{-8}$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (137)$$

$$t_{\text{вс}} = \frac{3,194 \cdot 10^{-8}}{1,36 \cdot 10^{-5}} = 20,55$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T \text{ МВт}\cdot\text{ч.} \quad (138)$$

$$W_{\text{нед}} = 140 \cdot 10^3 \cdot 3,194 \cdot 10^{-8} \cdot 8760 = 33 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

10 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ, УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу [10].

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации и осуществляющих деятельность на основании договоров с данной организацией. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

Территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу настоящих Правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами или правопреемниками в части осуществления управления технологическими режимами работы принадлежащих иным лицам объектов электроэнергетики), в уставном капитале которых доля Российского акционерного общества "ЕЭС России" на указанную дату составляла менее 25 процентов, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих акционерных обществ энергетики и электрификации (их дочерних или зависимых обществ или правопреемников).

Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам [19].

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения

диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;

обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от

имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;

переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;

локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;

подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления), субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, - путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой [29].

Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

- время, когда дается команда;
- требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;
- фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;
- фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;
- содержание команды;
- наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового

рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее - объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы) [30].

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

В перечень объектов диспетчеризации включаются объекты, находящиеся в диспетчерском управлении, и объекты, находящиеся в диспетчерском ведении.

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приёма и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов. Телемеханика электроэнергетических объектов, по сути, являющаяся автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), включает в себя несколько отдельных систем:

- системы автоматического управления (САУ);
- средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ);
- программное обеспечение, служащее для сбора, обработки, хранения и анализа различной информации относительно работы электрического оборудования (SCADA);
- автоматизированная система коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ);
- пульты управления, панели с переключающими устройствами, контрольно-измерительными приборами.

Рассмотрим более подробно SCADA системы. Согласно традиционной структуре аппаратных средств АСУ ТП SCADA системы в иерархии программного обеспечения систем промышленной автоматизации находятся на уровнях 2 и 3.

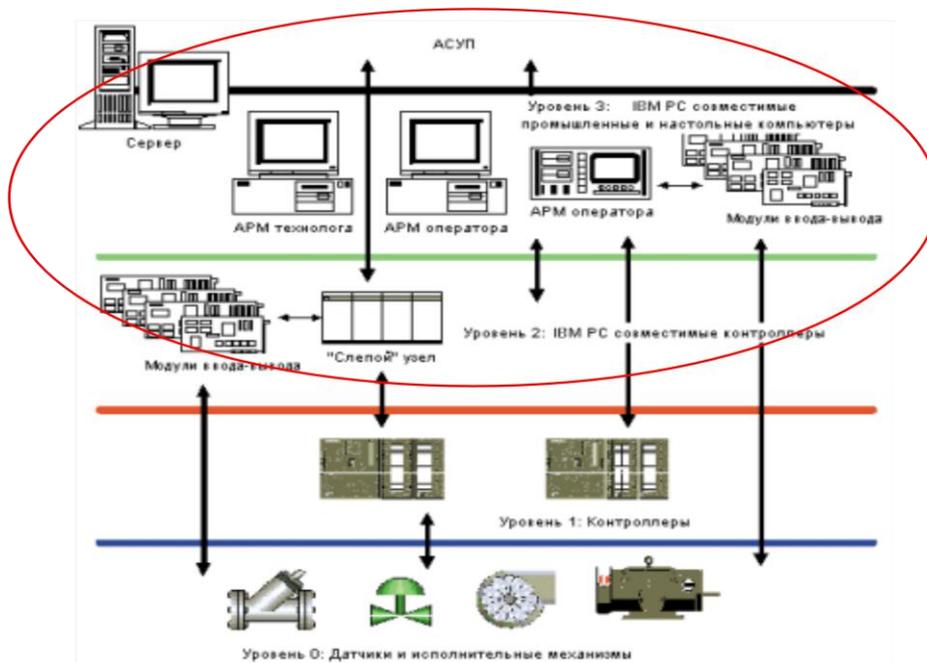


Рисунок 11 – Структура аппаратных средств АСУ ТП

Основные функции SCADA-системы:

1. Прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров нижних уровней и датчиков.
2. Сохранение принятой информации в архивах.
3. Вторичная обработка принятой информации.
4. Графическое представление хода технологического процесса, а также принятой и архивной информации в удобной для восприятия форме.
5. Прием команд оператора и передача их в адрес контроллеров нижних уровней и исполнительных механизмов.
6. Оповещение эксплуатационного и обслуживающего персонала об обнаруженных аварийных событиях, связанных с контролируемым технологическим процессом и функционированием программно-аппаратных средств АСУ ТП с регистрацией действий персонала в аварийных ситуациях.
7. Формирование сводок и других отчетных документов на основе архивной информации.
8. Обмен информацией с автоматизированной системой управления предприятием.
9. Непосредственное автоматическое управление технологическим

процессом в соответствии с заданными алгоритмами.

Регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями персонала, ответственного за эксплуатацию и обслуживание системы [21].

Современные SCADA-системы имеют схожие возможности и принципы функционирования, которые позволяют решить типовые задачи, такие как: диспетчерский мониторинг и сбор данных о протекании технологического процесса, управление при наличии четких алгоритмов и полной формализованной модели объекта управления. Однако, в случае, когда объектом мониторинга и управления является сложная динамическая многопараметрическая система, средств, предоставляемых традиционными SCADA-системами, становится недостаточно.

Необходимость в дальнейшем развитии SCADA-систем при управлении сложными техническими объектами и процессами обуславливается непрерывным возрастанием сложности управляемых объектов и процессов с одновременным сокращением времени, отводимого лицам оперативно-диспетчерского персонала на анализ проблемной ситуации, идентификацию возникшего отклонения от нормального (штатного) режима функционирования объекта, поиск возможных корректирующих решений по воздействию на объект, прогнозирование ситуаций, оценку последствий принимаемых решений и, наконец, выдачу команд на отработку необходимых управляющих воздействий.

Этот процесс требует много времени и высокой квалификации для того, чтобы точно и объективно оценить обстановку. При таком большом объеме информации, одновременно обрушивающейся на оператора, могут возникать ошибки. Анализ мирового опыта показывает, что при совершенствовании технологических процессов и автоматизации процесса принятия решений наиболее перспективным является использование информационных систем, основанных на знаниях, формализуемых в рамках технологии искусственного интеллекта и опыте высококвалифицированных специалистов, накапливаемом в базах знаний экспертных систем.

Концепция систем поддержки принятия исполнения решений. Актуальной задачей при построении автоматизированных систем реального времени является перенос функций диспетчера по анализу данных, прогнозированию ситуаций и принятию соответствующих решений на компоненты интеллектуальных систем поддержки принятия и исполнения решений (СППИР). Концепция систем поддержки принятия и исполнения решений включает целый ряд средств, объединенных общей целью - способствовать принятию и реализации рациональных и эффективных управленческих решений. СППИР - это диалоговая автоматизированная система, выступающая в качестве интеллектуального посредника, поддерживающего естественно-языковой интерфейс пользователя со SCADA-системой, использующая правила принятия решений и соответствующие модели с базами знаний. Она организует удобный диалог SCADA-системы с пользователем, "ведет" его по этапам анализа информации, распознавания и прогнозирования ситуаций, анализирует параметры технологического процесса, помогает выбрать наилучшие решения в зависимости от возникшей ситуации, реализует их путем выдачи управляющих воздействий, корректируя тем самым ход технологического процесса и оптимизируя его параметры по заданному критерию.

Основными структурными составляющими СППИР являются база знаний и механизм логического вывода. База знаний предназначена для хранения совокупности фактов, закономерностей, отношений (знаний), описывающих проблемную область, и правил, описывающих целесообразные формы структурирования, формализации и преобразования знаний в этой области.

Механизм логического вывода представляет собой совокупность способов применения правил вывода. Используя текущие или промежуточные исходные данные (факты) и знания из базы знаний, формирует последовательность правил, которые, будучи применены к исходным данным (фактам), полученным от SCADA-системы в результате контроля состояния технологического процесса, приводят к решению конкретной задачи диагностики,

прогнозирования и регулирования параметров технологического процесса.

Гибкая открытая структура СППИР позволяет расширять функциональные возможности системы и круг задач, решаемых в процессе ее эксплуатации, а также постоянно повышает точность анализа, прогнозирования, планирования, организации, координации и контроля принимаемых решений за счет использования накапливаемого в базе знаний опыта.

Наличие достаточно полных моделей знаний в конкретной предметной области и постоянный контроль тенденции изменения параметров объекта управления обеспечивает диагностику и прогноз его поведения с высокой степенью достоверности и заданной точности. Существенным отличием предлагаемого подхода является то, что СППИР содержит универсальные программные средства, способные перенастраивать систему на другие объекты управления без изменения ядра программ.

Предлагаемая авторами концепция предполагает не просто создание обособленной экспертной системы обработки данных протекания технологического процесса, а интеграцию интеллектуальной СППИР с АСУ ТП на базе SCADA-системы Trace Mode, что существенно расширяет ее возможности, позволяет получить новый эффект от ее использования и удовлетворить возрастающие запросы разработчиков систем управления [29].

Учёт электрической энергии

Правильная организация учета электроэнергии важна потому, что ее производство, передача, распределение и потребление практически совпадает во времени, и допущенная ошибка в учете электроэнергии не поддается исправлению методом повторного учета электроэнергии. Именно поэтому все установки, вырабатывающие, передающие, распределяющие и потребляющие электроэнергию оборудуются соответствующими приборами учета. В связи с этим возрастает значимость автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) – комплекс технических, программных и организационных решений, позволяющих потребителю вести учет потребления электроэнергии в

соответствии с требованиями современных нормативных документов и положений в энергетической отрасли [30].

В связи с образованием новых границ точек поставки электроэнергии наблюдается рост коммерческих потерь, обусловленных плохой организацией учета электроэнергии, морально устаревшим парком средств учета электроэнергии, в новых границах поставки. При отсутствии хищений появляются значительные небалансы электроэнергии по всем структурам рынка электроэнергии. Сложившаяся ситуация только способствует хищениям электроэнергии, так как не позволяет эффективно с ними бороться.

Учет выработанной и израсходованной электроэнергии является важной частью хозяйственной деятельности любого предприятия или промышленного центра и отражает эффективность использования электроэнергии в распределительных сетях.

Учет электропотребления должен быть организован таким образом, чтобы обеспечить: оптимальное количество точек учета; одновременность и точность снятия показаний счетчиков; требуемую точность учета и периодический контроль за его достоверностью; связь между применяемыми на предприятии формами учета; выполнение электроэнергетических балансов активной и реактивной мощности; правильное определение потерь; прямую и обратную связь с технологическим процессом. От того как организован учет, зависит, какая картина электропотребления имеет место: реальная или искаженная, а также экономичность технологического процесса передачи и распределения электроэнергии.

Очевидно, что все цели и задачи учета базируются на балансах активной и реактивной энергии, причем не только по структурным подразделениям, но и, главное по подстанциям. Следовательно, выполнение электробалансов по подстанциям обеспечивает требуемую точность и эффективность учета и является базой для решения любой из задач учета.

В основном, учет электроэнергии не автоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов [30].

Основные проблемы учета электроэнергии:

- значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов;
- отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета в точках поставки электроэнергии;
- несоответствие условий эксплуатации приборов учета нормативным требованиям;
- недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений;
- преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета.

В настоящее время индукционные счетчики электрической энергии заменяются электронными с более высокой точностью измерений (класс точности - первый) и без механических рабочих элементов. В большинстве случаев в таких счетчиках используются жидкокристаллические индикаторы. Кроме того, электронные счетчики не позволяют использовать неучтенную энергию. Имеются модификации многотарифных счетчиков, которые стимулируют потребление электроэнергии в ночное время, тем самым, улучшая график электрической нагрузки в электросети. Современные счетчики строятся на базе микропроцессоров с цифровыми выходами и возможностью работы с компьютером.

Стратегический путь совершенствования системы учета электроэнергии – автоматизация учета с последующим подключением к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) интеллектуальных функций управления электропотреблением, повышения надежности сети за счет создания активного потребителя и интеграция систем учета с элементами Smart Grid.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

11.1 Безопасность

11.1.1 Мероприятия по защите от поражения электрическим током

Все существующие мероприятия, обеспечивающие безопасность использования электроэнергии, можно условно разделить на три группы.

Организационные мероприятия:

- правильный подбор персонала, обслуживающего электроустановки;
- обучение правилам безопасности при обслуживании электроустановок;
- назначение ответственных за электрохозяйство лиц;
- контроль за правильностью устройства электропроводок и установкой электрооборудования в соответствии с ПУЭ;
- проведение периодических осмотров, измерений и испытаний электрооборудования (в сухих помещениях – 1 раз в два года, в сырых – ежегодно, при этом сопротивление рабочей изоляции проводов, кабелей и электрооборудования в процессе эксплуатации не должно быть менее 0,5 и 2 МОм для двойной или усиленной изоляции), а в случае несоответствия предъявляемым требованиям – его ремонта;
- контроль за надежностью средств индивидуальной защиты от поражения электрическим током.

Технические мероприятия:

- применение устройств (предохранителей, отключающих реле и т. п.) защиты электроустановок и сетей от перегрузок, а также токов коротких замыканий;
- защиту людей и животных от прикосновения к токоведущим частям оборудования посредством применения глухого ограждения высоковольтного оборудования и размещения его в отдельных зданиях, изоляции токоведущих частей электрооборудования, установки защитных ограждений, расположения электроприборов на недоступной для людей и животных (более 2 м) высоте;

– защита от поражения электрическим током при переходе напряжения на металлические корпуса электроустановок; устройство защитного заземления; зануление электроустановок в сетях с глухо-заземленной нейтралью; применение защитного отключения; выравнивание потенциалов электрооборудования и земли в местах нахождения людей и животных; изоляция электроустановок и электродвигателей от корпусов рабочих машин; применение диэлектрических настилов и изолирующих площадок.

Применение индивидуальных электротехнических средств. Их подразделяют на основные и дополнительные изолирующие защитные средства, а также на вспомогательные приспособления.

Основные изолирующие защитные средства имеют изоляцию, способную длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, обеспечивая безопасность человека при контакте с токоведущими частями. В электроустановках с напряжением свыше 1000 В к таким средствам относят – изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения.

Дополнительные защитные средства не могут самостоятельно защитить человека от поражения электрическим током, но при совместном использовании они усиливают изолирующее действие основных защитных средств. К дополнительным средствам защиты при работе в электроустановках свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты и коврики, а также диэлектрические основания.

11.1.2 Меры защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля.

Основным средством защиты электромонтеров, работающих под потенциалом проводов, являются индивидуальные экранирующие комплекты. Экранирующие комплекты (ЭК) должны обеспечивать защиту работающих под потенциалом провода от электрического поля и сопутствующих факторов (емкостного и импульсного тока), электромагнитного поля, снижая уровни указанных факторов до допустимых значений [13].

Технические мероприятия должны предусматривать:

- ограничение продолжительности пребывания одного и того же лица в течение рабочего дня под потенциалом проводов четырьмя часами на ВЛ 220; с этой целью должно быть предусмотрено чередование работающих под потенциалом провода и на потенциале земли (траверсе, стойке опоры);
- проведение работ под напряжением по возможности в период минимальной загрузки ВЛ;
- размещение электромонтера, работающего под потенциалом провода с наветренной стороны:
- ограничение длительности непосредственного касания человеком провода, определяемое технологией проведения работ;
- быстрый перенос потенциала для обеспечения минимальной продолжительности искрового разряда.

11.1.3 Правила работ на опорах и с опорами

Работы по замене элементов опор, монтажу и демонтажу опор и проводов, замене гирлянд изоляторов ВЛ должны выполняться в соответствии с Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок [16].

11.2 Экологичность

11.2.1 Воздействие электрического поля создаваемого воздушными линиями электропередачи на население

Согласно дипломному проекту планируется строительство линии электропередачи 220 кВ. Защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ, удовлетворяющих требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется [16].

11.2.2 Воздействие шума на окружающую среду

При своей работе линии электропередачи создают акустические шумы, влияющие на экологическую обстановку. Шум имеется при любой погоде, но

особенно он усиливается при дожде. Шум вызывается коронным разрядом на проводах.

По своим характеристикам шум от линии электропередачи может быть отнесен к широкополосным шумам с непрерывным спектром шириной полосы более одной октавы, чистые тона спектра при этом в отдельности не учитываются. По временной характеристике его можно отнести к непостоянным шумам с интенсивностью L , колеблющейся по времени.

Шумы от высоковольтной линии электропередачи изменяются в течение года в зависимости от погоды: наличия осадков, тумана, высокой влажности воздуха и др. Максимально возможные шумы от короны возникают в сильный дождь.

В дневное время на границе полосы отчуждения (100 м) допустимы более высокие уровни шума от короны линии, чем ночью. Нормируемые допустимые уровни шума для дневных часов – 55 дБА, а для ночных – 45 дБА. Допускаются некоторые усреднения нормативных параметров за годовой период, что приводит к отклонениям в значении на 2-3 дБА. Данная величина может быть использована в качестве критерия при проектировании линии электропередачи, причем сравниваться она должна с фактическим среднегодовым эквивалентным уровнем звука с учетом всех видов плохой погоды, который возникнет на проектируемой линии при ее эксплуатации. Проверим возможность прокладки ВЛ 220кВ вблизи жилых зданий, для которых допустимый уровень шума составляет 45 дБА.

11.2.3 Расчет шума создаваемого ВЛ.

Определим границу санитарной защитной зоны ВЛ по шуму для случая ее прохождения вблизи территории селитебной (жилой) зоны.

Уровень звука, создаваемый одной фазой ВЛ, определяется по формуле:

$$L_A = 16 + 1,14 \cdot E_{\max} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n - 10 \lg r, \text{ дБА} \quad (139)$$

Уровень звука, создаваемый числом фаз, равным n_ϕ :

$$L_{AE} = L_A + 10 \cdot \lg n_\phi, \text{ ДБА} \quad (140)$$

где n_ϕ - количество фаз.

Максимальная напряженность E_{\max} :

$$E_{\max} = K_y \cdot E_{\text{ср}}, \text{ кВ / см} \quad (141)$$

где K_y - коэффициент, учитывающий усиление напряженности электрического поля вследствие влияния зарядов на составных проводах расщепленной фазы;

$E_{\text{ср}}$ - средняя рабочая напряженность электрического поля на поверхности проводов расщепленной фазы, кВ/см;

Коэффициент K_y определяется по формуле:

$$K_y = 1 + (n - 1) \cdot \frac{r_0}{r_p} \quad (142)$$

где r_0 - радиус провода, для АС-300 $r_0 = 2,4$ см;

r_p - радиус расщепленной фазы, см.

Радиус r_p определяется из следующего выражения:

$$r_p = D \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} = \frac{D}{\sqrt{3}} \quad (143)$$

где D – шаг расщепления, см;

Средняя напряженность $E_{\text{ср}}$:

$$E_{\text{ср}} = \frac{u_\phi}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{S}{r_\ominus}\right)}, \text{ кВ / см} \quad (144)$$

где u_ϕ - фазное напряжение, кВ;

S – среднее геометрическое расстояние, см;

$r_{\text{Э}}$ - эквивалентный радиус:

$$r_{\text{Э}} = \sqrt[n]{n \cdot r_0 \cdot r_p^{n-1}}, \text{ см} \quad (145)$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами определяем по формуле:

$$S = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} \cdot D_{\text{BC}} \cdot D_{\text{AC}}} \quad (146)$$

$$S = \sqrt[3]{9,85 \cdot 10 \cdot 7} = 8,834$$

где D_{AB} , D_{BC} , D_{AC} – расстояние между фазами [20].

Так как провод не расщеплен то $K_y = 1$.

$$E_{\text{cp}} = \frac{u_{\phi}}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{S}{r_{\text{Э}}}\right)} \quad (147)$$

$$E_{\text{cp}} = \frac{127}{1 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot \ln\left(\frac{8,834 \cdot 100}{2,4}\right)} = 8,96 \text{ кВ/см}$$

$$E_{\text{max}} = K_y \cdot E_{\text{cp}} \quad (148)$$

$$E_{\text{max}} = 1 \cdot 8,96 = 8,96 \text{ кВ/см}$$

Найдем минимальное расстояние r :

$$L_A = 16 + 1,14 \cdot E_{\text{max}} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n - 10 \lg r + 10 \cdot \lg n_{\delta}$$

$$10 \cdot \lg r = 16 + 1,14 \cdot E_{\text{max}} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n + 10 \cdot \lg n_{\delta} - L_A$$

$$r = 10^{0,1(16 + 1,14 E_{\text{max}} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n + 10 \cdot \lg n_{\delta} - L_A)} \quad (149)$$

$$r = 10^{0,1 \cdot (16 + 1,14 \cdot 8,96 + 9 \cdot 2,4 + 15 \cdot \lg 1 + 10 \cdot \lg 3 - 45)} = 5,73 \text{ м}$$

где $L_A = \text{ПДУ}(23^{00} - 7^{00})$, $\text{ПДУ}_{LA} = 45 \text{ ДБА}$.

Как видно из результатов расчета минимальное расстояние соответствующее границе санитарной защитной зоны ВЛ по шуму, не превышает расстояний от ВЛ до территории жилой застройки.

11.2.4 Отчуждение земель при строительстве ВЛ

Площади земли, отводимые в постоянное пользование, определяются в соответствии с нормами отвода земель [4]. В постоянное пользование передаются только площади, занимаемые опорами с учетом полосы земли вокруг каждой опоры шириной 2 м, и территории подстанций.

Для линий электропередачи, проходящих вне населенных пунктов, Правилами охраны электрических сетей установлено понятие "охранная зона". Земельные участки, входящие в охранную зону, не изымаются у землепользователей. В пределах этой зоны запрещается производство каких-либо работ, за исключением сельскохозяйственных, без согласования с организацией, эксплуатирующей линии.

Ширина охранной зоны зависит от напряжения ВЛ. Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи устанавливается в виде воздушного пространства над землей, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали, для $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ расстояние равно 25 м.

Входящие в охранные зоны земельные участки используются для сельскохозяйственных нужд при условии строгого соблюдения Правил охраны.

В целях защиты населения от вредного воздействия электрического поля ВЛ сверхвысокого напряжения (СВН) вдоль них устанавливаются санитарно-защитные зоны, ширина которых практически совпадает с шириной охранных зон. В санитарно-защитных зонах ВЛ СВН рекомендуется выращивать сельскохозяйственные культуры, не требующие ручной обработки.

Для ВЛ, проходящих через лесные массивы, прорубаются просеки. Для ВЛ напряжением 220 кВ и ниже, проходящих по ценным лесным массивам, ширина просеки предусматривается такой, чтобы расстояния по горизонтали от проводов (при их наибольшем отклонении) до кроны деревьев составляло 3-5 м. Во всех остальных случаях для этих ВЛ ширина просеки принимается равной сумме расстояния между крайними проводами линии и удвоенного расстояния от крайних проводов до лесного массива (последнее обычно принимается равным высоте деревьев основного лесного массива).

11.2.5 Определение отвода земель под электрические сети в постоянное и во временное пользование

Площадь земельных участков, отводимых в постоянное пользование под промежуточные и анкерные угловые опоры, рассчитывается по формуле:

$$F_{\text{ПП}} = F_{\text{ПО}} + F_{\text{АУ}}, \text{ м}^2 \quad (150)$$

Площадь земельных участков F , предоставляемых под опоры (включая оттяжки) воздушных ЛЭП в постоянное (бессрочное) пользование, определяется по формуле:

$$F = (A^2 + \pi\Delta^2 + 4A\Delta) \cdot n, \text{ м}^2 \quad (151)$$

где A – сторона основания опоры, м;

n – количество опор;

Δ – ширина полосы земли вокруг внешнего контура опоры, м.

Площадь земли, отводимая под промежуточные опоры:

$$F_{\text{ПО}} = (A_{\text{ПО}}^2 + \pi\Delta^2 + 4A_{\text{ПО}}\Delta) \cdot n_{\text{ПО}}, \text{ м}^2 \quad (152)$$

где $n_{\text{ПО}}$ – количество промежуточных опор, $n_{\text{ПО}}=27$ шт.

Для промежуточной опоры П220-2: $A=5,4$ м;

В соответствии с документом [5] для воздушных линий напряжением свыше 10 кВ величина $\Delta = 1,5$ м.

$$F_{\text{ПО}} = (5,4^2 + 3,14 \cdot 1,5^2 + 4 \cdot 5,4 \cdot 1,5) \cdot 27 = 1852,87 \text{ м}^2$$

Площадь земли, отводимая под анкерные угловые опоры:

$$F_{\text{АУ}} = (A_{\text{АУ}}^2 + \pi \Delta^2 + 4A_{\text{АУ}}\Delta) \cdot n_{\text{АУ}}, \text{ м}^2 \quad (153)$$

где $n_{\text{АУ}}$ – количество анкерных угловых опор, $n_{\text{АУ}} = 7$ шт.

Для анкерной угловой опоры У220-3: $A = 5,2$ м;

$$F_{\text{АУ}} = (5,2^2 + 3,14 \cdot 1,5^2 + 4 \cdot 5,2 \cdot 1,5) \cdot 7 = 457,14 \text{ м}^2$$

Площадь земельных участков, отводимых в постоянное пользование под промежуточные и анкерные угловые опоры:

$$F_{\text{ШП}} = 1852,87 + 457,14 = 2310, \text{ м}^2$$

В соответствии с действующими нормами площадь, отводимая под временное пользование для ВЛЭП будет складываться из полосы земли, предоставляемой для строительства ВЛ ($F_{\text{ВЛ}}$) и земельных участков предоставляемых под монтажные площадки для сборки опор ($F_{\text{МП}}$):

$$F_{\text{ВП}} = F_{\text{ВЛ}} + F_{\text{МП}}, \text{ м}^2 \quad (154)$$

Ширина полос земель, предоставляемых на период строительства ВЛЭП, определяется по формуле:

$$F_{\text{ВЛ}} = L_{\text{ВЛЭП}} (L_{\text{ф-ф}} + 4), \text{ м}^2 \quad (155)$$

где $L_{\text{ВЛЭП}}$ – длина трассы ВЛЭП, $L_{\text{ВЛЭП}} = 9120$ м;

$L_{\text{ф-ф}}$ – расстояние между крайними фазами опор, м.

Для промежуточных опор $L_{\phi-\phi} = 6,4 + 6,4 = 12,8$ м, а для анкерных угловых опор $L_{\phi-\phi} = 5,2 + 5,2 = 10,4$ м.

Чтобы рассчитать площадь земли на период строительства возьмём расстояние между крайними фазами промежуточных опор, т.к. по количеству их больше, т.е. $L_{\phi-\phi} = 12,8$ м.

$$F_{\text{ВП}} = 9120(10,4 + 4) = 131328, \text{ м}^2$$

Площадь земельных участков предоставляемых под монтажные площадки, определяется по формуле:

$$F_{\text{МП}} = n_{\text{П}} F_{\text{МПП}} + n_{\text{АУ}} F_{\text{МПАУ}}, \text{ м}^2 \quad (156)$$

где $F_{\text{МПАУ}}$, $F_{\text{МПП}}$ - площади земель, отводимых под монтаж анкерно-угловых и промежуточных опор соответственно.

$$F_{\text{МПАУ}} = 700 \text{ м}^2 ;$$

$$F_{\text{МПП}} = 560 \text{ м}^2 [4].$$

$$F_{\text{МП}} = 7 \cdot 700 + 27 \cdot 560 = 20020 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{ВП}} = 131328 + 20020 = 151348 \text{ м}^2$$

Таким образом, площадь земли, отводимая под постоянное и под временное пользование равна:

$$F_{\text{ПП}} = 2310 \text{ м}^2;$$

$$F_{\text{ВП}} = 151348 \text{ м}^2.$$

11.3 Чрезвычайные ситуации

11.3.1 Возможность возникновения чрезвычайных ситуаций

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от

их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

11.3.2 Тушение возгорания

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После

снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [2].

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Ликвидацию возгорания в кабельных шахтах или каналах можно производить затоплением их водой, предварительно заземлив ствол пожарного рукава и находясь при этом в диэлектрических ботах и перчатках.

Тушение электроустановок под напряжением с применением ручных стволов должно осуществляться при условии:

- применения эффективных способов и приемов подачи огнетушащих веществ в зону горения;

- соблюдении электробезопасных расстояний от электроустановок, находящихся под напряжением, до пожарных, работающих с ручными пожарными стволами;

- применения индивидуальных изолирующих электрозащитных средств (ИИЭС) при тушении пожаров электроустановок без снятия напряжения;

Методы тушения пожара различаются для электроустановок напряжением до и свыше 1 кВ.

Запрещается тушение электроустановок:

- напряжением свыше 0,4 кВ без их отключения и заземления;

- до 0,4 кВ, находящихся под напряжением, всеми видами пенных огнетушителей (т.к. пена и раствор электропроводны).

Тушение электроустановок напряжением до 0,38 кВ необходимо производить, как правило, после их отключения, а при невозможности их быстрого отключения с применением углекислотных, порошковых или хладоновых огнетушителей [14].

Таблица 33 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Тип огнетушителя
До 0,38	Хладоновые
До 1,0	Порошковые
До 10,0	СО ₂ - огнетушители

При пользовании углекислотными огнетушителями необходимо:

- защитить руки от обморожения;
- держать их вертикально и не переворачивать вниз головкой;
- не приближаться на расстояние менее 1 м к кабелям, проводам и аппаратуре;
- не удаляться от места горения на расстояние более 2 м;
- проветривать помещения для исключения отравления углекислотой.

11.3.3 Противопожарная профилактика

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять

и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негоряемыми материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже -20°C .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Амурской области в целях реализации федерального проекта «Модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей с развитием пропускных и провозных способностей» производится технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» тяговой подстанции 220 кВ Сгибеево. Для решения проблемы ограничений тяговой сети, было принято решение о проектировании новой подстанции 220/27,5/10 Сгибеево кВ для снятия ограничений с сети – увеличению её пропускной способности и увеличению надёжности. В работе решена задача снятия ограничений с существующих линий электропередачи на подключение новой нагрузки.

В работе были решены следующие задачи:

1. разработана схемы подстанции;
2. произведён расчёт токов короткого замыкания;
3. произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
4. произведён расчёт молниезащиты подстанции.

В результате выполнения работы была спроектирована подстанция Сгибеево напряжением 220/27,5/10 кВ, которая позволила значительно увеличить пропускную способность железнодорожного транспорта 27,5 кВ в Амурской области. При этом подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 3 Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения»: учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с. : рис. - Библиогр. : с. 189.
- 4 ГОСТ 12.1.003-83 Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- 5 ГОСТ 12.2.024-87 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные.
- 6 ГОСТ 1.0-2015 Межгосударственная система стандартизации. Основные положения
- 7 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.
- 8 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 9 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 10 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов»: учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

11 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.

12 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

13 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с

14 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.

15 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.

16 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.

17 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.

18 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.

19 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.

20 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014

21 Савина, Н.В.Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.

22 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск :

Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

23 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г.Барыбина, Л.Е. Федорова и др.- М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.

24 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.

25 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

26 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р. Прил.: с.153-180

27 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-27,5 кВ РД 34.20.179

28 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.

30 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения»: метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

31 « Электроэнергетика. Изоляция» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140203.65, 140204.65, 140205.65, 140211.65 / АмГУ, Эн. ф ; сост. В. В. Соловьев. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 131 с.

32 Электроэнергетика. Производство электроэнергии : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 93 с.

33 https://electric-220.ru/news/raschet_emkostnogo_toka_seti/2016-10-28-1099

ПРИЛОЖЕНИЕ

Проектируемые ПС 220 кВ Сгибеево/т и заходы ВЛ 220 кВ Уруша/т - Ерофей Павлович/т на ПС 220 кВ Сгибеево/т приняты ко вводу в 2020 году (в соответствии с Проектом корректировки детального плана мероприятий по реализации инвестиционного проекта «Модернизация железнодорожной инфраструктуры Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей с развитием пропускных и провозных способностей).

Сооружение ПС 220 кВ Сгибеево/т планируется на территории Западного энергорайона ЭС Амурской области в районе станции «Сгибеево», потребитель второй категории по надежности электроснабжения. РУ 220 кВ ПС 220 кВ Сгибеево/т выполняется по типовой схеме № 220-5АН

«мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов», на подстанции устанавливаются два трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый. Питание ПС 220 кВ Сгибеево/т будет осуществляться по двухцепному заходу ВЛ 220 кВ Уруша/т - Ерофей Павлович/т в РУ подстанции с образованием двух новых ВЛ - ВЛ 220 кВ Уруша/т - Сгибеево/т и ВЛ 220 кВ Сгибеево/т - Ерофей Павлович/т. Протяженность двухцепного захода 7 км. Заходы на ПС 220 кВ Сгибеево/т предлагается выполнить проводом сечением АС-300 - аналогично существующему проводу ВЛ 220 кВ Уруша/т - Ерофей Павлович/т (с допустимой токовой нагрузкой 801 А, аварийно допустимой нагрузкой 985 А при $T_{нв} = +25^{\circ} \text{C}$). На ПС 220 кВ Уруша/т и на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т установлено электрооборудование с номинальным током 1250 А (выключатели, ВЧ-заградители), 1000 А (разъединители) и 600 А (трансформаторы тока с длительно допустимым током 630 А, аварийно допустимым током 720 А), ошиновка на ПС 220 кВ Уруша/т выполнена проводом АС-300 с длительно допустимым током 710 А при $T_{нв} = +25^{\circ} \text{C}$.

Схема присоединения ПС 220 кВ Сгибеево к сетям 220 кВ Амурской энергосистемы приведена на рисунке 1.

Продолжение Приложения

Электрические расчеты потокораспределения выполнены с использованием программного комплекса RastrWin по схеме, включающей:

– западную часть энергосистемы Амурской области от ПС 500 кВ Амурская, ограниченную ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №2, ВЛ 220 кВ Амурская - Новокиевка, ВЛ 220 кВ Амурская - Ледяная, ВЛ 220 кВ Амурская - Шимановск/т с отпайкой на ПС Ледяная/т, ВЛ 220 кВ Хани - Чара, ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка, ВЛ 220 кВ Амазар - Аячи/т;

– Южно-Якутский энергорайон Республики Саха (Якутия), ограниченный ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-15 №1, ВЛ 220 кВ Олёкминск - НПС-15 №2 с разрывом на ЛР ПС 220 кВ НПС-15;

– часть Забайкальской энергосистемы, получающей питание от ОЭС Востока, включая ЗБПК на ПС 220 кВ Могоча.

Вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше, учтенные в расчетных схемах по годам расчетного периода приняты на основании следующих документов:

– Схема и программа развития ЕЭС России на период 2017-2023 гг.;

– Инвестиционная программа ПАО «ФСК ЕЭС» на период 2016-2020 гг., утвержденная приказом Минэнерго России №980 от 18.12.2015 г., и изменения, внесенные в инвестиционную программу ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденные приказом Минэнерго России №1432 от 28.12.2016 г.

Расчетные годы определены - 2020 год - год ввода ПС 220 кВ Сгибеево/т. В расчетных схемах основной сети западной части энергосистемы Амурской области учтены вводы следующих электросетевых объектов 220 кВ:

2020 г.

– ПС 220 кВ Эльгауголь, 2x125 МВА, ШР 2x25 Мвар, ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь

Продолжение Приложения

№1, №2, 268 км каждая. Установка на ПС 220 кВ Призейская УКРМ в объеме 100 Мвар;

– ПС 220 кВ Рудная, 1х63 МВА, БСК 2х26 Мвар, ВЛ 220 кВ Февральская - Рудная, 174 км;

– ПС 220 кВ НПС-23, 2х25 МВА с заходами ВЛ 220 кВ Ключевая - Сиваки, 2х2 км;

– ВЛ 220 кВ Тында - Лопча - Хани - Чара, 560 км. Установка на ПС 220 кВ Хани ШР 50 Мвар;

– ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - НПС-19 - Нижний Куранах №3, 290 км;

– ПП 220 кВ Амга с заходами ВЛ 220 кВ Нижний Куранах - НПС-15 №1 с отпайкой на ПС НПС-16, 2х8 км, ПС 220 кВ КС-3, 2х10 МВА, с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Амга, 2х0,05 км;

– ПП 220 кВ Нагорный с заходами ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС - Тында II цепь, 2х8 км, ПС 20 кВ КС-5, 2х10 МВА, с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Нагорный, 2х0,05 км;

– ПП 220 кВ Зея с заходами ВЛ 220 кВ Амурская - Ледяная, 2х6 км, ПС 220 кВ КС-7а, 2х16 МВА, с двумя шинпроводами до ПП 220 кВ Зея, 2х0,05 км;

– ПС 220 кВ Технолизинг, 2х100 МВА, с заходами ВЛ 220 кВ Тында - Сквородино №2, 2х5 км;

– ПС 220 кВ Февральская - установка УШР 63 Мвар;

– ПС 220 кВ Олёкма - установка второго трансформатора 25 МВА, подключение по схеме

«заход-выход» к ВЛ 220 кВ Юктали - Хани;

– ПС 220 кВ НПС-15 - реконструкция с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА;

– ПС 220 кВ НПС-20 - реконструкция с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА;

Продолжение Приложения

- ПС 220 кВ НПС-16 - реконструкция с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х32 МВА;
- ПС 220 кВ НПС-17 - реконструкция с заменой трансформаторов мощностью 2х25 МВА на трансформаторы мощностью 2х40 МВА;
- ПС 220 кВ Ключевая - установка трансформатора мощностью 25 МВА.
- ПС 220 кВ Эльгауголь, БСК 4х25 Мвар;
- ПС 220 кВ Магдагачи - реконструкция с заменой трансформаторов суммарной мощностью 100 МВА.

В соответствии с техническим заданием расчеты электрических режимов проводились с целью выбора оборудования ВЛ, проверки загрузки сети рассматриваемого района с учетом ввода ПС 220 кВ Сгибеево/т, определения мероприятий по обеспечению допустимых параметров электроэнергетического режима.

Район влияния ПС 220 кВ Сгибеево/т ограничен участком сети 220 кВ от ПС 220 кВ Сквородино до ПС 220 кВ Могоча (энергосистема Забайкальского края) и включает в себя основные энергообъекты:

- ПС 220 кВ Сквородино, ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т, ПС 220 кВ Могоча;
- участок сети от ПС 220 кВ Сквородино до ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т - ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т, ВЛ 220 кВ БАМ/т - Большая Смутная/т, ВЛ 220 кВ Большая Смутная/т - Ерофей Павлович/т и ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т, ВЛ Уруша/т - Ерофей Павлович/т, выполнены проводом АС-300 (токоограничивающие элементы - трансформаторы тока на ПС 220 кВ Сквородино, ПС 220 кВ БАМ/т, ПС 220 кВ Большая Смутная/т, ПС 220 кВ Уруша/т, ПС 220 кВ Ерофей Павлович с номинальным током 600 А, длительно допустимым током 630 А, аварийно допустимым током 720 А);
- участок сети от ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т до ПС 220 кВ Могоча - ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка, ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка.

Продолжение Приложения

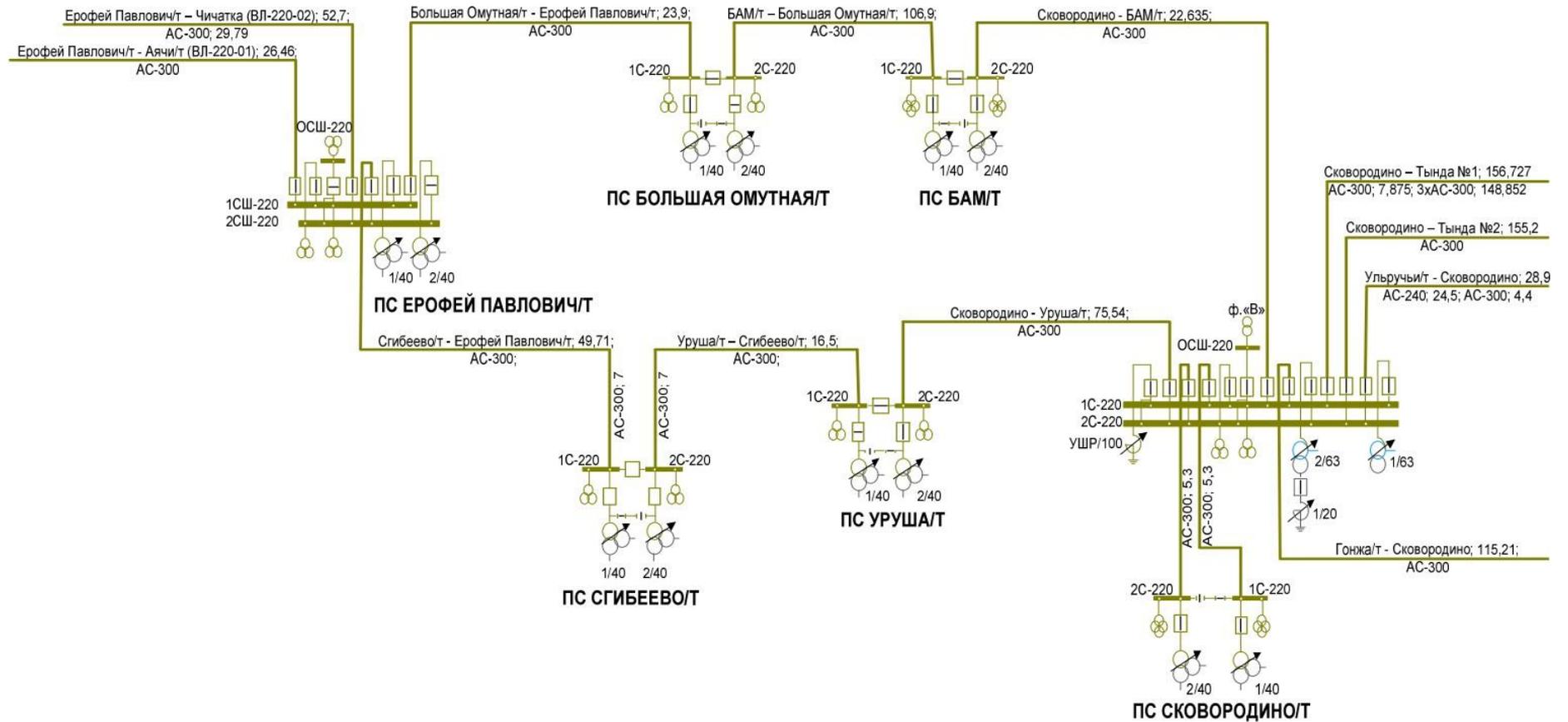


Рисунок 1 - Схема присоединения ПС 220 кВ Сгибеево к сетям 220 кВ Амурской энергосистемы

Продолжение Приложения

Расчеты режимов выполнены для зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок. Расчеты электрических режимов выполнялись для всех групп нормативных возмущений.

Для анализа загрузки сети в зимних режимах использовались длительно допустимые токи для неизолированных сталеалюминевых проводов 110-220-500 кВ при температуре воздуха - 5°C, в летних режимах - для температуры наружного воздуха +25°C (нормируемый 1доп). Допустимые токовые нагрузки проводов и оборудования подстанций и электростанций приняты по данным, предоставленным собственниками.

Расчеты выполнялись с контролем напряжения в узлах 220 кВ рассматриваемого района. В соответствии с Методическими указаниями по устойчивости энергосистем в качестве минимально/аварийно допустимого значения напряжения для шин 220 кВ объектов сети 220 кВ принималось напряжение 181/171 кВ (0,7Цном/0,9).

ОЭС Востока и ОЭС Сибири работают не параллельно и не синхронно. С вводом в работу в 2015 году Забайкальского преобразовательного комплекса (ЗБК) на ПС 220 кВ Могоча может осуществляться параллельная не синхронная работа ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

Расчеты выполнены для условия раздельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири. Кроме того, для проверки загрузки проектируемых заходов на ПС 220 кВ Сгибеево/г, расчеты выполнены с учетом передачи активной мощности через ЗБК на ПС 220 кВ Могоча из ОЭС Востока в ОЭС Сибири. Максимальная передача мощности из ОЭС Востока в ОЭС Сибири через ЗБК на ПС 220 кВ Могоча, с учетом действия противоаварийной автоматики, для режимов зимнего и летнего максимумов нагрузок 2020г. составляет 97 МВт и 125 МВт соответственно. Объем передаваемой мощности (97 МВт и 125 МВт).

Для условий раздельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири точка раздела принята на шинах 220 кВ ПС 220 кВ Могоча. Для поддержания

Продолжение Приложения

уровней напряжения в допустимых пределах учитывался регулировочный диапазон ВПТ ПС 220 кВ Могоча по реактивной мощности ± 133 Мвар.

Результаты расчетов режимов, выполненные для проверки загрузки элементов сети 220 кВ рассматриваемого района от ПС 220 кВ Сковородино до ПС 220 кВ Могоча, приведены в табличной и графической формах. Результаты расчетов нормальных режимов 2020 г. приведены на рисунках 2-7.

Продолжение Приложения

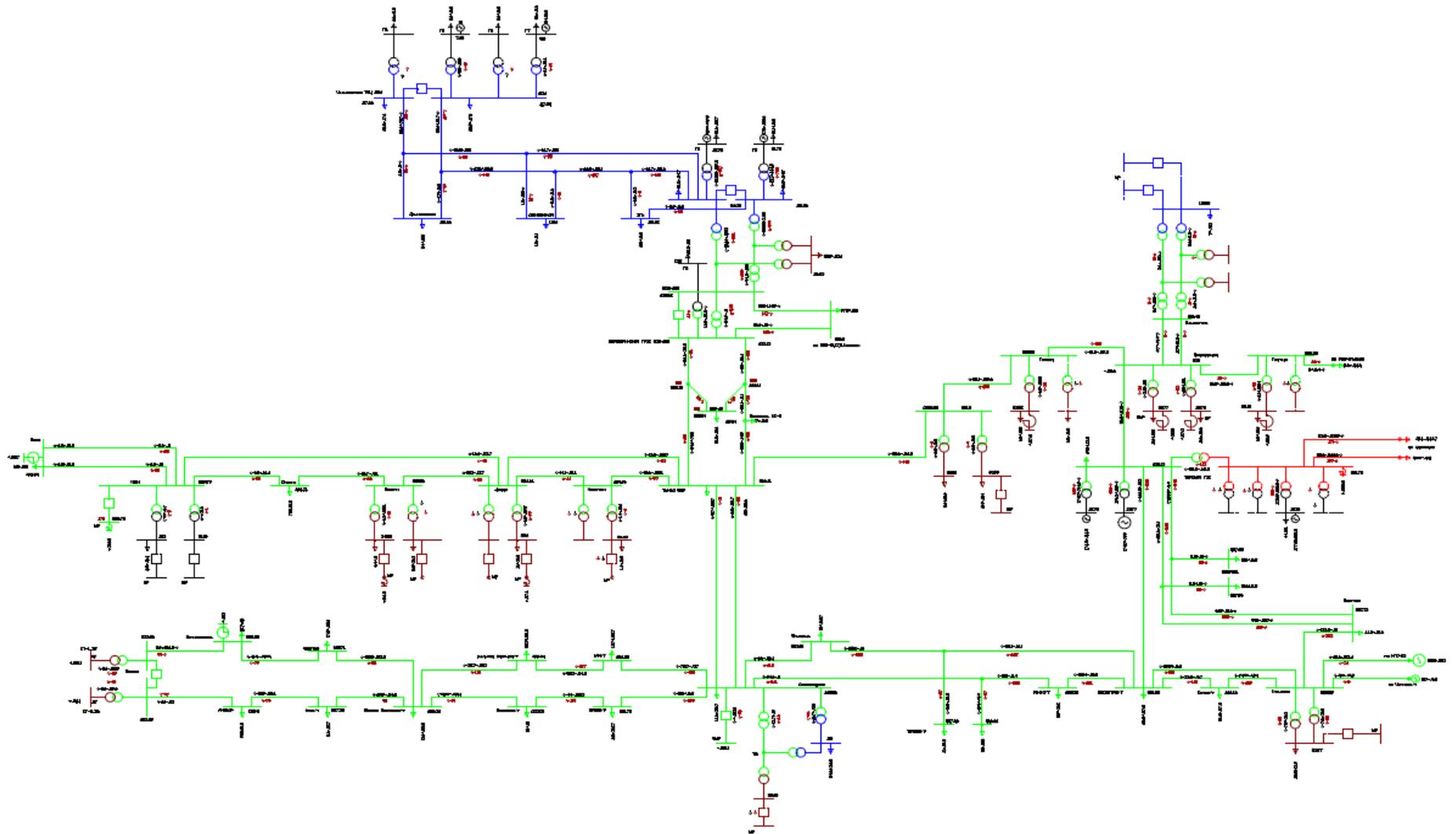


Рисунок 2 – Зимний максимум 2020 г. Нормальный режим

Продолжение Приложения

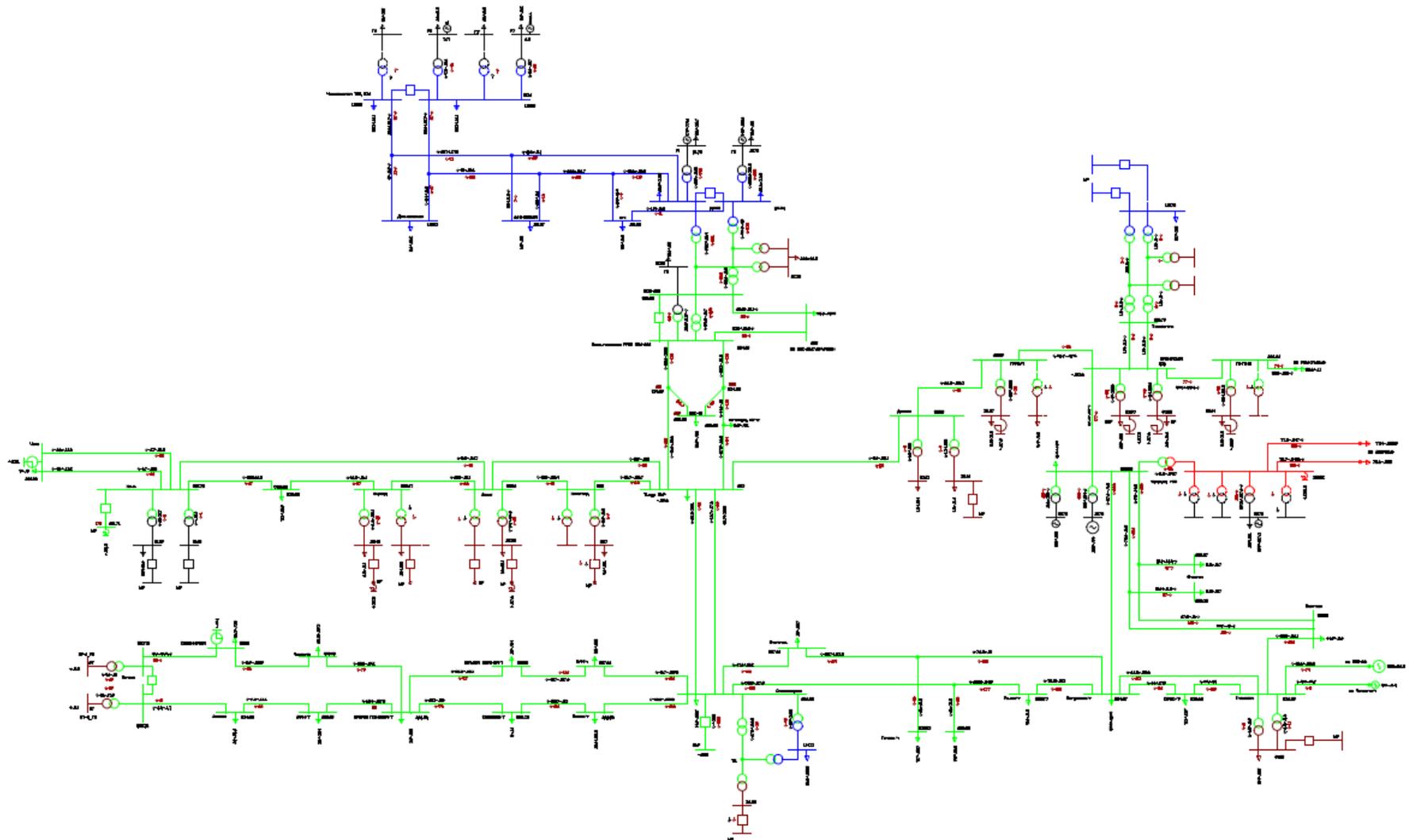


Рисунок 3 – Зимний максимум 2020 г. Нормальный режим

Продолжение Приложения

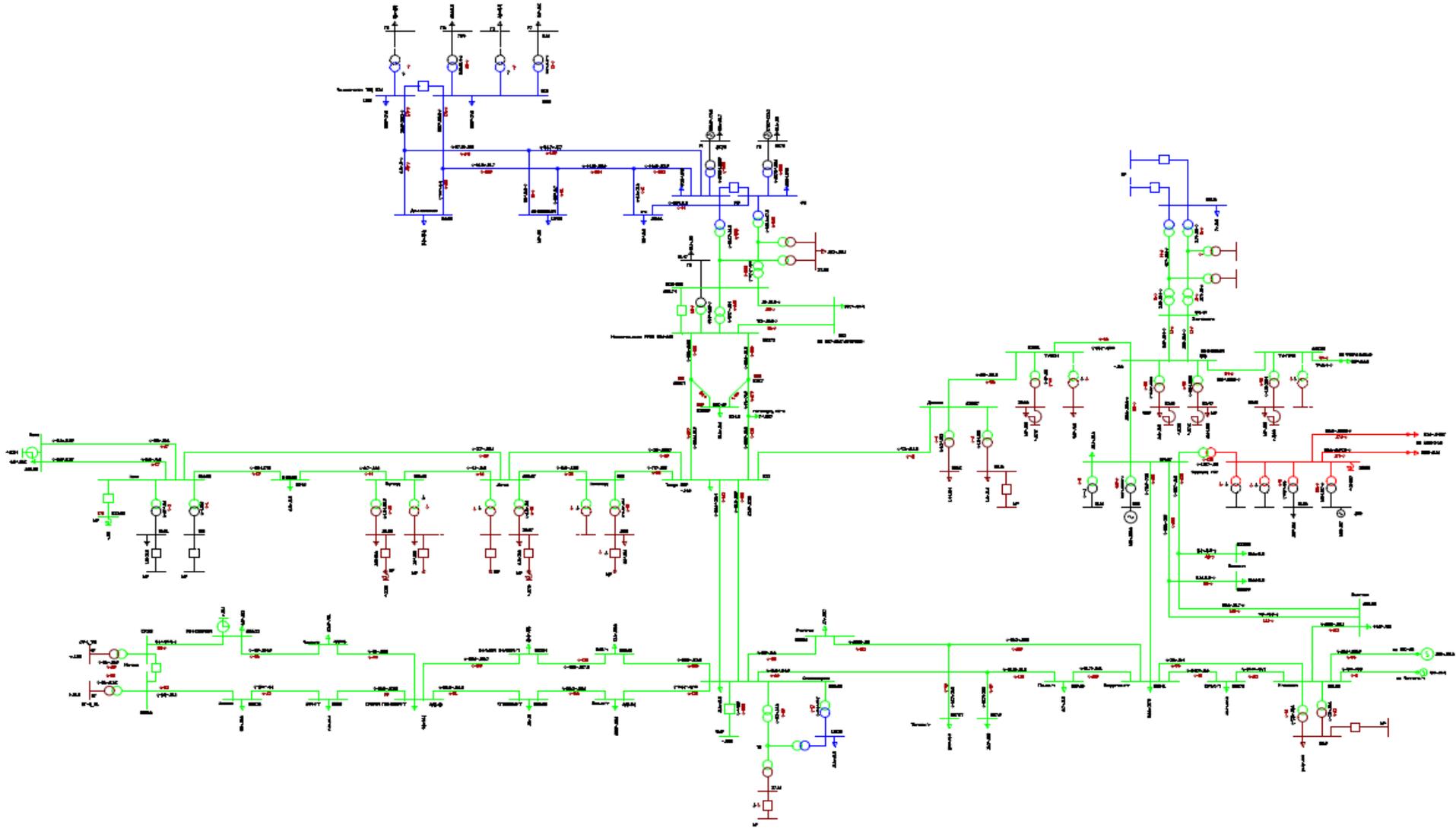


Рисунок 4 – Летний максимум 2020 г. Нормальный режим

Продолжение Приложения

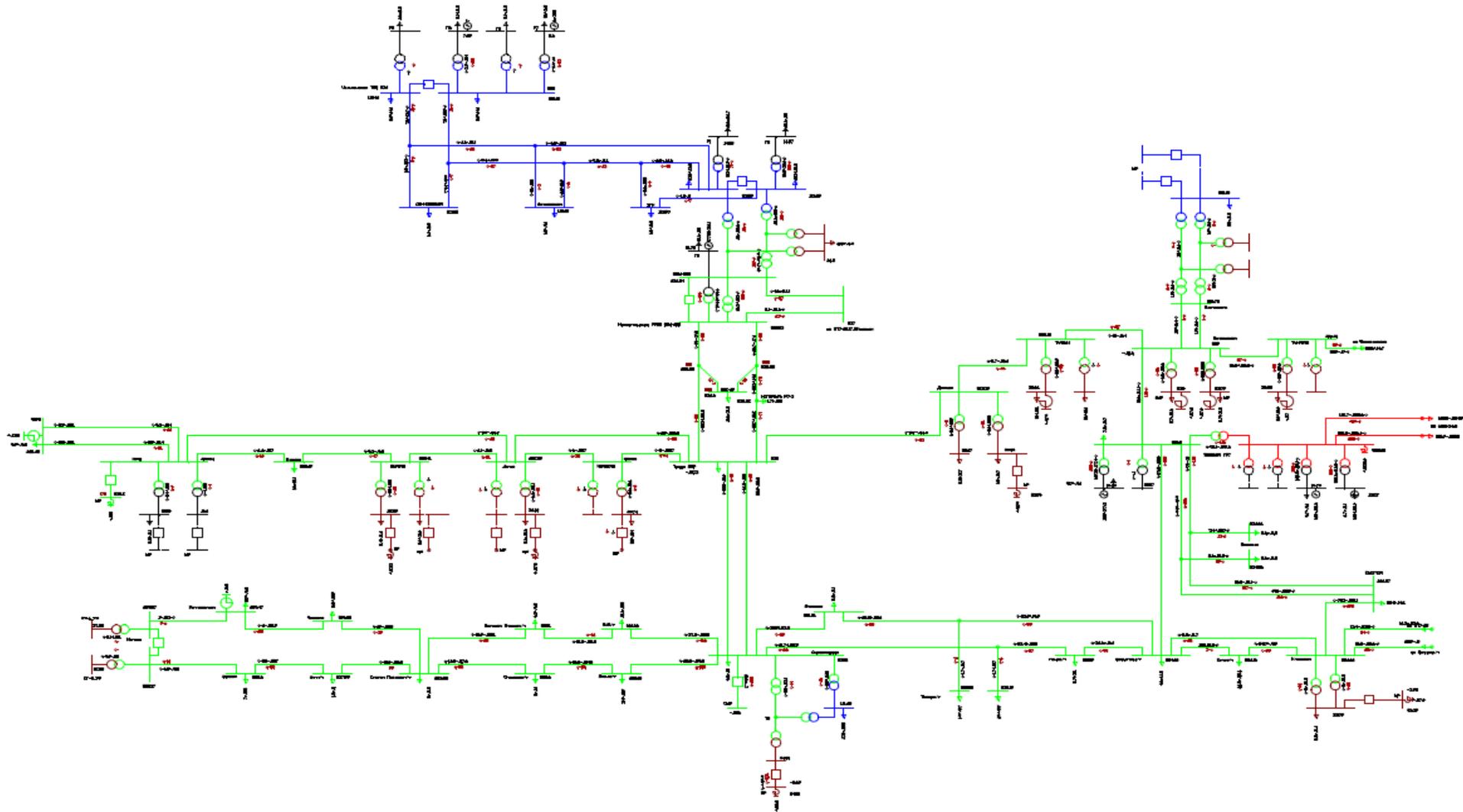


Рисунок 5 – Летний максимум 2020 г. Нормальный режим

Продолжение Приложения

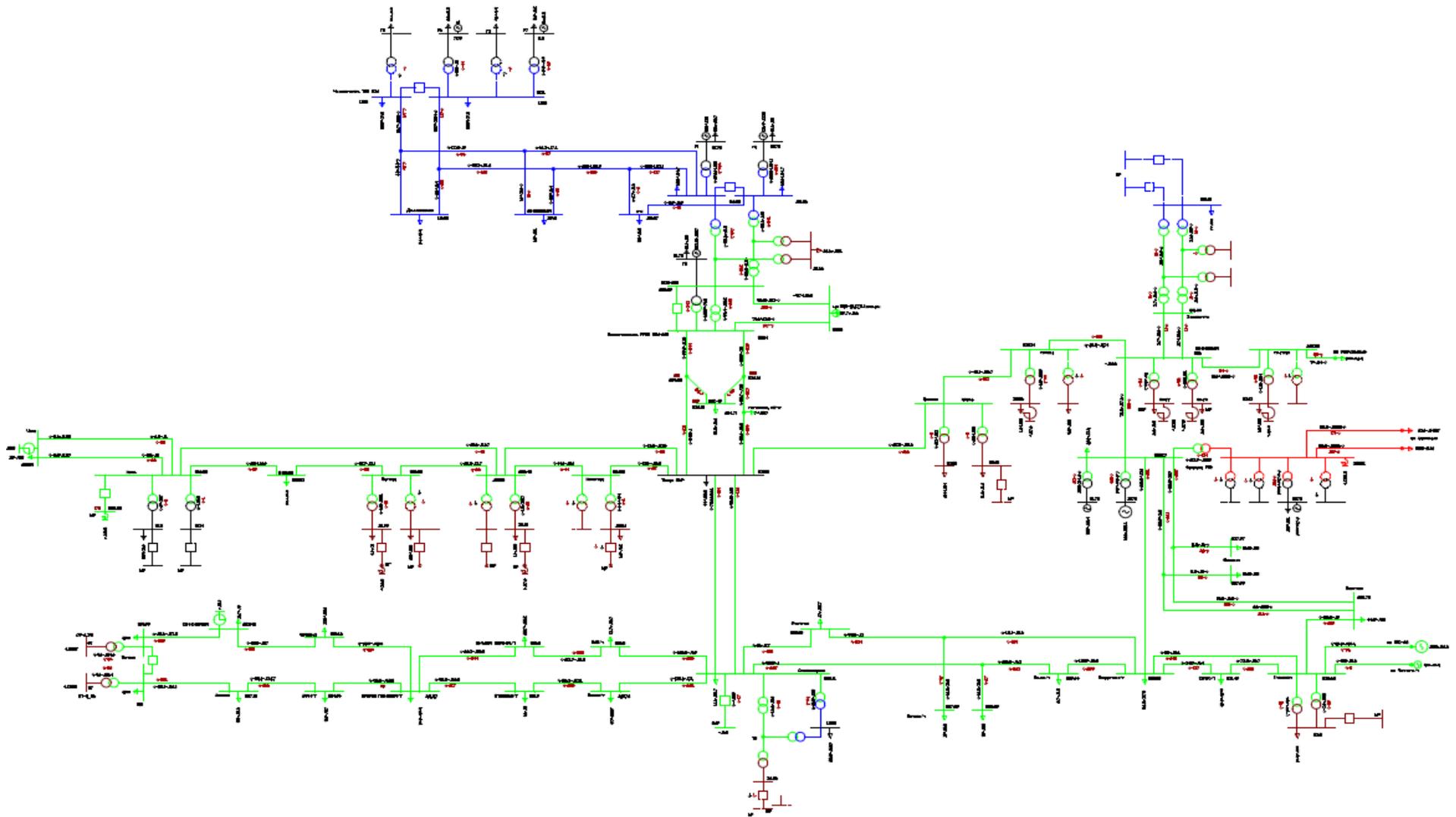


Рисунок 6 – Зимний максимум 2020 г. Передача на запад 97 МВт. Нормальный режим

Продолжение Приложения

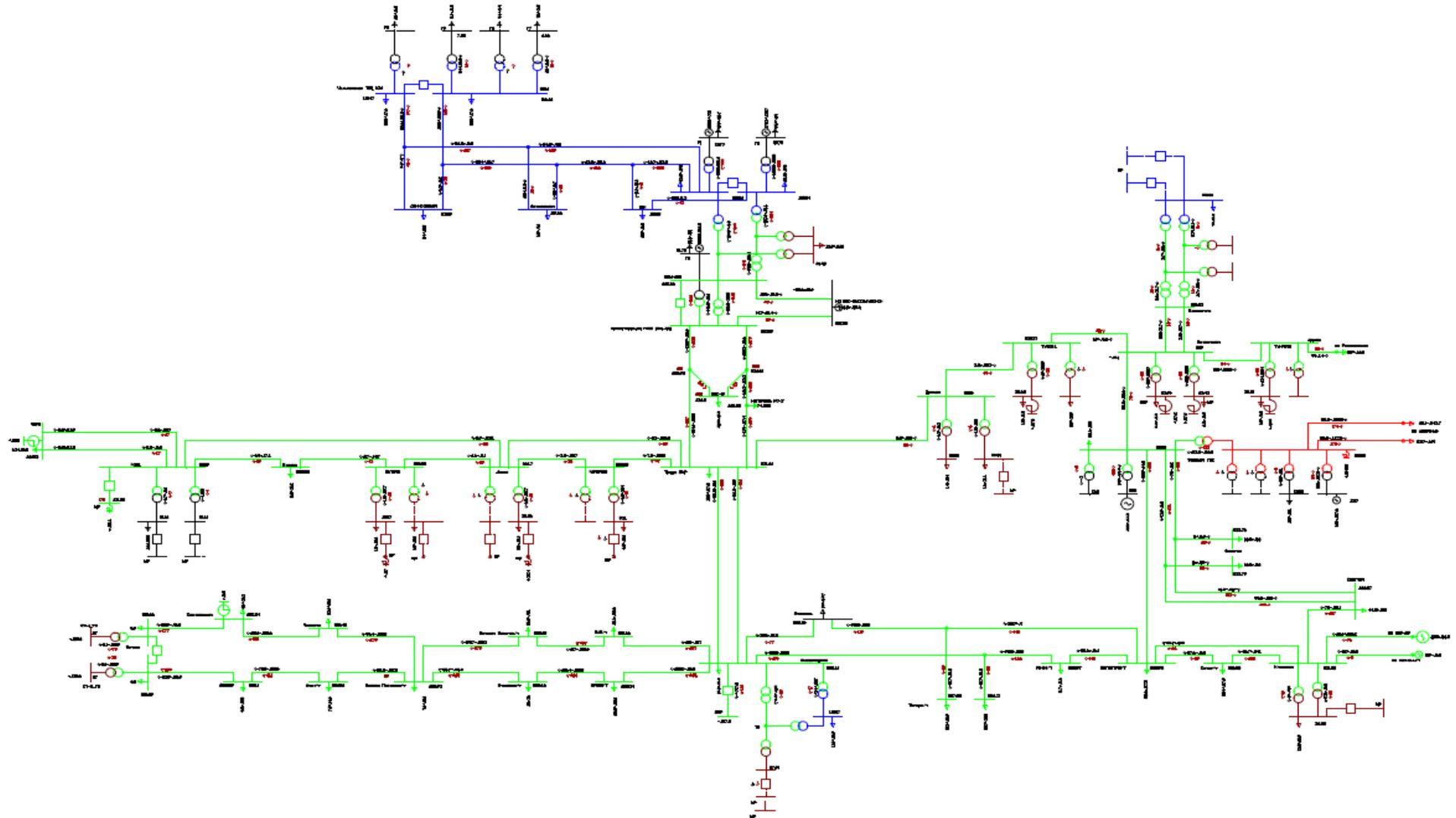


Рисунок 7 – Летний максимум 2020 г. Передача на запад 125 МВт. Нормальный режим

В нормальной схеме (при условии деления на ПС 220 кВ Могоча, а также при передаче активной мощности в ОЭС Сибири) режим работы сетей 220 кВ рассматриваемого района характеризуется как нормальный. Напряжение на стороне высокого напряжения подстанций 220 кВ не снижается ниже минимально допустимого значения 181 кВ и не превышает наибольшее напряжение 246 кВ (в соответствии с СТО 56947007-29.180.02.140-2012 наибольшие расчетные значения напряжения в узлах электрической сети принимались ниже длительно допустимых по ГОСТ 1516.3 на 2,5% для сетей класса 220 кВ - 246 кВ).

Загрузка элементов сети 220 кВ рассматриваемого района от ПС 220 кВ Сквородино до ПС 220 кВ Могоча и уровни напряжения в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах 2020 г. приведена в таблице 3.1.

Таблица 1 - Токовая нагрузка элементов сети 220 кВ района от ПС 220 кВ Сквородино до ПС 220 кВ Могоча и уровни напряжения. 2020 г.

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
Зимний максимум 2020 г. Нормальный режим								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	73,5	189	890	630	21,2	30,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	59,3	157	890	630	17,6	24,9		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	35,7	113	1092	630	10,3	17,9		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	80,1	206	916	630	22,5	32,7		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	44	130	916	630	14,2	20,6		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	27,6	91	1092	630	8,3	14,4		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	19,5	90	1092	630	8,2	14,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	10,9	59	916	630	6,4	9,4		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	1,1	37	916	630	4,0	5,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	28,5	95	916	630	10,4	15,1		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	10,2	79	916	630	8,6	12,5		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	0,9	60	916	630	6,6	9,5		
ПС 220 кВ Сквородино							225,03	УШР(-j35,1)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							222,28	
ПС 220 кВ Могоча							233,68	СТ (+j20,1)
							233,68	СТ (+j20,1)

Продолжение таблицы 1

Послеаварийные режимы								
Отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	откл		890	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т- Большая Омутная/т	13,6	46	890	630	5,2	7,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ-226)	13,7	107	916	630	11,7	17,0		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ-224)	3,8	91	916	630	9,9	14,4		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	25,8	107	916	630	11,7	17,0		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	7,7	101	916	630	11,0	16,0		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	3,5	99	916	630	10,8	15,7		
ПС 220 кВ Сквородино							223,6	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгбеево/т							219,0	
ПС 220 кВ Могоча							231,8	СТ (+j29,6)
							231,8	СТ (+j29,6)
Отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	154,8	399	890	630	44,8	63,3		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	140,8	364	890	630	40,9	57,8		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	113,4	311	1092	630	28,5	49,4		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	откл		916	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгбеево/т	34,3	122	916	630	13,3	19,4		
ВЛ 220 кВ Сгбеево/т- Ерофей Павлович/т	50,1	164	1092	630	15,0	26,0		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	22	122	1092	630	11,2	19,4		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ-226)	13,7	114	916	630	12,4	18,1		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ-224)	3,8	99	916	630	10,8	15,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	25,8	114	916	630	12,4	18,1		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	7,7	109	916	630	11,9	17,3		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	3,5	107	916	630	11,7	17,0		
ПС 220 кВ Сквородино							223,9	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгбеево/т							214,6	
ПС 220 кВ Могоча							231,2	СТ (+j32,9)
							231,2	СТ (+j32,9)
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Чичатка и отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	откл		890	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	13,4	46	890	630	5,2	7,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	35,9	104	1092	630	9,5	16,5		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	155,4	405	916	630	44,2	64,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгбеево/т	117,3	319	916	630	34,8	50,6		
ВЛ 220 кВ Сгбеево/т- Ерофей Павлович/т	100,8	282	1092	630	25,8	44,8		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	48,7	199	1092	630	18,2	31,6		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	40,3	187	916	630	20,4	29,7		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	30,1	165	916	630	18,0	26,2		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	откл		916	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	18,3	57	916	630	6,2	9,0		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	29,4	80	916	630	8,7	12,7		
ПС 220 кВ Сковородино							222,4	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							215,3	
ПС 220 кВ Могоча							232,1	СТ (+j28)
							232,1	СТ (+j28,1)
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Аячи/т и отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	154,3	405	890	630	45,5	64,3		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	140,3	367	890	630	41,2	58,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	113,2	311	1092	630	28,5	49,4		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	откл		916	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	33,6	123	916	630	13,4	19,5		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	49,2	165	1092	630	15,1	26,2		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	откл		1092	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	8,4	23	916	630	2,5	3,7		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	18,3	45	916	630	4,9	7,1		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	48,8	206	916	630	22,5	32,7		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	30,6	194	916	630	21,2	30,8		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	18,8	185	916	630	20,2	29,4		
ПС 220 кВ Сковородино							221,4	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							207,8	
ПС 220 кВ Могоча							232,2	СТ (+j27,5)
							232,2	СТ (+j27,3)
Ремонт ВЛ 220 кВ Гонжа/т-Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ Ульручи - Сковородино (Нерюнгринская ГРЭС - 469 МВт)								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т								
Ремонт ВЛ 220 кВ Гонжа/т-Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ ВЛ 220 кВ Ульручи-Сковородино (Нерюнгринская ГРЭС - 491 МВт)								
КВЛ 220 кВ Сковородино-Тында №1	140,2	402	1092	630	36,8	63,8		
КВЛ 220 кВ Сковородино-Тында №2	46,1	158	1092	630	14,5	25,1		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Призейская-Тутаул	205,9	620	1092	630	56,8	98,4		
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	75,7	235	890	630	26,4	37,3		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	73,5	219	916	630	23,9	34,8		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	39,2	170	916	630	18,6	27,0		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	23,8	158	1092	630	14,5	25,1		
ПС 220 кВ Сквородино							201,3	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							203,4	
ПС 220 кВ Могоча							227,3	СТ (+j54,4)
							227,3	СТ (+j54,4)
Ремонт КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында №1 и отключение КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында №2								
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ульручи/т с отпайкой на ПС алдан/т	121	309	935	630	33,0	49,0		
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Гонжа/т	124,2	318	787	630	40,4	50,5		
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	76,6	210	890	630	23,6	33,3		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	63	180	890	630	20,2	28,6		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	39,4	137	1092	630	12,5	21,7		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	74,8	201	916	630	21,9	31,9		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	39,5	136	916	630	14,8	21,6		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	23,6	118	1092	630	10,8	18,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	22	125	1092	630	11,4	19,8		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	13,7	118	916	630	12,9	18,7		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	3,9	103	916	630	11,2	16,3		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	25,8	117	916	630	12,8	18,6		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	7,7	112	916	630	12,2	17,8		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	3,5	111	916	630	12,1	17,6		
ПС 220 кВ Сквородино							216,3	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							215,5	
ПС 220 кВ Могоча							231,0	СТ (+j34,3)
							231,0	СТ (+j34,3)
Зимний максимум 2020 г передача в ОЭС Сибири 97 МВт. Нормальный режим								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	128,3	329	890	630	37,0	52,2		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	113,7	295	890	630	33,1	46,8		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	88,3	244	1092	630	22,3	38,7		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	133,1	342	916	630	37,3	54,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	95,5	259	916	630	28,3	41,1		

Продолжение таблицы 1

ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	78,3	217	1092	630	19,9	34,4		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	72,2	90	1092	630	8,2	14,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	62,4	182	916	630	19,9	28,9		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	52,1	152	916	600	16,6	25,3		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	78,9	219	916	630	23,9	34,8		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	60,2	184	916	600	20,1	30,7		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	48,3	153	916	600	16,7	25,5		
ПС 220 кВ Сковородино							225	УШР (-j4,9)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							219,9	
ПС 220 кВ Могоча							230,99	СТ (+j35,5)
							231	СТ (+j35,5)
Послеаварийные режимы								
Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т. Передача в ОЭС Сибири 97 МВт								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		890	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	13,1	46	890	630	5,2	7,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	35,1	106	1092	630	9,7	16,8		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	266,8	729	916	630/720	79,6	115,7/ 101,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	221,8	647	916	630/720	70,6	102,7/ 89,9		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	203,7	610	1092	630	55,9	96,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	72,5	263	1092	630	24,1	41,7		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ-226)	64,1	248	916	630	27,1	39,4		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ-224)	53,5	225	916	630	24,6	35,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	75,6	260	916	630	28,4	41,3		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	57,3	236	916	630	25,8	37,5		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	45,3	220	916	630	24,0	34,9		
ПС 220 кВ Сковородино							211,9	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							203,1	
ПС 220 кВ Могоча							224,6	СТ (+j66,5)
							224,6	СТ (+j66,5)
Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т. Передача в ОЭС Сибири 97 МВт								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	264,1	717	890	630/720	80,6	113,8/ 99,6		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	250	680	890	630/720	76,4	107,9/ 94,4		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	211,3	628	1092	630	57,5	99,7		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	откл		916	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	33	124	916	630	13,5	19,7		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	48,3	167	1092	630	15,3	26,5		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	72,5	264	1092	630	24,2	41,9		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ-226)	64,1	249	916	630	27,2	39,5		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ-224)	53,5	226	916	630	24,7	35,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	75,6	261	916	630	28,5	41,4		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	57,3	236	916	630	25,8	37,5		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	45,4	221	916	630	24,1	35,1		
ПС 220 кВ Сквородино							213,1	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							200,9	
ПС 220 кВ Могоча							223,5	СТ (+j66,5)
							223,5	СТ (+j66,5)
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Чичатка и отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т. Передача в ОЭС Сибири 97 МВт								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т								
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Аячи/т и отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т. Передача в ОЭС Сибири 97 МВт								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т								
Ремонт КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында №1 и отключение КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында №2. Передача в ОЭС Сибири 97 МВт								
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ульручы/т с отпайкой на ПС Т алдан/т	176,5	476	935	630	50,9	75,6		
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Г онжа/т	179	487	787	630	61,9	77,3		
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	131,4	387	890	630	43,5	61,4		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	118,3	354	890	630	39,8	56,2		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	92,5	306	1092	630	28,0	48,6		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	121,5	355	916	630	38,8	56,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	86,1	282	916	630	30,8	44,8		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	70,5	251	1092	630	23,0	39,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	72,3	268	1092	630	24,5	42,5		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	64	252	916	630	27,5	40,0		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	53,5	229	916	630	25,0	36,3		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	75,3	265	916	630	28,9	42,1		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	57,3	240	916	630	26,2	38,1		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	45,4	224	916	630	24,5	35,6		
ПС 220 кВ Сквородино							198,5	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							197,3	
ПС 220 кВ Могоча							219,1	СТ (+j66,5)
							219,1	СТ (+j66,5)
Ремонт ВЛ 220 кВ Гонжа/т-Сквородино и отключение ВЛ 220 кВ Ульручы-Сквородино. Передача в ОЭС Сибири 97 МВт								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	режим неустойчив							

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
Зимний минимум 2020 г. Нормальный режим								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	41,7	130	890	630	14,6	20,6		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	40,7	124	890	630	13,9	19,7		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	23,8	75	1092	630	6,9	11,9		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	41,6	132	916	630	14,4	21,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	33,5	106	916	630	11,6	16,8		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	25,1	79	1092	630	7,2	12,5		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	13,4	90	1092	630	8,2	14,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	7,4	33	916	630	3,6	5,2		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	4,2	11	916	630	1,2	1,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	30,2	79	916	630	8,6	12,5		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	6,9	60	916	630	6,6	10,0		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	4,1	36	916	630	3,9	6,0		
ПС 220 кВ Сквородино			-				226,86	УШР (-j100)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							228,73	
ПС 220 кВ Могоча							235,76	СТ(+j8,2)
							235,76	СТ(+j8,2)
Послеаварийные режимы								
Отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	откл		890	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	1	4	890	630	0,4	0,6		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,7	42	1092	630	3,8	6,7		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	54,5	157	916	630	17,1	24,9		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	51,5	141	916	630	15,4	22,4		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	42,9	125	1092	630	11,4	19,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	10,6	37	1092	630	3,4	5,9		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	10	30	916	630	3,3	4,8		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	6,7	16	916	630	1,7	2,5		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	28,2	70	916	630	7,6	11,1		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	4,4	24	916	630	2,6	3,8		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	6,7	21	916	630	2,3	3,3		
ПС 220 кВ Сковородино			-				235,0	УШР (-j36,2)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							237,9	
ПС 220 кВ Могоча							238,5	СТ (-j7,2)
							238,5	СТ (-j7,2)
Ремонт УШР на ПС 220 кВ Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		890	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	1	4	890	630	0,4	0,6		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	2,7	42	1092	630	3,8	6,7		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	54,6	151	916	630	16,5	24,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	51,6	136	916	630	14,8	21,6		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	43	119	1092	630	10,9	18,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	10,6	33	1092	630	3,0	5,2		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	10	27	916	630	2,9	4,3		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	6,7	18	916	630	2,0	2,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	28,3	71	916	630	7,8	11,3		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	4,4	19	916	630	2,1	3,0		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	6,7	18	916	630	2,0	2,9		
ПС 220 кВ Сковородино			-				237,6	УШР (откл)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							239,7	
ПС 220 кВ Могоча							238,9	СТ (-j9,7)
							238,9	СТ (-j9,8)
Летний максимум 2020 г. Нормальный режим								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	60,3	159	690	630	23,0	25,2		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	46,8	139	690	630	20,1	22,1		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	35,6	108	801	630	13,5	17,1		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	64,1	170	710	630	23,9	27,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	39,5	118	710	630	16,6	18,7		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	22,9	81	801	630	10,1	12,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	18,2	90	801	630	11,2	14,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	10,5	43	710	630	6,1	6,8		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар	0,2	23	710	630	3,2	3,8		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошнн*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	31	96	710	630	13,5	15,2		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	4,7	64	710	630	9,0	10,7		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	0,1	32	710	630	4,5	5,3		
ПС 220 кВ Сковородино							225,65	УШР (-j100)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							226,64	
ПС 220 кВ Могоча							235,18	СТ (+j11,5)
							235,18	СТ (+j11,5)
Послеаварийные режимы								
Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		690	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	23,5	71	690	630	10,3	11,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	44,6	114	801	630	14,2	18,1		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	159,1	398	710	630	56,1	63,2		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	121,3	316	710	630	44,5	50,2		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	104,3	280	801	630	35,0	44,4		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	20,2	79	801	630	9,9	12,5		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	12,6	71	710	630	10,0	11,3		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	2,4	57	710	600	8,0	9,5		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	28,9	93	710	630	13,1	14,8		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	2,5	65	710	630	9,2	10,3		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	2,3	50	710	600	7,0	8,3		
ПС 220 кВ Сковородино							231,1	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							227,8	
ПС 220 кВ Могоча							234,9	СТ (+j12,4)
							234,9	СТ (+j12,4)
Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	158,2	396	690	630	57,4	62,9		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	134,1	339	690	630	49,1	53,8		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	109,1	284	801	630	35,5	45,1		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	откл		710	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	34,1	94	710	630	13,2	14,9		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	50,4	138	801	630	17,2	21,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	20,2	80	801	630	10,0	12,7		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	12,6	72	710	630	10,1	11,4		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	2,4	58	710	600	8,2	9,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	28,8	93	710	630	13,1	14,8		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	2,5	66	710	630	9,3	10,5		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	2,3	50	710	600	7,0	8,3		
ВЛ 220 кВ Сковородино							230,9	УШР (-j0)
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т							226,0	
ВЛ 220 кВ Могоча							234,9	СТ (+j 12,7)
							234,9	СТ (+j 12,7)
Отключение 1С ПС 220 кВ Сковородино								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		690	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	157,3	422	710	630	59,4	67,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	120	342	710	630	48,2	54,3		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	103,3	310	801	630	38,7	49,2		
ПС 220 кВ Сковородино							218,6	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							219,1	
ПС 220 кВ Могоча							232,7	СТ (+j24,7)
							232,7	СТ (+j24,7)
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Чичатка и отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		690	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	23,3	71	690	630	10,3	11,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	44,2	114	801	630	14,2	18,1		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	159	399	710	630	56,2	63,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	121,4	315	710	630	44,4	50,0		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	104,5	277	801	630	34,6	44,0		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	49,9	161	801	630	20,1	25,6		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	42,2	148	710	630	20,8	23,5		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	31,7	126	710	600	17,7	21,0		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	откл		710	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	26,4	70	710	630	9,9	11,1		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	31,3	78	710	600	11,0	13,0		
ПС 220 кВ Сковородино							230,1	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							225,3	
ПС 220 кВ Могоча							234,8	СТ (+j13,4)
							234,7	СТ (+j13,4)
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Аячи/т и отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т								

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	157,8	396	690	630	57,4	62,9		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	133,8	337	690	630	48,8	53,5		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	109	283	801	630	35,3	44,9		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	откл		710	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	33,8	94	710	630	13,2	14,9		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	49,9	138	801	630	17,2	21,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	откл		801	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	7,7	22	710	630	3,1	3,5		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	17,9	44	710	600	6,2	7,3		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	49,5	158	710	630	22,3	25,1		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	23,2	120	710	630	16,9	19,0		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	18,1	101	710	600	14,2	16,8		
ПС 220 кВ Сквородино							230,1	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							222,7	
ПС 220 кВ Могоча							235,3	СТ (+j 10,2)
							235,3	СТ (+j 10,2)
Ремонт КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында №1 и отключение КВЛ 220 кВ Сквородино-Тында №2								
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ульручы/т с отпайкой на ПС Т алдан/т	122	303	686	630	44,2	48,1		
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Г онжа/т	129,4	321	610	630	52,6	51,0		
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т	82,6	217	690	630	31,4	34,4		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	59,1	168	690	630	24,3	26,7		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	37,4	111	801	630	13,9	17,6		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	72,1	190	710	630	26,8	30,2		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	37,3	114	710	630	16,1	18,1		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	21	94	801	630	11,7	14,9		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	20,2	85	801	630	10,6	13,5		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	12,6	78	710	630	11,0	12,4		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	2,4	65	710	600	9,2	10,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	28,8	98	710	630	13,8	15,6		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	2,6	72	710	630	10,1	11,4		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	2,3	57	710	600	8,0	9,5		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ПС 220 кВ Сковородино							224,9	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							225,3	
ПС 220 кВ Могоча							234,4	СТ (+j15,3)
							234,4	СТ (+j15,3)
Ремонт ВЛ 220 кВ Гонжа/т-Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ Ульручы-Сковородино								
КВЛ 220 кВ Сковородино-Тында №1	136,8	376	801	630	46,9	59,7		
КВЛ 220 кВ Сковородино-Тында №2	60,9	186	801	630	23,2	29,5		
ВЛ 220 кВ Призейская-Тутаул	206,9	616	801	630	76,9	97,8		
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	80,9	239	690	1000	34,6	23,9		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	70,6	211	710	1000	29,7	21,1		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	36,8	144	710	1000	20,3	14,4		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	21	130	801	1000	16,2	13,0		
ПС 220 кВ Сковородино							210,6	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							213,8	
ПС 220 кВ Могоча							231,0	СТ (+j34,3)
								СТ (+j34,3)
Летний максимум 2020 г. Нормальный режим. Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	131	337	690	630	48,8	53,5		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	117	307	690	630	44,5	48,7		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	103,7	279	801	630	34,8	44,3		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	132,7	342	710	630	48,2	54,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	106,4	284	710	630	40,0	45,1		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	88,7	242	801	630	30,2	38,4		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	86,3	90	801	630	11,2	14,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	76,8	211	710	630	29,7	33,5		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	65,9	183	710	630	25,8	30,5		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	96,4	260	710	630	36,6	41,3		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	69,6	201	710	630	28,3	33,5		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	63,6	177	710	630	24,9	29,5		
ПС 220 кВ Сковородино							225,03	УШР (-j38,7)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							222,63	
ПС 220 кВ Могоча							231,46	СТ (+j32,8)
							231,46	СТ (+j32,8)
Послеаварийные режимы								
Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т. Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		690	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	22,4	71	690	630	10,3	11,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	42,5	117	801	630	14,6	18,6		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Сквородино- Уруша/т**	302,6	803	710/851	630/720	113,1/ 94,2	127,5/ 111,5		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	256	719	710/851	630/720	101,3/ 84,4	114,1/ 99,8		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	237,1	681	801	630/720	85,0	108,1/ 94,6		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	85,2	274	801	630	34,2	43,5		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	77,4	260	710	630	36,6	41,3		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	66,3	237	710	600	33,4	39,5		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	93	290	710	630	40,8	46,0		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	66,7	240	710	630	33,8	38,1		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	60,7	222	710	600	31,3	37,0		
ПС 220 кВ Сквородино							218,0	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							209,0	
ПС 220 кВ Могоча							226,5	СТ (+j59)
							226,5	СТ (+j59)
Отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т.								
Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								
ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т**	298,8	794	690/826	630/720	115,1/ 96,1	126/ 110,3		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т**	275,1	733	690/826	630/720	106,2/ 88,7	116,3/ 101,8		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т**	235,4	679	801	630/720	84,8	107,8/ 94,3		
ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т	откл		710	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	32,6	96	710	630	13,5	15,2		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	48,6	141	801	630	17,6	22,4		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	85,1	271	801	630	33,8	43,0		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ-226)	77,4	256	710	630	36,1	40,6		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ-224)	66,3	233	710	600	32,8	38,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	92,9	287	710	630	40,4	45,6		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	66,6	237	710	630	33,4	37,6		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	60,7	219	710	600	30,8	36,5		
ПС 220 кВ Сквородино							217,5	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							210,0	
ПС 220 кВ Могоча							226,8	СТ (+j 57,1)
							226,8	СТ (+j 57,1)
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Чичатка и отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т.								
Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошин*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т								
Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Аячи/т и отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т.								
Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	305,8	897	690/826	630/720	130/ 108,6	142,4/ 124,6		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	282,1	827	690/826	630/720	119,9/ 100,1	131,3/ 114,9		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	237,4	770	801	630/720	96,1	122,2/ 106,9		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	откл		710	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	29,7	104	710	630	14,6	16,5		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	44	152	801	630	19,0	24,1		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	откл		801	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	7	23	710	630	3,2	3,7		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	16,4	46	710	600	6,5	7,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	184,7	620	710	630	87,3	98,4		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	155,9	562	710	630	79,2	89,2		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	144,1	547	710	600	77,0	91,2		
ПС 220 кВ Сковородино							203,5	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							177,4	
ПС 220 кВ Могоча							206,8	СТ (+66,5)
							206,8	СТ (+66,5)
Ремонт КВЛ 220 кВ Сковородино-Тында №1 и отключени КВЛ 220 кВ Сковородино-Тында №2.								
Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Ульручы/т с отпайкой на ПС Т алдан/т	194,3	511	687	630	74,4	81,1		
ВЛ 220 кВ Магдагачи-Г онжа/т	200,8	533	610	630	87,4	84,6		
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	153,4	440	690	630	63,8	69,8		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	131	386	690	630	55,9	61,3		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	106,1	330	801	630	41,2	52,4		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	133,3	383	710	630	53,9	60,8		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	98	303	710	630	42,7	48,1		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	82	271	801	630	33,8	43,0		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	85,3	282	801	630	35,2	44,8		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	77,5	268	710	630	37,7	42,5		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	66,4	245	710	600	34,5	40,8		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошнн*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	93	297	710	630	41,8	47,1		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	66,8	249	710	630	35,1	39,5		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	60,7	231	710	600	32,5	38,5		
ПС 220 кВ Сковородино							204,9	УШР (-j0)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							205,9	
ПС 220 кВ Могоча							225,7	СТ (+63,5)
							225,7	СТ (+63,5)
Ремонт ВЛ 220 кВ Г онжа/т-Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ Ульручьи-Сковородино.								
Передача в ОЭС Сибири 125 МВт								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	режим неустойчив							
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т								
Летний минимум 2020 г. Нормальный режим								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	35,7	118	690	630	17,1	18,7		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	21,8	96	690	630	13,9	15,2		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т	16,9	68	801	630	8,5	10,8		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	29,8	106	710	630	14,9	16,8		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	21,9	82	710	630	11,5	13,0		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	13,5	55	801	630	6,9	8,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	10,3	90	801	630	11,2	14,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	8,6	22	710	630	3,1	3,5		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	1,2	10	710	600	1,4	1,7		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	18	59	710	630	8,3	9,4		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	6	35	710	600	4,9	5,8		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	1	9	710	600	1,3	1,5		
ПС 220 кВ Сковородино							230,5	УШР (-j100)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							233,9	
ПС 220 кВ Могоча							238,57	СТ (+j0)
							238,57	СТ (+j0)
Послеаварийные режимы								
Ремонт УШР на ПС 220 кВ Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т								
ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т	откл		690	630	0,0	0,0		
ВЛ 220 кВ БАМ/т-Большая Омутная/т	5,5	15	690	630	2,2	2,4		
ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т- Ерофей Павлович/т	10,3	37	801	630	4,6	5,9		

Продолжение таблицы 1

Характеристика режима и сети	Загрузка ВЛ		Идд.ВЛ*, Идд.ошнн*, А	Идд эл. оборуд., А	% загрузки		U220 кВ	УШР, СТ Мвар
	МВт	А			ВЛ	эл. оборуд.		
ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т	58,1	147	710	630	20,7	23,3		
ВЛ 220 кВ Уруша/т-Сгибеево/т	49,7	124	710	630	17,5	19,7		
ВЛ 220 кВ Сгибеево/т- Ерофей Павлович/т	41	106	801	630	13,2	16,8		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т	11,5	27	801	630	3,4	4,3		
ВЛ 220 кВ Амазар-Аячи/т (ВЛ- 226)	9,8	24	710	630	3,4	3,8		
ВЛ 220 кВ Могоча-Амазар (ВЛ- 224)	2,3	19	710	600	2,7	3,2		
ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Чичатка (ВЛ-220-02)	16,9	41	710	630	5,8	6,5		
ВЛ 220 кВ Чичатка-Семиозерный	4,8	17	710	630	2,4	2,7		
ВЛ 220 кВ Семиозерный-Могоча	2,3	22	710	600	3,1	3,7		
ПС 220 кВ Сковородино			-				241,9	УШР (откл)
ПС 220 кВ Сгибеево/т							242,4	
ПС 220 кВ БАМ/т							243,7	
ПС 220 кВ Могоча							238,9	СТ (-j17,6)
							238,9	СТ (-j17,6)

* - длительно допустимый ток проводов ВЛ и ошиновки принят для зимних режимов для T_{нв} = -5°С, для летних режимов для T_{нв} = +25°С;
 ** - для линий электропередачи показано - 710/851: в числителе - длительно допустимый ток провода(оборудования) (А) /в знаменателе - аварийно допустимый ток провода(оборудования) (А) (на время послеаварийного режима - 20 минут)

Анализ результатов расчетов режимов зимнего и летнего максимумов и минимумов 2020 г. в рассматриваемом районе от ПС 220 кВ Сковородино до ПС 220 кВ Могоча показал:

– при нормативных возмущениях I группы при условии отсутствия перетока в ОЭС Сибири нагрузка элементов сети 220 кВ не превышает длительно допустимую токовую нагрузку проводов ВЛ и допустимый ток электрооборудования подстанций;

– наибольшая токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Уруша/т - Сгибеево и ВЛ 220 кВ Сгибеево/т - Ерофей Павлович/т наблюдается в режиме летнего максимума при отключении ВЛ 220 кВ Сковородино - БАМ/т при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири и составляет 719 А (101,3% от допустимой токовой нагрузки ошиновки на ПС 220 кВ Уруша/т при +25°С, не превышает аварийно допустимую токовую

нагрузку $I_{ад}=851$ А) и 681 А (85,0% от допустимой токовой нагрузки провода при $+25^{\circ}\text{C}$) соответственно;

– в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т для зимнего максимума при передаче 97 МВт в ОЭС Сибири загрузка ВЛ 220 кВ Уруша/т - Сгбеево составляет 647 А (70,6% от допустимой токовой нагрузки провода при -5°C);

– в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т для летнего максимума при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири загрузка ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т составляет 803 А, что не превышает аварийно допустимую токовую нагрузку ($I_{ад}=851$ А); продолжительность работы в режиме перегрузки допускается в течение 20 минут;

– в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т для летнего

– максимума при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири загрузка ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т, ВЛ 220 кВ БАМ/т - Большая Омутная/т и ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т превышает длительно допустимую токовую нагрузку и составляет 794 А, 733 А и 679 А соответственно, однако не превышает аварийно допустимую токовую нагрузку;

– продолжительность работы в режиме перегрузки допускается в течение 20 минут;

– в послеаварийных режимах отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т или ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т для зимнего максимума и летнего максимума при передаче мощности в ОЭС Сибири загрузка трансформаторов тока на ПС 220 кВ Сквородино, ПС 220 кВ БАМ/т, ПС 220 кВ Уруша/т, ПС 220 кВ Большая Омутная/т превышает аварийно допустимую токовую нагрузку. Максимальная загрузка трансформаторов тока составляет на ПС 220 кВ Сквородино и ПС 220 кВ Уруша/т 113,1%, на ПС 220 кВ БАМ/т 110,3%, на ПС 220 кВ Большая Омутная/т 101,8% от аварийно допустимой токовой нагрузки.

Рекомендуется выполнить:

– реконструкцию ПС 220 кВ Сквородино с заменой в ячейках ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т и ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т трансформаторов тока с номинальным током 600 А на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А,

– реконструкцию ПС 220 кВ БАМ/т с заменой в ячейках ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т и ВЛ 220 кВ БАМ/т - Большая Омутная трансформаторов тока с номинальным током 600 А на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А;

– реконструкцию ПС 220 кВ Уруша/т с заменой в ячейке ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т трансформаторов тока с номинальным током 600 А на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А;

– реконструкцию ПС 220 кВ Большая Омутная с заменой в ячейке ВЛ 220 кВ БАМ/т - Большая Омутная трансформаторов тока с номинальным током 600 А на трансформаторы тока с номинальным током 1000 А;

– в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т для летнего максимума при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири нагрузка ВЛ 220 кВ Большая Омутная/т - Ерофей Павлович/т превышает длительно допустимую токовую нагрузку и составляет 679 А, однако не превышает аварийно допустимую токовую нагрузку; продолжительность работы в режиме перегрузки допускается в течение 20 минут;

– в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т для летнего максимума при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири нагрузка ВЛ 220 кВ Сгибеево/т - Ерофей Павлович/т превышает длительно допустимую токовую нагрузку и составляет 681 А, однако не превышает аварийно допустимую токовую нагрузку; продолжительность работы в режиме перегрузки допускается в течение 20 минут;

– в послеаварийных режимах отключения одной ВЛ 220 кВ на транзите 220 кВ Сквородино - Ерофей Павлович/т во время ремонта УШР на ПС 220 кВ Сквородино для минимальных режимов уровни напряжения не превышают наибольшее напряжение 246 кВ (в соответствии с СТО 56947007-29.180.02.140-

2012 наибольшие расчетные значения напряжения в узлах электрической сети принимались ниже длительно допустимых по ГОСТ 1516.3 на 2,5% для сетей класса 220 кВ - 246 кВ);

– для ремонтных схем при условии отсутствия перетока в ОЭС Сибири загрузка элементов сети 220 кВ не превышает длительно допустимую токовую нагрузку проводов ВЛ и допустимый ток электрооборудования подстанций, напряжение на стороне высокого напряжения подстанций 220 кВ не снижается ниже минимально допустимого значения 181 кВ. Исключение составляет послеаварийный режим отключения ВЛ 220 кВ Ульручьи/т - Сковородино во время ремонта ВЛ 220 кВ Гонжа/т - Сковородино для зимнего максимума нагрузок. В данном режиме происходит нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений и перегрузка проводов и электрооборудования. Для недопущения нарушения статической устойчивости требуется подготовка ремонтной схемы с увеличением генерации Нерюнгринской ТЭЦ (для режима зимнего максимума 2020 г. на 22 МВт). Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Ульручьи/т - Сковородино во время ремонта ВЛ 220 кВ Гонжа/т - Сковородино для зимнего максимума 2020 г. с увеличенной генерацией Нерюнгринской ГРЭС приведен на рисунке 14;

– при передаче мощности в ОЭС Сибири в зимний и летний период времени в послеаварийных режимах в ремонтных схемах при сочетании ремонта с аварией ВЛ 220 кВ Ерофей-Павлович/т-Чичатка и ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т или ВЛ 220 кВ Ерофей- Павлович/т-Аячи/т и ВЛ 220 кВ Сковородино-Уруша/т или ВЛ 220 кВ Ульручьи/т - Сковородино и ВЛ 220 кВ Гонжа/т - Сковородино происходит нарушение статической устойчивости со снижением напряжения ниже аварийно допустимых значений и/или перегрузка проводов и электрооборудования (в послеаварийном режиме отключения ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т во время ремонта ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т для летнего максимума 2020 г. уровни напряжения снижаются до 177 кВ, загрузка ошиновки на подстанциях и трансформаторов тока превышает аварийно

допустимую токовую нагрузку). Ликвидация перегрузки оборудования и нарушения устойчивости осуществляется за счет действия противоаварийной автоматики (УВК АДВ ЗБПК на ПС 220 кВ Могоча) на снижение объема передаваемой активной мощности через ЗБПК на ПС 220 кВ Могоча.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т для летнего максимума 2020 г. при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири на ПС 220 кВ Могоча приведен на рисунке 15, отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т - на рисунке 16.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т при ремонте ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячи/т для летнего максимума 2020 г. при передаче 125 МВт в ОЭС Сибири на ПС 220 кВ Могоча приведен на рисунке 17.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т для зимнего максимума 2020 г. при передаче 97 МВт в ОЭС Сибири на ПС 220 кВ Могоча приведен на рисунке 18, отключения ВЛ 220 кВ Сквородино - Уруша/т - на рисунке 19.

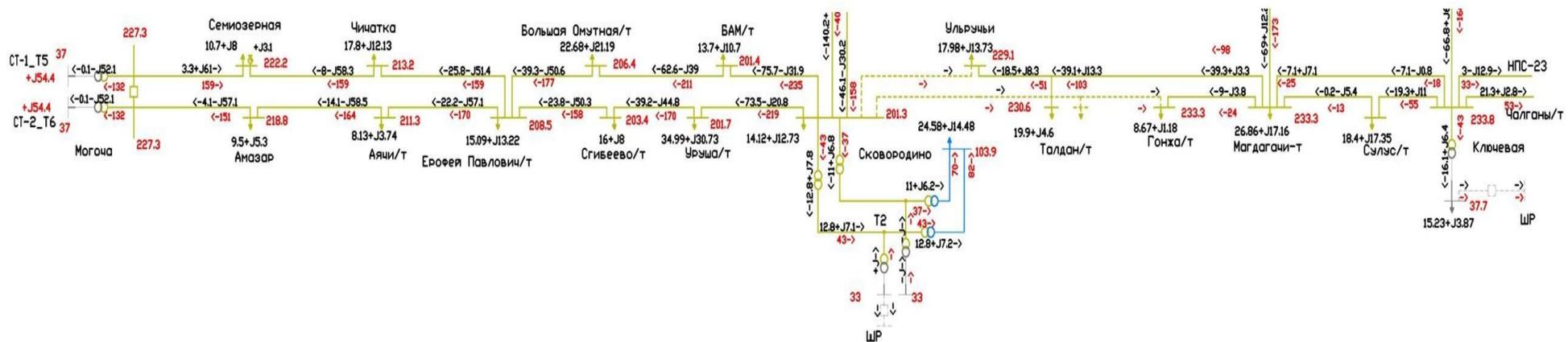


Рисунок 14 - Зимний максимум 2020 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Гонжа/т-Сковородино и отключение ВЛ 220 кВ Ульручы/т-Сковородино с увеличенной генерацией Нерюнградской ГРЭС

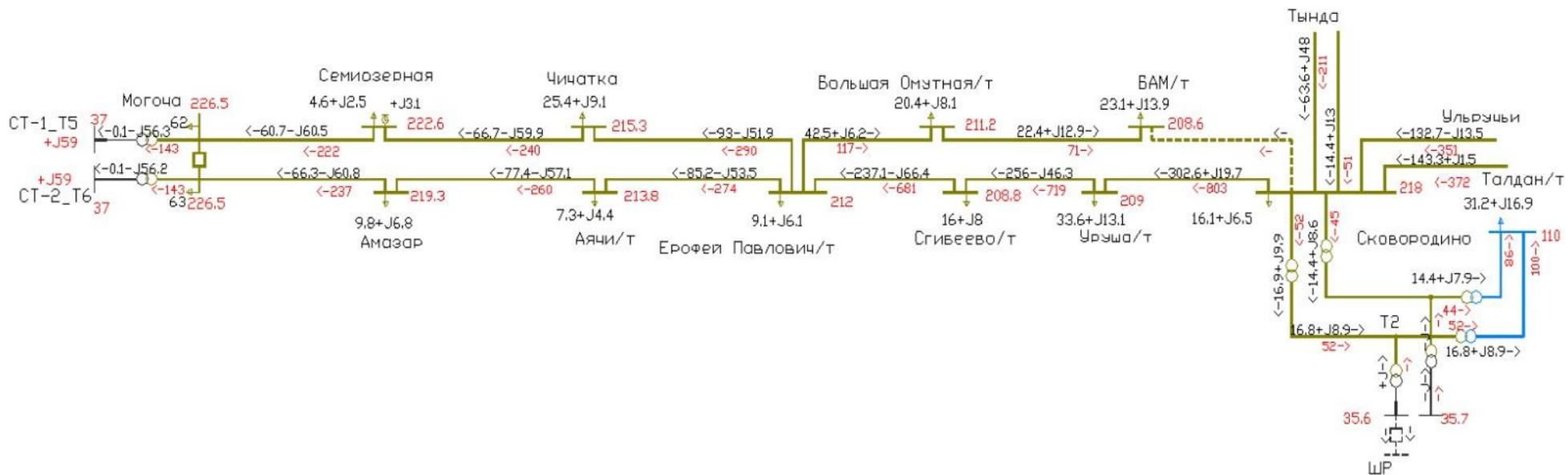


Рисунок 15 - Летний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино-БАМ/т. Передача ОЭС Сибири 125 МВт.



Рисунок 16 - Летний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ Сковородино - Уруша/т. Передача ОЭС Сибири 125 МВт.

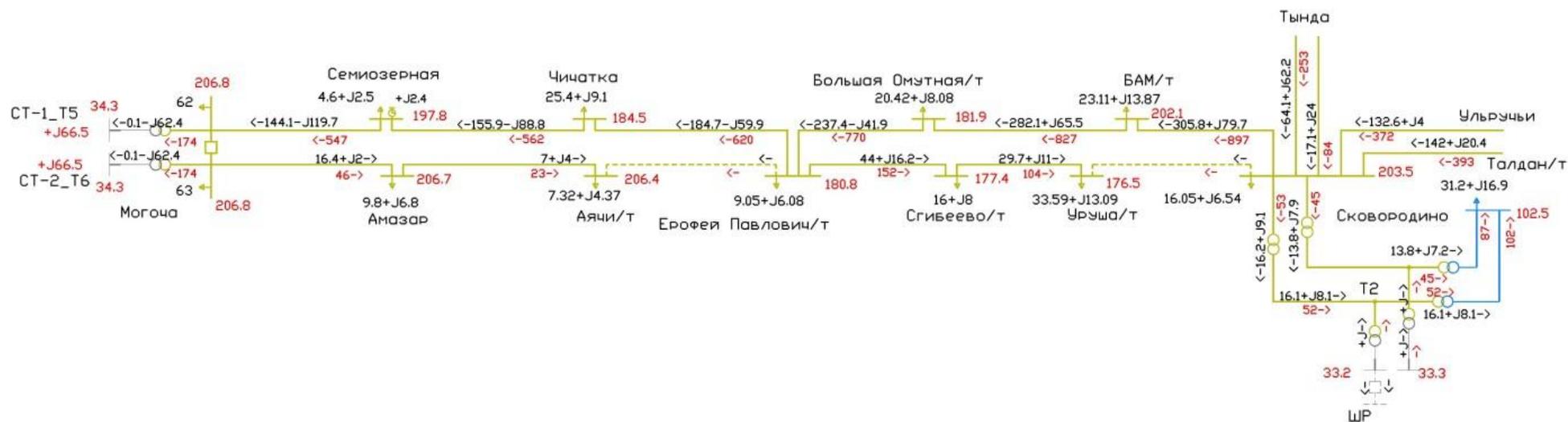


Рисунок 17 - Летний максимум 2020 г. Ремонт ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т - Аячм/т и отключение ВЛ 220 В Сковородино Уруша/т. Передача ОЭС Сибири 125 МВт.

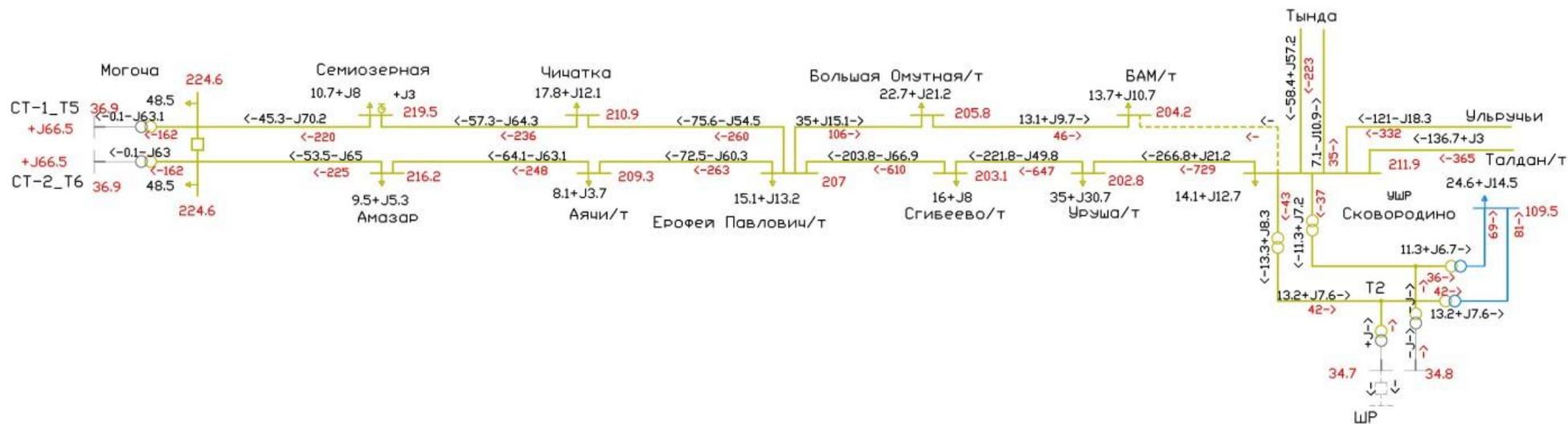


Рисунок 18 - Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ/т. Передача ОЭС Сибири 97 МВт.

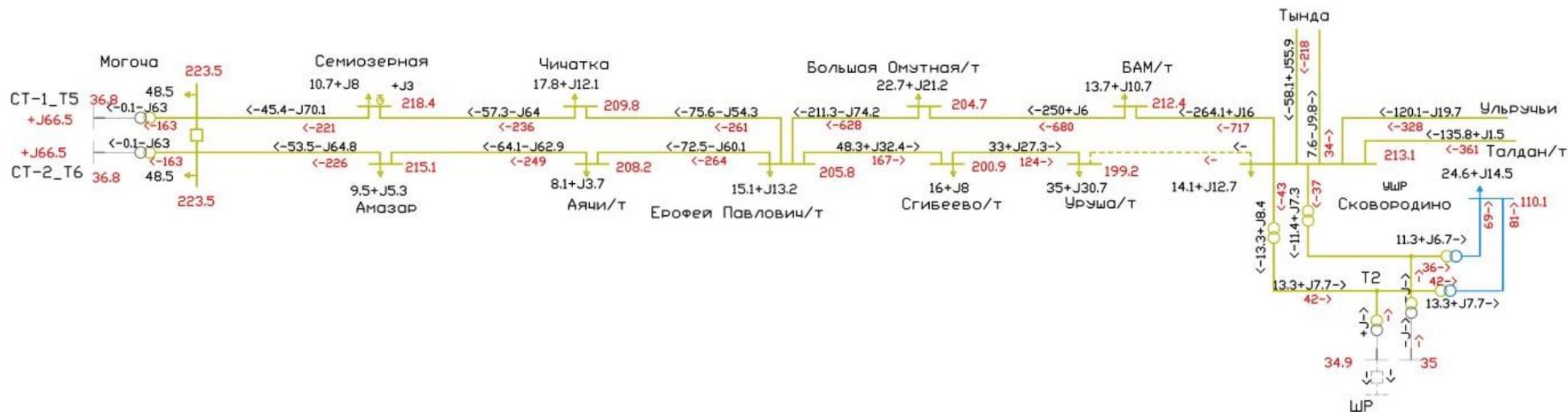


Рисунок 19 - Зимний максимум 2020 г. Отключение ВЛ 220 кВ Сквородино-Уруша/т. Передача ОЭС Сибири 97 МВт.

