

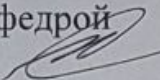
Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

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

Зав. кафедрой


Н.В. Савина


« 24 » 06 20 21 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование воздушной линии 500 кВ и распределительного устройства 500 кВ подстанции Тында-2 в Амурской области

Исполнитель


студент группы 742-об2


18.06.2021
подпись, дата

А.А. Логуненко

Руководитель


доцент, канд.техн.наук


18.06.2021
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант по безопасности и экологичности

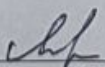
доцент, канд.техн.наук


18.06.2021
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент


18.06.2021
подпись, дата

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Зав. кафедрой

« 22 » 03 20 21 г.
Н.В. Савина

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мухомов Антона
Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование воздушной линии 500 кВ и распределительного
устройства 500 кВ подстанции Тынды-2 в Амурской области
(утверждено приказом от 18.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 02.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы поучеб-
ные во время прохождения производственной и преддипломной
практик

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

обоснование необходимости создания подстанции 500 кВ Тынды-2,
расчет токов КЗ, выбор оборудования, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) исходный проект до
модернизации сети питающей к ПС Тынды, сеть после строи-
тельства ПС Тынды-2, односторонняя схема подстанции Тынды-2.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Бучаков А.Ф. - консультант по разделу „Безопасность
и экологичность”

7. Дата выдачи задания 21.03.2021

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Викторович
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 22.03.2021

АМ
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121 с., 16 рисунков, 38 таблицы, 55 формул, 28 источников, 3 приложения.

ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМЫ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящей работе было произведено проектирование воздушной линии 500 кВ и распределительного устройства 500 кВ подстанции Тында-2.

Определены нагрузки ПС Тында, приведен выбор количества и типов трансформаторов с учётом компенсации реактивной мощности и разработана схема подключения подстанции 500 кВ. Рассчитаны токи короткого замыкания в сетях 500 кВ. Выбрано электрооборудование подстанции. Произведен расчет молниезащиты и заземления подстанции. Произведена оценка грозоупорности ВЛ. Рассмотрены вопросы электробезопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристики района проектирования	10
2 Обоснование необходимости создания подстанции 500 кВ Тында-2	11
3 Оценка потоков мощности по ЛЭП–500 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында-2 – Сковородино	14
4 Выбор числа и мощности автотрансформаторов 500/220/35 кВ на ПС Тында-2	17
5 Расчет сечения провода ВЛ–500 кВ, выбор типа опор	21
6 Расстановка опор по профилю трассы (шаблон)	24
7 Проверка необходимости установки шунтирующих реакторов (ШР)	26
7.1 Расчёт зарядной мощности ВЛ и выбор ШР	26
7.2 Выбор технических средств КРМ	28
8 Расчет режима для сети с линиями 500 кВ	29
8.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети	29
8.2 Структура электроэнергетического района	30
8.2.1 Структура ЛЭП	30
8.2.2 Структура ПС	31
8.3 Расчёт и анализ установившихся режимов сети	33
9 Расчет токов КЗ	59
10 Выбор схемы РУ500 ПС Тында	63
11 Выбор и проверка электрооборудования РУ 500 кВ	68
11.1 Выбор оборудования КРУЭ 500 кВ	68
12 Описание заземляющего устройства РУ 500 кВ	83
12.1 Конструктивное выполнение заземляющих устройств подстанций, принадлежащих сети с заземлённой нейтралью	83
12.2 Конструктивное выполнение заземляющих устройств площадки трансформатора и реактора	87

12.3 Подстанции с элегазовой изоляцией	92
13 Описание зон молниезащиты ПС 500 кВ	93
14 Инвестиционная привлекательность варианта развития электрической сети	98
14.1 Капиталовложения	98
14.2 Расчет эксплуатационных издержек	100
14.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети	101
14.4 Оценка экономической эффективности проекта	102
15 Безопасность и экологичность	106
15.1 Безопасность	106
15.2 Экологичность	110
15.3 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	118
Библиографический список	119
Приложение А – Граф рассматриваемого эквивалента сети	122
Приложение Б – Расчёт инвестиционной привлекательности	124
Приложение В – Расчёт исходного режима	134

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АО – акционерное общество;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КС – компрессорная станция;

НН – низкое напряжение;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РЗиА – релейная защита и автоматика;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ЭП – электрический приемник.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия представляет собой главный ресурс, необходимый для осуществления деятельности предприятий. Промышленное технологическое оборудование, применяемое в различных отраслях производства, имеет электрический привод. Создание нормальных бытовых условий также невозможно без электричества.

Перерывы в обеспечении потребителей электрической энергии приводят к остановке деятельности предприятий и организаций различного профиля, прекращению работы транспортных средств на электрической тяге, неработоспособности систем регулирования движения автотранспорта, вызывающей коллапс на автодорогах.

Отключения электричества у потребителей бытового сектора вызывают дискомфорт населения, лишая его освещения, а нередко и возможности обогреть жильё и приготовить пищу.

Аварийное отключение электроприёмника может приводить к различным последствиям в зависимости от характера отключаемого объекта. Причём эти последствия могут быть несопоставимыми.

Совершенно очевидно, что подходы к обеспечению надёжности снабжения потребителей электрической энергией должны быть связаны с потенциальной опасностью, возникающей при их аварийном отключении.

Для увеличения надёжности электроснабжения потребителей западного энергорайона Амурской области планируется строительство сетей 500 кВ с избыточными энергорайонами. Для достижения этой цели планируется строительство распределительных устройств 500 кВ на Нерюнгринской ГРЭС, ПС Тында и ПС Сковородино. Подстанции будут соединяться сетью 500 кВ от Нерюнгринской ГРЭС к ПС Тында от ПС Тында к ПС Сковородино также планируется строительство линии 500 кВ от Зейской ГЭС к ПС Тында. Строительство на ПС Тында распределительного устройства 500 кВ невозможно из-за не-

достатка места. В связи с этим строится ПС Тында-2 которая планируется рядом с ПС Тында в западном районе (ЗЭР) Амурской области.

Западный энергорайон включает в себя такие подстанции как: «Аячи–тяга», «БАМ–тяга», «Большая Омутная–тяга», «Гонжа–тяга», «Галдан–тяга», «Дипкун», «Ерофей Павлович–тяга», «Лопча», «Сковородино», «Сковородино–тяга», «Тутаул», «Тында», «Ульручьи–тяга», «Уруша–тяга», «Хани», «Хорогочи», «Юктали».

При данном числе подстанций возникают проблемы с электроснабжением их потребителей при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из блоков Нерюнгринской ГРЭС поскольку в данном районе отсутствует источник генерации, район является остродефицитным. Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС, расположенной в Южно–Якутском энергорайоне, а также Зейской ГЭС расположенной в восточном энергорайоне Амурской области.

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019–2023 годы, разработанной в 2019 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока [14]. Интенсивное освоение территорий Дальнего Востока, направленность политики на увеличение демографии населения территории Дальневосточного округа, а т.ж. развитие научно–технического прогресса.

Все это повлечет еще большую потребность в электроэнергии Западного района Амурской области и создаст еще больший дефицит мощности в данном районе. Целью работы является проектирование распределительного устройства 500 кВ подстанции Тында-2 в Амурской области и проектирование воздушной линии 500 кВ.

Задачи проекта:

- Разработать варианты подключения подстанции Тында-2 к энергосистеме так, чтобы она удовлетворяла требованиям надёжности.
- Спроектировать линию 500 кВ от ПС Тында к Нерюнгринской ГРЭС.
- Оценить инвестиционную привлекательность данного проекта.

– Рассчитать токи короткого замыкания и выбрать электрическое оборудование.

– Рассмотреть безопасность и экологичность проекта.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы следующие лицензионные средства программного обеспечения:

Операционная система MS Windows 10 Pro;

Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г;

MathType 6.1 Equation;

Mathcad 14.0;

ПВК RastrWin 3;

Автоматизированная информационная библиотечная система «ИРБИС 64».

1 ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Строительство ПС Тында-2 планируется проводить в западной части Амурской области. Климатические условия западного района Амурской области резко–континентальные с муссонными чертами. Континентальность климата выражается большими годовыми и суточными амплитудами температур воздуха, муссонность — почти исключительно северо–западными ветрами зимой и резким преобладанием летних осадков. Безморозный период от 150 до 180 дней. Средняя температура в июле месяце +20,4 °С. Средняя температура в январе от –28 °С. Годовое количество осадков составляет до 430 мм. Зимой снежный покров 17 см.

Таблица 1 – Климатическая характеристика региона

Характеристика	Значение
Среднегодовая температура января: Среднегодовая температура июля:	–28°С 20°С
Район по ветру Скорость ветра	III 18 м/с
Район по гололеду Толщина стенки гололеда Толщина промерзания грунта	III 15 мм 2 м
Число грозových часов	от 20 до 40 часов

Основным потребителем Западного энергорайона Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 60% от потребления всего энергорайона. Также к крупным потребителям электроэнергии в данном районе относят предприятия добывающей промышленности: Березитовый, Олекминский рудники и объекты трубопроводного транспорта НПС–20, НПС–21. Через данный район проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона.

2 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ ПОДСТАНЦИИ 500 КВ ТЫНДА-2

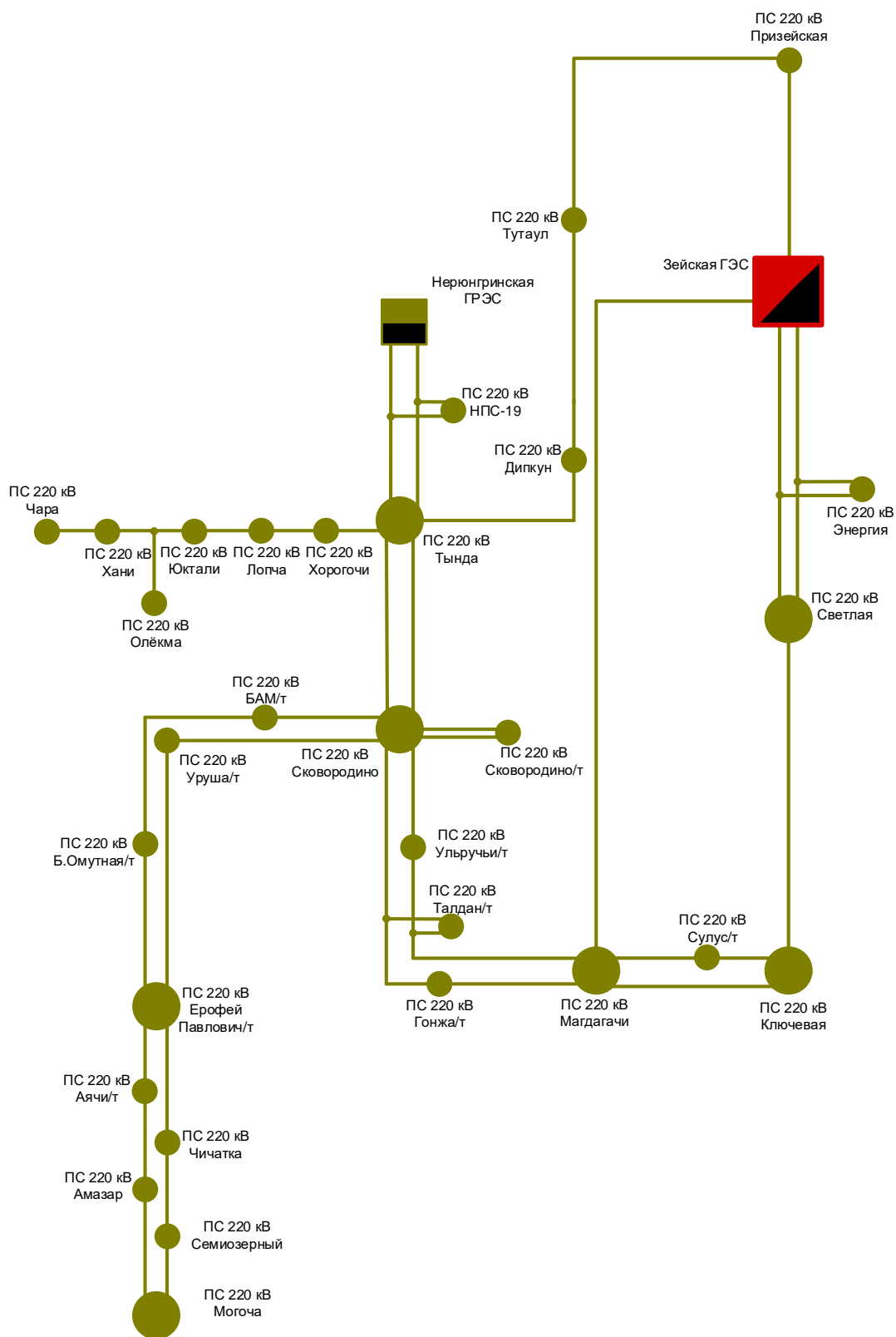


Рисунок 1 – Схема замещения части энергосистемы Амурской области.

Схема замещения западного энергорайона Амурской области представлена на рисунке 1. Западный энергорайон Амурской области является дефицитным по активной мощности из-за отсутствия в этом районе генерирующих мощностей и избыточным по реактивной мощности как в летний, так и в зимний период что влечет изменение таких параметров как частота и напряжение электрической сети.

Основным потребителем Западного энергорайона Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой ее доля составляет около 60% от потребления всего энергорайона. Также к крупным потребителям электроэнергии в данном районе относят предприятия добывающей промышленности и объекты трубопроводного транспорта НПС–20, НПС–21.

Все перечисленные объекты относятся к электроприемникам I категории.

Через данный район проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона.

При нормальной точке деления сети возникают проблемы с электроснабжением потребителей этого района при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из блоков Нерюнгринской ГРЭС, поскольку в данном районе отсутствует источник генерации, район является остродефицитным.

Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС, расположенной в Южно–Якутском энергорайоне, а также Зейской ГЭС расположенной в восточном энергорайоне Амурской области.

Также большая проблема электроснабжения Западного энергорайона Амурской области возникает при переносе точки потокораздела между ОЭС Востока и ОЭС Сибири к подстанции «Могоча», к нормальному числу подстанций Западного энергорайона Амурской области добавляются еще подстанции «Амазар», «Чичатка» и «Семиозерный», что влечёт за собой увеличение потребления мощности данного района.

Один из способов решения данной проблемы — это создание более надежной связи между частями энергосистемы, на более высоком классе напряжения.

Это позволит снизить потери при передаче электрической энергии и обеспечить большую передачу электроэнергии в Западный энергорайон из смежных районов.

3 ОЦЕНКА ПОТОКОВ МОЩНОСТИ ПО ЛЭП–500 КВ НЕРЮНГРИНСКАЯ ГРЭС – ТЫНДА-2 – СКОВОРОДИНО

В ЗЭР ЭС Амурской области отсутствует источник генерации. Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС и Чульманской ТЭЦ, расположенных в Южно–Якутском районе и электростанций, расположенных в ВЭР ЭС Амурской области. Рассмотрим балансы мощности в ЗЭР, они представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Балансы активной и реактивной мощности ЗЭР ЭС Амурской области в часы максимальных нагрузок зимы/лета 2019 года

Составляющая баланса	Лето 2019 г.		Зима 2019 г.	
	P, МВт	Q, Мвар	P, МВт	Q, Мвар
Генерация	0	0	0	0
Потребление	193	–75	266	51
Сальдо–переток (+/–)	193	75	266	–51

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019–2023 годы, разработанной в 2019 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. К 2023 году ожидается двукратное увеличение потребляемой мощности в данном районе потребителями первой категории [14].

Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии представлен в таблице 3.

Прогнозируемый рост потребления электроэнергии в целом по региону связан с увеличением потребления таких крупных потребителей как Амурский ГПЗ и Амурский ГХК. Следует особо отметить намерения ОАО «РЖД» об увеличении нагрузки тяговых подстанций и о строительстве новых тяговых подстанций в связи с планируемым увеличением перевозок в направлении Кузбасс – Дальний Восток, отраженные в протоколе Минэнерго России от 25.12.2018 № 09–2952пр. 70 [14].

Таблица 3 – Прогноз электропотребления крупных потребителей электроэнергии субъекта Российской Федерации, млн. кВт.ч

	Наименование предприятия	Вид деятельности	2019	2020	2021	2022	2023
1	Филиал ОАО «РЖД» «Забайкальская железная дорога»	ж/д перевозки	1296,2	2253,5	1314,2	2348,7	2419,9
2	Филиал ОАО «РЖД» «Дальневосточная железная дорога»	ж/д перевозки	371,46	398,55	427,8	459,37	493,54
3	АО «Амуруголь» Райчихинский и Ерковецкий угольные разрезы	Добыча бурого угля (лигнита) открытым способом	112,52 7	112,08 7	111,32 0	111,87 2	112,45 1
4	Амурский ГПЗ	Нефтегазопереработка	173,22 0	292,30 6	395,25 1	601,60	739,23
5	Амурский ГХК	Нефтегазопереработка	25,500	70	125,8	125,8	125,8

Планируемый рост электропотребления Амурской области связан с заключением соглашений с Правительством Амурской области таких потребителей, как: ВСТО – II (эксплуатация второй очереди нефтепроводной системы), космодром «Восточный» (строительство космодрома в ЗАТО Циолковский), строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» (далее – МГ «Сила Сибири»), Амурского газоперерабатывающего завода (далее – Амурский ГПЗ), а также расширением действующих производств [14].

Исходя из планов по увеличению нагрузки ЗЭР Амурской области можно сделать вывод что потребляемая районом активная мощность увеличится в два раза. Максимальная мощность, передаваемая по транзиту 500 кВ составит порядка 530 МВт при отключении всех связей 220 кВ с данным районом. Для выдачи такой мощности на Нерюнгринской ГРЭС рекомендуется строительство еще одного энергоблока.

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ 500/220/35 КВ НА ПС ТЫНДА-2

В данной работе максимальные нагрузки были приняты исходя из схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2023 годы [14]. Поскольку ПС Тында-2 будет первой подстанцией, принимающей электроэнергию от Нерюнгринской ГРЭС то в самом худшем варианте развития событий, при отключении ВЛ 500 кВ Тында-2 – Сковородино и питающих ЗЭР линий 220 кВ, все питание будет осуществляется через ПС Тында-2 и дальше по сетям 220 кВ питать потребителей.

Остальные вероятностные характеристики для подстанции, определим через коэффициенты графиков нагрузки, используя формулы (1), (2), (3), (4), (5), (6). Коэффициенты графиков нагрузки приведены в таблице 3. Результаты расчета отображены в таблице 4.

Таблица 4 – Показатели графика электрических нагрузок

Коэффициент графика нагрузки	Коэффициент использования, $K_{и}$	Коэффициент максимума, K_{max}	Коэффициент формы, $K_{ф}$	Коэффициент летнего снижения нагрузки, $K_{л}$
значение	0,7	1,2	1,17	0,85

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (1)$$

где K_{max} – коэффициент максимума.

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

где $tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Минимальная активная и реактивная мощности:

$$P_{\min} = P_{cp} \cdot (1 - 1,96 \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}), \quad (3)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы.

$$Q_{\min} = P_{\min} \cdot tg(\varphi) \quad (4)$$

Эффективная активная и реактивная мощности:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{\phi}, \quad (5)$$

где K_{ϕ} – коэффициент формы.

$$Q_{эф} = P_{эф} \cdot tg\varphi \quad (6)$$

Таблица 5 – Значения вероятностно – статистических характеристик для ПС Тында-2

Подстанция	Время	P_{max}	P_{cp}	$P_{эф}$	P_{min}	Q_{max}	Q_{cp}	$Q_{эф}$	Q_{min}
		МВт	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар	Мвар
Тында-2	Зима	266	221,67	259,35	155,17	51,00	42,50	49,73	29,75
	Лето	193	160,83	188,18	112,58	-75,0	-62,5	-73,1	-43,7

Выбор числа и мощности трансформаторов:

Исходной информацией для выбора мощности силовых трансформаторов является средняя активная мощность, передаваемая через силовой трансформатор:

$$S_{Pi} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{тр} \cdot K_3}, \quad (7)$$

где $P_{ср}$ – среднее значение активной мощности в зимний период;
 $Q_{неск}$ – не скомпенсированная реактивная мощность в зимний период;
 K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (принимается равным 0,7);
 $n_{тр}$ – число установленных трансформаторов на подстанции.

Для двухтрансформаторной подстанции при наличии любого процента потребителей первой категории.

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов.

Выбранный трансформатор обязательно проверяется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_{zi}^{норм} = \frac{\sqrt{P_{срi}^2 + Q_{нескi}^2}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}}; \quad (8)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{(n-1) \cdot S_{Тном}}, \quad (9)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$K_{3.A} = \frac{\sqrt{266^2 + 51^2}}{2 \cdot 250} = 0.541$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{266^2 + 51^2}}{250} = 1,082$$

Полученное значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,45 до 0,7.

Полученные значения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов

Подстан- ция	Марка трансфор- матора	Номинальная мощность тр-ра, МВА	Коэффициент загрузки K_z при $n_{тр}=2$	Коэффициент загрузки K_z при $n_{тр}=1$
Тында-2	АТДЦТН- 250000/500/220/35	250	0.541	1.082

Выбранный трансформатор удовлетворяет параметрам по загрузке, а также имеет запас мощности для увеличения загрузки.

5 РАСЧЕТ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА ВЛ–500 КВ, ВЫБОР ТИПА ОПОР

В сетях и линиях электропередачи напряжением 110–500 кВ используются сталеалюминовые провода. Содержание стали в сталеалюминовых проводах приводит к увеличению их стоимости, усложнению их конструкций. На воздушных линиях чаще всего применяются сталеалюминовые провода марки АС.

Выбор сечений осуществляется методом экономических токовых интервалов.

Ток рассчитывается по следующей формуле [3]:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n} \cdot 1,05 \cdot \alpha_T \quad (10)$$
$$I = \frac{\sqrt{266^2 + 51^2}}{\sqrt{3} \cdot 500} \cdot 1,05 \cdot 1,13 = 371$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, равный 1,05;

α_T – коэффициент, зависящий от продолжительности использования наибольшей нагрузки и коэффициента попадания в максимум нагрузки системы, и равен $\alpha_T = 1.13$.

Для учёта допустимого нагрева проводов при выборе сечения, расчёт осуществляют для послеаварийного режима. Расчётная авария – выход из строя одной из питающих линий.

Таблица 7 – Расчёт сечений питающих линий

Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, МВар	Ток фактический, А	Ток в послеаварийном режиме	Выбранный провод	Длительно допустимый ток выбранного провода, А
266	51	186	371	АС–300/66	2000

Для линий выбираем проводник ЗхАС–300/66 поскольку по справочным данным это минимальное сечение проводника для этого класса напряжения.

Для питающих линий выбираем опоры типа ПБ1Т (промежуточная), У1+12 (анкерная).

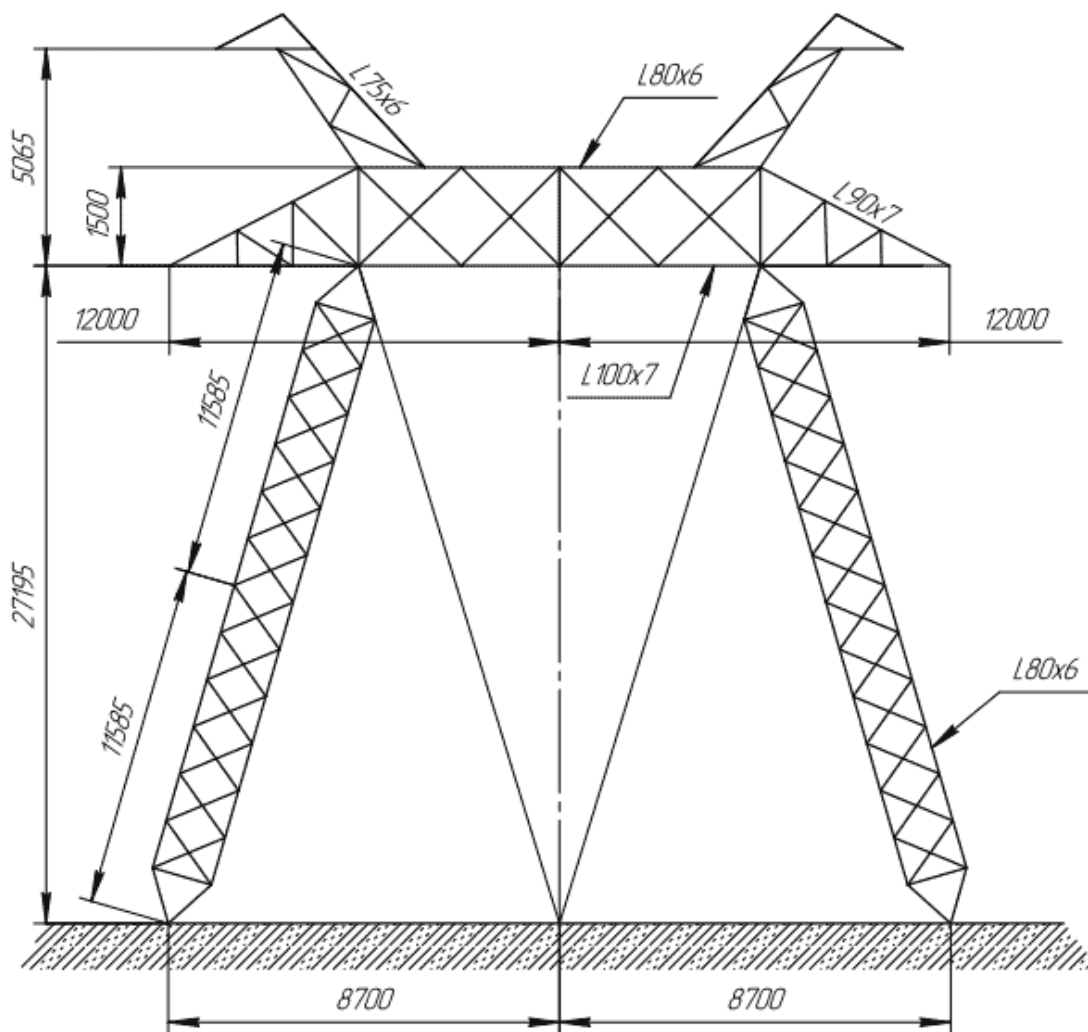


Рисунок 2 – Опора типа ПБ1Т

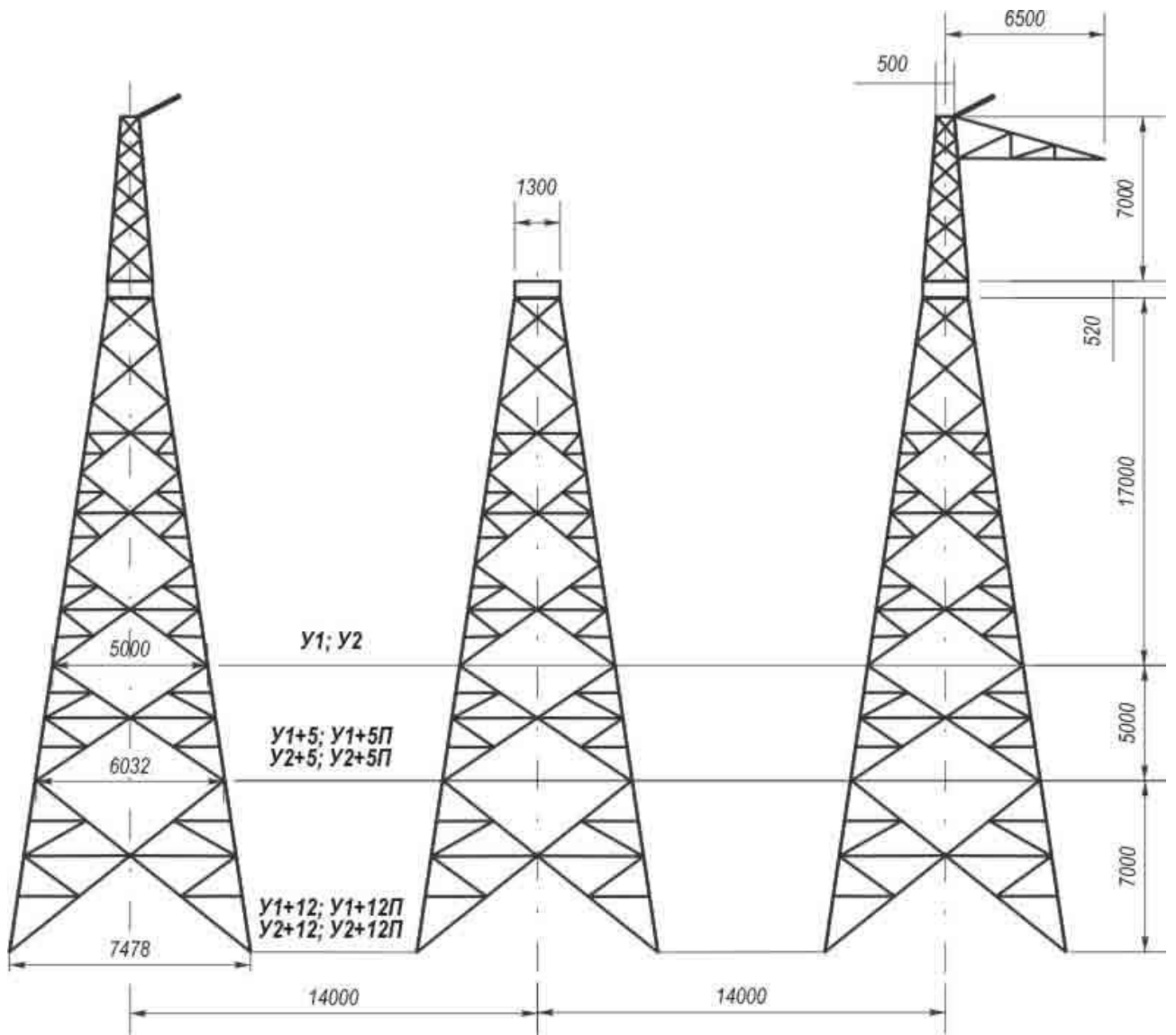


Рисунок 3 – Опора типа У1+12

6 РАССТАНОВКА ОПОР ПО ПРОФИЛЮ ТРАССЫ (ШАБЛОН)

Расстановку опор по профилю трассы производим с помощью специальных шаблонов. Шаблон представляет собой три кривые провисания провода, сдвинутые относительно друг друга, построенные в виде парабол для режима, при котором стрела провеса будет максимальной. Такими режимами могут быть либо режим гололёда без ветра, либо режим максимальной температуры. Режим максимальной стрелы провеса определяется из анализа результатов механического расчёта провода. Он может быть так же определён вычислением критической температуры, при которой стрела провеса провода при отсутствии гололёда и ветра достигает такого же значения, как и при гололёде без ветра. Из анализа механического расчёта стрела провеса провода максимальна при гололёде без ветра. Механический расчет приведен в приложении.... Шаблон кривых провисания провода представлен на рисунке 4.

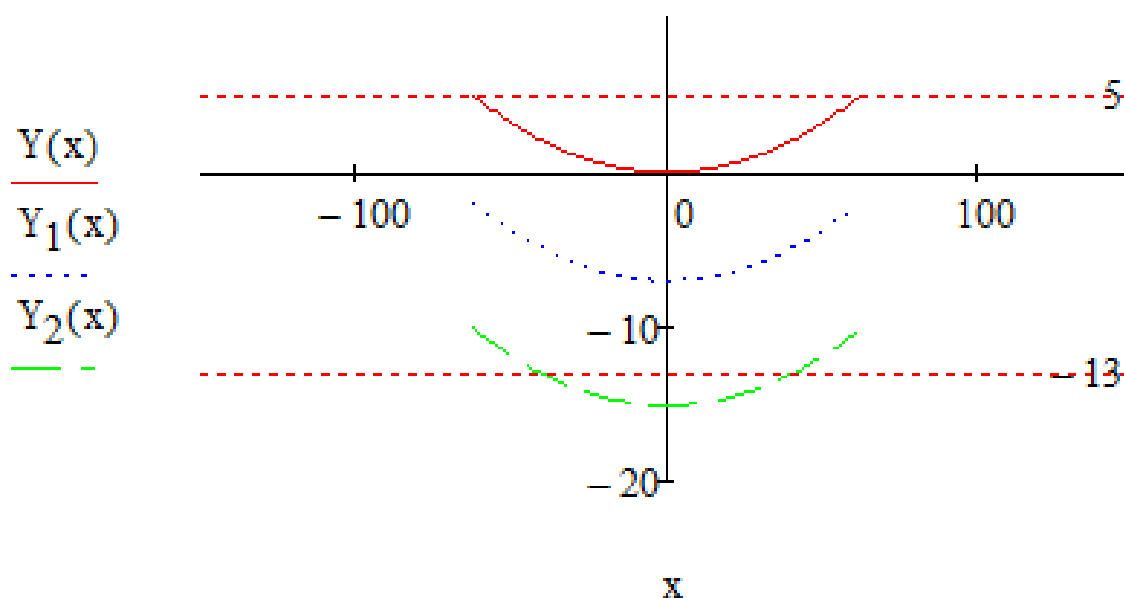


Рисунок 4 – Шаблон кривых провисания провода

При расстановке опор необходимо следить за тем, чтобы точки установки опор не попали на неудобные места – болота, поймы рек, грунтовые дороги, крутые склоны и т.д. При расстановке опор на пересеченной местности может

оказаться так, что отметка расположения какой–либо опоры будет значительно ниже отметок двух соседних опор, что при определенных условиях может привести к вырыванию опоры из грунта.

Стрелы провеса в пролете представлены на рисунке 5.

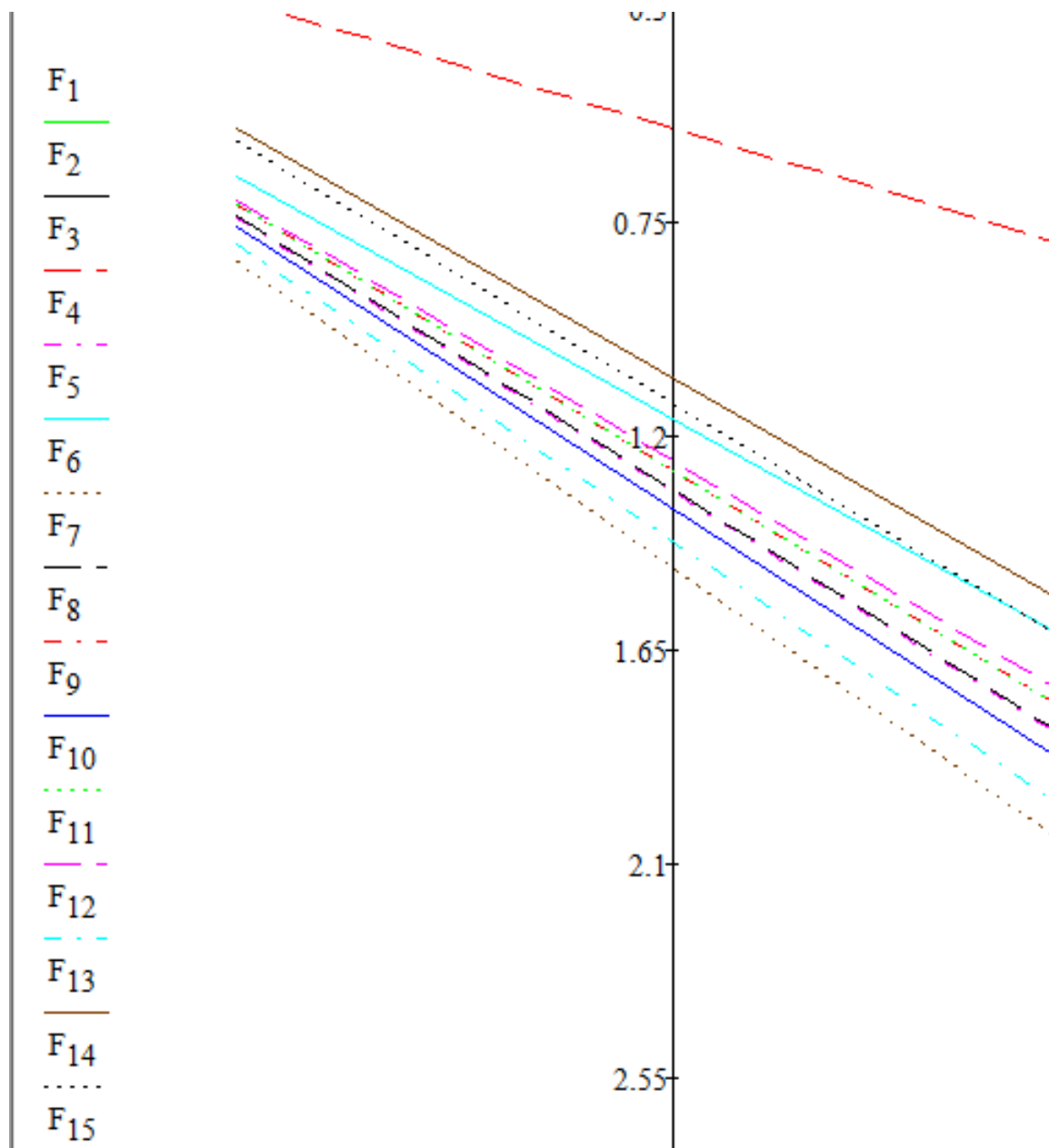


Рисунок 5 – Стрелы провеса в пролете

7 ПРОВЕРКА НЕОБХОДИМОСТИ УСТАНОВКИ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ (ШР)

Фактически при выборе мест установки и мощности компенсирующих устройств необходимо решить оптимизационную задачу по установке минимального количества компенсирующих устройств и обеспечения допустимых режимов работы, рассматриваемой ЭЭС.

Для обеспечения допустимых уровней напряжений в послеаварийных режимах необходимо выполнить первичное регулирование напряжения на электрической станции путём увеличения/снижения напряжения на шинах генераторов до предельно допустимой выработки/генерации реактивной мощности, а затем определить необходимость установки дополнительных устройств КРМ.

В случае, когда напряжения на шинах ВН проектируемых ПС превышают допустимые значения – требуется установка устройств потребляющих реактивную мощность: ШР или УШР на стороне ВН, СН или НН АТ.

ШР могут подключаться к ЛЭП СВН через АТ и трансформаторы СВН на стороне низшего либо среднего напряжения, что позволяет выполнить их дешевле за счет облегченной изоляции и, кроме того, снизить стоимость коммутационных и защитных аппаратов.

7.1 Расчёт зарядной мощности ВЛ и выбор ШР

Подбор устройств потребления реактивной мощности можно выполнить методом систематизированного подбора используя стандартные устройства КРМ или рассчитать генерируемую линиями реактивную мощность и определить требуемое количество компенсирующих устройств аналитически.

Для компенсации зарядной мощности ВЛ 330–1150 кВ применяются шунтирующие реакторы, число которых выбирается исходя из 70–120% компенсации зарядной мощности.

Зарядная мощность линии равна:

$$Q_{3AP} = 2P_C \cdot \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2}, \quad (11)$$

где λ – длина волны линии, км;

P_C – натуральная мощность линии при максимальном рабочем напряжении. Для 500 кВ максимальное рабочее напряжение составляет 525кВ.

Длину волны рассчитаем по формуле:

$$\lambda = \sqrt{x_0 \cdot b_0} \cdot l, \quad (12)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

b_0 – удельная реактивная проводимость линии, См/км;

l – длина линии, км.

$$\lambda_{500кВ} = \sqrt{0,31 \cdot 3,97 \cdot 10^{-6}} \cdot 340$$

$$\lambda_{500кВ} = 0,377 \text{ км}$$

$$Q_{3AP,500кВ} = 2 \cdot \frac{525^2}{289,303} \cdot \operatorname{tg} \frac{0,377}{2}$$

$$Q_{3AP,500кВ} = 363.49 \text{ МВАр}$$

Число шунтирующих реакторов, устанавливаемых на линии, выбирается из соотношения:

$$n_{ШР} = \frac{k \cdot Q_{3AP}}{Q_{ШР}}, \quad (13)$$

где $Q_{ШР}$ – мощность трехфазной группы однофазных шунтирующих реакторов, выбираемая по справочным данным;

k – коэффициент, принимаемый в зависимости от номинального напряжения рассматриваемой линии. $k=0,9$ для ЛЭП СВН напряжением 500 кВ.

$$n_{ШР,500кВ} = \frac{0,9 \cdot 363,49}{100} = 3,27$$

При нечётном числе ШР реакторы устанавливаются со стороны более мощной системы на один больше. При чётном числе ШР реакторы устанавливаются поровну по концам линии.

Установка ШР на стороне ВН является наиболее простым и наиболее дорогостоящим решением в связи с наибольшей стоимостью самого устройства и коммутационных аппаратов, необходимых для их подключения, поэтому целесообразно оценить возможность установки таких устройств на шинах СН и НН ПС проектируемой сети СВН.

7.2 Выбор технических средств КРМ

По полученным расчетным значениям мощностей КУ подбирается существующее стандартное оборудование, позволяющее обеспечить требуемый режим выработки/потребления реактивной мощности.

Для сети СВН 500 кВ выбираем следующие виды КУ:

УШР: 500кВ, мощностью 100 МВА и один мощностью 150 МВА.

8 РАСЧЕТ РЕЖИМА ДЛЯ СЕТИ С ЛИНИЯМИ 500 КВ

8.1 Определение эквивалента рассматриваемого участка сети

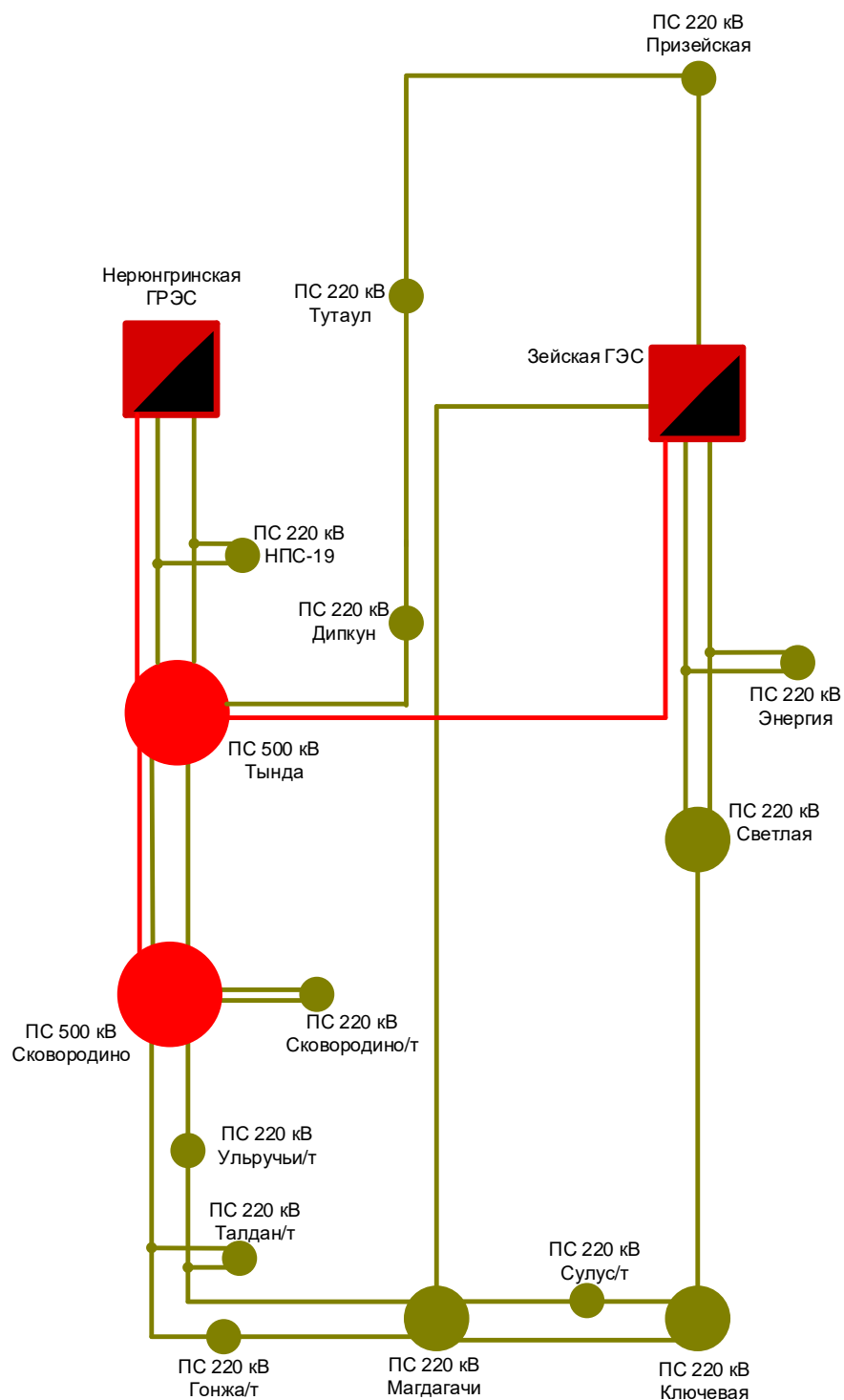


Рисунок 6 –Граф рассматриваемого участка сети

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 6. В качестве эквивалента рассматриваемого участка сети выбран объект генерации:

1. Зейская ГЭС;
2. Нерюнгринская ГРЭС;

Также выбрано 2 подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ и 13 подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ.

8.2 Структура электроэнергетического района

Структура электроэнергетического района включает в себя:

- структура ЛЭП;
- структура ПС.

8.2.1 Структура ЛЭП

Таблица 8 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{ном} , кВ	Сечение линии	Длина ли- нии, км	Тип линии
1	2	3	4	5
НГРЭС – Тында	500	АС–300	180	ВЛ
Тында – Сковородино		АС–300	156	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Призейская		АС–300	183.81	ВЛ
ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул		АС–300	98.715	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тутаул – Дипкун		АС–300	54.284	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Дипкун		АС–300	147.556	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Светлая с отп. на ПС Энергия 2 цепи		АС–300	10.4	ВЛ
ВЛ 220 кВ Светлая – Ключевая		АС–300	110.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Магдагачи		АС–300	54.6	ВЛ
ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т		АС–240	20.61	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Сулус/т		АС–240	33.616	ВЛ
ВЛ 220 кВ ЗГЭС – Магдагачи		АС–400	133.5	ВЛ

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т		АС–300	35.973	ВЛ
ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульру- чьи/т с отп. на ПС Талдан/т		АС–240	124.15	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Ульру- чьи/т		АС–300	29.627	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Гон- жа/т с отп. на ПС Талдан/т		АС–300	114.887	ВЛ
ВЛ 220 кВ Сквородино – Скво- родино/т 2 цепи		АС–300	5.3	ВЛ
ВЛ 220 кВ Тында – Сквородино 2 цепи		АС–300	155.2	ВЛ
ВЛ 220 кВ НГРЭС – Тында с отп. на ПС НПС 19 2 цепи		АС–300	180	ВЛ

8.2.2 Структура ПС

В данном пункте выделим ПС по способу присоединения к сети, по схе-
мам РУ.

Таблица 9 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
1	2
ПС Призейская	Транзитная
ПС Тутаул	Транзитная
ПС Дипкун	Транзитная
ПС Тында	Узловая
ПС Энергия	Отпаечная
ПС Светлая	Узловая
ПС Ключевая	Транзитная
ПС Сулус/т	Транзитная
ПС Магдагачи	Транзитная
ПС Гонжа/т	Транзитная

1	2
ПС Талдан/т	Отпаечная
ПС Ульручьи/т	Транзитная
ПС Сковородино	Узловая
ПС Сковородино/т	Тупиковая

Таблица 10 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН
ПС Призейская	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Тутаул	Мостик (5АН)
ПС Дипкун	Мостик (5АН)
ПС Тында	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Энергия	Два блока линия–трансформатор (4Н)
ПС Светлая	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Ключевая	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сулус/т	Мостик (5АН)
ПС Магдагачи	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Гонжа/т	Мостик (5АН)
ПС Талдан/т	Два блока линия–трансформатор (4Н)
ПС Ульручьи/т	Мостик (5АН)
ПС Сковородино	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Сковородино/т	Два блока линия– трансформатор (4Н)

8.3 Расчёт и анализ установившихся режимов сети

Основными задачами данного раздела являются анализ режима сети после строительства линий 500 кВ, определение возможности и необходимости оптимизации режима [12].

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2020 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 2020 г;
- Схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 2020 г;

Дадим краткое описание расчетной части программы «RASTR». Программный комплекс RASTR предназначен для расчета и анализа установленных режимов работы электрических систем на ПК IBM PC и совместим с ним. RASTR позволяет вычислять, эквивалентно и взвешивать режим, обеспечивает экранный ввод и коррекцию исходных данных, быстро отключает узлы и ветви схемы, имеет возможности сетевого зонирования, а также обеспечивает графическое представление схемы или ее отдельных фрагментов наряду с практически любым расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем вычисляемых задач. Захват ОЗУ определяется размером вычисляемой схемы, и в настоящее время максимальный объем схемы составляет 1200–1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) с минимальным количеством резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

- 1) Район – номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер – номер узла на схеме замещения;
- 3) N – номер статической характеристики;
- 4) O – не заданы;
- 5) 1.2 – стандарты (защиты в программу);
- 6) Название – название узла (0–12 символов);

7) $U_{ном}$ – номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);

8) $R_{наг}$, $Q_{наг}$ – активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);

9) $R_{ген}$, $Q_{ген}$ – активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;

10) Q_{min} , Q_{max} – минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

1) $N_{нач}$, $N_{кон}$ – номера узлов ограничивающих линию;

2) R , X – сопротивление;

3) B – проводимость (мкСм) для ЛЭП – полная проводимость шунтов "П"-образной схемы (< 0), для трансформатора – проводимость "Г" – образной схемы (> 0);

4) K_t в K_t/m – вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению $U_{нач}$, а коэффициент трансформации определяется как отношение $U_{кон}/U_{нач}$.

Формат данных "Районы":

Номер – номер района;

Название – название района;

Команда "Результат"

Подкоманда "Узлы"

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываются все связи узла (если они не умещаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необ-

ходимо набрать его номер и нажать Enter (номер > па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы – F8.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> – для входа в выбранную команду, <ESC> – для выхода.

б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 – F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 – F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению

выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

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

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

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

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

$$P^{прог} = P^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N, \quad (14)$$

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

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2019–2024 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Призейская.

$$P_{Призе.}^{прог} = 2.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 2.92 \text{ МВт};$$

$$Q_{Призе.}^{прог} = 1 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 1.17 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

В электрический расчет входят распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощно-

стей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в основных нормальных и послеаварийных режимах работы.

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

Исходными данными для расчета режимов являются режимные характеристики потребителей, конфигурация схемы сети, а также параметры ее элементов. Расчёты режимов предпочтительно проводить в специализированном ПВК RastrWin 3.

Моделирование участка электрической сети в ПВК RastrWin 3.

В качестве исходных данных для моделирования режима возьмем нагрузки ПС принятые в максимум контрольного замера за 2020 года. В таблице 11 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в нормальном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 11 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в нормальном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	B_ш	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			300	32,2		238	8,18
2	ПС 220 кВ При-зейская	220	2,9	1,2		-30		230,97	4,99
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30		229,65	4,39

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9		231,68	5,31
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100		234,26	6,48
6	ПС 220 кВ Энер- гия	220	15	10				237,8	8,09
7	ПС 220 кВ Свет- лая	220	19,4	11,5				237,57	7,99
8	ПС 220 кВ Ключе- вая	220	11,3	3,6				231,47	5,21
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2				229,97	4,53
10	ПС 220 кВ Магда- гачи	220	27,9	26,8				229,8	4,45
11	ПС 220 кВ Гон- жа/т	220	20,3	20,5				228,63	3,92
12	ПС 220 кВ Тал- дан/т	220	20,2	10,8				228,87	4,03
13	ПС 220 кВ Ульру- чьи/т	220	20,1	0,2				228,57	3,89
14	ПС 220 кВ Сково- родино	220	105,4	39,7				228,58	3,9
15	ПС 220 кВ Сково- родино/т	220	20,2	4,8				228,54	3,88
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				234,35	6,52
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-19,7		235	6,82
33		1	220					237,83	8,11
34		2	220					237,83	8,11
35		3	220					229,01	4,1
36		4	220					228,84	4,02
37		5	220					234,4	6,54
38		6	220					234,4	6,54
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500					377	509,2	1,84

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500						503,84	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			-1,7	168,7	566	515	3
44	ПС Тында Н	500						502,28	0,46
45	ПС Тында 35 кВ	35						35,16	0,46
46	ПС Сквородино 500 кВ	500					377	512,27	2,45
47	ПС Сквородино Н	500						511,83	2,37
48	ПС Сквородино 35 кВ	35						35,83	2,37

В таблице 12 представлена токовая загрузка оборудования в нормальном режиме.

Таблица 12 – Токовая загрузка оборудования

Название	I _{нач}	I _{кон}	I _{доп_расч}	I/I _{доп}
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	289	288	690	41,9
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	299	304	960	31,7
ПС 220 кВ Ульручьи/т – 3	197	199	630	31,5
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	259	261	1000	26,1
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ – ПС Тында 500 кВ	172	55	2000	8,6
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи/т	147	148	630	23,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	125	127	630	20,1
ПС 220 кВ Сквородино – 4	117	118	630	18,8
ПС Тында 500 кВ – ПС Сквородино 500 кВ	63	123	2000	6,2

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	108	111	630	17,5
Зейская ГЭС – 2	173	173	1000	17,3
Зейская ГЭС – 1	173	173	1000	17,3
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	88	109	630	17,3
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	100	79	630	15,8
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	97	97	630	15,5
2 – ПС 220 кВ Светлая	154	154	1000	15,4
1 – ПС 220 кВ Светлая	154	154	1000	15,4
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	95	71	630	15,1
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	84	84	630	13,4
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	80	76	630	12,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	124	126	1000	12,6
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	23	74	630	11,8
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	23	74	630	11,8
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	59	58	630	9,4
6 – Нерюнгринская ГРЭС	42	45	630	7,1
5 – Нерюнгринская ГРЭС	42	45	630	7,1
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	43	43	630	6,8
6 – НПС – 19	31	32	600	5,3
5 – НПС – 19	31	32	600	5,3
ПС 220 кВ Тында – 6	25	22	600	4,2
ПС 220 кВ Тында – 5	25	22	600	4,2
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	26	26	630	4,2
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	26	26	630	4,2
2 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
1 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2

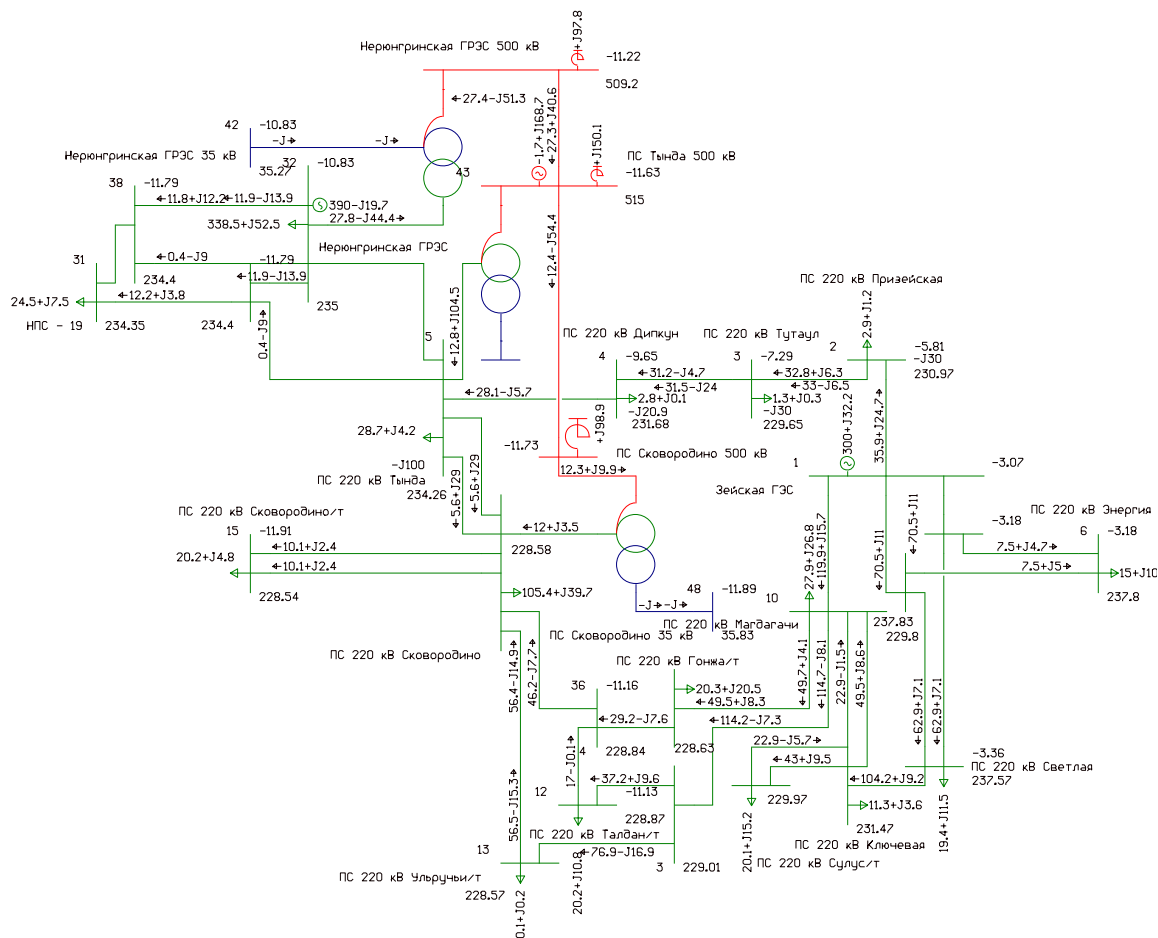


Рисунок 7 – Схема нормального режима

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи;
- отключение одной ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19;
- отключение двух ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19;

– отключение ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи и двух ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19;

При отключении ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются недогруженными. Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	502	503	1000	50,3
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	257	254	690	37,2
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	208	208	630	33
Зейская ГЭС – 2	295	295	1000	29,5
Зейская ГЭС – 1	295	295	1000	29,5
ПС 220 кВ Ульручьи/т – 3	176	180	630	28,5
2 – ПС 220 кВ Светлая	275	276	1000	27,6
1 – ПС 220 кВ Светлая	275	276	1000	27,6
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	267	266	1000	26,7
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	160	158	630	25,4
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	145	158	630	25
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ – ПС Тында 500 кВ	172	55	2000	8,6
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	154	136	630	24,4
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	150	127	630	23,8
ПС Тында 500 кВ – ПС Сквородино 500 кВ	42	157	2000	7,8
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	142	140	630	22,5
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи/т	134	135	630	21,5
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	110	109	630	17,5
ПС 220 кВ Сквородино – 4	104	109	630	17,4

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	79	71	630	12,6
6 – Нерюнгринская ГРЭС	46	40	630	7,3
5 – Нерюнгринская ГРЭС	46	40	630	7,3
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	39	39	630	6,3
6 – НПС – 19	31	32	600	5,3
5 – НПС – 19	31	32	600	5,3
ПС 220 кВ Тында – 6	31	28	600	5,2
ПС 220 кВ Тында – 5	31	28	600	5,2
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквороди- дино/т	26	27	630	4,2
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквороро- дино/т	26	27	630	4,2
2 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
1 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи			960	

В таблице 14 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 14 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	B_ш	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			300	37,6		238	8,18
2	ПС 220 кВ При- зейская	220	2,9	1,2		-30		229,37	4,26
3	ПС 220 кВ Туга- ул	220	1,3	0,3		-30		227,69	3,5
4	ПС 220 кВ Дип- кун	220	2,8	0,1		-20,9		229,88	4,49
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100		233,4	6,09
6	ПС 220 кВ Энер- гия	220	15	10				237,69	8,04

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5				237,23	7,83
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				226,51	2,96
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2				224,79	2,18
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				224,49	2,04
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				224,04	1,84
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				225	2,27
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				225,63	2,56
14	ПС 220 кВ Скоровородино	220	105,4	39,7				225,83	2,65
15	ПС 220 кВ Скоровородино/т	220	20,2	4,8				225,79	2,63
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				233,53	6,15
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-14,6		235	6,82
33	1	220						237,71	8,05
34	2	220						237,71	8,05
35	3	220						225,09	2,32
36	4	220						225,02	2,28
37	5	220						233,58	6,17
38	6	220						233,58	6,17
40	НГРЭС 500 кВ	500					377	509,21	1,84
41	НГРЭС Н	500						503,84	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
43	ПС Тында 500 кВ	500			5,7	212,5	566	515	3
44	ПС Тында Н	500						500,43	0,09
45	ПС Тында 35 кВ	35						35,03	0,09
46	ПС Сковородино 500 кВ	500					377	509,48	1,9
47	ПС Сковородино Н	500						505,69	1,14
48	ПС Сковородино 35 кВ	35						35,4	1,14

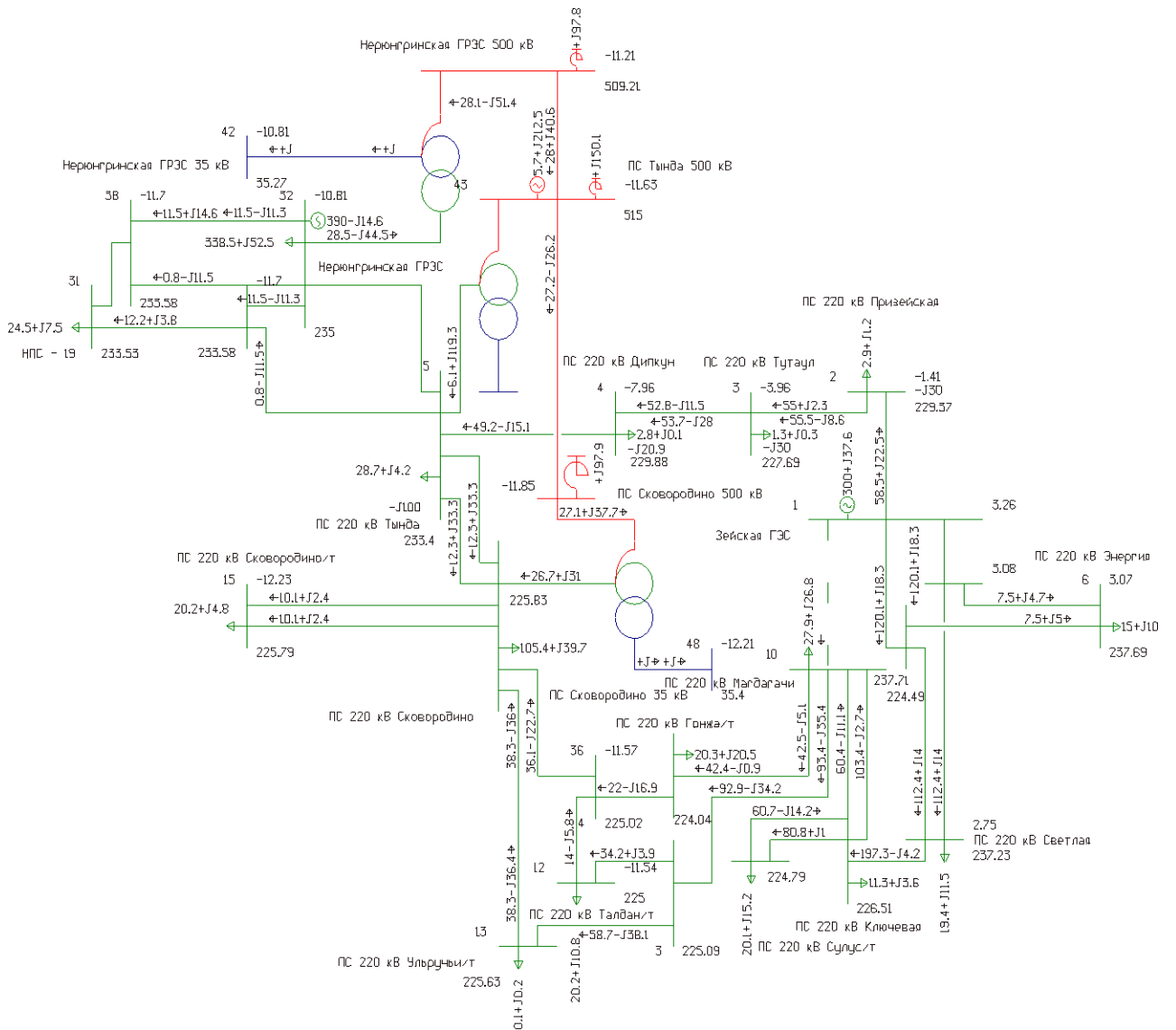


Рисунок 8 – Схема послеаварийного режима

При отключении одной ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19 мы наблюдаем что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются недогруженными. Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	289	288	690	41,8
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	298	304	960	31,7
ПС 220 кВ Ульручь/т – 3	197	198	630	31,5
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	259	261	1000	26,1
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ – ПС Тында 500 кВ	174	60	2000	8,7
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручь/т	147	147	630	23,4
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	125	127	630	20,1
ПС 220 кВ Сквородино – 4	117	118	630	18,7
ПС Тында 500 кВ – ПС Сквородино 500 кВ	61	125	2000	6,3
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	108	111	630	17,6
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	89	110	630	17,5
Зейская ГЭС – 2	173	173	1000	17,3
Зейская ГЭС – 1	173	173	1000	17,3
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	99	79	630	15,8
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	97	97	630	15,5
2 – ПС 220 кВ Светлая	154	154	1000	15,4
1 – ПС 220 кВ Светлая	154	154	1000	15,4
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	95	71	630	15,1
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	84	85	630	13,5
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	80	76	630	12,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	124	126	1000	12,6
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	19	71	630	11,3

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	19	71	630	11,3
5 – НПС – 19	63	63	600	10,5
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	59	58	630	9,4
5 – Нерюнгринская ГРЭС	51	50	630	8
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	43	43	630	6,8
ПС 220 кВ Тында – 5	29	27	600	4,8
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Сковоро- дино/т	26	26	630	4,2
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Сковоро- дино/т	26	26	630	4,2
2 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
1 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
6 – НПС – 19	0	1	600	0,2
6 – Нерюнгринская ГРЭС			630	
ПС 220 кВ Тында – 6			600	

В таблице 16 представлена нагрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 16 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U _н ом	P _н	Q _н	P _г	Q _г	B _ш	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			300	33,7		238	8,18
2	ПС 220 кВ При- зейская	220	2,9	1,2		-30		230,76	4,89
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30		229,33	4,24
4	ПС 220 кВ Дип- кун	220	2,8	0,1		-20,9		231,23	5,1
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100		233,69	6,22
6	ПС 220 кВ Энер- гия	220	15	10				237,8	8,09

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5				237,57	7,99
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				231,38	5,17
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2				229,87	4,48
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				229,68	4,4
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				228,5	3,86
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				228,73	3,97
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				228,41	3,82
14	ПС 220 кВ Сковоудино	220	105,4	39,7				228,42	3,83
15	ПС 220 кВ Сковоудино/т	220	20,2	4,8				228,37	3,81
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				233,67	6,22
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-5		235	6,82
33	1	220						237,83	8,1
34	2	220						237,83	8,1
36	4	220						228,7	3,95
37	5	220						233,76	6,26
38	6	220						233,68	6,22
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500					377	509,24	1,85
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500						503,83	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
43	ПС Тында 500 кВ	500			-1,7	181,1	566	515	3
44	ПС Тында Н	500						501,06	0,21
45	ПС Тында 35 кВ	35						35,07	0,21
46	ПС Сквородино 500 кВ	500					377	512,1	2,42
47	ПС Сквородино Н	500						511,47	2,29
48	ПС Сквородино 35 кВ	35						35,8	2,29

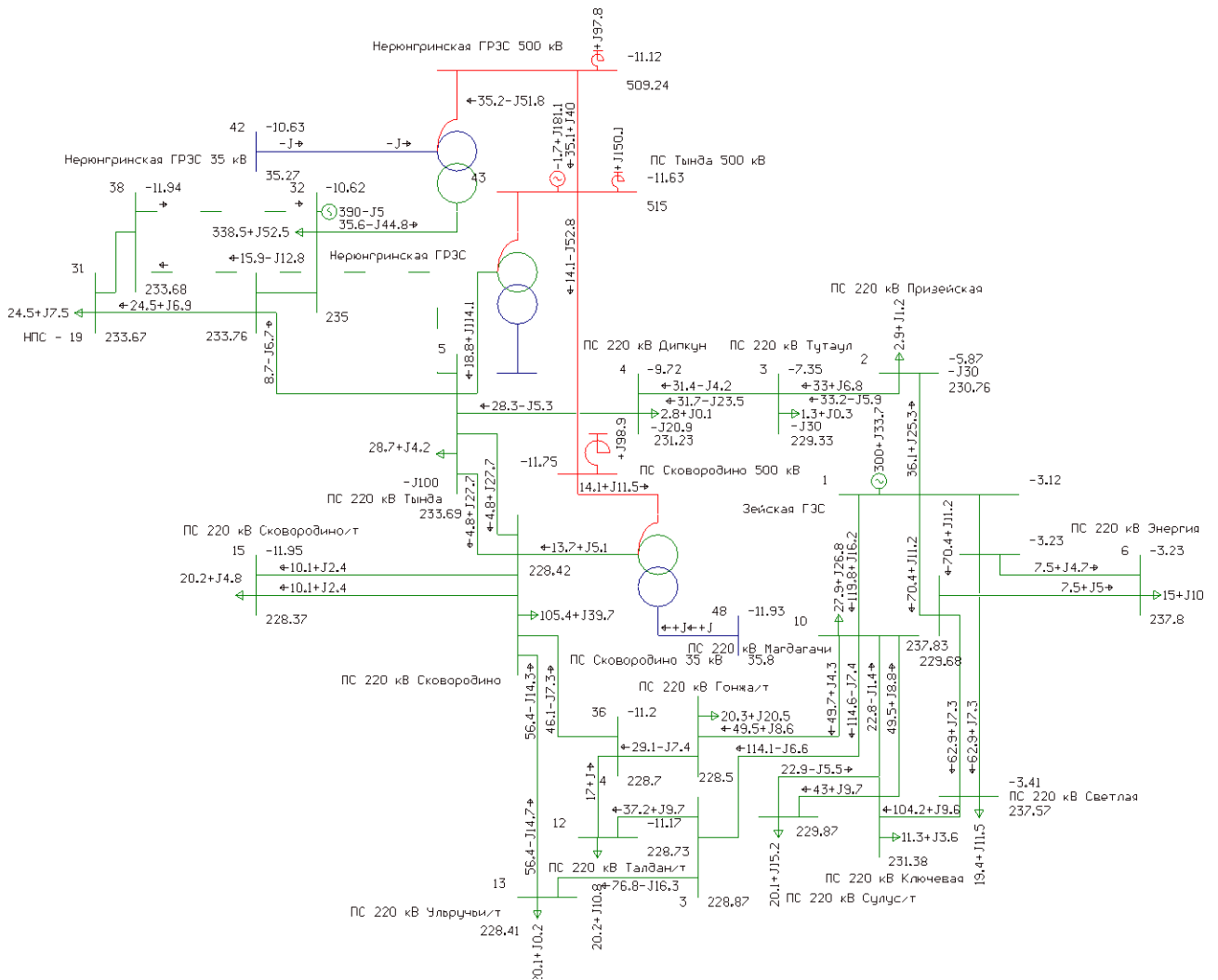


Рисунок 9 – Схема послеаварийного режима

При отключении двух ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19 мы можем наблюдать что уровни напряжения в данном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий являются недогруженными. Токовая загрузка ЛЭП представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Токовая загрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Магдагачи – 3	289	289	690	41,9
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	299	304	960	31,7
ПС 220 кВ Ульручь/т – 3	197	198	630	31,5
ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	259	261	1000	26,1
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ – ПС Тында 500 кВ	172	54	2000	8,6
ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручь/т	147	148	630	23,4
ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	125	127	630	20,2
ПС 220 кВ Сквородино – 4	117	118	630	18,7
ПС Тында 500 кВ – ПС Сквородино 500 кВ	59	127	2000	6,3
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	108	111	630	17,6
Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	88	110	630	17,5
Зейская ГЭС – 2	173	173	1000	17,3
Зейская ГЭС – 1	173	173	1000	17,3
ПС 220 кВ Тутаул – ПС 220 кВ Дипкун	98	79	630	15,6
ПС 220 кВ Талдан/т – 3	97	97	630	15,5
2 – ПС 220 кВ Светлая	154	154	1000	15,4
1 – ПС 220 кВ Светлая	154	154	1000	15,4
ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	94	71	630	15
ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тутаул	84	85	630	13,4
ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	80	76	630	12,7
ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	124	127	1000	12,7
5 – Нерюнгринская ГРЭС	62	77	630	12,2

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	19	69	630	11
ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сковородино	19	69	630	11
5 – НПС – 19	62	63	600	10,4
ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	59	58	630	9,4
ПС 220 кВ Талдан/т – 4	43	43	630	6,8
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Сковоро- дино/т	26	26	630	4,2
ПС 220 кВ Сковородино – ПС 220 кВ Сковоро- дино/т	26	26	630	4,2
2 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
1 – ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
6 – НПС – 19	0	1	600	0,2
6 – Нерюнгринская ГРЭС			630	
ПС 220 кВ Тында – 6			600	
ПС 220 кВ Тында – 5			600	

В таблице 18 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 18 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	B_ш	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			300	34,7		238	8,18
2	ПС 220 кВ При- зейская	220	2,9	1,2		-30		230,64	4,84
3	ПС 220 кВ Туга- ул	220	1,3	0,3		-30		229,16	4,17
4	ПС 220 кВ Дип- кун	220	2,8	0,1		-20,9		230,98	4,99
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100		233,36	6,07
6	ПС 220 кВ Энер- гия	220	15	10				237,8	8,09

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5				237,57	7,99
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				231,31	5,14
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2				229,79	4,45
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				229,6	4,36
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				228,41	3,82
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				228,63	3,92
13	ПС 220 кВ Ульручьи/т	220	20,1	0,2				228,3	3,77
14	ПС 220 кВ Скоровородино	220	105,4	39,7				228,3	3,77
15	ПС 220 кВ Скоровородино/т	220	20,2	4,8				228,26	3,75
31	НПС – 19	220	24,5	7,5				235,24	6,93
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-11,1		235	6,82
33	1	220						237,83	8,1
34	2	220						237,83	8,1
35	3	220						228,77	3,99
36	4	220						228,6	3,91
37	5	220						235,33	6,97
38	6	220						235,24	6,93
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500					377	509,2	1,84
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500						503,84	0,77

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			-1,7	187,7	566	515	3
44	ПС Тында Н	500						500,36	0,07
45	ПС Тында 35 кВ	35						35,02	0,07
46	ПС Сковородино 500 кВ	500					377	511,99	2,4
47	ПС Сковородино Н	500						511,21	2,24
48	ПС Сковородино 35 кВ	35						35,78	2,24

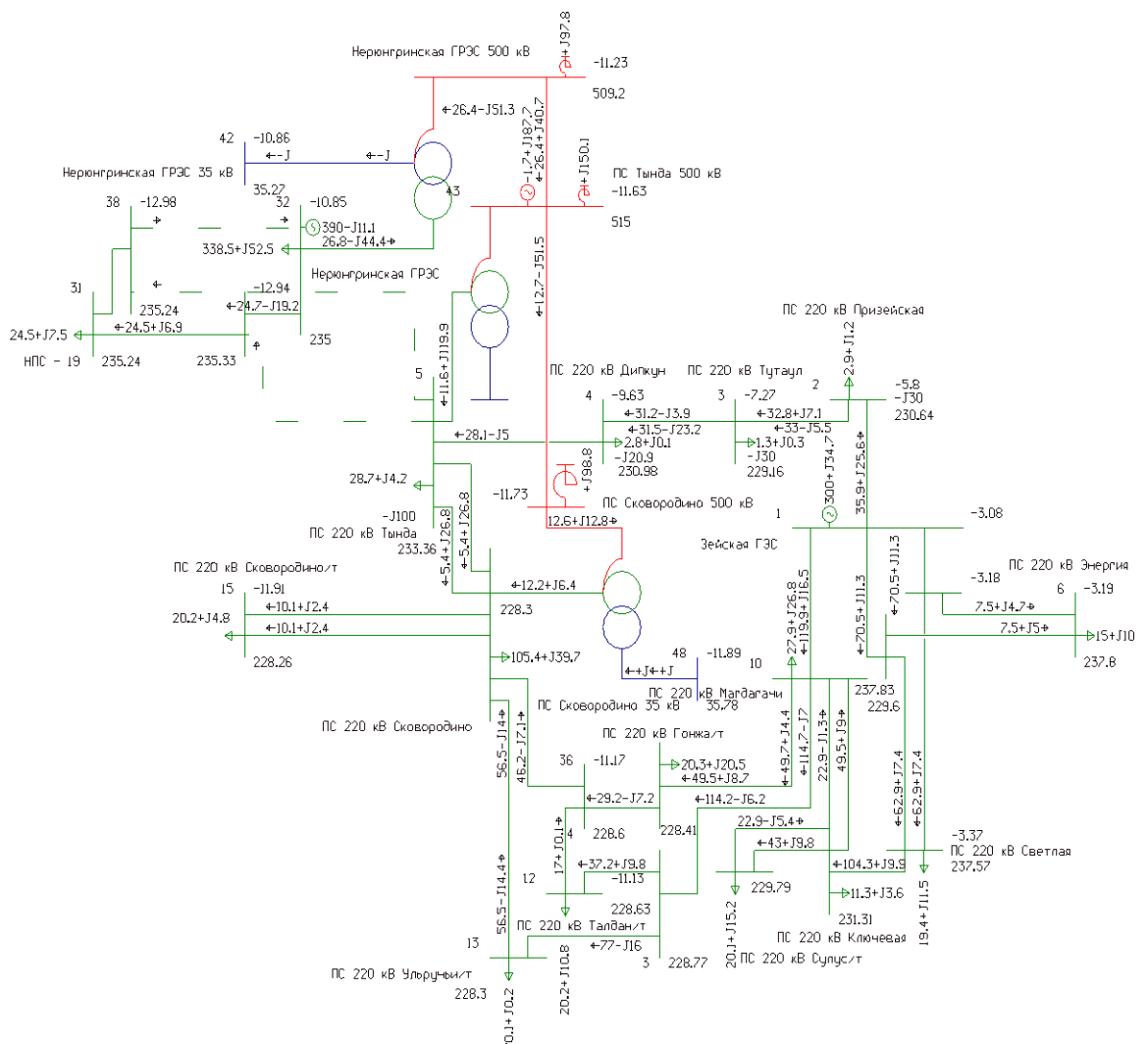


Рисунок 10 – Схема послеаварийного режима

При отключении ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи и двух ВЛ НГРЭС – Тын-
да с отпайкой на НПС – 19 мы можем наблюдать что уровни напряжения в дан-
ном режиме находятся в допустимых пределах, а ток по линиям не превышает
длительно допустимого и как при нормальном режиме большинство линий яв-
ляются недогруженными. Токовая нагрузка ЛЭП представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Токовая нагрузка оборудования в послеаварийном режиме

Название	I_нач	I_кон	Iдоп_расч	I/I_доп
1	2	3	4	5
ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	502	504	1000	50,4
ПС 220 кВ Магдагачи - 3	257	254	690	37,2
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	208	208	630	33
Зейская ГЭС - 2	295	295	1000	29,5
Зейская ГЭС - 1	295	295	1000	29,5
ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	176	179	630	28,4
2 - ПС 220 кВ Светлая	276	276	1000	27,6
1 - ПС 220 кВ Светлая	276	276	1000	27,6
ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	267	266	1000	26,7
ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	160	158	630	25,4
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	145	159	630	25,2
ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	152	135	630	24,2
ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	149	127	630	23,6
ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	141	140	630	22,4
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	134	135	630	21,4
ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	110	110	630	17,5
ПС 220 кВ Сквородино - 4	103	109	630	17,3
ПС 220 кВ Талдан/т - 3	89	89	630	14,1
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	39	85	630	13,5
ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	39	85	630	13,5
ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	79	71	630	12,5
5 - Нерюнгринская ГРЭС	62	77	630	12,2
5 - НПС - 19	62	62	600	10,4
Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	172	54	2000	8,6

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5
ПС Тында 500 кВ - ПС Сквородино 500 кВ	39	161	2000	8,1
ПС 220 кВ Талдан/т - 4	39	39	630	6,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	27	630	4,2
ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	26	27	630	4,2
2 - ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
1 - ПС 220 кВ Энергия	21	22	690	3,2
6 - НПС - 19	0	1	600	0,2
6 - Нерюнгринская ГРЭС			630	
ПС 220 кВ Тында - 6			600	
ПС 220 кВ Тында - 5			600	
Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи			960	

В таблице 20 представлена загрузка подстанций и отклонение напряжение в послеаварийном режиме для выбранного эквивалента сети.

Таблица 20 – Загрузка ПС и отклонение напряжения в послеаварийном режиме

№	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	B_ш	U	d U
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Зейская ГЭС	220			300	40,1		238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30		228,96	4,07
3	ПС 220 кВ Тугаул	220	1,3	0,3		-30		227,07	3,22
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9		228,99	4,08
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100		232,26	5,57
6	ПС 220 кВ Энергия	220	15	10				237,68	8,04
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5				237,22	7,83

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6				226,24	2,83
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2				224,47	2,03
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8				224,15	1,89
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5				223,68	1,67
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8				224,62	2,1
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	20,1	0,2				225,24	2,38
14	ПС 220 кВ Скоровородино	220	105,4	39,7				225,43	2,47
15	ПС 220 кВ Скоровородино/т	220	20,2	4,8				225,39	2,45
31	НПС - 19	220	24,5	7,5				235,2	6,91
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-10,9		235	6,82
33	1	220						237,71	8,05
34	2	220						237,71	8,05
35	3	220						224,72	2,15
36	4	220						224,65	2,11
37	5	220						235,29	6,95
38	6	220						235,2	6,91
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500					377	509,2	1,84
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500						503,84	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35						35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			5,8	237,1	566	515	3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ПС Тында Н	500						498	-0,4
45	ПС Тында 35 кВ	35						34,86	-0,4
46	ПС Сковородино 500 кВ	500					377	509,08	1,82
47	ПС Сковородино Н	500						504,79	0,96
48	ПС Сковородино 35 кВ	35						35,34	0,96

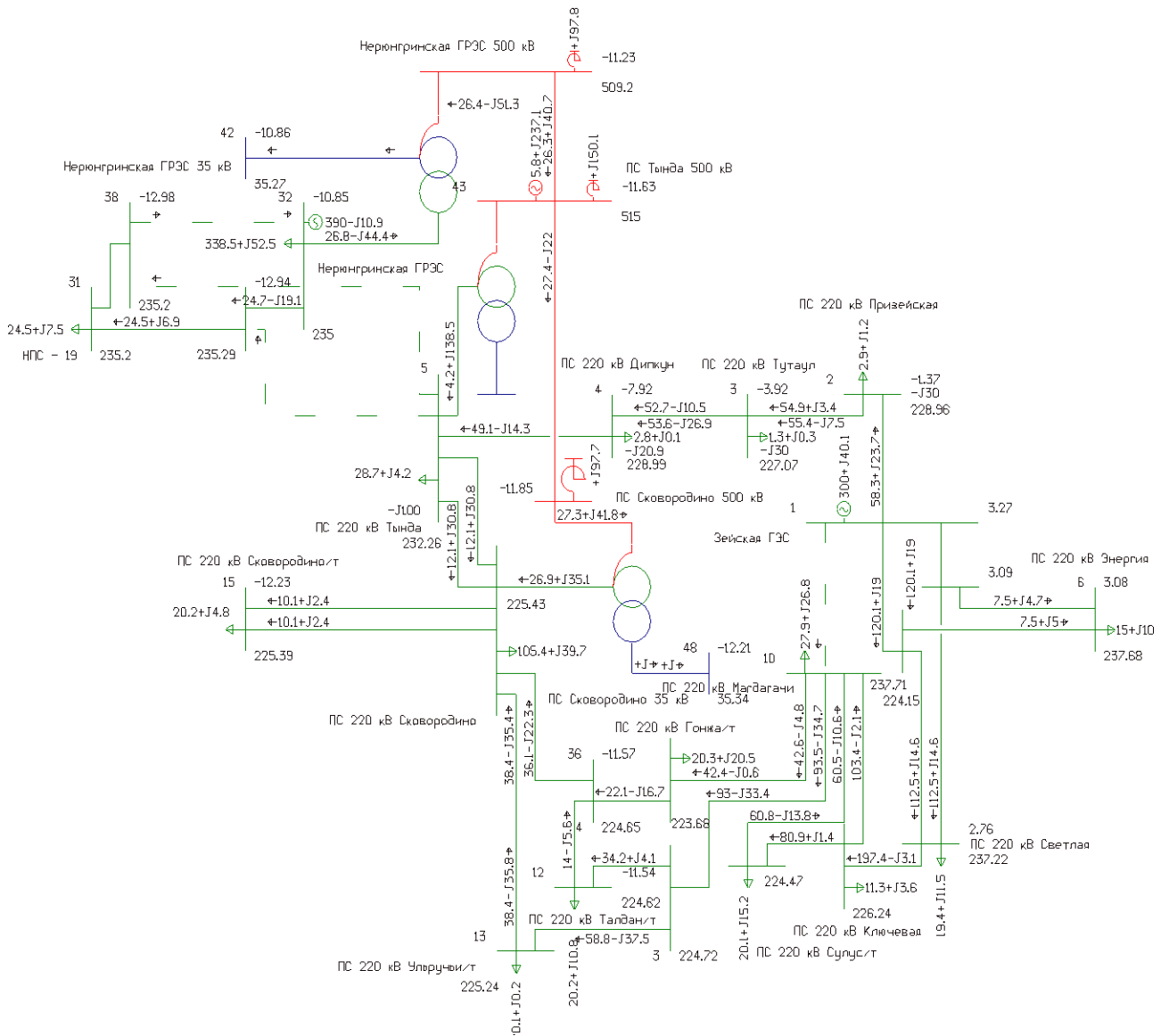


Рисунок 11 – Схема послеаварийного режима

Данные по потерям сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	9.67
Отключена ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи	17.09
Отключение одной ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19	9.77
Отключение двух ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19	9.78
Отключении ВЛ Зейская ГЭС – Магдагачи и двух ВЛ НГРЭС – Тында с отпайкой на НПС – 19	17.18

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальным режим, так как потери в сети являются минимальными. После строительства ЛЭП 500 кВ параметры режима находятся в допустимых значениях.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расчет токов КЗ производится в ПВК RastrKZ. Программный комплекс RastrKZ предназначен для расчета токов коротких замыканий и несимметричных режимов. Основывается на платформе ПК RastrWin. В данной версии реализовано следующее:

- Расчет металлических КЗ 1, 2, 3, 1.1, одно и многократных;
- Учет взаимоиндукции линий;
- Учет мнимых коэффициентов трансформации;
- Расчет влияния размыкания линий на ТКЗ и шунты;
- Ускоренный расчет повреждений без рефакторизации матрицы проводимости;
- Расчет шунта для моделирования КЗ в расчете установившегося режима и электромеханическом переходном процессе;
- Расчет тока в грозотросе ЛЭП.

Исходные данные задаются с помощью стандартного табличного ввода ПК RastWin. Основной является сеть прямой последовательности. Исходные данные представляют собой параметры схемы замещения прямой, обратной, и нулевой последовательности, по узлам, ветвям и генераторам. Данные по несимметрии задаются как дополнение к данным электрической сети. Все исходные данные хранятся в шаблоне «динамика.rst». Формы для работы с несимметрией собраны в коллекцию «несимметрия». Узлы несимметрии представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Узлы несимметрии

Тип0	Номер	Название	U_ном	B_ш
1	2	3	4	5
у	1	Зейская ГЭС	220	
у	2	ПС 220 кВ Призейская	220	
у	3	ПС 220 кВ Тугаул	220	

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5
у	4	ПС 220 кВ Дипкун	220	
у	5	ПС 220 кВ Тында	220	
у	6	ПС 220 кВ Энергия	220	
у	7	ПС 220 кВ Светлая	220	
у	8	ПС 220 кВ Ключевая	220	
у	9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	
у	10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	
у	11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	
у	12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	
у	13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	
у	14	ПС 220 кВ Сквородино	220	
у	15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	
у	31	НПС – 19	220	
у	32	Нерюнгринская ГРЭС	220	
у	33	1	220	
у	34	2	220	
у	35	3	220	
у	36	4	220	
у	37	5	220	
у	38	6	220	
у	40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500	377
зак	41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500	
у	42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35	
у	43	ПС Тында 500 кВ	500	566
зак	44	ПС Тында Н	500	
у	45	ПС Тында 35 кВ	35	
у	46	ПС Сквородино 500 кВ	500	377
зак	47	ПС Сквородино Н	500	
у	48	ПС Сквородино 35 кВ	35	

Таблица 23 – Ветви несимметрии

N_нач	N_кон	Название	x0	Кт/г
1	2	3	4	5
1	2	Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Призейская	236,55	
1	10	Зейская ГЭС – ПС 220 кВ Магдагачи	161,97	
1	33	Зейская ГЭС – 1	4,53	
1	34	Зейская ГЭС – 2	4,53	
33	6	1 – ПС 220 кВ Энергия	2,67	
34	6	2 – ПС 220 кВ Энергия	2,67	
33	7	1 – ПС 220 кВ Светлая	8,82	
34	7	2 – ПС 220 кВ Светлая	8,82	
7	8	ПС 220 кВ Светлая – ПС 220 кВ Ключевая	144,51	
8	9	ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Сулус/т	59,52	
8	10	ПС 220 кВ Ключевая – ПС 220 кВ Магдагачи	70,29	
9	10	ПС 220 кВ Сулус/т – ПС 220 кВ Магдагачи	39,06	
10	11	ПС 220 кВ Магдагачи – ПС 220 кВ Гонжа/т	46,26	
10	35	ПС 220 кВ Магдагачи – 3	29,58	
11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т – 4	47,13	
12	35	ПС 220 кВ Талдан/т – 3	5,55	
12	36	ПС 220 кВ Талдан/т – 4	5,55	
14	36	ПС 220 кВ Сквородино – 4	42	
13	35	ПС 220 кВ Ульручьи/т – 3	24	
14	13	ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Ульручьи/т	4,89	
14	15	ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	6,81	
14	15	ПС 220 кВ Сквородино – ПС 220 кВ Сквородино/т	6,81	
5	14	ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	199,77	
5	14	ПС 220 кВ Тында – ПС 220 кВ Сквородино	199,77	
2	3	ПС 220 кВ Призейская – ПС 220 кВ Тугаул	124,59	
3	4	ПС 220 кВ Тугаул – ПС 220 кВ Дипкун	190,08	
4	5	ПС 220 кВ Дипкун – ПС 220 кВ Тында	190,08	
5	37	ПС 220 кВ Тында – 5	10,5	
5	38	ПС 220 кВ Тында – 6	10,5	
37	31	5 – НПС – 19	5,13	
38	31	6 – НПС – 19	5,13	

1	2	3	4	5
37	32	5 – Нерюнгринская ГРЭС	231,69	
38	32	6 – Нерюнгринская ГРЭС	231,69	
40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ – Нерюнгринская ГРЭС Н	61,1	1
41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н – Нерюнгринская ГРЭС		0,466
41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н – Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	113,5	0,07
43	44	ПС Тында 500 кВ – ПС Тында Н	61,1	1
44	5	ПС Тында Н – ПС 220 кВ Тында		0,466
44	45	ПС Тында Н – ПС Тында 35 кВ	113,5	0,07
46	47	ПС Сквородино 500 кВ – ПС Сквородино Н	61,1	1
47	14	ПС Сквородино Н – ПС 220 кВ Сквородино		0,447
47	48	ПС Сквородино Н – ПС Сквородино 35 кВ	113,5	0,07
43	46	ПС Тында 500 кВ – ПС Сквородино 500 кВ	145,08	
40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ – ПС Тында 500 кВ	170,19	

Таблица 24 – Состав несимметрии, ток к.з. на шинах 500 кВ ПС Тында-2

№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	43	3ф	43	11,5684	-87,67	0	–	0	–
1	43	2ф	43	5,7842	-87,67	– 5,7842	-87,67	–	–
1	43	1ф	43	4,1326	-88,37	4,1326	-88,37	4,1326	-88,37
1	43	1ф1ф	43	8,0091	-88,09	-3,56	-86,73	– 4,4508	-89,18

Самый большой ток к.з., ток трех фазного к.з. 11,568 кА.

10 ВЫБОР СХЕМЫ РУ500 ПС ТЫНДА

Определяющим при проектировании электрической части подстанций, является выбор главной схемы, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

При выборе схемы распределительного устройства учитывают следующие ее параметры:

- соответствие электрической схемы условиям работы и ожидаемым режимам;
- простота и наглядность схемы; наименьшее число переключений, связанных с изменением режима; доступность электрического оборудования для ремонта без нарушения режима установки;
- удобство сооружения электрической части и возможность автоматизации;
- достаточная, экономически оправданная степень надёжности;
- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов.

ПС 500 кВ Тында-2 является узловой подстанцией. На стороне ВН подстанций целесообразно применение схемы шестиугольник.

Достоинства схемы:

- 1.повышенная надежность;
- 2.экономичность схемы;
- 3.отключение разъединителей производится только для ремонта, оперативные переключения ими не производятся;
- 4.возможность опробования любого элемента без нарушения питания потребителей.

Недостатки схемы “шестиугольник”:

- 1.повышенные нагрузки на все элементы, все элементы рассчитываются на 100% резерв;

2. в период ревизии выключателя снижается надежность схемы;
3. при возникновении КЗ возможно отключение до 50% потребителей;
4. сложность выставки тока уставки МТЗ;
5. при КЗ на присоединении отключается 2Q, что снижает их ресурс.

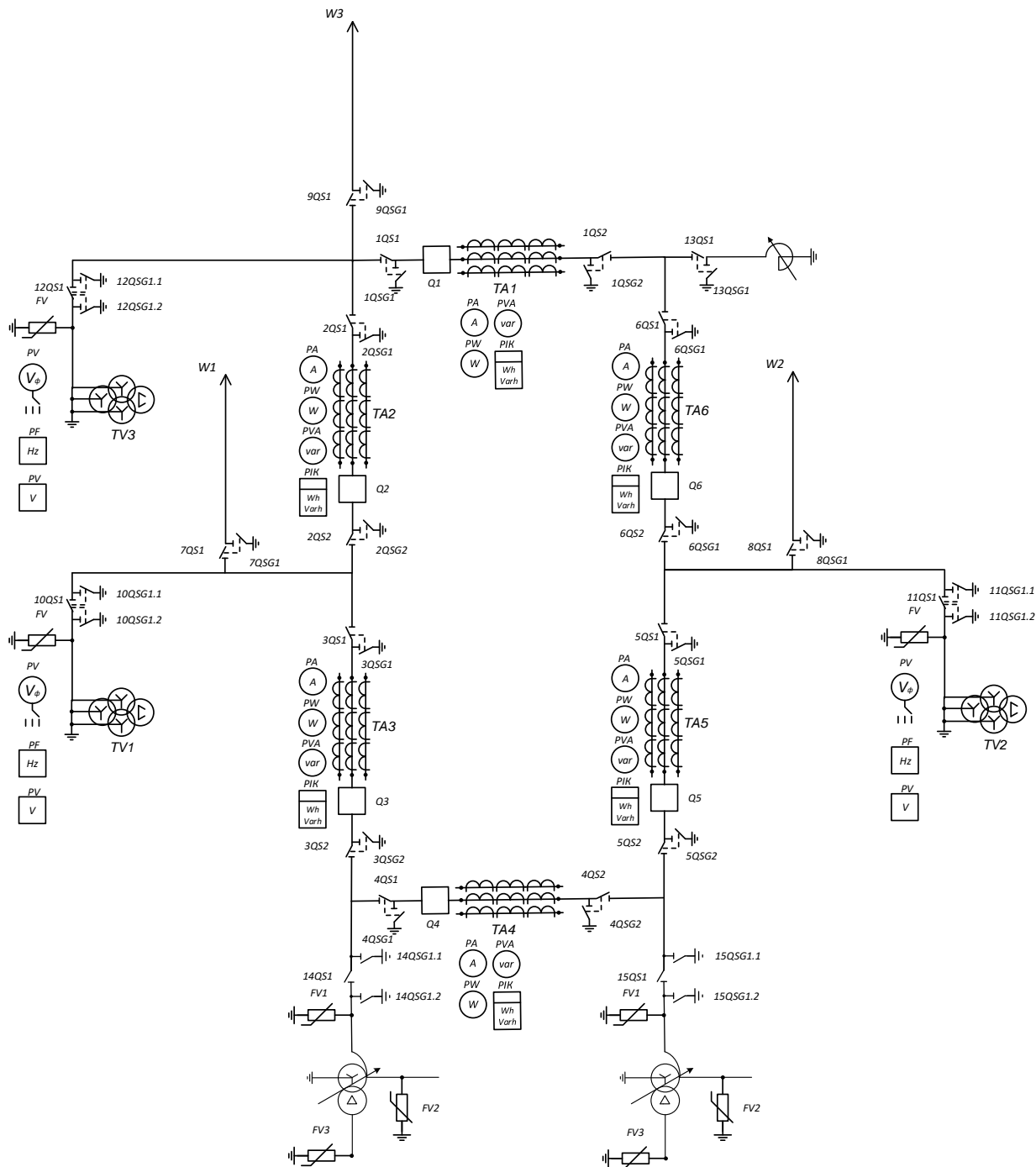


Рисунок 12 – Шестиугольник

В настоящее время в электрических сетях широко используются открытые (ОРУ), закрытые (ЗРУ) и комплектные (КРУ) распределительные устройства.

При строительстве новых подстанций наиболее актуальным является использование элегазовых комплектных распределительных устройств (КРУЭ).

Конструктивной особенностью КРУЭ является герметичный корпус, заполненный элегазом, в который помещено оборудование КРУ. Элегаз — это специальный электротехнический газ (шестифтористая сера SF₆), обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он является основным изолятором в элементах ячеек с элегазовой изоляцией.

По эксплуатационным данным известно, что площадь, используемая под КРУЭ, составляет порядка 10–20% от площади занимаемой ОРУ, при том же напряжении.

К основным преимуществам КРУЭ относятся:

1. Взрыво и пожаробезопасность
2. Возможность установки в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью
3. Отсутствие электрических и магнитных полей
4. Безопасность и удобство эксплуатации, простота монтажа и демонтажа
5. Малая занимаемая площадь
6. Замена и расширение в пределах существующих границ подстанции

К недостаткам КРУЭ можно отнести:

1. Высокая стоимость (в 2–3 раза превышает стоимость ОРУ)
2. Ответственные требования к монтажу, например, отклонения уровня пола не должно превышать десятых долей градуса

Из представленных выше аргументов делается вывод о целесообразности применения КРУЭ на проектируемой подстанции.

В качестве производителя выберем КРУЭ от компании АВВ, так как они спроектированы и изготовлены с учетом оптимального соотношения между конструктивным исполнением, использованными материалами и мероприятиями-

ми по техническому обслуживанию. Благодаря газоплотному исполнению и автоматическому мониторингу, в обычных условиях эксплуатации они практически не нуждаются в техническом обслуживании. Лишь по истечении 25-ти лет компанией АВВ рекомендуется провести первую плановую ревизию.

В комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией встроены следующие оборудование:

- трансформаторы напряжения;
- высокоскоростные заземлители;
- разъединители с заземляющими ножами;
- трансформаторы тока;
- выключатели;

Все оборудование соединяется ошиновкой.

Для распределительных устройств РУ НН, экономически целесообразно применить КРУ, которые представляют собой шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели.

Для проектируемой подстанции будем использовать КРУ марки СЭЩ отечественного производства.

Основными достоинствами данных КРУ являются:

1. Высокая степень заводской готовности
2. Готовность к сложным условиям эксплуатации
3. Удобство обслуживания
4. Безопасность

Стоимость оборудования КРУЭ, несомненно, выше, чем подстанции с воздушной изоляцией, из-за герметичного металлического корпуса, общих затрат за весь срок службы и высокотехнологичной заводской сборки. Установка КРУЭ обойдется дешевле, чем подстанции с воздушной изоляцией. Затраты по размещению для КРУЭ будут намного ниже чем для подстанции с воздушной изоляцией из-за гораздо меньших площадей, необходимых для КРУЭ.

Также различаются требования биологической защиты от воздействия электрических и магнитных полей

В ОРУ напряжением 330 кВ и выше в зонах пребывания обслуживающего персонала (пути передвижения обслуживающего персонала, рабочие места) напряженность электрического поля (ЭП) должна быть в пределах допустимых уровней.

В ОРУ напряжением 330 кВ и выше допустимые уровни напряженности ЭП в зонах пребывания обслуживающего персонала должны обеспечиваться, как правило, конструктивно-компоновочными решениями с использованием стационарных и инвентарных экранирующих устройств. Напряженность ЭП в этих зонах следует определять по результатам измерений в ОРУ с идентичными конструктивно-компоновочными решениями или расчетным путем.

В ОРУ напряжением 330 кВ и выше в целях снижения воздействия ЭП на персонал необходимо лестницы для подъема на траверсы металлических порталов располагать, как правило, внутри их стоек (лестницы, размещенные снаружи, должны быть огорожены экранирующими устройствами, обеспечивающими внутри допустимые уровни напряженности ЭП).

Производственные помещения, рассчитанные на постоянное пребывание персонала, не должны размещаться в непосредственной близости от токоведущих частей ЗРУ и других электроустановок, а также под и над токоведущими частями оборудования, за исключением случаев, когда рассчитываемые уровни магнитных полей не превышают предельно допустимых значений.

Зоны пребывания обслуживающего персонала должны быть расположены на расстояниях, обеспечивающих соблюдение предельно допустимых уровней магнитного поля.

В КРУЭ таких проблем не наблюдается.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РУ 500 кВ

11.1 Выбор оборудования КРУЭ 500 кВ

Для распределительного устройства 500 кВ примем к установке КРУЭ компании АВВ марки ELK–3, параметры КРУЭ приведем ниже в таблице 25.

Таблица 25 – Параметры КРУЭ 500 кВ компании АВВ марки ELK–3

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Номинальное напряжение	кВ	500
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	650
Номинальная частота	Гц	50
Номинальный ток	А	4000
Номинальный ток термической стойкости	кА	63
Номинальный ток динамической стойкости	кА	170
Собственное время отключения выключателя	мс	18
Номинальный ток отключения симметричного тока	кА	63
Номинальный ток отключения апериодической составляющей	кА	63
Расчетная длительность КЗ	с	3
Привод силового выключателя		Пружинный
Тип двигателя		Двигатель постоянного тока
Ожидаемый срок эксплуатации	год	>50
Температура среды	градус Цельсия	–25 +40

На примере КРУЭ 500 кВ покажем полный алгоритм выбора и проверки всего необходимого оборудования.

Выбор и проверку будем осуществлять с соответствие с методикой, изложенной в [4].

В качестве расчетных данных выступают величины, рассчитанные в предыдущих разделах.

Внешний вид ячейки применяемого КРУЭ изображен на рисунке 13.

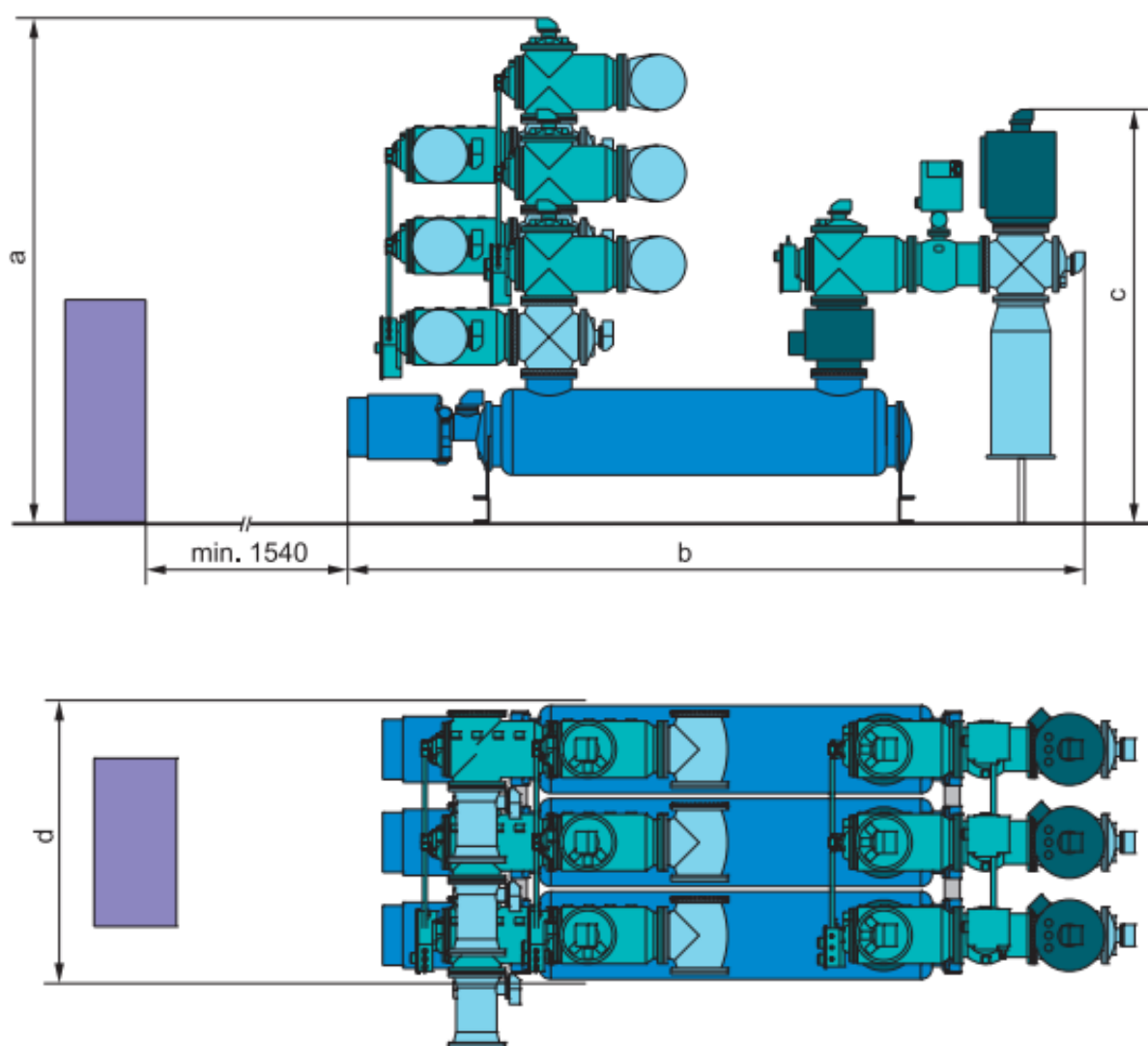


Рисунок 13 – Внешний вид ячейки КРУЭ 500 кВ

Определим значения ударных токов:

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{п0}, \quad (15)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, принимается равным 1,9.

Для точки шины 500кВ:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 11,57 = 31,08 \text{ кА}$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{п.о}, \quad (16)$$

$$i_{ak1} = \sqrt{2} \cdot 11,57 = 16,36 \text{ кА}$$

Проведем проверку для КРУЭ 500 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$4000 \text{ А} \geq 371 \text{ А}$$

3) По предельному сквозному току КЗ – на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{п.о}$$

$$63 \text{ кА} \geq 11,57 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$170 \text{ кА} \geq 31,08 \text{ кА}$$

4) По тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$W_k = I_{п.о}^2 \cdot t_{откл}, \quad (17)$$

где $I_{п.о}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ;

$t_{откл}$ – полное время отключения КЗ.

$$t_{откл} = t_{с.в.о} + t_{вв} + t_{рз}, \quad (18)$$

где $t_{с.в.о}$ – собственное время отключения силового выключателя на КРУЭ 500 кВ, принимается 0,018 с;

$t_{вв}$ – время выдержки времени, в соответствие со ступенями селективности, принимается 3 с;

$t_{рз}$ – время срабатывания цифровой релейной защиты, принимается 0,05

с.

$$t_{откл} = 0,018 + 3 + 0,05 = 3,068 \text{ с}$$

$$B_{к.ном} \geq B_{к}$$

$$B_{к} = 11,57^2 \cdot 3,068 = 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 26.

Таблица 26 – Параметры выбора КРУЭ 500 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 371 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 63^2 \cdot 3 = 12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$
$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,08 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данное КРУЭ полностью соответствует необходимым требованиям и принимается к эксплуатации.

Проведем проверку для выключателя КРУЭ 500 кВ.

Условия выбора:

1) По номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$$

$$500 \text{ кВ} \geq 500 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч}$$

$$4000 \text{ А} \geq 371 \text{ А}$$

3) По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{ном.отк} \geq I_{нт}$$

$$63 \text{ кА} \geq 11,57 \text{ кА}$$

б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\alpha.ном} \geq i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.отк}, \quad (19)$$

$$\text{где } \beta_{ном} = \frac{i_{\alpha.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк}} \quad (20)$$

$$\beta_{ном} = \frac{16,36}{\sqrt{2} \cdot 63} = 0,18$$

$$i_{\alpha.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,18 \cdot 63 = 16,04 \text{ кА};$$

$$i_{\alpha.\tau} = \sqrt{2} \cdot 11,57 \cdot 0,18 = 2,94 \text{ кА}$$

$$16,04 \text{ кА} \geq 2,94 \text{ кА}$$

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

$$I_{дин} \geq I_{п.о}$$

$$63 \text{ кА} \geq 11,57 \text{ кА}$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$170 \text{ кА} \geq 31,08 \text{ кА}$$

5) По тепловому импульсу – на термическую стойкость

$$W_k = I_{п.о}^2 \cdot t_{откл},$$

$$t_{откл} = 0,018 + 3 + 0,05 = 3,068 \text{ с}$$

$$W_{к.ном} \geq W_k$$

$$B_k = 11,57^2 \cdot 3,068 = 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины выбора и проверки сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Условия выбора и проверки силовых выключателей.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 371 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{ном.откл} = 63 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 11,57 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а.ном} = 16,04 \text{ кА}$	$i_{а.т} = 2,04 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а.ном}$
$i_{вкл} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,08 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 63 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 11,57 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,08 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 63 \text{ кА}$	$I_{п.о}^3 = 11,57 \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} \leq I_{дин}$
$B_{к.ном} = 12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры выключателей в КРУЭ 500 кВ HPL550B2 [28] соответствуют условиям выбора.

Проведем проверку для разъединителей и заземлителей КРУЭ 500 кВ.

Сопоставление каталожных данных с расчетными представлены в таблице 28. Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 28 – Параметры выбора разъединителей и заземлителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 371 \text{ А}$	$I_{раб.макс} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63^2 \cdot 3 = 12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 170 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,08 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединители и заземлители SDF550 [28] прошли проверку по всем параметрам и могут быть приняты к установке в КРУЭ.

Проведем проверку для трансформаторов тока КРУЭ 500 кВ.

1) По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$500\text{кВ} \leq 500 \text{ кВ}$$

2) По току:

$$I_{max} \leq I_{1ном}$$

$$371 \text{ А} \leq 1000\text{А}$$

3) По электродинамической стойкости

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

$$170\text{кА} \geq 31,08\text{кА}$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq I^2_{тер} \cdot t_{тер}$$

$$12176\text{кА}^2 \cdot \text{с} \leq 410,7\text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

5) По величине вторичной нагрузки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

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

Вторичная нагрузка Z_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов r_k :

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (21)$$

Сопротивление контактов r_k принимается равным 0,05 Ом при двух–трех приборах и 0,01 Ом при большем количестве приборов.

В таблице 29 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ в КРУЭ 500 кВ [24].

Таблица 29 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 500 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА–3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР–3021	0,5	0,5	0,5
Варметр	СТ–3021	0,5	0,5	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Счетчик РЭ	Меркурий 230	0,1	0,1	0,1
Итого		1,7	1,7	1,7

Номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (22)$$

где $S_{2Н}$ - номинальная мощность ТТ;

$I_2 = 5А$ – вторичный ток ТТ.

$$Z_{2Н} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (23)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,7}{5^2} = 0,068 \text{ Ом}$$

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов, согласно таблице 30 примем равными 100 м.

Таблица 30 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

$U_H, \text{кВ}$	$L, \text{м}$
500	50–100

Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (24)$$

где ρ – удельное сопротивление проводов;

l – длина соединительных проводов, определяется по [7];

q – удельное сопротивление материала провода.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_2 = 0,068 + 0,71 + 0,01 = 0,78 \text{ Ом}$$

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Каталожные и расчетные данные трансформатора тока

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_H$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 371 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_H$
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,2S)	$Z_2 = 0,78 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{\text{дин}} = 170 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 31,08 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{мер}}^2 \cdot t_{\text{мер}} = 63^2 \cdot 3 = 12176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 410,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_K$

Из расчетных данных видно, что трансформатор тока ИМВ 500 [28] удовлетворяет всем условиям.

Проведем проверку для трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания вольтметровых обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (25)$$

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

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

Условия выбора:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$500\text{кВ} \leq 500 \text{ кВ}$$

2) По конструкции и схеме соединения обмоток:

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

3) По классу точности: 0,2;

4) По вторичной нагрузке:

Таблица 32 – мощность приборов, подключенных к ТН.

Прибор	Тип прибора	Мощность, ВА	Число приборов	Суммарная мощность, ВА
Вольтметр	ЩП120П	6	2	12
Ваттметр	СР–3021	5	2	10
Варметр	СТ–3021	5	2	10
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230	7,5	2	15
Частотометр	СР–3021	5	1	5
Итого				52

Суммарная мощность приборов:

$$52\text{ВА} \leq 300\text{ВА}$$

Таблица 33 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 300 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} = 52 \text{ ВА}$	$S_{\Sigma} \leq S_{ном}$

В результате данного расчета было установлено, что параметры трансформаторов напряжения КРУЭ 500 кВ VCU-525 [28] соответствуют условиям их выбора.

Выбор кабеля от КРУЭ 500 кВ до трансформатора.

Выберем кабель по длительно допустимому, в соответствии с методикой изложенной в [7]:

$$I_{\text{раб.мах.500}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{раб.мах.500}}$ – рабочий максимальный ток, А;

k_1 – поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно лежащих кабелей (ПУЭ таб.1.3.26);

k_2 – поправочный коэффициент, учитывающий допустимую нагрузку послеаварийного режима (ПУЭ таб.1.3.23);

k_3 – поправочный коэффициент, учитывающий отличие рабочей температуры от той, при которой заданы $I_{\text{доп}}$ в ПУЭ (ПУЭ таб.1.3.13);

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

Принимаем три одножильных кабеля АПвБВ–400 с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 521 \text{ А}$.

Расшифровка кабеля:

А– Алюминиевая токопроводящая жила

Пв– Изоляция из сшитого полиэтилена

Б– Броня из двух стальных лент

В– Оболочка из поливинилхлоридного пластика

$$I_{\text{раб.мах.220}} \leq 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 521 = 453,27 \text{ А}$$

$$371 \text{ А} \leq 453,27 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно, кабели марки АПВП с сечением 400 мм² могут быть приняты к эксплуатации.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения

Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования распределительного устройства подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений. Конструкция ОПН весьма проста – в ее основе лежит столб из нелинейных сопротивлений (варисторов), имеющий лишь две геометрические характеристики – высоту колонки и ее диаметр. Оказывается, что многие характеристики современных ОПН различных производителей связаны друг с другом и определяются его наибольшим рабочим напряжением (зависит от высоты колонки варисторов) и энергоемкостью (зависит от диаметра колонки варисторов). Поэтому обращать внимание необходимо, прежде всего, на две эти величины.

К основным параметрам ограничителя относятся:

1. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
2. Номинальное напряжение, номинальный разрядный ток, класс пропускной способности;
3. Уровни остающихся напряжений при коммутационных и грозовых импульсах;
4. Величина тока срабатывания противозрывного устройства;
5. Длина пути утечки внешней изоляции.

Выбор ОПН для РУ 500 кВ.

Выбираем ОПН первоначально по номинальному напряжению сети из условия:

$$U_{НОМ} \geq U_{РАБ}$$

Принимаем первоначально ОПН–500/303/20/1500 УХЛ1 по номинальному напряжению 500 кВ.

$$500\text{кВ} \geq 500\text{кВ}$$

Проводим проверку по наибольшему рабочему напряжению ОПН:

$$U_{НОМ.МАХ} \geq U_{РАБ.МАХ}$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot U_{РАБ}}{\sqrt{3}} \quad (27)$$

$$U_{РАБ.МАХ} = \frac{1,15 \cdot 500}{\sqrt{3}} = 331,97\text{кВ}$$

$$378 \text{ кВ} \geq 331,97 \text{ кВ}$$

Энергия, пропускаемая ОПН во время грозового импульса в сетях 110–750 кВ определяется как:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z_B} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (28)$$

где U – величина неограниченных перенапряжений;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе (596 кВ);

Z_B – волновое сопротивление линии с учетом импульсной короны, составляет 740 Ом;

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов, равное 1.

Величина неограниченных перенапряжений:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (29)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжения в месте ее возникновения, принимается равным 900 кВ;

k – коэффициент полярности, принимается равным $0,2 \cdot 10^{-3}$;

l – длина защитного подхода, определяется из ПУЭ и принимается 2,5 км.

$$U = \frac{900}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2,5 \cdot 900} = 644 \text{ кВ}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (30)$$

где β – коэффициент затухания волны, принимается 0,91;

c – скорость распространения волны, составляет 300000 км/с.

$$T = \frac{3 \cdot 10^6}{0,91 \cdot 3000000} = 10,99 \text{ мкс}$$

$$\mathcal{E} = \left(\frac{644 - 596}{740} \right) \cdot 596 \cdot 2 \cdot 10,99 \cdot 1 = 849,74 \text{ кДж}$$

Далее определяется удельная энергоемкость ОПН:

$$\mathcal{E}' = \frac{\mathcal{E}}{U_{НОМ}} \quad (31)$$

$$\mathcal{E}' = \frac{849,74}{220} = 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Используется ОПН третьего класса энергоемкости, так как удельная энергия поглощения находится в пределах

$$3,2 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 3,86 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}} \leq 4,5 \frac{\text{кДж}}{\text{кВ}}$$

Таблица 34 – Параметры ОПН–500/303/20/1500 УХЛ1

Тип ОПН	ОПН–500/303/20/1500 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	500
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	303
Номинальный разрядный ток, кА	20
Остающееся напряжение, кВ	596
Длина пути утечки, см	630
Удельная энергоемкость одного импульса тока, кДж/кВ	4,5

12.1 Конструктивное выполнение заземляющих устройств подстанций, принадлежащих сети с заземлённой нейтралью.

На территории ПС напряжением 110 кВ и выше, принадлежащих сети с эффективно заземленной нейтралью, как правило, расположены: РУ различного напряжения, силовые трансформаторы/автотрансформаторы, реакторы, шинно-проводы, отдельно стоящие молниеотводы, опоры под оборудование, несущие конструкции, здания ОПУ, РЩ, связи, а также вспомогательные здания и сооружения (склады, гаражи и др.). Заземляющие устройства всех зданий и сооружений на ПС должны быть объединены в одно общее заземляющее устройство, обеспечивающее выполнение условий электробезопасности и ЭМС по нормированным параметрам.

Допускается применение отдельного ЗУ для объектов (отдельно стоящие молниеотводы, переходной пункт, вспомогательные здания и сооружения), расположенных на территории ПС при соблюдении следующих условий:

- между объектом и ЗУ ПС отсутствуют металлические связи (броня, оболочки, РЕ, N, PEN проводники, металлоконструкции);
- исключается пробой между ЗУ при КЗ и ударах молнии (должно быть подтверждено расчетом);
- к объекту не подходят контрольные кабели и кабели сети 0,4 кВ от ТСН подстанции;
- отдельное ЗУ на объекте должно обеспечивать выполнение условий электробезопасности и ЭМС.

На ПС должны быть заземлены путем присоединения (с помощью заземляющих проводников) к заземлителю или магистрали заземления:

- приводы электрических аппаратов и корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.;
- металлические конструкции распределительных устройств, металлические кабельные конструкции, металлические кабельные муфты, металлические

оболочки и броня контрольных и силовых кабелей, металлические оболочки проводов, металлические рукава и трубы электропроводки, оболочки и опорные конструкции шинопроводов, металлические лотки, короба, а также другие металлические конструкции, на которых устанавливается электрооборудование;

– каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов.

Заземляющие проводники следует подсоединять к оборудованию при помощи сварки. Сварное соединение каждого заземляющего проводника с оборудованием должно выполняться не менее чем двумя сварными швами (с двух сторон проводника) длиной не менее 50 мм или болтовым соединением. Допускается применение болтового соединения с элементами, обеспечивающими его прочность и низкое электрическое сопротивление на протяжении всего периода эксплуатации, особенно при возможных вибрациях (трансформаторы) и других механических воздействиях.

При выполнении ЗУ ПС используют искусственные и естественные заземлители. Материал, конструкция и размеры заземлителей, заземляющих и нулевых защитных проводников должны обеспечивать стойкость к механическим, химическим и термическим воздействиям в течение всего периода эксплуатации. Искусственные заземлители могут быть выполнены из черной стали или медными. Сечение заземляющих проводников и горизонтальных заземлителей следует выбирать по условию. Заземлители и заземляющие проводники соединяются между собой при помощи сварки или болтового соединения. При этом каждое сварное соединение должно выполняться не менее чем двумя сварными швами (с двух сторон проводника) длиной не менее 50 мм.

В случае опасности коррозии заземляющих устройств необходимо выполнять одно из следующих мероприятий:

– увеличение сечения заземлителей и заземляющих проводников с учетом расчетного срока их службы;

– применение медных заземлителей и заземляющих проводников.

Долговечность заземляющего устройства рекомендуется обеспечивать:

- выбором круглого сечения заземлителей и заземляющих проводников;
- применением вертикальных заземлителей, которые являются протекторами по отношению к горизонтальным заземлителям сетки;

- защитным покрытием (в два слоя) мест входа в грунт и мест сварных соединений горизонтальных заземлителей с вертикальными и с заземляющими проводниками (для защитного покрытия следует применять защитные материалы, например, «ЦИНОЛ» или «ЦИНОТАН»): у мест входа в грунт – на 20 см выше и ниже поверхности грунта; в местах сварных соединений – полностью сварной шов и на 5–10 см в обе стороны от сварного шва. В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

- металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, в том числе, железобетонные фундаменты зданий и сооружений, имеющие защитные гидроизоляционные покрытия в неагрессивных, слабоагрессивных и среднеагрессивных средах;

- металлические трубы водопровода, проложенные в земле;

- обсадные трубы буровых скважин;

- подъездные рельсовые пути при устройстве перемычек между рельсами в случае отсутствия автоблокировки на них и наличии изолированного стыка в начале подъездного пути (изоляция от станционных рельсовых цепей);

- пути перекачки трансформаторов;

- металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле;

- заземлители опор ВЛ, соединенные с заземляющим устройством ПС при помощи грозозащитного троса ВЛ, если трос не изолирован от опор ВЛ;

- другие находящиеся в земле металлические конструкции и сооружения.

Не рекомендуется использовать в качестве естественных заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих или взрывоопасных газов и смесей и трубопроводов канализации и центрального отопления. Указанные ограничения не исключают необходимости присоединения таких трубопроводов к за-

земляющему устройству с целью уравнивания потенциалов в соответствии с ПУЭ.

Возможность использования естественных заземлителей по условию плотности протекающих по ним токов, необходимость сварки арматурных стержней железобетонных фундаментов и конструкций и необходимость приварки анкерных болтов стальных колонн к арматурным стержням железобетонных фундаментов, а также возможность использования фундаментов как естественных заземлителей в сильноагрессивных средах должны быть определены расчетом. У сборных железобетонных фундаментов при использовании их в качестве естественных заземлителей должна быть обеспечена электрическая связь (сварка) между арматурой и наружными закладными частями, присоединяемыми к ЗУ. Монолитные железобетонные фундаменты должны снабжаться специальными закладными частями, приваренными к арматуре.

Использование естественных заземлителей в качестве элементов ЗУ не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны. При включении в систему уравнивания потенциалов трубопроводов с горючими и взрывоопасными жидкостями, газами и смесями должны быть обеспечены меры, исключающие искрение в местах присоединения проводников уравнивания потенциалов (сварка) и во фланцах трубопроводов (шунтирующие перемычки).

Для выравнивания потенциалов вокруг зданий и сооружений необходимо соблюдение одного из следующих условий:

- 1) прокладка в земле на глубине 1 м и на расстоянии 1 м от фундамента здания или от периметра территории, занимаемой оборудованием, контурного заземлителя, соединенного с системой уравнивания потенциалов этого здания или этой территории, а у входов и у въездов в здание – укладка проводников на расстоянии 1 и 2 м от контурного заземлителя на глубине 1 и 1,5 м соответственно и соединение этих проводников с контурным заземлителем;

- 2) использование железобетонных фундаментов в качестве заземлителей, если при этом обеспечивается допустимый уровень выравнивания потенциалов.

Для обеспечения надёжной работы охранной сигнализации и других устройств (например, видеонаблюдения), установленных по периметру ограждения ПС, и обеспечения безопасности людей и животных контур заземляющего устройства ПС должен выходить за пределы ограждения ПС и располагаться в 1 м от него, на глубине 1 м. При расчётных размерах ЗУ, превышающих размеры указанного контура, этот контур, проложенный вокруг ограждения, сохраняется. Допускается не выполнять внешний контур за пределами ограждения у ПС напряжением 110 кВ и ниже при отсутствии электроприёмников на ограждении (включая электрозамки и охранную сигнализацию), пропускных пунктов и других электрифицированных сооружений, встроенных или соприкасающихся с ограждением ПС. В этом случае ограждение ПС не должно подсоединяться к внутреннему ЗУ ПС, и располагаться от него на расстоянии не менее 2 м.

12.2 Конструктивное выполнение заземляющих устройств площадки трансформатора и реактора

Искусственный заземлитель подстанций 110–750 кВ состоит из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединённых между собой в заземляющую сетку, вертикальных заземлителей и заземляющих проводников. При выполнении проекта ЗУ рекомендуется выделить две основные части искусственного заземлителя: базовую конструкцию, размещённую в зоне расположения оборудования РУ, и внешнюю часть, которая расположена за пределами базовой конструкции. При наличии на ПС нескольких РУ различных напряжений для каждого РУ рекомендуется выполнять базовую конструкцию ЗУ. Базовые конструкции РУ различного напряжения должны быть соединены не менее, чем двумя связями и объединены общим внешним контуром, охватывающим все ОРУ.

Для выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой ПС с открытым распределительным устройством, прокладывают продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединяют их между собой в заземляющую

сетку. Горизонтальные заземлители следует также прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур. При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения ПС горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории ПС, следует прокладывать на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства в этом случае рекомендуется выполнять в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами.

Базовая конструкция должна обеспечивать: удобство присоединения оборудования, выравнивание потенциалов в местах ввода тока КЗ, снижение импульсного сопротивления в местах заземления молниеотводов, разрядников и ОПН, ТТ, ТН и другого силового оборудования, к которому прокладывают контрольные кабели. К базовой конструкции должны быть присоединены все естественные заземлители, включая железобетонные фундаменты зданий и оборудования. Заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, следует прокладывать в земле на глубине не менее 0,3 м.

Продольные заземлители базовой конструкции рекомендуется прокладывать вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,3 – 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8 – 1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между основаниями или фундаментами двух рядов не превышает 3,0 м. Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине, соответствующей прокладке продольных заземлителей базовой конструкции. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающемся от периферии к центру заземляющей сетки. В скальных грунтах глубина прокладки горизонтальных заземлителей может быть уменьшена до 0,15 м. В грунтах с повышенной коррозионной опасностью глубина укладки горизонтальных заземлителей выбирается по условиям коррозии.

Расстояния между продольными и расстояния между поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не должны превышать 30 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать $6 \times 6 \text{ м}^2$. Следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители в четырех направлениях вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей, шунтирующих реакторов. При этом непосредственно у мест присоединения оборудования заземляющими проводниками к ЗУ растекание тока должно осуществляться не менее чем в двух направлениях. Обязательным элементом базовой конструкции в районе расположения силовых трансформаторов и реакторов должны быть рельсовые пути перекачки трансформаторов (при их наличии). Все стыки рельсов должны быть шунтированы стальными проводниками диаметром не менее 6 мм, привариваемыми к рельсам. С рельсами следует также соединить при помощи горизонтальных заземлителей: места заземления нейтралей трансформаторов и/или нейтральных точек автотрансформаторных групп и базовые конструкции ОРУ, питающихся от этих трансформаторов, (не менее чем 2-ми горизонтальными заземлителями сечением не менее 300 мм^2). Не следует подсоединять непосредственно к рельсам заземляющие проводники от молниеотводов и ограничителей перенапряжений. Для снижения импульсного сопротивления плотность сетки заземлителя должна быть повышена вблизи высоковольтного силового оборудования, особенно около: силовых трансформаторов; емкостных трансформаторов напряжения; молниеотводов; разрядников; ОПН; опор линий электропередачи и других заземленных опорных конструкций; трансформаторов связи для систем передачи данных по ВЛ. Прокладка горизонтальных заземлителей осуществляется так, чтобы обеспечить растекание тока по ЗУ в 3-х – 4-х направлениях. Кроме того, у молниеотводов на расстоянии 3–5 м устанавливается не менее 2-х вертикальных заземлителей длиной не менее 5 м. Также вертикальные заземлители устанавливаются у разрядников и ОПН. К числу вертикальных заземлителей следует относить фунда-

менты с глубиной погружения не менее 2м. Горизонтальные заземлители у молниеотводов, разрядников и ОПН должны прокладываться относительно друг друга таким образом, чтобы расстояние между вертикальными заземлителями было больше их длины. При напряжении на ЗУ выше допустимого значения должны быть приняты мероприятия по снижению сопротивления ЗУ: дополнение базовой конструкции вертикальными заземлителями; расширение внешней части искусственного заземлителя с установкой или без установки вертикальных заземлителей; устройство скважных и выносных заземлителей. Вертикальные заземлители должны быть установлены равномерно по периметру заземляющего устройства. Если оборудование установлено на лежневых фундаментах, дополнительно вертикальные заземлители могут располагаться внутри базовой конструкции. В этом случае их рекомендуется устанавливать на рабочих местах. Длина и число вертикальных заземлителей должны быть определены расчетом. Следует учитывать, что существенное снижение сопротивления ЗУ при установке вертикальных заземлителей может быть получено при заглублении их в слои грунта с низким удельным сопротивлением. Расширение искусственного заземлителя за пределы базовой конструкции осуществляется путем прокладки контурного горизонтального заземлителя в пределах ограды ПС или на свободной от застройки и разрешенной к использованию территории вне ПС. За пределами ограды ПС горизонтальные заземлители должны прокладываться на глубине не менее 1м. Контурный заземлитель должен быть присоединён к базовой конструкции не менее, чем 4-мя горизонтальными заземлителями, не менее, чем по 1-му с каждой стороны контура. Скважинный заземлитель сооружается на территории ПС или в непосредственной близости от нее. Его длина должна быть достаточной для достижения слоев земли с низким удельным сопротивлением. Выносной заземлитель сооружается в местах с низким удельным сопротивлением грунтов в недоступных для частого, пребывания людей и животных. Чаще всего в качестве таких мест используются заболоченные места, заброшенные участки лугов, поймы рек, водоемы, пруды, впадины с рыхлыми отложениями. Выносной заземлитель представляет собой горизон-

тальный контур с вертикальными заземлителями или без них, который выполняется в виде многоугольника с тупыми или скругленными углами и прокладывается на глубине не менее 1 м. Соединение выносного заземлителя с базовой конструкцией ПС осуществляется с помощью горизонтальных заземлителей, а также воздушными или кабельными линиями. Удаленность выносного заземлителя от искусственного заземлителя при их соединении горизонтальными заземлителями не должна превышать 0,5 км, а при соединении воздушными или кабельными линиями – 2 км. Число горизонтальных заземлителей, соединяющих базовую конструкцию с выносным заземлителем, должно быть не менее двух. Прокладка их осуществляется на глубине не менее 1 м. Число и сечение проводов, жил кабеля или горизонтальных заземлителей выбирается, исходя из требования, чтобы продольное сопротивление линии было меньше сопротивления выносного заземлителя. При устройстве выносного заземлителя должны быть предусмотрены меры по защите людей и животных от поражения электрическим током в результате прикосновения к его токопроводящим не изолированным частям. Для этого необходимо, чтобы линия была изолирована от земли на напряжение не менее напряжения на ЗУ, и исключена возможность прикосновения к проводнику, соединяющему линию с выносным заземлителем. Кабельная линия должна подключаться к локальному заземлителю под землей, а место соединения конца кабеля с заземлителем в целях защиты от коррозии должно иметь гидроизоляцию. Для снижения напряжений прикосновения до допустимых значений на территории ПС рекомендуются следующие мероприятия: уменьшение шага ячеек сетки заземлителей, местное выравнивание потенциала и использование высокоомных (гравий, щебень) или изоляционных (асфальт) покрытий. Местное выравнивание потенциала должно быть выполнено у оборудования на рабочих местах. Для местного выравнивания потенциала рекомендуется выполнить квадратную решетку размером не менее 1 м с ячейками не более 0,5 м из стали круглого сечения диаметром не менее 6 мм. Решетка должна быть присоединена к оборудованию в одном или двух местах. Выравнивание потенциалов для обеспечения допустимого напряжения прикосно-

вения рекомендуется сочетать и допускается заменять покрытиями из асфальта толщиной не менее 5 см, щебня толщиной не менее 10 см или изоляционного бетона. Площадь покрытия должна выступать за устройства выравнивания потенциала не менее чем на 0,2 м.

12.3 Подстанции с элегазовой изоляцией

Конструктивное выполнение ЗУ ПС с элегазовой изоляцией должно осуществляться в соответствии с рекомендациями руководящих указаний. Соединение открытых проводящих частей (корпусов и деталей) оборудования между собой производится по чертежам завода-изготовителя.

В помещениях распределительных устройств с элегазовым оборудованием прокладывают непрерывную стальную (медную) высокочастотную (ВЧ) сетку с шагом не более 2х2 м², залитую бетоном, или металлические пластины, расположенные на одном или нескольких уровнях. В качестве сетки может применяться арматура железобетонной конструкции пола. ВЧ сетка присоединяется к закладным металлоконструкциям, на которых устанавливается оборудование. По периметру помещения с оборудованием КРУЭ прокладывают магистральный заземляющий проводник (шина) уравнивания потенциалов. К шине присоединяют закладные металлоконструкций, оборудование КРУЭ и ВЧ сетку. Заземление оборудования КРУЭ выполняется в соответствии с заводскими чертежами. Для заземления оборудования КРУЭ оборудуют выводы от ВЧ сетки и закладных металлоконструкций, число которых должно быть не менее 2-х для каждого присоединения КРУЭ. Все оборудование КРУЭ соединяют между собой замкнутой шиной уравнивания потенциалов. Корпус элегазового оборудования присоединяют к сети заземления у основания каждой опоры (кронштейна). Данные соединения выполняют при помощи не менее 2-х заземляющих проводников. От магистрального заземляющего проводника к внешнему заземлителю прокладывают заземляющие проводники. Количество заземляющих проводников определяют расчетом, но не менее 4-х.

13 ОПИСАНИЕ ЗОН МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС 500 КВ

Молниезащита представляет собой комплекс мероприятий, направленных на предотвращение прямого удара молнии в объект или на устранение опасных последствий, связанных с прямым ударом; к этому комплексу относятся также средства защиты, предохраняющие объект от вторичных воздействий молнии и заноса высокого потенциала.

Средством защиты от прямых ударов молнии служит молниеотвод - устройство, рассчитанное на непосредственный контакт с каналом молнии и отводящее ее ток в землю.

Молниеотводы разделяются на отдельно стоящие, обеспечивающие растекание тока молнии, минуя объект, и установленные на самом объекте; растекание тока происходит по контролируемым путям так, что обеспечивается низкая вероятность поражения людей (животных), взрыва или пожара.

Установка отдельно стоящих молниеотводов исключает возможность термического воздействия на объект при поражении молниеотвода; для объектов с постоянной взрывоопасностью, отнесенных к I категории, принят этот способ защиты, обеспечивающий минимальное количество опасных воздействий при грозе. Для объектов II и III категорий, характеризующихся меньшим риском взрыва или пожара, в равной мере допустимо использование отдельно стоящих молниеотводов и установленных на защищаемом объекте.

Молниеотвод состоит из следующих элементов: молниеприемника, опоры, токоотвода и заземлителя. Однако на практике они могут образовывать единую конструкцию, например, металлическая мачта или ферма здания представляет собой молниеприемник, опору и токоотвод одновременно.

По типу молниеприемника молниеотводы разделяются на стержневые (вертикальные), тросовые (горизонтальные протяженные) и сетки, состоящие из продольных и поперечных горизонтальных электродов, соединенных в местах пересечений. Стержневые и тросовые молниеотводы могут быть как отдельно стоящие, так и установленные на объекте; молниеприемные сетки непосредственно укладываются на неметаллическую кровлю защищаемых

зданий и сооружений. Однако укладка сеток рациональна лишь на зданиях с горизонтальными крышами, где равновероятно поражение молнией любого их участка. При больших уклонах крыши наиболее вероятны удары молнии вблизи ее конька, и в этих случаях укладка сетки по всей поверхности кровли приведет к неоправданным затратам металла; более экономична установка стержневых или тросовых молниеприемников, в зону защиты которых входит весь объект. По этой причине укладка молниеприемной сетки допускается на неметаллических кровлях с уклоном не более 1:8. Иногда укладка сетки поверх кровли неудобна из-за ее конструктивных элементов (например, волнистой поверхности покрытия). В этих случаях допускается укладывать сетку под утеплителем или гидроизоляцией, при условии, что они выполнены из негорючих или трудногорючих материалов и их пробой при разряде молнии не приведет к загоранию кровли.

При выборе средств защиты от прямых ударов молнии, типов молниеотводов необходимо учитывать экономические соображения, технологические и конструктивные особенности объектов. Во всех возможных случаях близрасположенные высокие сооружения необходимо использовать как отдельно стоящие молниеотводы, а конструктивные элементы зданий и сооружений, например металлическую кровлю, фермы, металлические и железобетонные колонны и фундаменты, - как молниеприемники, токоотводы и заземлители. Защита от термических воздействий прямого удара молний осуществляется путем надлежащего выбора сечений молниеприемников и токоотводов, толщины корпусов наружных установок расплавление и проплавление которых не может произойти при указанных выше параметрах тока молнии, переносимого заряда и температуры в канале.

Защита от механических разрушений различных строительных конструкций при прямых ударах молнии осуществляется: бетона - армированием и обеспечением надежных контактов в местах соединения с арматурой; неметаллических выступающих частей и покрытий зданий -

применением материалов, не содержащих влаги или газогенерирующих веществ.

Защита от перекрытий на защищаемый объект при поражении отдельно стоящих молниеотводов достигается надлежащим выбором, конструкций заземлителей и изоляционных расстояний между молниеотводом и объектом. Защита от перекрытий внутри здания при протекании по нему тока молнии обеспечивается надлежащим выбором количества токоотводов, проложенных к заземлителям кратчайшими путями. Защита от напряжений прикосновения и шага обеспечивается путем прокладки токоотводов в малодоступных для людей местах и равномерного размещения заземлителей по территории объекта.

Защита от вторичных воздействий молнии обеспечивается следующими мероприятиями. От электростатической индукции и заноса высокого потенциала - ограничением перенапряжений, наведенных на оборудовании, металлических конструкциях и вводимых коммуникациях, путем их присоединения к заземлителям определенных конструкций; от электромагнитной индукции - ограничением площади незамкнутых контуров внутри зданий путем наложения перемычек в местах сближения металлических коммуникаций. Для исключения искрения в местах соединений протяженных металлических коммуникаций обеспечиваются низкие переходные сопротивления - не более 0,03 Ом, например, во фланцевых соединениях трубопроводов этому требованию соответствует затяжка шести болтов на каждый фланец.

Защитное действие молниеотвода основано на "свойстве молнии с большей вероятностью поражать более высокие и хорошо заземленные предметы по сравнению с расположенными рядом объектами меньшей высоты. Поэтому на молниеотвод, возвышающийся над защищаемым объектом, возлагается функция перехвата молний, которые в отсутствие молниеотвода поразили бы объект. Количественно защитное действие молниеотвода определяется через вероятность прорыва - отношение числа ударов молнии в

защищенный объект (числа прорывов) к общему числу ударов в молниеотвод и объект.

Существует несколько способов оценки вероятности прорыва, основанных на разных физических представлениях о процессах поражения молнией. В РД 34.21.122-87 использованы результаты расчетов по вероятностной методике, связывающей вероятность поражения молниеотвода и объекта с разбросом траекторий нисходящей молнии без учета вариаций ее токов.

Согласно принятой расчетной модели невозможно создать идеальную защиту от прямых ударов молнии, полностью исключая прорывы на защищаемый объект. Однако на практике осуществимо взаимное расположение объекта и молниеотвода, обеспечивающее низкую вероятность прорыва, например 0,1 и 0,01, что соответствует уменьшению числа поражений объекта примерно в 10 и 100 раз по сравнению с объектом, где отсутствует молниеотвод. Для большинства современных объектов при таких уровнях защиты обеспечивается малое количество прорывов за весь срок их службы.

Выше рассматривалось производственное здание высотой 20 м и размерами в плане 100×100 м, расположенное в местности с продолжительностью гроз 40-60 ч в год; если это здание защищено молниеотводами с вероятностью прорыва 0,1, в него можно ожидать не более одного прорыва за 50 лет. При этом не все прорывы в равной степени опасны для защищаемого объекта, например воспламенения возможны при больших токах или переносимых зарядах, которые встречаются не в каждом разряде молнии. Следовательно, на данный объект можно ожидать одно опасное воздействие за срок, заведомо превышающий 50 лет или для большинства промышленных объектов II и III категорий не более одного опасного воздействия за все время их существования. При вероятности прорыва 0,01 в то же здание можно ожидать не более одного прорыва за 500 лет - период, намного превышающий срок службы любого промышленного объекта. Такой

высокий уровень защиты оправдан только для объектов I категории, представляющих постоянную угрозу взрыва.

Выполняя серию расчетов вероятности прорыва в окрестности молниеотвода, можно построить поверхность, являющуюся геометрическим местом положения вершин защищаемых объектов, для которых вероятность прорыва - постоянное значение. Эта поверхность является внешней границей пространства, называемого зоной защиты молниеотвода; для одиночного стержневого молниеотвода эта граница - боковая поверхность кругового конуса, для одиночного троса - двускатная плоская поверхность.

Обычно зону защиты обозначают по максимальной вероятности прорыва, соответствующей ее внешней границе, хотя в глубине зоны вероятность прорыва существенно уменьшается.

Расчетный метод позволяет построить для стержневых и тросовых молниеотводов зону защиты с произвольным значением вероятности прорыва, т.е. для любого молниеотвода (одиночного или двойного) можно построить произвольное количество зон защиты. Однако для большинства народнохозяйственных зданий достаточный уровень защиты можно обеспечить, пользуясь двумя зонами, с вероятностью прорыва 0,1 и 0,01.

14 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Цель данного пункта является определение инвестиционной привлекательности развития электрической сети района проектирования на основании расчёта экономической эффективности.

14.1 Капиталовложения

В задачи данного раздела входит определение капиталовложений в сооружение ЛЭП и подстанций.

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

- капиталовложения на сооружение подстанций;
- капиталовложения на вооружение ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ}. \quad (32)$$

Учитывая многообразие компоновок, используемых материалов и состава основного оборудования ПС, а также весьма значительный и различный по составу объем работ при расширении и реконструкции ПС, их стоимость может быть определена набором отдельных основных элементов, к которым относятся:

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;

5. затраты на временные здания и сооружения, проектно–изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 5 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;

8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

1,0–1,2 % – содержание службы заказчика–застройщика, строительный контроль;

10,0–11,0 % – проектно–изыскательские работы и авторский надзор.

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (33)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов, зависящая от мощности и класса номинального напряжения;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{ПС*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ПС;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ВЫКЛ}$ – стоимость ячеек выключателей, зависящая от исполнения и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (34)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

$K_{ВЛ*}$ – зональный повышающий коэффициент на базовую стоимость ВЛ;

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 11,6$, при условии, что цены взяты за 2000 год [21].

Расчёт капиталовложений для варианта подключения объектов на напряжение 500 кВ в приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений для варианта сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	640800
Отвод земли под ЛЭП	655200
Трансформаторы	618000
Постоянная часть затрат	103000
Стоимость распределительных устройств	1100000
Отвод земли под ПС	805000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

– вариант №1: $K_{\text{общ}} = 50980000$ тыс.руб;

14.2 Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (35)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

$I_{Э.Р}$ – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

$I_{\Delta W}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (36)$$

где $\alpha_{тэоВЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию

ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,007\%$; $\alpha_{тэоПС} = 0.05\%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (37)$$

где ΔW – потери электроэнергии, КВт·ч;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 КВт·ч электроэнергии, принята 1,6 руб/ КВт·ч.

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (38)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p – норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек варианта приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Издержки

Вариант	$I_{э.р.}$, тыс.руб	$I_{ам.рен.}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	160000	242900	4864	407800

14.3 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (39)$$

где E – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ($E = 0,1$);

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками, получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение вариантов

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	50980000	407800	5506033.713

14.4 Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит оценка экономической эффективности.

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности инвестиционного проекта является оценка выручки от реализации проекта.

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (40)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия за год, МВт·ч;

T – одноставочный тариф для потребителя, тыс.руб/МВт·ч;

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (41)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5500 ч.

$$W_t = 500000 \cdot 5500 = 2750000 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 2750000 \cdot 2 = 5500000 \text{ тыс.руб}.$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{бt} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (42)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$Н_t = 0,2 \cdot (П_{бt}). \quad (43)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($П_{чt}$) численно равна прибыли от реализации ($П_{бt}$) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$П_{чt} = П_{бt} - Н_t; \quad (44)$$

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется следующим образом:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (45)$$

где $d = 9,25\%$ – коэффициент дисконтирования;

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 14.

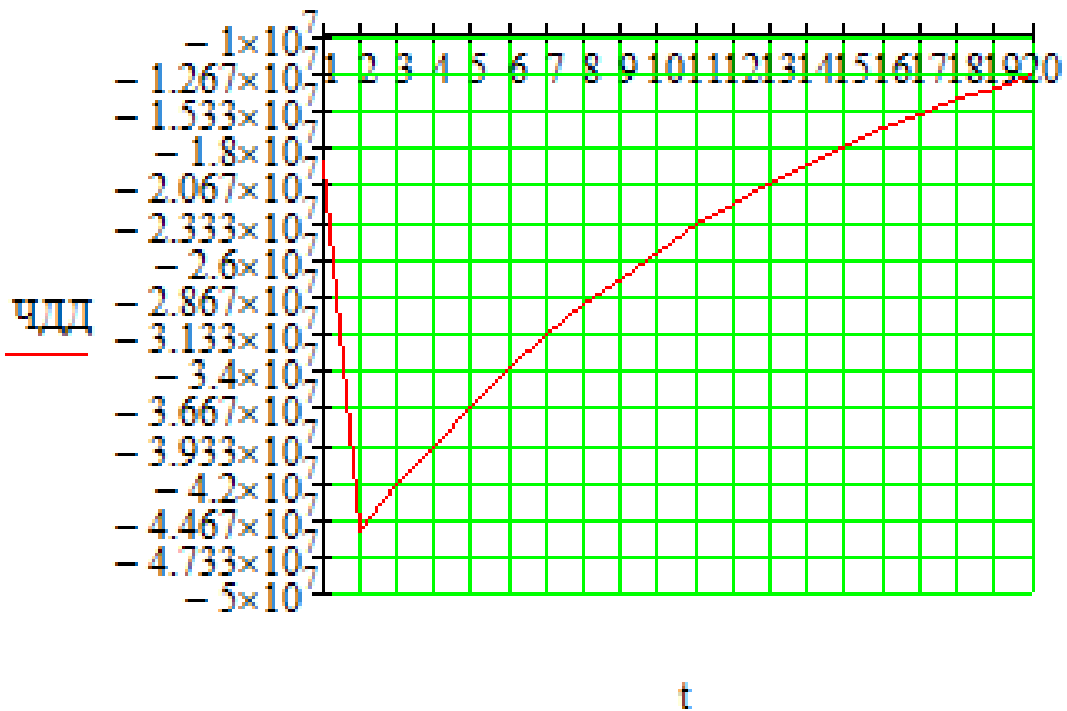


Рисунок 14 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети превышает 20 лет.

Рентабельность инвестиций рассчитывается по каждому году расчётного периода после начала эксплуатации электросетевого объекта или только по некоторым характерным годам. В качестве характерных рассматриваются: год после выхода на режим нормальной эксплуатации, но с выплатой заемных средств и с финансовыми издержками, а также в период после выплаты всей суммы кредита и процентов. В нашем случае считаем, что объект построен без заёмных средств. Рентабельность инвестиций определяется по формуле [1]:

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \quad (46)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

\mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации (3 год) равна 20%.

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования называется продолжительность периода от начального момента до «момента окупаемости с учетом дисконтирования» – наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается положительным. Расчёт оценки экономической эффективности для варианта в приложении Б.

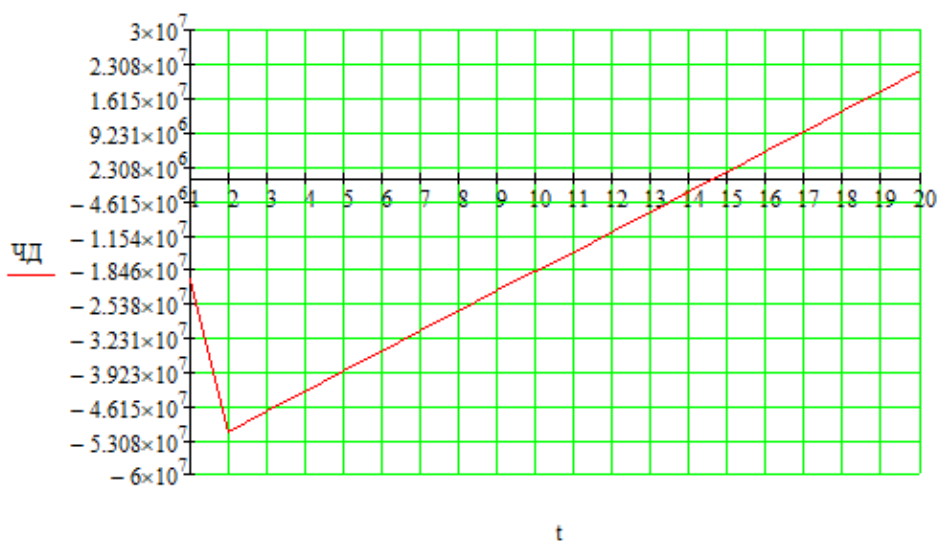


Рисунок 15 – График ЧД

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 509.8 миллиарда руб. составит 14 лет 7 месяцев. Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций $IDД > 1$ ($IDД = 0.75$). Рентабельность проекта составит 7.9% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период – 20 лет).

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Подстанция является высокотехнологичным и энергоёмким объектом, требующим специального подхода к вопросам экологичности и безопасности. Не соблюдение требований, предъявляемых к электроустановкам с точки зрения безопасности может привести к серьёзным технологическим авариям, которые повлекут за собой материальные убытки и простой в работе предприятия, ущерб окружающей среде и гибели людей.

Для обеспечения безопасной эксплуатации электрооборудования и установок, были рассмотрены средства обеспечения защиты персонала от поражения электрическим током. Экологичность эксплуатации обеспечивается установкой маслоприёмников для трансформаторов с масляным охлаждением. Для предотвращения чрезвычайных ситуаций на проектируемом объекте проработаны меры пожарной безопасности.

15.1 Безопасность

При производстве работ должны соблюдаться требования государственных НТД и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии и на отдельные виды работ.
2. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов /ПБ-10-382-00/.
3. Правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов / Приказ от 28 октября 2020 года N 753н.
4. СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования».
5. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности /СО 34.03.284-96/.

Безопасность при работах в распределительных устройствах:

При выполнении работы на выкатке тележки выключателя шкафа комплектного распределительного устройства, необходимо выкатить ее в ремонт-

ное положение, при этом шторки отсека в котором остались токоведущие части под напряжением, должны быть заперты на замок, вывешен соответствующий плакат «стой напряжение», на тележке где предстоит работать, вывешен плакат «работать здесь».

При выполнении работ вне комплектного распределительного устройства, то есть на подключённом к нему оборудовании тележку выключателя необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа, при этом разрешается при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой устанавливать ее в испытательное положение, при отсутствии такой блокировки устанавливать тележку в испытательное положение можно при условии запираания шторок на замок.

Устанавливать в испытательное положение тележки выключателя для опробования допускается только в случае, когда работы вне комплектного распределительного устройства не проводится либо выполнено заземление в шкафу комплектного распределительного устройства.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при работах в трансформаторных подстанциях:

При выполнении работ в комплектных трансформаторных подстанциях без отключения источника питания напряжением выше 1000 В допускается выполнять только осмотр и ремонт, которые возможно выполнить стоя на площадке при условии соблюдения определенных расстояний до токоведущих частей находящихся под напряжением. При условии, если это расстояния до токоведущих частей меньше допустимых значений, то данная работа должна выполняться с соответствующим отключением электрооборудования.

Допуск работников на комплектные трансформаторные подстанции независимо от того присутствует напряжение на них или нет должен выполняться только после их отключения коммутационными аппаратами, при этом если не исключена подача напряжения на рабочее место, то должны быть отключены коммутационные аппараты с противоположной стороны и приняты меры против самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. На трансфор-

маторных подстанциях и других устройствах не имеющих стационарных ограждений приводы разъединителей либо выключателей нагрузки должны быть заперты на замок, стационарные лестницы и площадки обслуживания должны быть заблокированы с разъединителями из также заперты на замок.

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

Осмотр силового оборудования находящегося в работе такого как силовые трансформаторы, шунтирующие реакторы либо иное оборудование должен выполняться с земли с использованием стационарных сооружений с поручнями, при этом расстояние до токоведущих частей должно быть не менее допустимого, по условиям безопасного выполнения этой работы. При необходимости осмотра газового реле трансформатора в случае срабатывания его на сигнал, силовой трансформатор должен быть разгружен и отключен от сети для отбора газа для анализа.

Работы внутри силового трансформатора должны выполнять специальные рабочие подготовленные для данной работы и хорошо знающие пути перемещения во время выполнения данной работы.

Специальная одежда работающего должна быть чистой и удобной, защищать тело от перегрева в жаркое время года, а также от различных механических повреждений и от загрязнения маслом.

Работа внутри трансформатора должна производиться по наряду не менее чем тремя работниками, двое из которых являются страхующими. При этом они должны находиться у смотрового люка, а если его нет, то у специального отверстия для установки ввода.

Освещение внутри трансформатора в обязательном порядке должно быть переносным, напряжением не более 12 В и иметь защитную сетку только заводского исполнения, либо в данном случае можно пользоваться аккумуляторными фонарями, разделительный трансформатор в данном случае должен быть установлен снаружи бака трансформатора.

В случае если при работе в бак подается осушенный воздух с точкой росы не выше 40 градусов, то регламентированное время пребывания работника внутри трансформатора не должно превышать 4 часа в сутки.

Охрана труда при выполнении работ на кабельных линиях.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей и трубопроводов в подземных сооружениях, а также боеприпасов все земляные работы прекращаются для выяснения принадлежности и разрешения соответствующих организаций на продолжение работ.

Запрещается выполнение земельных работ машинами на расстоянии меньше 1 метра, механизмов ударного действия менее 5 метров от трассы электрического кабеля если эти работы связаны с раскопкой кабеля.

Перед разрезанием кабельной муфты обязательно необходимо удостовериться в том, что работа выполняется именно на том кабеле, который должен подлежать ремонту и что он отключен и выполнены в полном объеме все технические мероприятия.

Перед разрезанием кабеля и вскрытием его соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с использованием специального приспособления, которое представляет из себя изолирующую штангу и стальную иглу или режущий наконечник. На кабельной линии, имеющей два источника питания отсутствие напряжения, проверяется проколом дистанционным способом со всех сторон откуда может быть подано напряжение.

Прокол электрического кабеля следует выполнять с использованием диэлектрических перчаток, а также средств защиты от термических рисков в частности электрической дуги, при этом на изолирующем основании поверх траншеи с наибольшего расстояния от ремонтируемого кабеля.

Прокол кабеля выполняется двумя работниками: допускающим и производителем работ, либо производителем работ и ответственным руководителем работ, одних из которых должен пройти специальное обучение и будет прокалывать кабель, а второй будет наблюдающим.

При заземлении прокалывающего приспособления могут быть использованы различные заземлители, погруженные в почву на глубину не менее 0,5 метра при этом присоединять заземляющий поводок следует с использованием специальных хомутов, броня кабеля при этом должна быть зачищена.

15.2 Экологичность

При проектировании энергоустановок должны быть приняты меры для предотвращения загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом. Так же маслоприёмник при пожаре способен локализовать горящее масло, что препятствует распространению пожара по территории нефтеперекачивающей станции.

Маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны выполняться для силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице.

Габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора на 1,5 м, если масса масла в трансформаторе попадает в пределы от 10 до 50 т. При массе масла трансформатора более 20 т маслоприёмник выполняется в обязательном порядке с маслосборником и масло отводом. Объем такого маслоприёмника должен быть рассчитан на вмещение всего масла трансформатора [5].

Маслоприёмник может быть заглублённым и незаглублённым. На маслоприёмник заглублённого типа устанавливают металлическую решётку, поверх которой насыпают слой гравия толщиной не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла, находящегося в маслоприёмнике должен быть ниже уровня решётки на 0,05 м. Верхний уровень щебня должен быть не менее чем на 0,075 м ниже уровня окружающей планировки [5]. Маслоотвод может выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Основное условие, которое должно выполняться: маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в по-

жарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Для расчёта необходимо знать габариты и массу масла трансформатора, применённого на ПС, под который проектируется маслоприёмник. Эта информация приведена в таблице 38.

Таблица 38 – Характеристики трансформатора АТДЦТН– 250000/500/220/35

Длина А, м	Ширина В, м	Высота Н, м	Масса масла М, т
13.5	7.75	10.5	66.5

Габариты маслоприёмника, согласно ПУЭ находится следующим образом [27]:

$$A_{mn} = A_m + 2\Delta \quad (47)$$

$$B_{mn} = B_m + 2\Delta \quad (48)$$

где A_{mn} и B_{mn} – соответственно длина, и ширина маслоприёмника, A_m и B_m – длина, и ширина трансформатора, Δ – величина выступа габаритов маслоприёмника за габариты трансформатора, определённая в ПУЭ.

$$A_{mn} = 13,5 + 2 \cdot 2 = 17,5 \text{ м}$$

$$B_{mn} = 7,75 + 2 \cdot 2 = 11,75 \text{ м}$$

Глубина маслоприёмника складывается из высоты слоя гравия, высоты слоя масла в полном объеме и дополнительных расстояний, оговоренного в ПУЭ. Высоту слоя гравия принимаем равной 0,25 м. Высоту слоя масла можно определяем через объем. Известно, что плотность трансформаторного масла равна 890 кг/м³. Объем масла найдём через его массу M_m [27]:

$$V_m = \frac{M_m}{890} = \frac{66500}{890} = 74.72 \text{ м}^3 \quad (49)$$

Высоту слоя масла можно определить по следующей формуле [5]:

$$h_m = \frac{V_m}{A_{mn} \cdot B_{mn}} = \frac{74.72}{17.5 \cdot 11.75} = 0.36 \text{ м} \quad (50)$$

Глубина маслоприёмника определяется путём суммирования высоты слоя гравия, высоты слоя масла и дополнительных надбавок [27]:

$$H_{mn} = h_{гр} + h_m + h_{дон} = 0,25 + 0,36 + 0,075 = 0,730 \text{ м} \quad (51)$$

Объем маслосборника должен быть рассчитан на вмещение в себя 100% масла трансформатора и 80% воды, используемой при пожаротушении [3]. Исходя из экономической целесообразности принимаем один маслосборник на два трансформатора. Объем воды необходимой для тушения трансформатора вычисляется по формуле [27]:

$$V_g = I_{nm} \cdot t \cdot (A_{mn} \cdot B_{mn} + S_{БПТ}) \quad (52)$$

где I_{nm} – коэффициент интенсивности пожаротушения, равен $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{с}$, t – время тушения, равное 1800 с, $S_{БПТ}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, которая определяется по формуле (53) [27].

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A_m + B_m) \cdot H_m = 2 \cdot (13,5 + 7,75) \cdot 10,5 = 446,25 \text{ м}^2 \quad (53)$$

Объем воды для пожаротушения определяем по формуле:

$$V_g = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (17,5 \cdot 11,75 + 446,25) = 234.675 \text{ м}^3 \quad (54)$$

Объем маслосборника находится как сумма объёмов воды и масла [27]:

$$V_{mn} = V_m + V_g \cdot 0,8 = 74.72 + 234.675 \cdot 0.8 = 262.46 \text{ м}^3 \quad (55)$$

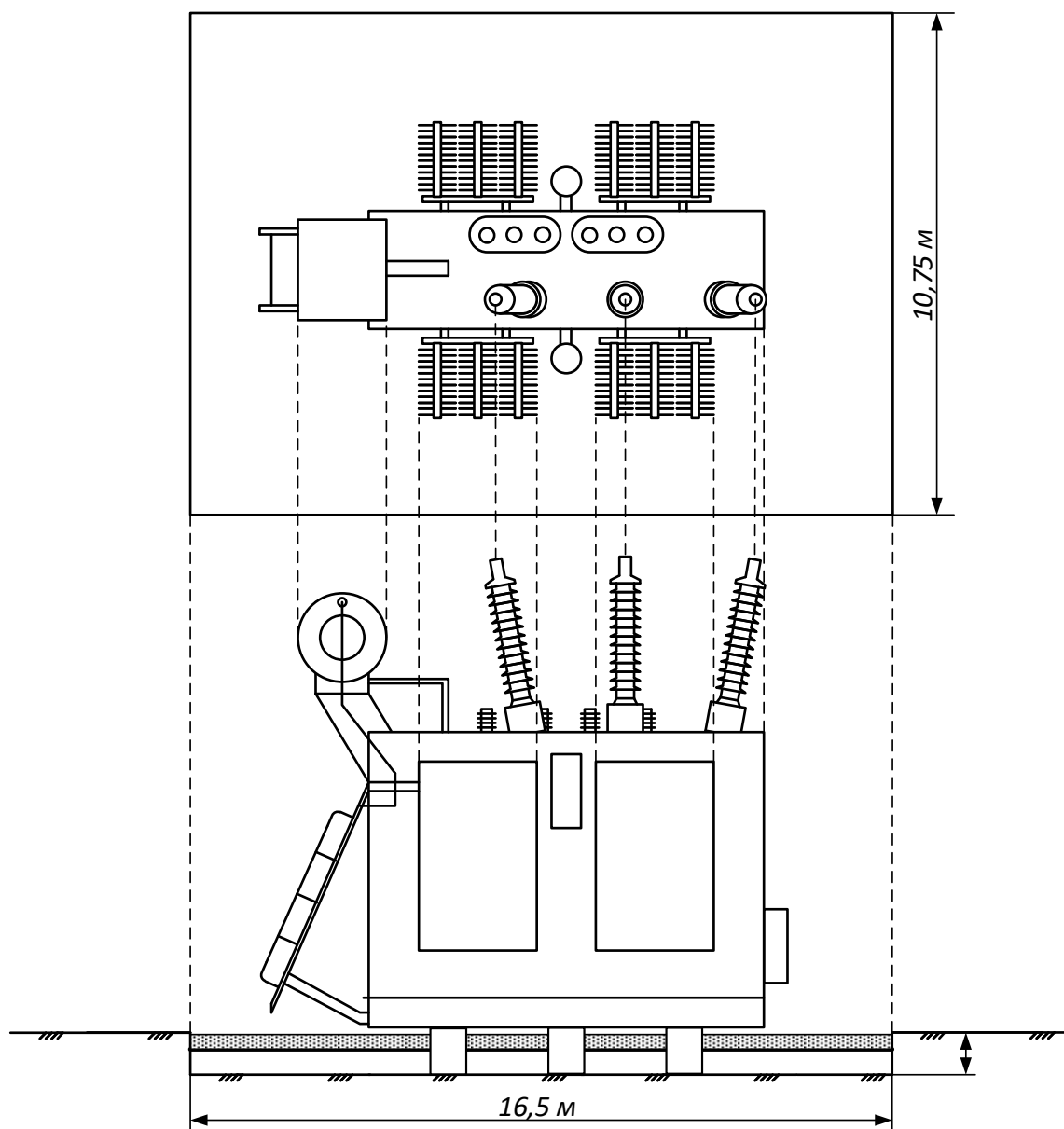


Рисунок 16 – Маслоприёмники силового трансформатора ПС Тынды-2

Маслоотвод может выполняться в виде подземных трубопроводов или открытых кюветов и лотков. Основное условие, которое должно выполняться: маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и сооружений: 50 % масла и полное количество воды должны удаляться не более чем за 0,25 ч.

Также при строительстве и эксплуатации ПС образуются отходы различного класса опасности. Согласно Приказу № 511 от 15 июня 2001 года Мини-

стерства природных ресурсов Российской Федерации все отходы разделяются на 5 категорий, от 1 до 5 понижается степень опасности [25]:

- 1 — чрезвычайно опасные
- 2 — высоко опасные
- 3 — умеренно опасные
- 4 — малоопасные
- 5 — практически неопасные

На любой ПС присутствуют отходы первой категории в виде люминесцентных ламп, утилизация которых должна производиться с соблюдением правил. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов первого класса опасности должен производиться отдельно от других отходов и храниться в специальной, обеспечивающей безопасность, таре. Тара представляет собой оцинкованный цилиндрический контейнер с чехлом. После сбора отходов контейнер маркируется специальной наклейкой, на которой указывается вид, правила сбора отходов и контактные данные предприятия обеспечивающего вывоз отходов и их последующую утилизацию. Хранение ртуть-содержащих отходов в контейнере должно осуществляться в специально отведенном месте с твердым покрытием и ограниченным доступом. Контейнер необходимо накрывать специальным чехлом.

К второй категории на ПС относят аккумуляторные батареи, которые также имеют свои правила утилизации. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, сбор отходов данного класса необходимо производить отдельно от прочих отходов в специально отведенном для этого месте оборудованным поддоном, предотвращающем пролив электролита. Данный поддон можно хранить в ремонтной зоне. В случае, когда контейнер устанавливается на прилегающей территории, площадка для хранения должна иметь навес, защищающий от дождя и твердое покрытие. Аккумуляторы нельзя подвергать механическому воздействию.

К 3 классу относят отработанное масло. В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, первичный сбор отходов из нефтепродук-

тов необходимо производить отдельно от других отходов в специальные емкости. Данные емкости могут находиться в ремонтной зоне и вне ее. При установке емкостей на прилегающей территории, предназначенная для накопления отходов площадка должна иметь твердое покрытие и навес, защищающий емкости от дождя. Так же емкости должны быть оборудованы поддонами, предотвращающими поливание нефтепродуктов на землю.

К 4 классу относятся:

1. Разнородные бумажные и картонные остатки
2. Пыль щебеночная, известковая, абразивная
3. Песок, загрязненный нефтесодержащими продуктами
4. Отработанный загрязненный уголь
5. Отслужившие шины, покрышки и камеры Строительный мусор

Их утилизация производится с соблюдением индивидуальных правил.

Они установлены нормативно — правовыми актами:

1. ФЗ №89 «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года.
2. ФЗ №7 «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 года.

Отходы 5 класса опасности – практически неопасные. Их угроза окружающей среде стремится к 0. Поэтому пятый класс можно считать безвредным.

15.3 Чрезвычайные ситуации

Меры пожарной безопасности, принятые в проекте: системы оповещения о пожаре сигнализации, системы аварийного освещения, системы и средства пожаротушения.

Системы сигнализации и аварийное освещение служат своевременного оповещения персонала о пожаре и обеспечения его эвакуации. Сигнализация должна сопровождаться звуковым и световым сигналами. Аварийное освещение применяется для освещения и обозначения путей эвакуации в помещениях.

Для определения количества первичных средств пожаротушения необходимо знать класс помещений и территорий по взрывопожарной и пожарной безопасности, класс пожаров, которые могут возникнуть, площадь помещения или территории [17].

Территория ПС отнесена к классу В–3 по НПБ 105–95, как трансформаторная подстанция с содержанием горючего масла в единице оборудования более 60 кг. В этом случае территория ПС должна оснащаться первичными средствами защиты, так как её территория превышает 100 м².

Класс пожаров, которые могут возникнуть на территории подстанции – пожары класса Е. Пожар класса Е – пожар, связанный с горением электроустановок.

На территории ПС согласно нормам оснащения территорий, первичными средствами пожаротушения необходимо установить 1 пожарный щит типа ЩП–Е. В комплектацию щита входят:

- 1) Огнетушитель ручной порошковый с соотношением вместимости (л) и массы огнетушащего вещества 10/9
- 2) Крюк с деревянной рукояткой
- 3) Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик
- 4) Асбестовое полотно
- 5) Совковая лопата
- 6) Ящик с песком

Ящики с песком, как правило, должны устанавливаться со щитами открытых площадках, где возможен розлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Исходя из того, что для территорий подстанции на каждые 1000 м² должно приходиться 0,5 м³ песка, в каждом из ящиков на ПС должно быть не менее 0,5 м³ песка. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков.

На ПС так же должны предусматриваться системы тушения трансформаторов. Они представляют собой трубную обвязку непосредственно вокруг трансформатора, систему подводящего, питательного и распределительного трубопровода, пожарный резервуар.

На ПС Тынды-2 установлены два резервуара с водой противопожарного назначения, которые служат источниками воды для системы водного пожаро-

тушения трансформаторов. Системы питательного и распределительного трубопровода являются сухотрубными. В них предусмотрена возможность визуального контроля наличия воды. Время заполнения сухотрубных систем не должно превышать 180 с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе разработан план РУ 500 кВ ПС Тында – 2 с размещением основного электрооборудования. Рассчитан вариант подключения РУ 500 кВ. Проведено технико–экономическое обоснование схемы электрической сети. Распределительное устройство высокого напряжения выполнено по схеме «Шестиугольник».

Произведены расчеты токов короткого замыкания в сетях 500 кВ для выбора и проверки проводников основного электрооборудования. Выбрано оборудование подстанции, даны технические обоснования такого выбора.

Рассмотрены вопросы проектирования ограждения вокруг подстанции Тында – 2 с целью обеспечения требуемого уровня безопасности. Рассчитан маслоприёмник, маслоборник и маслоотвод для трансформатора подстанции, система водного пожаротушения трансформаторов.

При проектировании подключения подстанции к энергосистеме Амурской области сложность составил выбор технически осуществимого и экономически оправданного проекта подключения ПС.

Анализ режимов показал достоинства реализуемого варианта, а в частности поддержание желаемого напряжения на все подстанциях во всех режимах работы, а также увеличение надежности электроснабжения Западного энергорайона Амурской области.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Баков, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ / Ю. В. Баков. — М. : Энергоатомиздат, 2007.— 272 с.
- 2 ГОСТ 32144–2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014–07–01. – М.: Изд–во стандарты, 2014. – 16 с.
- 3 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, Крючков И. П. – Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб. пособие для вузов. – 4–е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 608 с.
- 4 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа : <http://www.rastrwin.ru>. – 20.03.2021
- 5 Правила устройства электроустановок: нормативно–технич. материал. – 7–е изд. – М. : Энергосервис, 2013. – 280с.
- 6 Рыжов, Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения. / Ю.П. Рыжов. – М. : Энергоатомиздат, 2007. — 488 с.
- 7 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2012. – 376 с.
- 8 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2013 – 368 с
- 9 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.
- 10 Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. / А.А. Васильев – М. : Энергия, 2015.
- 11 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций. / Ю.Б. Гук – М. Энергоатомиздат, 2016.

- 12 Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.
- 13 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций. / Л.Д. Рожкова, Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова – М. : Академия, 2014.
- 14 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2019–2024 годов .
- 15 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 98 с.
- 16 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд–во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).
- 17 ППБ 01–03: Определение необходимого количества первичных средств по–жаротушения. / Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий. – М.: 2003. – 54 с.
- 18 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> – 1.05.2021
- 19 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд–во АмГУ, 2013. – 46 с.
- 20 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд–во АмГУ, 2010.– 238с.
- 21 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие/ А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. – 719 с.
- 22 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. – Новосибирск : Наука, 2002. – 344 с.

23 Кочкин, В.И. Применение статических компенсаторов реактивной мощности в электрических сетях энергосистем и предприятий : УЧЛ – К изучению дисциплины / Кочкин В.И., Нечаев О.П. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 248с.

24 Изучение методов расчета установившихся режимов сложных энергосистем: Лабораторный практикум: Учебное пособие / В.А. Строев, Н.Г. Филиппова, Т.И. Шелухина, С.В. Шульженко. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.

25 Классы опасности отходов [Электронный ресурс]. Дата обновления: 18.05.2021. – URL: <http://www.ecowebsevice.ru/klassy-opasnosti-othodov> (дата обращения: 18.05.2021).

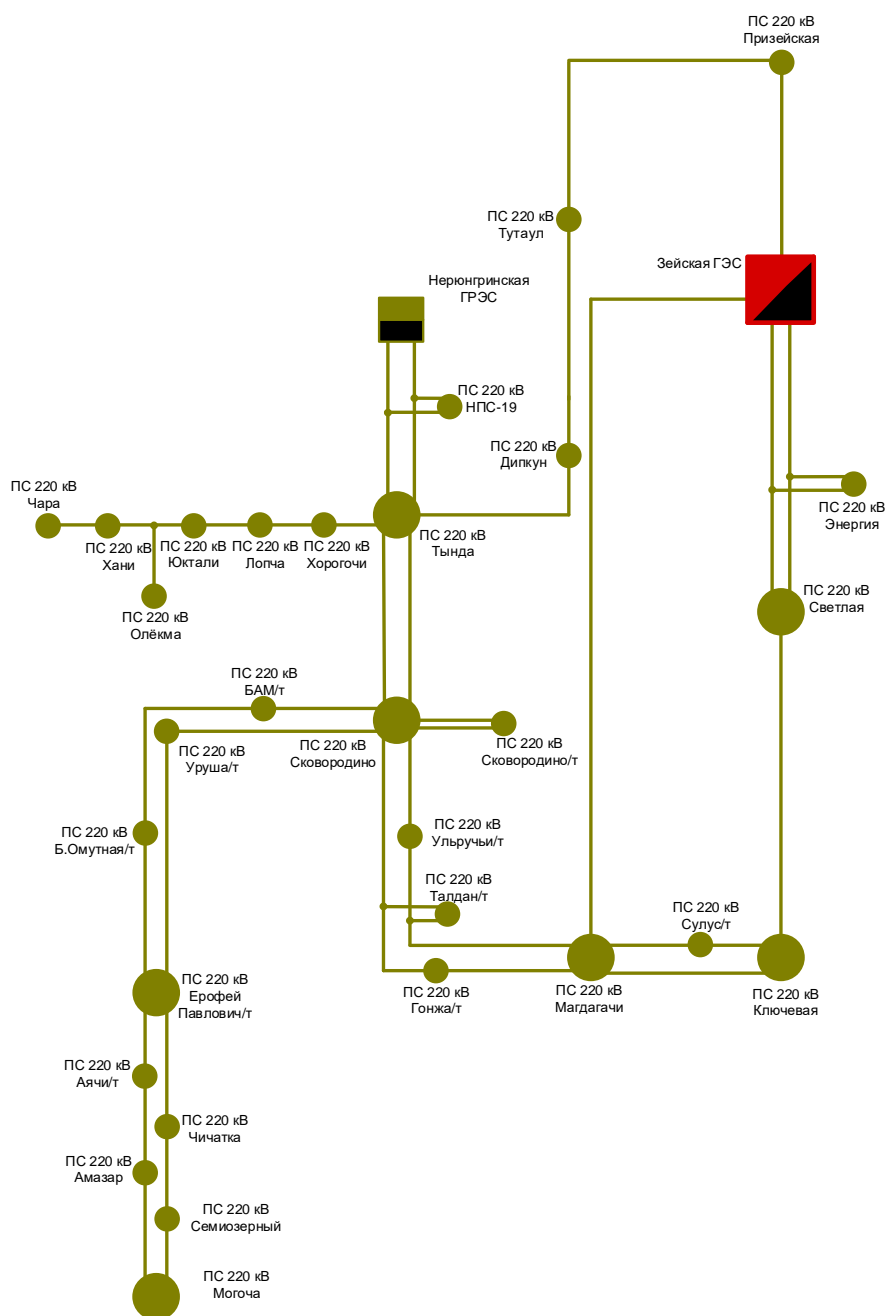
26 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро – М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

27 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с. - Б. ц.

28 Распределительное устройство с элегазовой изоляцией ELK-3 [Электронный ресурс]. Дата обновления: 18.05.2021. – URL: http://www.ep.ru/news/2015_news/elk-3c_420_hmb_1hc0086882agru_previewt.pdf (дата обращения: 18.05.2021).

Приложение А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



Подстанции 220 кВ используемые в проекте:

1. ПС Призейская
2. ПС Тутаул
3. ПС Дипкун
4. ПС Тында
5. ПС Хорогочи

Продолжение приложения А
Граф рассматриваемого эквивалента сети

6. ПС Лопча
7. ПС Юктали
8. ПС Олекма
9. ПС Хани
10. ПС Чара
11. ПС Энергия
12. ПС Светлая
13. ПС Ключевая
14. ПС Сулус/т
15. ПС Магдагачи
16. ПС Гонжа/т
17. ПС Талдан/т
18. ПС Ульручьи/т
19. ПС Сковородино
20. ПС Сковородино/т
21. ПС Бам/т
22. ПС Уруша/т
23. ПС Б.Омутная/т
24. ПС Ерофей–Павлович
25. ПС Аячи/т
26. ПС Чичатка
27. ПС Амазар
28. ПС Семиозерный
29. ПС Могоча

Приложение Б

Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

*Сравнить варианты по дисконтированным затратам. Определить оптимальный.

Укрупнённые стоимостные показатели взяты из СТО
5694700729.240.124-2012.

Расчёт приведённых затрат.

$$Z := E \cdot K + И$$

$$E := 0.1$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K := (K_{вл} + K_{пс}) \cdot K_{инф}$$

Капиталовложения в строительство ВЛ:

$$K_{вл} := C_0 \cdot l$$

$$C_{500} := 3560 \quad \text{тыс.руб/км}$$

$$l_1 := 180$$

Вариант №1.

$$K_{вл1} := C_{500} \cdot l_1 = 640800 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{влзем} := 520 \cdot l_1 \cdot 7 = 655200$$

Затраты, сопутствующие строительству:

3,3% - временные здания и сооружения;

3,18% - содержание службы заказчика, строительный контроль;

8% - проектно-изыскательные работы, затраты на проведение экспертизы проектной документации.

Итоговая стоимость ВЛ:

$$K_{\Sigma вл1} := K_{вл1} + K_{влзем} + K_{вл1} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 1388787.84 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения в строительство ПС:

$$K_{пс} := K_{пост} + K_{ру} + K_{тр} + K_{ку}$$

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат;

$K_{ру}$ - стоимость распределительных устройств;

$K_{тр}$ - стоимость трансформаторов;

Продолжение приложение Б
Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

$$K_{\text{пост}500} := 103000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пу}500} := 1100000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{лтр}167} := 618000 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{зем}} := 115000 \cdot 7 = 8.05 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$K_{\text{пс1}} := K_{\text{пост}500} + K_{\text{пу}500} + K_{\text{лтр}167} + K_{\text{зем}} = 2.626 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Итоговые капиталовложения на сооружение ПС:

$$K_{\Sigma\text{пс1}} := K_{\text{пс1}} + K_{\text{пс1}} \cdot \left(\frac{3.3 + 3.18 + 8}{100} \right) = 3.006 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения на сооружение сети:

$$K_{\text{инф}} := 11.6$$

Вариант №1.

$$K_1 := (K_{\Sigma\text{вл1}} + K_{\Sigma\text{пс1}}) \cdot K_{\text{инф}} = 5.098 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

$$И := И_3 + И_{\text{зм}} + И_{\Delta W}$$

Эксплуатационные издержки:

$$\alpha_{\text{э.вл}} := 0.007 \quad \alpha_{\text{э.пс}} := 0.05$$

Вариант №1.

$$И_{\text{э1}} := \alpha_{\text{э.вл}} \cdot K_{\Sigma\text{вл1}} + \alpha_{\text{э.пс}} \cdot K_{\Sigma\text{пс1}} = 1.6 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Амортизационные издержки:

$$T_{\text{сл.вл}} := 15 \quad \text{лет} \quad T_{\text{сл.пс}} := 20 \quad \text{лет}$$

Вариант №1.

$$И_{\text{ам1}} := \frac{K_{\Sigma\text{вл1}}}{T_{\text{сл.вл}}} + \frac{K_{\Sigma\text{пс1}}}{T_{\text{сл.пс}}} = 2.429 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$И_{\Delta W} := \Delta W \cdot C_0$$

Продолжение приложение Б

Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

Потери электроэнергии:

$$\Delta W := \Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}$$

Потери в ВЛ:

Вариант №1.

$$T := 5500 \quad \text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Sigma W_{\text{вл}} := 2780$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma W_{\text{тр}} := 260$$

Суммарные потери в сети:

Вариант №1.

$$\Sigma W_1 := (\Sigma W_{\text{вл}} + \Sigma W_{\text{тр}}) \cdot 1000 = 3.04 \times 10^6$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 := 1.6 \quad \text{руб/кВт*ч}$$

Вариант №1.

$$I_{\Delta W1} := (\Sigma W_1 \cdot C_0) \cdot 10^{-3} = 4864 \quad \text{тыс.руб}$$

Затраты на издержки:

Вариант №1.

$$I_1 := I_{\text{эл}} + I_{\text{вл}} + I_{\Delta W1} = 4.078 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

Приведённые затраты:

Вариант №1.

$$Z_1 := E \cdot K_1 + I_1 = 5506033.713 \quad \text{тыс.руб}$$

Продолжение приложение Б

Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

*Для выбранного варианта рассчитать ЧДД, индекс доходности, внутреннюю норму доходности.

Для расчёта ЧДД необходимо рассчитать годовую прибыль, годовой налог на прибыль.

Годовая прибыль:

$$O := W_{\text{год}} \cdot T_3 \quad T_3 := 2 \text{ руб/кВт*ч}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} \quad T_{\text{max}} := 5500 \text{ ч}$$

$$S_{\text{ном1}} := 500000 \text{ кВт}$$

$$S_{p1} := S_{\text{ном1}} = 5 \times 10^5 \text{ кВА}$$

$$\cos\phi_1 := 1$$

$$P_{p1} := S_{p1} \cdot \cos\phi_1 = 5 \times 10^5 \text{ кВт}$$

$$P_p := P_{p1} = 5 \times 10^5 \text{ кВт}$$

Переданная электроэнергия за год:

$$W_{\text{год}} := P_p \cdot T_{\text{max}} = 2.75 \times 10^9 \text{ кВт*ч}$$

Годовая прибыль:

$$O := (W_{\text{год}} \cdot T_3) \cdot 10^{-3} = 5.5 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Экономическая эффективность:

$$И := И_1 - И_{\text{ам1}} = 1.649 \times 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$П_{\text{год}} := O - И = 5.335 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Налог на прибыль:

$$Н := П_{\text{год}} \cdot 0.24 = 1.28 \times 10^6 \text{ тыс.руб}$$

Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} := \sum \left[\frac{\Delta_t}{(1 + E_H)^t} \right]$$

Продолжение приложение Б

Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

Капиталовложения в первый год:

$$K_{t1} := 0.4 \cdot K_1 = 2.039 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Капиталовложения во второй год:

$$K_{t2} := 0.6 \cdot K_1 = 3.059 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Первый год:

$$E_n := 0.08$$

$$\Theta_1 := -И - K_{t1} = -2.056 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_1 := \frac{\Theta_1}{(1 + E_n)^1} = -1.904 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{1.} := \text{ЧДД}_1 = -1.904 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Второй год:

$$\Theta_2 := -И - K_{t2} = -3.075 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_2 := \frac{\Theta_2}{(1 + E_n)^2} = -2.637 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{2.} := \text{ЧДД}_{1.} + \text{ЧДД}_2 = -4.54 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

Третий год:

$$\Theta_3 := О - И - Н = 4.055 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_3 := \frac{\Theta_3}{(1 + E_n)^3} = 3.219 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{3.} := \text{ЧДД}_{2.} + \text{ЧДД}_3 = -4.218 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\Theta := \Theta_3 = 4.055 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_4 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^4} = 2.98 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{4.} := \text{ЧДД}_{3.} + \text{ЧДД}_4 = -3.92 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_5 := \frac{\Theta}{(1 + E_n)^5} = 2.76 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{5.} := \text{ЧДД}_{4.} + \text{ЧДД}_5 = -3.644 \times 10^7$$

Продолжение приложение Б
Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

$\text{чдд}_6 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^6} = 2.555 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_6 := \text{чдд}_5 + \text{чдд}_6 = -3.389 \times 10^7$
$\text{чдд}_7 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^7} = 2.366 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_7 := \text{чдд}_6 + \text{чдд}_7 = -3.152 \times 10^7$
$\text{чдд}_8 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^8} = 2.191 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_8 := \text{чдд}_7 + \text{чдд}_8 = -2.933 \times 10^7$
$\text{чдд}_9 := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^9} = 2.028 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_9 := \text{чдд}_8 + \text{чдд}_9 = -2.73 \times 10^7$
$\text{чдд}_{10} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{10}} = 1.878 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{10} := \text{чдд}_9 + \text{чдд}_{10} = -2.543 \times 10^7$
$\text{чдд}_{11} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{11}} = 1.739 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{11} := \text{чдд}_{10} + \text{чдд}_{11} = -2.369 \times 10^7$
$\text{чдд}_{12} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{12}} = 1.61 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{12} := \text{чдд}_{11} + \text{чдд}_{12} = -2.208 \times 10^7$
$\text{чдд}_{13} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{13}} = 1.491 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{13} := \text{чдд}_{12} + \text{чдд}_{13} = -2.059 \times 10^7$
$\text{чдд}_{14} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{14}} = 1.38 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{14} := \text{чдд}_{13} + \text{чдд}_{14} = -1.92 \times 10^7$
$\text{чдд}_{15} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{15}} = 1.278 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{15} := \text{чдд}_{14} + \text{чдд}_{15} = -1.793 \times 10^7$
$\text{чдд}_{16} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{16}} = 1.184 \times 10^6$	тыс.руб
	$\text{чдд}_{16} := \text{чдд}_{15} + \text{чдд}_{16} = -1.674 \times 10^7$

Продолжение приложение Б

Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

$$\text{ЧДД}_{17} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{17}} = 1.096 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{17.} := \text{ЧДД}_{16.} + \text{ЧДД}_{17} = -1.565 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_{18} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{18}} = 1.015 \times 10^6 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{18.} := \text{ЧДД}_{17.} + \text{ЧДД}_{18} = -1.463 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_{19} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{19}} = 9.395 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

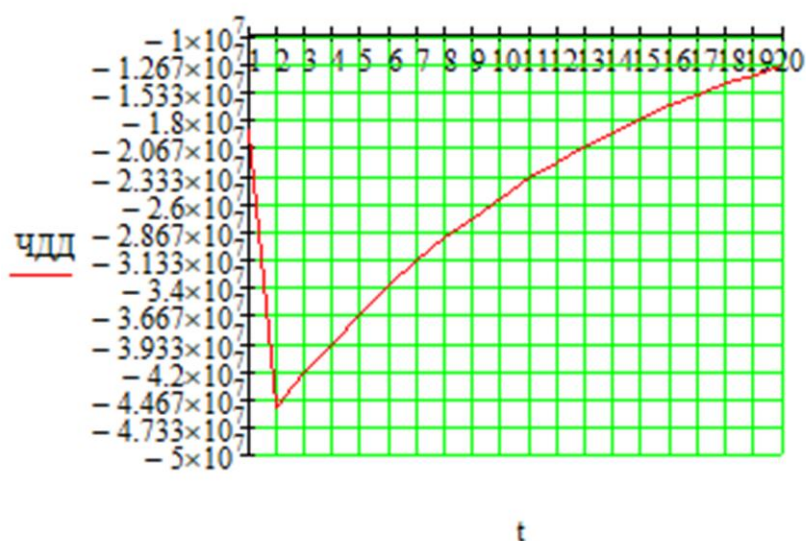
$$\text{ЧДД}_{19.} := \text{ЧДД}_{18.} + \text{ЧДД}_{19} = -1.369 \times 10^7$$

$$\text{ЧДД}_{20} := \frac{\text{Э}}{(1 + E_{\text{н}})^{20}} = 8.699 \times 10^5 \quad \text{тыс.руб}$$

$$\text{ЧДД}_{20.} := \text{ЧДД}_{19.} + \text{ЧДД}_{20} = -1.282 \times 10^7$$

$t :=$	$\begin{pmatrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \\ 10 \\ 11 \\ 12 \\ 13 \\ 14 \\ 15 \\ 16 \\ 17 \\ 18 \\ 19 \\ 20 \end{pmatrix}$	$\text{ЧДД} :=$	$\begin{pmatrix} \text{ЧДД}_1. \\ \text{ЧДД}_2. \\ \text{ЧДД}_3. \\ \text{ЧДД}_4. \\ \text{ЧДД}_5. \\ \text{ЧДД}_6. \\ \text{ЧДД}_7. \\ \text{ЧДД}_8. \\ \text{ЧДД}_9. \\ \text{ЧДД}_{10.} \\ \text{ЧДД}_{11.} \\ \text{ЧДД}_{12.} \\ \text{ЧДД}_{13.} \\ \text{ЧДД}_{14.} \\ \text{ЧДД}_{15.} \\ \text{ЧДД}_{16.} \\ \text{ЧДД}_{17.} \\ \text{ЧДД}_{18.} \\ \text{ЧДД}_{19.} \\ \text{ЧДД}_{20.} \end{pmatrix}$
--------	---	-----------------	---

Продолжение приложение Б
 Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad



Индекс доходности дисконтированных инвестиций:

$$\text{ИДД} := \frac{\text{ЧДД}_{20}}{K_1} + 1 = 0.748$$

ИДД > 1, следовательно, проект экономически эффективен.

*Определить простой и дисконтированный сроки окупаемости.

Простой срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

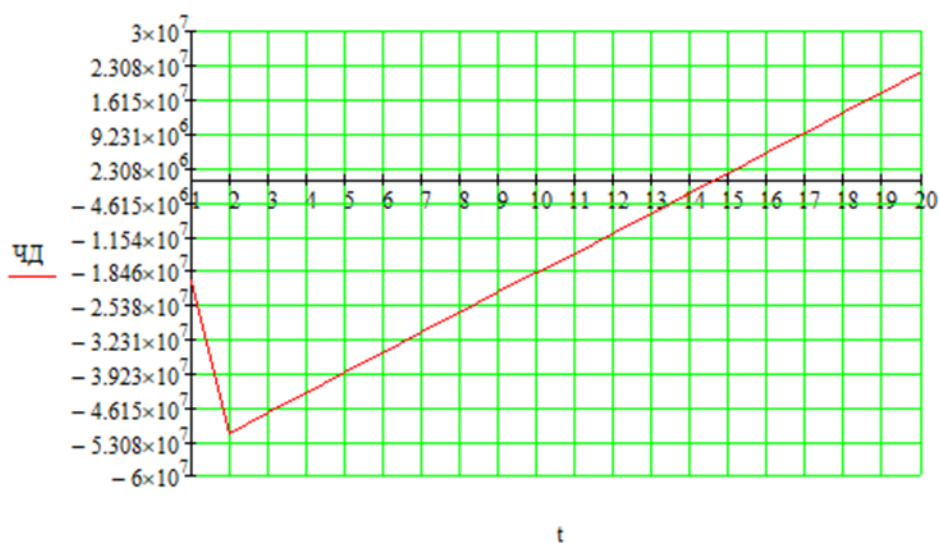
Чистый доход:

$\text{ЧД}_1 = \text{Э}_1 = -2.056 \times 10^7$	тыс.руб	$\text{ЧД}_1 := \text{ЧД}_1 = -2.056 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_2 = \text{Э}_2 = -3.075 \times 10^7$	тыс.руб	$\text{ЧД}_2 := \text{ЧД}_1 + \text{ЧД}_2 = -5.131 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_3 = \text{Э} = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_3 := \text{ЧД}_2 + \text{ЧД}_3 = -4.726 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_4 = \text{Э} = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_4 := \text{ЧД}_3 + \text{ЧД}_4 = -4.32 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_5 = \text{Э} = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб	$\text{ЧД}_5 := \text{ЧД}_4 + \text{ЧД}_5 = -3.915 \times 10^7$	тыс.руб
$\text{ЧД}_6 = \text{Э} = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		

Продолжение приложение Б
Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad

		$ЧД_6 := ЧД_5 + ЧД_6 = -3.509 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_7 := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_7 := ЧД_6 + ЧД_7 = -3.104 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_8 := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_8 := ЧД_7 + ЧД_8 = -2.698 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_9 := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_9 := ЧД_8 + ЧД_9 = -2.293 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{10} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{10} := ЧД_9 + ЧД_{10} = -1.887 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{11} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{11} := ЧД_{10} + ЧД_{11} = -1.482 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{12} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{12} := ЧД_{11} + ЧД_{12} = -1.077 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{13} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{13} := ЧД_{12} + ЧД_{13} = -6.711 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{14} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{14} := ЧД_{13} + ЧД_{14} = -2.656 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{15} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{15} := ЧД_{14} + ЧД_{15} = 1.399 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{16} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{16} := ЧД_{15} + ЧД_{16} = 5.453 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{17} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{17} := ЧД_{16} + ЧД_{17} = 9.508 \times 10^6$	тыс.руб
$ЧД_{18} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{18} := ЧД_{17} + ЧД_{18} = 1.356 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{19} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{19} := ЧД_{18} + ЧД_{19} = 1.762 \times 10^7$	тыс.руб
$ЧД_{20} := Э = 4.055 \times 10^6$	тыс.руб		
		$ЧД_{20} := ЧД_{19} + ЧД_{20} = 2.167 \times 10^7$	тыс.руб

Продолжение приложение Б
 Расчёт инвестиционной привлекательности в программе Mathcad



Простой срок окупаемости составит более 20 лет

Дисконтированный срок окупаемости - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учётом дисконтирования, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остаётся положительным.

Дисконтированный срок окупаемости составит 14 лет и 7 месяцев.

*Расчитать рентабельность предложенного варианта внешнего электроснабжения.

$$R_t := \frac{\Theta_t}{K} \cdot 100$$

$$R_1 := \frac{\Theta_1}{K_1} \cdot 100 = -40.323 \quad \%$$

$$R_2 := \frac{\Theta_2}{K_1} \cdot 100 = -60.323 \quad \%$$

$$R_3 := \frac{\Theta_3}{K_1} \cdot 100 = 7.953 \quad \% \quad K_1 = 5.098 \times 10^7$$

Выводы: Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 509.8 миллиарда руб. составит 14 лет и 7 месяцев. Проект является экономически не эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД=0.75). Рентабельность проекта составит 7.9% в год, начиная с третьего года расчётного периода (расчётный период - 20 лет).

Приложение В

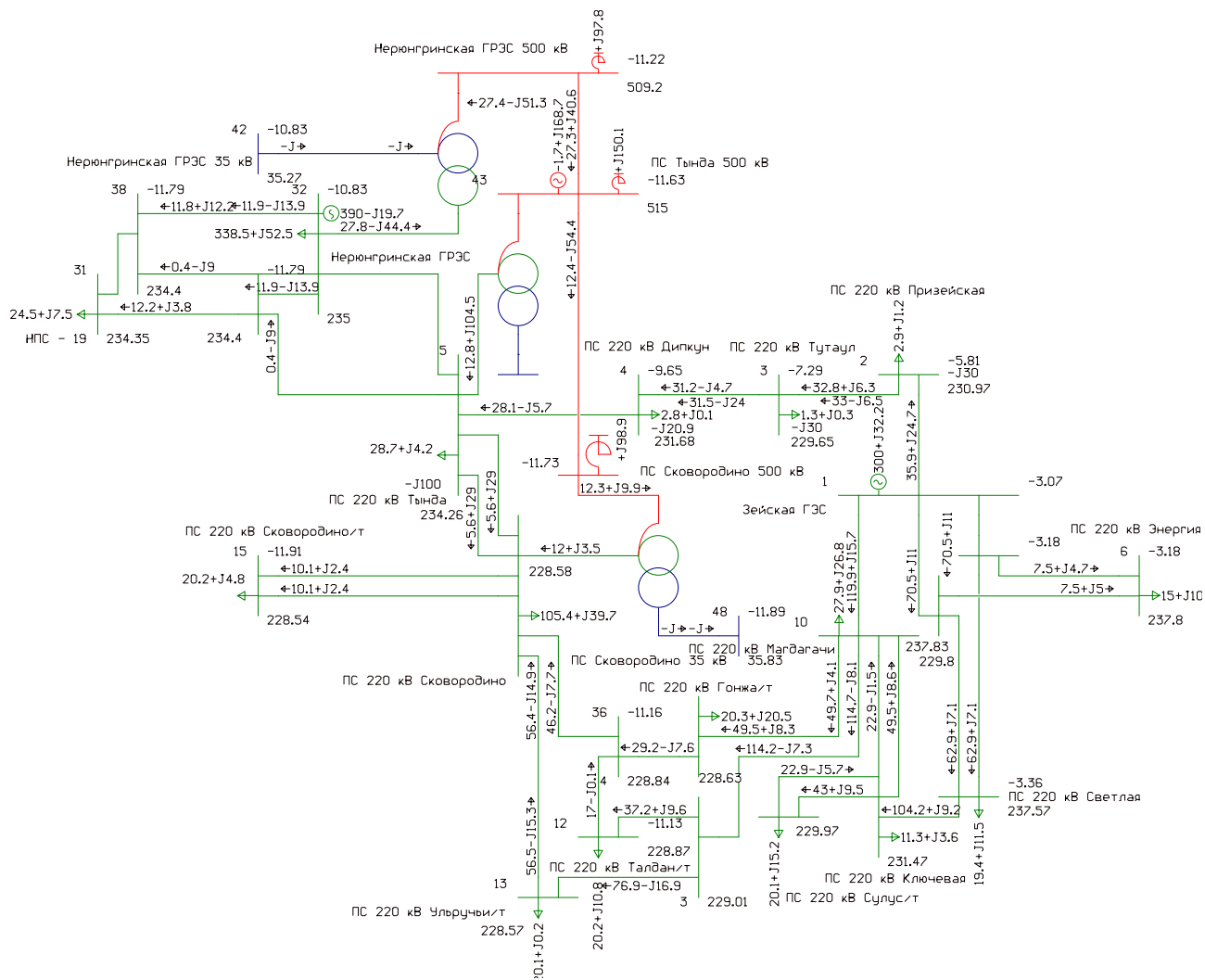
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	Зейская ГЭС	220			300	32,2	238	-200	200		238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30					230,97	4,99
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30					229,65	4,39
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9					231,68	5,31
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100					234,26	6,48
6	ПС 220 кВ Энергия	220	15	10							237,8	8,09
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5							237,57	7,99
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6							231,47	5,21
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2							229,97	4,53
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8							229,8	4,45
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5							228,63	3,92
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8							228,87	4,03
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	20,1	0,2							228,57	3,89
14	ПС 220 кВ Скородино	220	105,4	39,7							228,58	3,9
15	ПС 220 кВ Скородино/т	220	20,2	4,8							228,54	3,88
31	НПС - 19	220	24,5	7,5							234,35	6,52
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-19,7	235	-200	200		235	6,82
33		1	220								237,83	8,11
34		2	220								237,83	8,11
35		3	220								229,01	4,1
36		4	220								228,84	4,02
37		5	220								234,4	6,54
38		6	220								234,4	6,54
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500								377	509,2	1,84
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500									503,84	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35									35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			-1,7	168,7	515			566	515	3
44	ПС Тында Н	500									502,28	0,46
45	ПС Тында 35 кВ	35									35,16	0,46
46	ПС Скородино 500 кВ	500								377	512,27	2,45
47	ПС Скородино Н	500									511,83	2,37
48	ПС Скородино 35 кВ	35									35,83	2,37

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Идоп_расч	I_загр.	
лэп	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-36	0	109	630	17,3
лэп	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-123	-11	304	960	31,7
лэп	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-70	-11	173	1000	17,3
лэп	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-70	-11	173	1000	17,3
лэп	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-8	-5	22	690	3,2
лэп	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-8	-5	22	690	3,2
лэп	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-63	-6	154	1000	15,4
лэп	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-63	-6	154	1000	15,4
лэп	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-106	-3	261	1000	26,1
лэп	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-43	-4	111	630	17,5
лэп	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-50	-2	126	1000	12,6
лэп	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-23	6	59	630	9,4
лэп	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-50	-4	127	630	20,1
лэп	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-115	8	289	690	41,9
лэп	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-29	12	80	630	12,7
лэп	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						37	10	97	630	15,5
лэп	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-17	1	43	630	6,8
лэп	14	36	ПС 220 кВ Скородино - 4	3,45	14	-90						46	-4	118	630	18,8
лэп	13	35	ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	3	8	-52						77	-15	199	630	31,5
лэп	14	13	ПС 220 кВ Скородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	0,38	1,63	-10						56	-15	148	630	23,5
лэп	14	15	ПС 220 кВ Скородино - ПС 220 кВ Скородино/т	0,51	2,27	-14						-10	-2	26	630	4,2
лэп	14	15	ПС 220 кВ Скородино - ПС 220 кВ Скородино/т	0,51	2,27	-14						-10	-2	26	630	4,2
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скородино	14,9	66,59	-410,6						-6	-7	74	630	11,8
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Скородино	14,9	66,59	-410,6						-6	-7	74	630	11,8
лэп	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-33	6	84	630	13,4
лэп	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-32	24	100	630	15,8
лэп	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-28	26	95	630	15,1
лэп	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						0	10	25	600	4,2
лэп	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21						0	10	25	600	4,2
лэп	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	32	600	5,3
лэп	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-12	-3	32	600	5,3
лэп	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						12	12	45	630	7,1
лэп	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						12	12	45	630	7,1
Тр-р	40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - Нерюнгринская ГРЭС Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				27	-51	66		
Тр-р	41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	0,39				0,466	4	1		28	-44	60		
Тр-р	41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0		
Тр-р	43	44	ПС Тында 500 кВ - ПС Тында Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-13	-114	128		
Тр-р	44	5	ПС Тында Н - ПС 220 кВ Тында	0,39				0,466	4	1		-13	-104	121		
Тр-р	44	45	ПС Тында Н - ПС Тында 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0		
Тр-р	46	47	ПС Скородино 500 кВ - ПС Скородино Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-12	-10	18		
Тр-р	47	14	ПС Скородино Н - ПС 220 кВ Скородино	0,39				0,447	7	1		-12	-4	14		
Тр-р	47	48	ПС Скородино Н - ПС Скородино 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0		
лэп	43	46	ПС Тында 500 кВ - ПС Скородино 500 кВ	5,3	48,36	-619,3						-12	54	123	690	17,9
лэп	40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	6,22	56,73	-726,5						-27	149	172	690	24,9

Продолжение приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

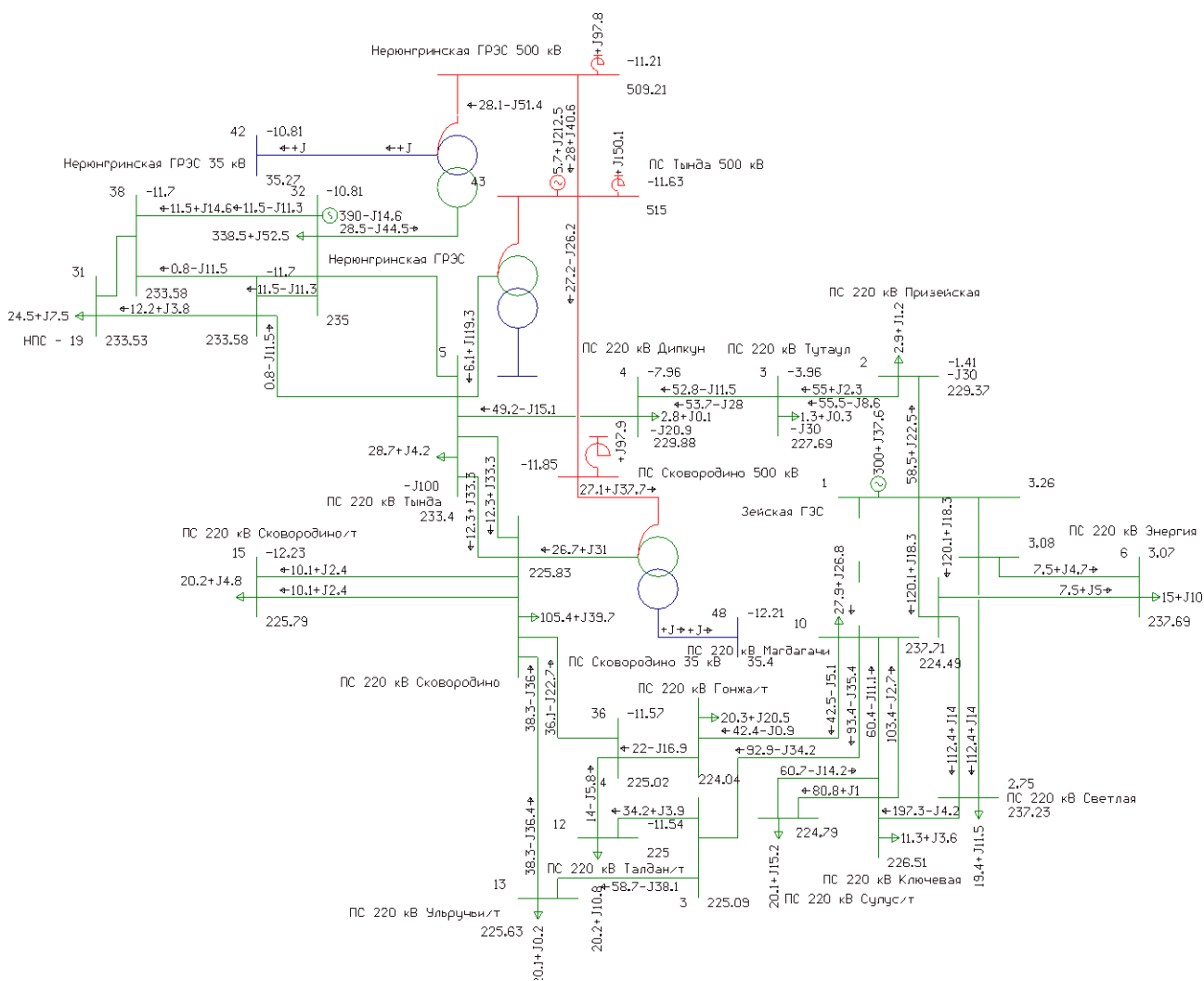


Продолжение приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	Зейская ГЭС	220			300	37,6	238	-200	200		238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30					229,37	4,26
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30					227,69	3,5
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9					229,88	4,49
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100					233,4	6,09
6	ПС 220 кВ Энергия	220	15	10							237,69	8,04
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5							237,23	7,83
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6							226,51	2,96
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2							224,79	2,18
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8							224,49	2,04
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5							224,04	1,84
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8							225	2,27
13	ПС 220 кВ Ульруччи/т	220	20,1	0,2							225,63	2,56
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	105,4	39,7							225,83	2,65
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	20,2	4,8							225,79	2,63
31	НПС - 19	220	24,5	7,5							233,53	6,15
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-14,6	235	-200	200		235	6,82
33		1	220								237,71	8,05
34		2	220								237,71	8,05
35		3	220								225,09	2,32
36		4	220								225,02	2,28
37		5	220								233,58	6,17
38		6	220								233,58	6,17
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500								377	509,21	1,84
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500									503,84	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35									35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			5,7	212,5	515			566	515	3
44	ПС Тында Н	500									500,43	0,09
45	ПС Тында 35 кВ	35									35,03	0,09
46	ПС Сковородино 500 кВ	500								377	509,48	1,9
47	ПС Сковородино Н	500									505,69	1,14
48	ПС Сковородино 35 кВ	35									35,4	1,14

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_доп_расч	I_загр.
ЛЭП	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2					-60	-1	158	630	25
ЛЭП	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5								960	
ЛЭП	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3					-120	-18	295	1000	29,5
ЛЭП	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3					-120	-18	295	1000	29,5
ЛЭП	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-8	-5	22	690	3,2
ЛЭП	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6					-8	-5	22	690	3,2
ЛЭП	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-113	-14	276	1000	27,6
ЛЭП	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1					-113	-14	276	1000	27,6
ЛЭП	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297					-205	-17	503	1000	50,3
ЛЭП	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7					-81	3	208	630	33
ЛЭП	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5					-104	5	267	1000	26,7
ЛЭП	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9					-61	14	160	630	25,4
ЛЭП	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1					-43	5	110	630	17,5
ЛЭП	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5					-93	35	257	690	37,2
ЛЭП	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2					-22	21	79	630	12,6
ЛЭП	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4					34	4	89	630	14,1
ЛЭП	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4					-14	6	39	630	6,3
ЛЭП	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90					36	-19	109	630	17,4
ЛЭП	13	35	ПС 220 кВ Ульруччи/т - 3	3	8	-52					58	-36	180	630	28,5
ЛЭП	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульруччи/т	0,38	1,63	-10					38	-36	135	630	21,5
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14					-10	-2	27	630	4,2
ЛЭП	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14					-10	-2	27	630	4,2
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					-13	-13	91	630	14,4
ЛЭП	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6					-13	-13	91	630	14,4
ЛЭП	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1					-56	9	142	630	22,5
ЛЭП	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6					-54	28	154	630	24,4
ЛЭП	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6					-50	32	150	630	23,8
ЛЭП	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21					-1	13	31	600	5,2
ЛЭП	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21					-1	13	31	600	5,2
ЛЭП	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6					-12	-3	32	600	5,3
ЛЭП	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					11	15	46	630	7,3
ЛЭП	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1					11	15	46	630	7,3
Тр-р	40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - Нерюнгринская ГРЭС Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1			28	-51	66		
Тр-р	41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	0,39				0,466	4	1	28	-44	61		
Тр-р	41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
Тр-р	43	44	ПС Тында 500 кВ - ПС Тында Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-7	-129	145		
Тр-р	44	5	ПС Тында Н - ПС 220 кВ Тында	0,39				0,466	4	1	-6	-119	138		
Тр-р	44	45	ПС Тында Н - ПС Тында 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
Тр-р	46	47	ПС Сковородино 500 кВ - ПС Сковородино Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-27	-38	53		
Тр-р	47	14	ПС Сковородино Н - ПС 220 кВ Сковородино	0,39				0,447	7	1	-27	-31	47		
Тр-р	47	48	ПС Сковородино Н - ПС Сковородино 35 кВ	2,9	113,5			0,07			0	0	0		
ЛЭП	43	46	ПС Тында 500 кВ - ПС Сковородино 500 кВ	5,3	48,36	-619,3					-27	26	157	690	22,7
ЛЭП	40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	6,22	56,73	-726,5					-28	149	172	690	24,9

Продолжение приложение В
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



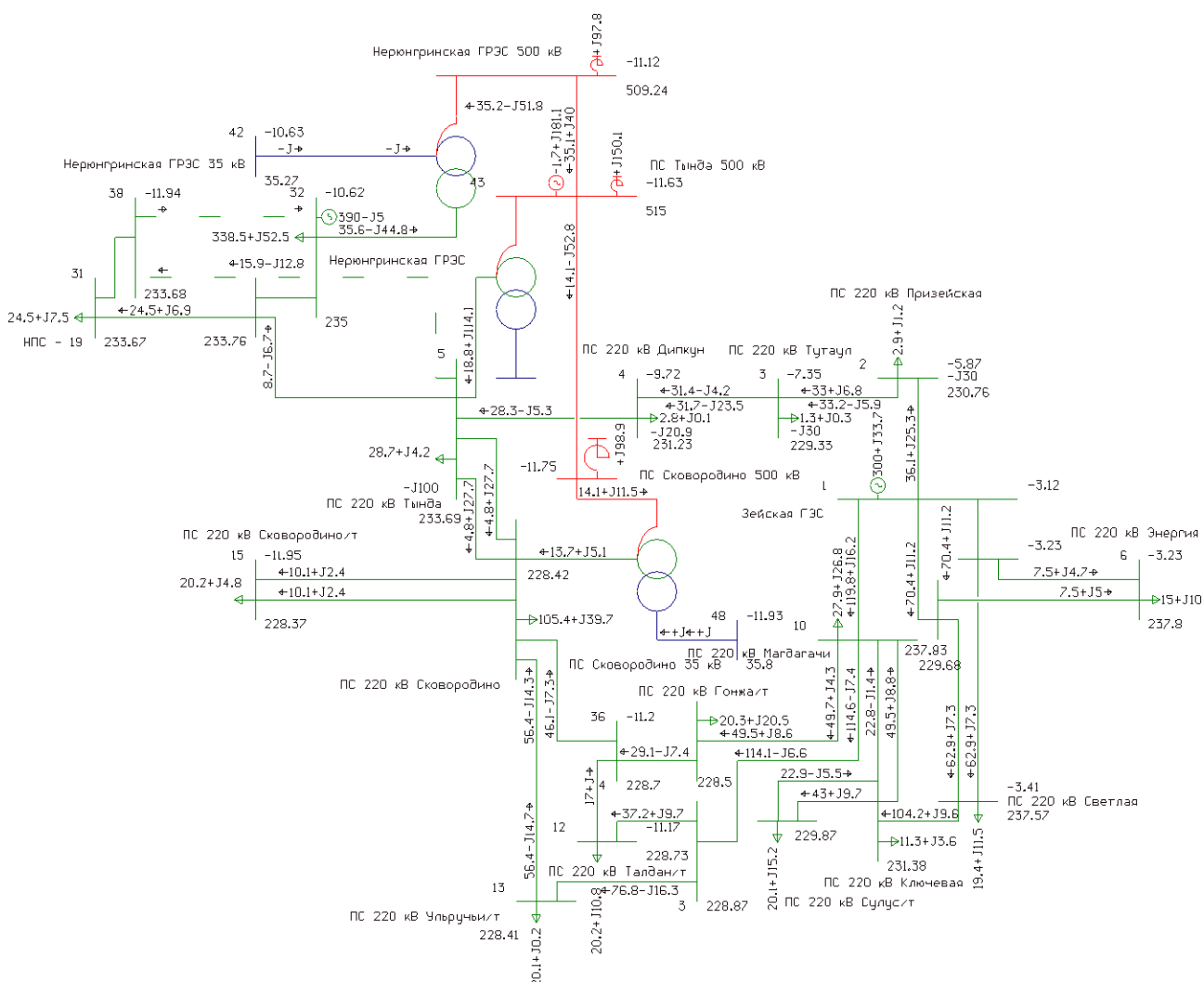
Продолжение приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	Зейская ГЭС	220			300	33,7	238	-200	200		238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30					230,76	4,89
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30					229,33	4,24
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9					231,23	5,1
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100					233,69	6,22
6	ПС 220 кВ Энергия	220	15	10							237,8	8,09
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5							237,57	7,99
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6							231,38	5,17
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2							229,87	4,48
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8							229,68	4,4
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5							228,5	3,86
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8							228,73	3,97
13	ПС 220 кВ Ульруччи/т	220	20,1	0,2							228,41	3,82
14	ПС 220 кВ Сковородино	220	105,4	39,7							228,42	3,83
15	ПС 220 кВ Сковородино/т	220	20,2	4,8							228,37	3,81
31	НПС - 19	220	24,5	7,5							233,67	6,22
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-5	235	-200	200		235	6,82
33		1	220								237,83	8,1
34		2	220								237,83	8,1
35		3	220								228,87	4,03
36		4	220								228,7	3,95
37		5	220								233,76	6,26
38		6	220								233,68	6,22
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500								377	509,24	1,85
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500									503,83	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35									35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			-1,7	181,1	515			566	515	3
44	ПС Тында Н	500									501,06	0,21
45	ПС Тында 35 кВ	35									35,07	0,21
46	ПС Сковородино 500 кВ	500								377	512,1	2,42
47	ПС Сковородино Н	500									511,47	2,29
48	ПС Сковородино 35 кВ	35									35,8	2,29

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	Iдоп_расч	Iзагр.
лэп	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2									17,5
лэп	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-123	-11	304	960
лэп	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-70	-11	173	1000
лэп	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-70	-11	173	1000
лэп	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-8	-5	22	690
лэп	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-8	-5	22	690
лэп	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-63	-6	154	1000
лэп	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-63	-6	154	1000
лэп	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-106	-3	261	1000
лэп	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-43	-4	111	630
лэп	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-50	-2	126	1000
лэп	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-23	6	59	630
лэп	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-50	-4	127	630
лэп	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-115	7	289	690
лэп	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-29	12	80	630
лэп	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						37	10	97	630
лэп	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-17	1	43	630
лэп	14	36	ПС 220 кВ Сковородино - 4	3	14	-90						46	-3	118	630
лэп	13	35	ПС 220 кВ Ульруччи/т - 3	3	8	-52						76	-15	198	630
лэп	14	13	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Ульруччи/т	0,38	1,63	-10						56	-14	147	630
лэп	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-10	-2	26	630
лэп	14	15	ПС 220 кВ Сковородино - ПС 220 кВ Сковородино/т	0,51	2,27	-14						-10	-2	26	630
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						-5	-6	71	630
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сковородино	14,9	66,59	-410,6						-5	-6	71	630
лэп	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-33	6	85	630
лэп	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-32	24	99	630
лэп	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-29	25	95	630
лэп	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21						-9	8	29	600
лэп	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21									600
лэп	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-25	-6	63	600
лэп	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						0	0	1	600
лэп	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						16	13	51	630
лэп	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1									630
Тр-р	40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - Нерюнгринская ГРЭС Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				35	-52	71	
Тр-р	41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	0,39				0,466	4	1		36	-45	66	
Тр-р	41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0	
Тр-р	43	44	ПС Тында 500 кВ - ПС Тында Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-19	-124	140	
Тр-р	44	5	ПС Тында Н - ПС 220 кВ Тында	0,39				0,466	4	1		-19	-114	133	
Тр-р	44	45	ПС Тында Н - ПС Тында 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0	
Тр-р	46	47	ПС Сковородино 500 кВ - ПС Сковородино Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-14	-12	21	
Тр-р	47	14	ПС Сковородино Н - ПС 220 кВ Сковородино	0,39				0,447	7	1		-14	-5	17	
Тр-р	47	48	ПС Сковородино Н - ПС Сковородино 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0	
лэп	43	46	ПС Тында 500 кВ - ПС Сковородино 500 кВ	5,3	48,36	-619,3						-14	53	125	690
лэп	40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	6,22	56,73	-726,5						-35	150	174	690

Продолжение приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима



Продолжение приложение В Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	dV
1	Зейская ГЭС	220			300	34,7	238	-200	200		238	8,18
2	ПС 220 кВ Призейская	220	2,9	1,2		-30					230,64	4,84
3	ПС 220 кВ Тутаул	220	1,3	0,3		-30					229,16	4,17
4	ПС 220 кВ Дипкун	220	2,8	0,1		-20,9					230,98	4,99
5	ПС 220 кВ Тында	220	28,7	4,2		-100					233,36	6,07
6	ПС 220 кВ Энергия	220	15	10							237,8	8,09
7	ПС 220 кВ Светлая	220	19,4	11,5							237,57	7,99
8	ПС 220 кВ Ключевая	220	11,3	3,6							231,31	5,14
9	ПС 220 кВ Сулус/т	220	20,1	15,2							229,79	4,45
10	ПС 220 кВ Магдагачи	220	27,9	26,8							229,6	4,36
11	ПС 220 кВ Гонжа/т	220	20,3	20,5							228,41	3,82
12	ПС 220 кВ Талдан/т	220	20,2	10,8							228,63	3,92
13	ПС 220 кВ Ульручы/т	220	20,1	0,2							228,3	3,77
14	ПС 220 кВ Сквородино	220	105,4	39,7							228,3	3,77
15	ПС 220 кВ Сквородино/т	220	20,2	4,8							228,26	3,75
31	НПС - 19	220	24,5	7,5							235,24	6,93
32	Нерюнгринская ГРЭС	220	338,5	52,5	390	-11,1	235	-200	200		235	6,82
33		1	220								237,83	8,1
34		2	220								237,83	8,1
35		3	220								228,77	3,99
36		4	220								228,6	3,91
37		5	220								235,33	6,97
38		6	220								235,24	6,93
40	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ	500								377	509,2	1,84
41	Нерюнгринская ГРЭС Н	500									503,84	0,77
42	Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	35									35,27	0,77
43	ПС Тында 500 кВ	500			-1,7	187,7	515			566	515	3
44	ПС Тында Н	500									500,36	0,07
45	ПС Тында 35 кВ	35									35,02	0,07
46	ПС Сквородино 500 кВ	500								377	511,99	2,4
47	ПС Сквородино Н	500									511,21	2,24
48	ПС Сквородино 35 кВ	35									35,78	2,24

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_доп_расч	I_загр.	
лэп	1	2	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Призейская	17,65	78,85	-486,2						-36	-1	110	630	17,5
лэп	1	10	Зейская ГЭС - ПС 220 кВ Магдагачи	9,74	53,99	-355,5						-123	-12	304	960	31,7
лэп	1	33	Зейская ГЭС - 1	0,34	1,51	-9,3						-71	-11	173	1000	17,3
лэп	1	34	Зейская ГЭС - 2	0,34	1,51	-9,3						-71	-11	173	1000	17,3
лэп	33	6	1 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-8	-5	22	690	3,2
лэп	34	6	2 - ПС 220 кВ Энергия	0,26	0,89	-5,6						-8	-5	22	690	3,2
лэп	33	7	1 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-63	-7	154	1000	15,4
лэп	34	7	2 - ПС 220 кВ Светлая	0,66	2,94	-18,1						-63	-7	154	1000	15,4
лэп	7	8	ПС 220 кВ Светлая - ПС 220 кВ Ключевая	10,78	48,17	-297						-106	-3	261	1000	26,1
лэп	8	9	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Сулус/т	4,99	19,84	-123,7						-43	-4	111	630	17,6
лэп	8	10	ПС 220 кВ Ключевая - ПС 220 кВ Магдагачи	5,24	23,43	-144,5						-50	-2	127	1000	12,7
лэп	9	10	ПС 220 кВ Сулус/т - ПС 220 кВ Магдагачи	3,81	13,02	-81,9						-23	5	59	630	9,4
лэп	10	11	ПС 220 кВ Магдагачи - ПС 220 кВ Гонжа/т	3,45	15,42	-95,1						-50	-4	127	630	20,2
лэп	10	35	ПС 220 кВ Магдагачи - 3	2,23	9,86	-62,5						-115	7	289	690	41,9
лэп	11	36	ПС 220 кВ Гонжа/т - 4	3,65	15,71	-93,2						-29	12	80	630	12,7
лэп	12	35	ПС 220 кВ Талдан/т - 3	0,4	1,85	-11,4						37	10	97	630	15,5
лэп	12	36	ПС 220 кВ Талдан/т - 4	0,4	1,85	-11,4						-17	0	43	630	6,8
лэп	14	36	ПС 220 кВ Сквородино - 4	3,45	14	-90						46	-3	118	630	18,7
лэп	13	35	ПС 220 кВ Ульручы/т - 3	3	8	-52						77	-14	198	630	31,5
лэп	14	13	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Ульручы/т	0,38	1,63	-10						56	-14	148	630	23,4
лэп	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14						-10	-2	26	630	4,2
лэп	14	15	ПС 220 кВ Сквородино - ПС 220 кВ Сквородино/т	0,51	2,27	-14						-10	-2	26	630	4,2
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6						-5	-5	69	630	11
лэп	5	14	ПС 220 кВ Тында - ПС 220 кВ Сквородино	14,9	66,59	-410,6						-5	-5	69	630	11
лэп	2	3	ПС 220 кВ Призейская - ПС 220 кВ Тутаул	9,29	41,53	-256,1						-33	6	85	630	13,4
лэп	3	4	ПС 220 кВ Тутаул - ПС 220 кВ Дипкун	14,18	63,36	-390,6						-31	23	98	630	15,6
лэп	4	5	ПС 220 кВ Дипкун - ПС 220 кВ Тында	14,18	63,36	-390,6						-28	25	94	630	15
лэп	5	37	ПС 220 кВ Тында - 5	0,95	3,5	-21									600	
лэп	5	38	ПС 220 кВ Тында - 6	0,95	3,5	-21									600	
лэп	37	31	5 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						-25	-6	63	600	10,4
лэп	38	31	6 - НПС - 19	0,38	1,71	-10,6						0	0	1	600	0,2
лэп	37	32	5 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1						25	6	77	630	12,2
лэп	38	32	6 - Нерюнгринская ГРЭС	17,28	77,23	-476,1									630	
тр-р	40	41	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - Нерюнгринская ГРЭС Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				26	-51	65		
тр-р	41	32	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС	0,39				0,466	4	1		27	-44	59		
тр-р	41	42	Нерюнгринская ГРЭС Н - Нерюнгринская ГРЭС 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0		
тр-р	43	44	ПС Тында 500 кВ - ПС Тында Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-12	-130	146		
тр-р	44	5	ПС Тында Н - ПС 220 кВ Тында	0,39				0,466	4	1		-12	-120	139		
тр-р	44	45	ПС Тында Н - ПС Тында 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0		
тр-р	46	47	ПС Сквородино 500 кВ - ПС Сквородино Н	0,58	61,1	24,2	1,5	1				-13	-13	20		
тр-р	47	14	ПС Сквородино Н - ПС 220 кВ Сквородино	0,39				0,447	7	1		-12	-6	16		
тр-р	47	48	ПС Сквородино Н - ПС Сквородино 35 кВ	2,9	113,5			0,07				0	0	0		
лэп	43	46	ПС Тында 500 кВ - ПС Сквородино 500 кВ	5,3	48,36	-619,3						-13	51	127	690	18,4
лэп	40	43	Нерюнгринская ГРЭС 500 кВ - ПС Тында 500 кВ	6,22	56,73	-726,5						-26	149	172	690	24,9

Продолжение приложение В

Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

