

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 22 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Повышение надежности схемы внешнего электроснабжения  
Тобольской промышленной площадки в районе подстанции напряжением 110  
кВ ГПП-3

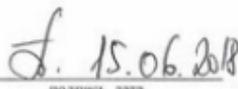
Исполнитель  
студент группы 442-062

 14.06.18 Р.К. Залобовский  
подпись, дата

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

 15.06.18 А.А. Казакул  
подпись, дата

Консультант:  
безопасность и  
экологичность  
доцент, канд. техн. наук

 15.06.2018 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
доцент

 15.06.2018 А.Г. Ротачева  
подпись, дата

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина

«07» 05 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Защабовского Василия  
Васильевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение надежности  
средств вычисления электроснабжения в условиях  
резьбонесущей макушки в районе подстанции  
напряжением 110 кВ ГПП-3

утверждено приказом от 12.03.18 № 573-Уч

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: техническое  
сечение, макушки, состав оборудования

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

выявление перестановки выходящей среды электроснабжения,  
разработка новой схемы, проверка оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программ-  
ных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 2 sheets графической  
части, ПК Работник 3,

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

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Корюкин Алексей  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Александрович, 904-05 КГН

Задание принял к исполнению (дата): 05.05.18

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 165 с., 16 рисунков, 38 таблиц, 5 приложений, 34 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ.

В выпускной квалификационной работе рассчитаны и спрогнозированы электрические нагрузки, предложен вариант изменения схемы электроснабжения ЦРП-1, 2, 3,4 от ПС ГПП-3, выполнен расчет токов короткого замыкания с последующим выбором и проверкой оборудования на ПС ГПП-3, выполнен расчет микропроцессорной релейной защиты и автоматики для воздушной линии.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 Характеристика источника питания	9
1.2 Климатическая и географическая характеристика	10
1.3 Характеристика сетей в районе проектирования	12
1.4 Анализ существующего режима	13
1.5 Расчет токов короткого замыкания	22
1.6 Экономический анализ текущей схемы электроснабжения	24
2 Прогнозирование электрических нагрузок	26
3 Разработка и анализ варианта проектирования	32
3.1 Разработка новой схемы электроснабжения	32
4 Расчет выбранного варианта сети	34
4.1 Компенсация реактивной мощности	34
4.2 Выбор сечений проводников	35
4.3 Проверка степени загрузки трансформаторов	36
4.4 Расчет и анализ режимов проектируемой схемы	38
4.5 Расчет токов короткого замыкания для проектируемой схемы сети	49
5 Проверка электрических аппаратов	51
5.1 Проверка выключателей	51
5.2 Проверка разъединителей	59
5.3 Проверка трансформаторов тока	59
5.4 Проверка трансформаторов напряжения	64
5.5 Выбор и проверка шин	67
5.6 Проверка ОПН	72
5.7 Выбор ячеек КРУ	76
5.8 Трансформаторы собственных нужд	77
6 Заземление и молниезащита	78

6.1 Расчет заземлителя	78
6.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ	79
7 Безопасность и экологичность	82
7.1 Безопасность	82
7.2 Экологичность	80
7.3 Чрезвычайная ситуация	86
8 Выбор устройств релейной защиты	91
8.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	92
8.2 Токовая защита нулевой последовательности	96
8.3 Ступенчатая токовая защита	97
8.4 Высокочастотная блокировка защит	98
9 Оценка экономической эффективности	100
9.1 Расчет капитальных вложений	100
9.2 Расчет амортизационных отчислений	101
9.3 Расчет потерь электроэнергии	102
9.4 Расчет эксплуатационных издержек	104
9.5 Определение среднегодовых затрат	104
9.6 Определение ЧДД	104
Заключение	105
Библиографический список	107
Приложение А Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15	111
Приложение Б Расчет режимов в ПВК RastrWin 3	117
Приложение В Экономический расчет в ПВК	160
Приложение Г Расчет заземления и молниезащиты в ПВК Matcad 15	161
Приложение Д Расчет ЧДД	165

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- БАВР – быстродействующий АВР;
- ВЛ – воздушная линия;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРУ – генераторное распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока;
- ЦРП – центральная распределительная подстанция;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

Идея повышения надежности электроснабжения Тобольской промышленной площадки в районе подстанции ГПП-3 возникла давно. В настоящее время этот вопрос стал как никогда актуальным: существующая схема электроснабжения не удовлетворяла современным потребностям цехов, получающих электроэнергию от данной подстанции. Также возросла и нагрузка в связи со строительством ЦРП-3 и расширением существующих производств.

Новая схема электроснабжения потребителей подстанции ГПП-3 была призвана решить две наиболее важные задачи – способствовать увеличению надежности электроснабжения и снизить затраты на транзит электроэнергии.

В текущей схеме сети электроснабжение потребителей осуществляется со стороны 110 кВ Тобольской ТЭЦ по схеме два блока линия – трансформатор, и по стороне 10 кВ той же Тобольской ТЭЦ. В связи с возросшей нагрузкой питание со стороны 10 кВ становится дорогим и нецелесообразным, так как цена на электроэнергию выше чем при ее покупке на стороне 110 кВ.

Необходимость создания альтернативного маршрута транспортировки электроэнергии была обусловлена исходя не только с целью повышения надежности, но еще исходя из экономических соображений. Таким образом, совместно с идеей технического перевооружения подстанции ГПП-3 возникла необходимость замены оборудования и перевода питания потребителей полностью на подстанцию ГПП-3.

В настоящее время один трансформатор находится в работе и питает одну секцию шин ЦРП-1, ЦРП-2 и ЦРП-4, в то время как другой находится в резерве. Питание ЦРП-1, 2, 3 осуществляется так же с ГРУ-10 кВ и запитывает вторую секцию шин. Чтобы изменить схему питания потребителей и вместе с этим повысить надежность, используется следующее техническое решение: перевод питания ЦРП-1, ЦРП-2 и ЦРП-4 с ГРУ-10 кВ полностью на подстанцию ГПП-3 и питание новой ЦРП-3 также от данной подстанции.

Вышесказанное обосновывает актуальность темы дипломного проекта:

Целью выпускной квалификационной работы является повышение эффективности схемы электроснабжения Тобольской промышленной площадки в районе ПС 110 кВ ГПП-3.

К задачам проекта относятся:

- 1) анализ существующей схемы электроснабжения ЦРП;
- 2) анализ режимов существующей схемы сети;
- 3) оценка экономической эффективности;
- 4) разработка варианта повышения эффективности электроснабжения потребителей Тобольской промышленной площадки;
- 5) проверка оборудования;
- 6) расчет токов короткого замыкания;
- 7) расчет и анализ режимов.

Проект был разработан с использованием следующих приложений: Microsoft Office Word 2013, Microsoft Office Visio 2013, Microsoft Office Excel 2013, MathType 6.0 Equation, Mathcad 15.0, ПВК RastrWin 3.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Характеристика источника питания

Город Тобольск – крупнейший в Российской Федерации центр переработки сжиженных углеводородных газов для получения различных полимеров и мономеров. Является вторым по величине в Тюменской области.

В Тобольске присутствуют следующие крупные предприятия:

- 1) Тобольская ТЭЦ – в настоящее время входит в состав комбината «ЗапСибНефтехим»;
- 2) ЗапСибНефтехим – «Западно – Сибирский Нефтехимический Комбинат», строительство которого ведет ООО «СИБУР Тобольск», запуск запланирован на 2019 год;
- 3) ООО «СИБУР Тобольск» - промышленная площадка крупнейшего в России нефтехимического холдинга ПАО «Сибур Холдинг»;
- 4) АО «Тюменьэнерго» - электросетевая распределительная компания, является второй по величине в России.

Основная часть электроэнергии и тепла вырабатывается на Тобольской ТЭЦ, схема которой показана на рисунке 1. Она была введена в эксплуатацию в 1980 году. Является единственным поставщиком технологического пара для ООО «СИБУР Тобольск». Электрическая мощность станции составляет 878,3 МВт, вырабатываемая с помощью 5 турбин. Также на данной станции установлены 8 энергетических котлов, обеспечивающих выработку 2223 Гкал/ч тепловой энергии. За год на Тобольской ТЭЦ вырабатывается 2653,41 млн. кВт\*ч. Основным топливом является природный газ.

Одним из важнейших потребителей является Тобольская промышленная площадка компании ПАО «Сибур Холдинг», а именно ООО «СИБУР Тобольск» и «ЗапСибНефтехим». Предприятия имеют огромное значение для стратегического развития нефтехимии в нашей стране, поэтому снабжение их электроэнергией должно быть надежным, и ее качество должно удовлетворять современным требованиям.

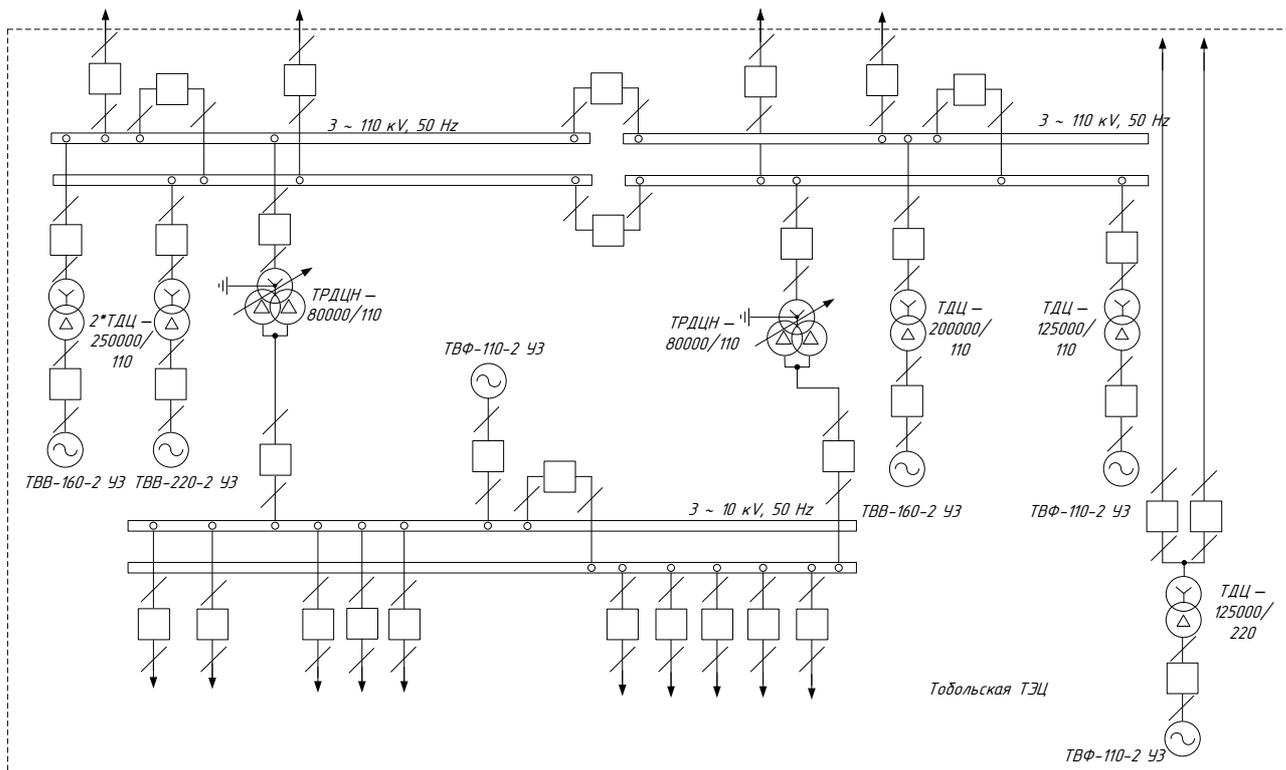


Рисунок 1 – Схема Тобольской ТЭЦ

На Тобольской промышленной площадке находится очень много потребителей, перерыв в электроснабжении которых может обернуться значительными убытками для компании. Поэтому очень важно, чтобы работа предприятий осуществлялась бесперебойно.

## 1.2 Климатическая и географическая характеристика

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает ограждение с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга.

Тип климата рассматриваемого района умеренный континентальный, характеризующийся суровой продолжительной зимой и коротким, но теплым летом, а

также короткими переходными сезонами – весна и осень, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом.

Все климатические характеристики данной территории сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Характеристика	Значение
Среднегодовая температура воздуха, °С	0
Низшая температура воздуха, °С	-52
Высшая температура воздуха, °С	35
При гололеде и максимальном ветре, °С	-5
Максимальная скорость ветра, м/с	29
Скоростной напор ветра, Н/м <sup>2</sup>	500
Толщина стенки эквивалентного гололеда, мм	15
Среднегодовая продолжительность гроз, часов	40-60
Наибольшая высота снежного покрова, см	59
Региональный коэффициент по ветру	1
Район по гололеду	II
Региональный коэффициент по гололеду	1
Район по ветру	II

Уровень грунтовых вод на период изысканий (ноябрь 2017 г.) зафиксирован на глубине от 0,50 до 3,50 м (отметки 95,50 - 97,90 м) от поверхности участка. По химическому составу воды гидрокарбонатно-сульфатно-магниево-кальциево-калиево-натриевые. По степени агрессивного воздействия воды на бетон нормальной водонепроницаемости  $W_4$  является среднеагрессивной, по степени агрессивного воздействия на арматуру железобетонных конструкций неагрессивная.

По сейсмической опасности данная территория соответствует вероятности 1 % в течении 50 лет и составляет 5 баллов.

В результате сезонного промерзания верхнего слоя грунта, есть вероятность возникновения сезонного пучения грунтов, что может неблагоприятно сказаться на возводимых сооружениях.

### 1.3 Характеристика сетей в районе проектирования

Тобольская промышленная площадка включает в себя несколько различных производств по переработке углеводородного сырья. На рисунке 2, а также на листе 1 графической части представлена карта-схема данной промышленной площадки.

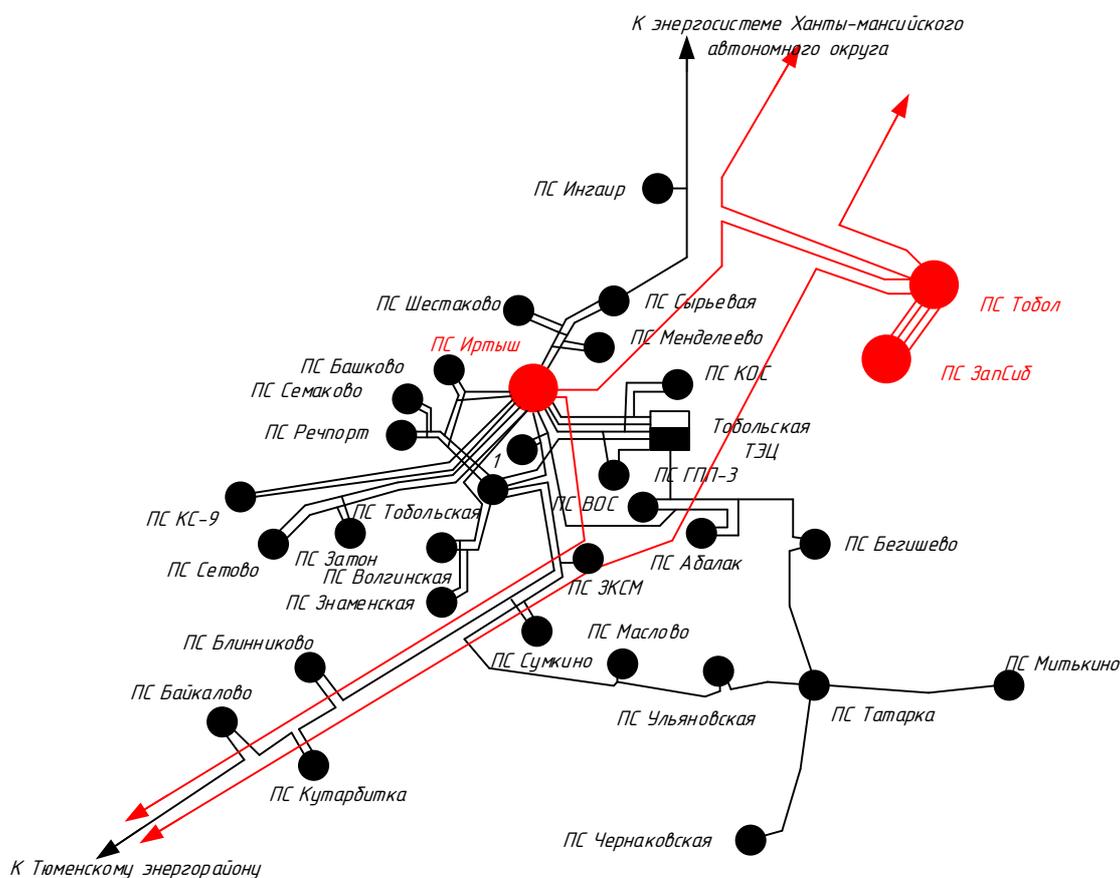


Рисунок 2 – Карта-схема Тобольской промышленной площадки

Условные обозначения подстанций: 1 – Стройбаза.

Более подробно схема сети показана на листе 1 графической части.

Особенностью сети Тобольской промышленной площадки является подключение большинства подстанций к сети в рассечку магистральной линии.

Так же подстанция Иртыш и Тобольская ТЭЦ соединяются между собой двумя цепями линий 110 кВ и нетипичного для данного напряжения проводом АС-400.

На Тобольской ТЭЦ один из генераторов питает не ЗРУ 110 кВ, а ОРУ 220 кВ подстанции Иртыш, что тоже является особенностью данной сети.

#### 1.4 Анализ существующего режима

Для расчета и анализа текущего режима сети воспользуемся ПВК RatsrWin 3.

В таблице 2 представлены напряжения на шинах НН подстанций в максимальном режиме загрузки. В таблице 3 приведена токовая загрузка ЛЭП в этом же режиме.

Более подробный расчет максимального режима существующей сети приведен в Приложении Б.

Таблица 2 – Значения напряжений в максимальном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
НН 1 ПС ВОС	6	6,39
НН 2 ПС ВОС	6	6,39
НН 1 ПС КОС	10	10,23
НН 2 ПС КОС	10	10,33
НН 1 ПС Сырьевая	10	10,47
НН 2 ПС Сырьевая	10	10,47
НН 1 ПС ГПП-3	10	9,71
НН 2 ПС ГПП-3	10	10,61
НН 1 Абалак	6	6,07
НН 2 Абалак	6	6,07
ЦРП 10 кВ Полимер	10	10,03
РП-101	10	10,03
РП-102	10	10,03
РП-106	10	10,03

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
НН 1 ЦРП-1	10	9,55
НН 2 ЦРП-1	10	10,65
НН 1 ЦРП-2	10	9,55
НН 2 ЦРП-2	10	10,65
НН 1 ЦРП-4	10	9,55
НН 2 ЦРП-4	10	10,65

Таблица 3 – Токовая нагрузка ЛЭП

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	131	710
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	131	710
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	311	825
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	311	825
11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	48.7	450
12	15	отп. Абалак - вн Абалак	5.19	450
15	44	вн Абалак - Бегишево	7.29	390
15	12	вн Абалак - отп. Абалак	46.6	390
11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	22.9	825
22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	2.07	610
18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	22.5	825
18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	22.7	390
11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	306	825
43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	22.5	390
43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	328	825

Продолжение таблицы 3

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	94.4	390
26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырская	42.3	390
11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	94.4	390
27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырская	42.3	390
7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	65.5	520
6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	186	210
6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	186	210
6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	186	210
6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	186	210
6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	186	210
6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	186	210
6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	186	210
6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	186	210
25	6	НН1 - Генератор ГРУ	773	900
36	6	НН2 - Генератор ГРУ	0	900
25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	259	260
25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	259	260
25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	259	260

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	237	260
36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	237	260
36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	237	260

Исходя из данных в таблице 2, напряжения на шинах НН всех подстанций соответствуют нормам качества электроэнергии и находятся в допустимых пределах. Что касается токовой загрузки линий, приведенной в таблице 3, то нагрузка линий электропередачи, а также кабельных линий находится в допустимых пределах. На рисунке 3 показана схема потокораспределения в максимальном режиме.

Теперь проанализируем послеаварийный режим с отключением трансформатора на ПС ГПП-3 и полным переводом питания на сторону 10 кВ Тобольской ТЭЦ.

Напряжения на шинах НН подстанций приведены в таблице 4. Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме представлена в таблице 5.

Исходя из результатов расчета напряжений можно сделать вывод, что они находятся в допустимых пределах и соответствуют нормам качества электроэнергии. Проанализировав данные таблицы 5 можно сделать следующий вывод: в послеаварийном режиме с переводом питания на ГРУ-10 кВ увеличились токи, протекающие в кабельных линиях к ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП-4. Загрузка токопроводов, отходящих от ГРУ-10 кВ к шинам НН подстанции ГПП-3 находятся в допустимых пределах.

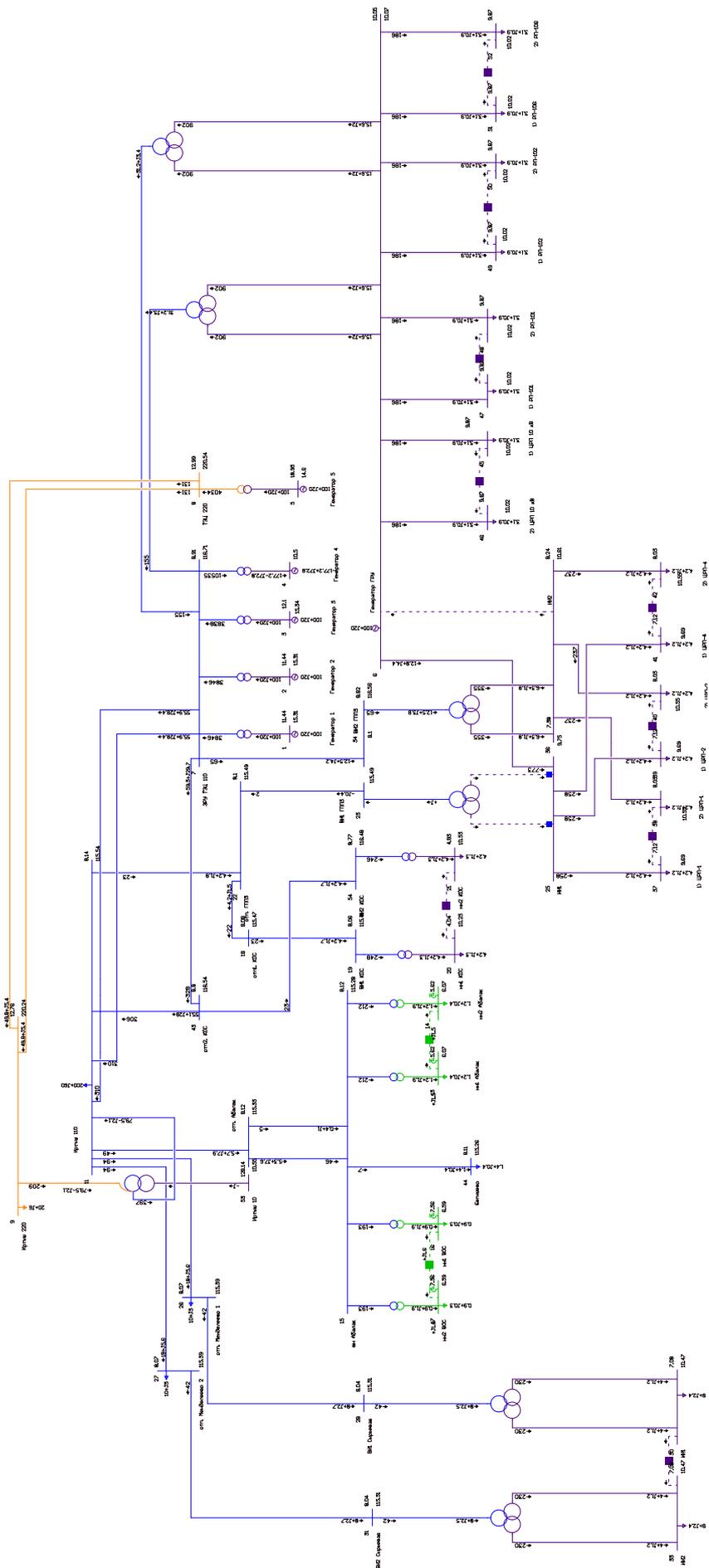


Рисунок 3 – Схема потокораспределения в максимальном режиме

Таблица 4 – Значения напряжений в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
НН 1 ПС ВОС	6	6,43
НН 2 ПС ВОС	6	6,43
НН 1 ПС КОС	10	10,3
НН 2 ПС КОС	10	10,4
НН 1 ПС Сырьевая	10	10,54
НН 2 ПС Сырьевая	10	10,54
НН 1 ПС ГПП-3	10	9,95
НН 2 ПС ГПП-3	10	10,54
НН 1 Абалак	6	6,11
НН 2 Абалак	6	6,11
ЦРП 10 кВ Полимер	10	10,09
РП-101	10	10,09
РП-102	10	10,09
РП-106	10	10,09
НН 1 ЦРП-1	10	9,9
НН 2 ЦРП-1	10	9,9
НН 1 ЦРП-2	10	9,9
НН 2 ЦРП-2	10	9,9
НН 1 ЦРП-4	10	9,9
НН 2 ЦРП-4	10	9,9

Таблица 5 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	130.5	710
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	130.5	710

Продолжение таблицы 5

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	308.8	825
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	308.8	825
11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	48.69	450
12	15	отп. Абалак - вн Абалак	5.202	450
15	44	вн Абалак - Бегишево	7.245	390
15	12	вн Абалак - отп. Абалак	46.58	390
11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	22.73	825
22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	2.081	610
18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	22.31	825
18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	22.59	390
11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	304.2	825
43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	22.38	390
43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	326	825
11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	93.8	390
26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырцевая	42.07	390
11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	93.8	390
27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырцевая	42.07	390
7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.875	520
6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	185.1	210
6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	185.1	210

Продолжение таблицы 5

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	185.1	210
6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	185.1	210
6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	185.1	210
6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	185.1	210
6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	185.1	210
6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	185.1	210
25	6	НН1 - Генератор ГРУ	728.7	900
36	6	НН2 - Генератор ГРУ	728.7	900
25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	242.9	260
25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	242.9	260
25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	242.9	260
36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	242.9	260
36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	242.9	260
36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	242.9	260

На рисунке 4 приведена схема потокораспределения в послеаварийном режиме. Более подробный расчет режима представлен в Приложении Б и на листе 2 графической части. Существующая схема отвечает требованиям надежности, в послеаварийном режиме электроснабжение потребителей не прерывается.

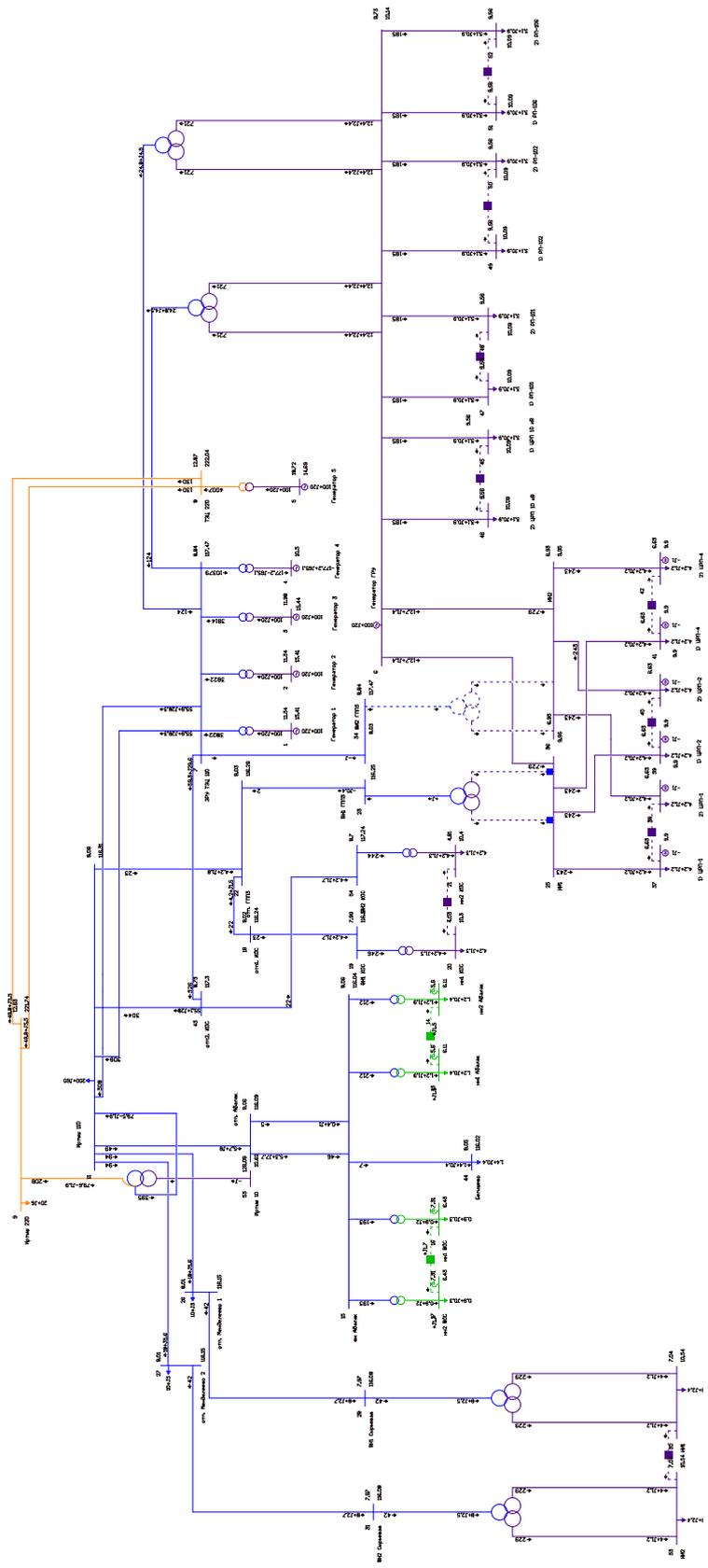


Рисунок 4 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме с отключением трансформатора 2 ПС ГПП-3

## 1.5 Расчет токов короткого замыкания

Для существующей схемы электроснабжения необходимо проанализировать токи короткого замыкания и сделать анализ о режиме работы коммутационной аппаратуры. Расчет токов короткого замыкания будем производить в ПК RastrWin 3. Для удобства сведем результаты расчетов в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток трехфазного КЗ, кА
ВН Т1 ГПП-3	3,46	6,91
ВН Т2 ГПП-3	4,72	9,44
НН Т1 ГПП-3	7,95	15,9
НН Т2 ГПП-3	20,91	41,82

Исходя из результатов расчета токов КЗ, представленных в таблице 6, можно сделать вывод о том, что самое большое значение тока – трехфазное КЗ на шинах НН трансформатора 2. Такое большое значение тока КЗ обусловлено тем, что расщепленные обмотки трансформаторов соединены в параллель (рисунок 5).

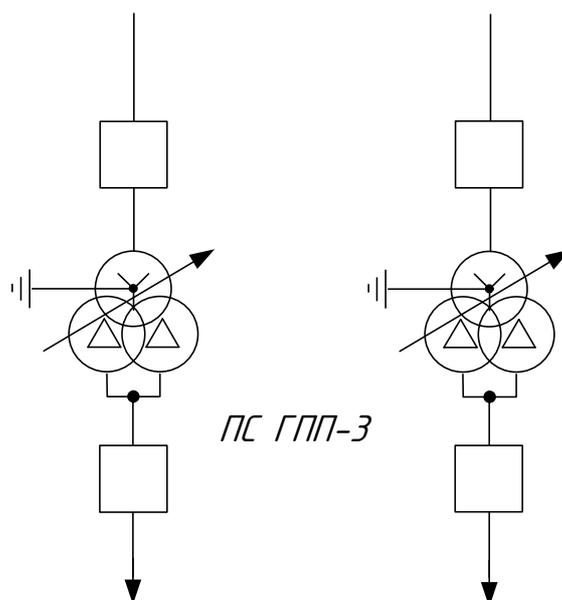


Рисунок 5 – Схема соединения расщепленных обмоток трансформатора

Для уменьшения токов короткого замыкания можно применить следующее решение: разделить расщепленные обмотки трансформаторов как показано на рисунке 6.

Данное решение, в случае значительного уменьшения токов КЗ, благоприятно скажется на работе коммутационной аппаратуры и сети в целом.

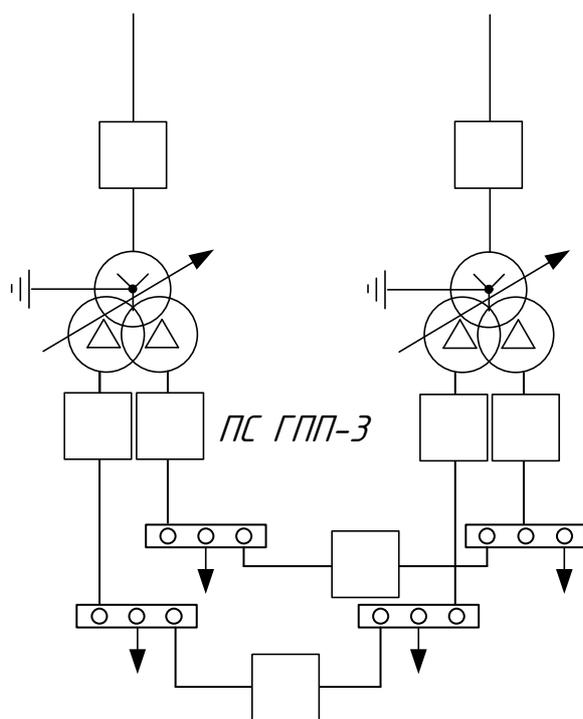


Рисунок 6 – Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН

Произведем расчет токов КЗ для схемы соединения обмоток НН трансформаторов подстанции ГПП-3. Результаты расчета представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток трехфазного КЗ, кА
ВН Т1 ГПП-3	3,37	6,74
ВН Т2 ГПП-3	4,86	9,72
НН1 Т1 ГПП-3	6,22	12,44
НН2 Т1 ГПП-3	6,22	12,44
НН1 Т2 ГПП-3	15,66	31,32
НН2 Т2 ГПП-3	15,66	31,32

Проанализировав результаты расчета токов КЗ при изменении схемы соединения обмоток НН трансформаторов с расщепленной обмоткой подстанции ГПП-3 приходим к выводу, что решение раскоротить обмотки приводит к уменьшению токов короткого замыкания на стороне НН трансформаторов. К примеру ток КЗ на стороне НН трансформатора 2 уменьшился с 41,82 кА до 31,32 кА.

Примем к сведению данное решение для использования его при проектировании новой схемы электроснабжения.

### 1.6 Экономический анализ текущей схемы электроснабжения

Питание потребителей, а именно ЦРП-1, ЦРП-2 и ЦРП-4 осуществляется с двух разных источников. Питание одной секции шин осуществляется с трансформатора ПС ГПП-3, а другой с ГРУ-10 кВ Тобольской ТЭЦ. Схема электроснабжения представлена на рисунке 7.

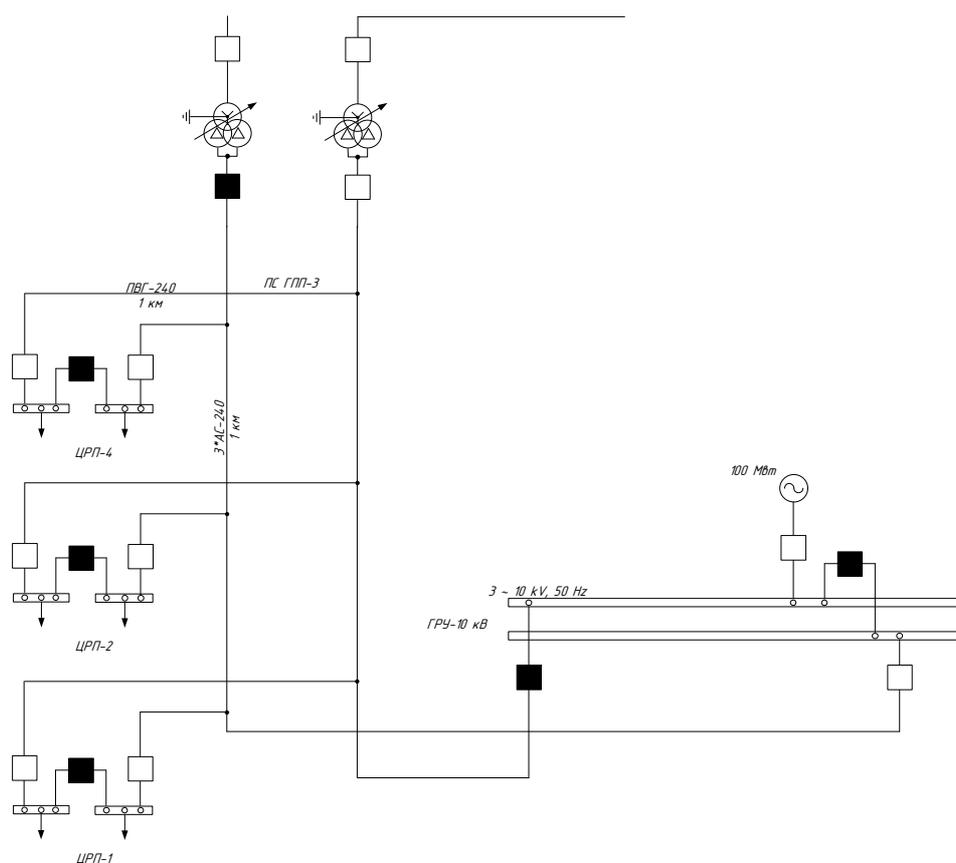


Рисунок 7 – Текущая схема электроснабжения

Так как электроснабжение потребителей осуществляется по схеме, показанной на рисунке 7, то оплата электроэнергии ведется по двум разным тарифам.

В связи с тем, что закупка электроэнергии ведется со стороны 10 кВ по тарифу 2,27 руб/кВт\*ч, а тариф при закупке со стороны 110 кВ – 1,17 руб/кВт\*ч, проведем экономический анализ и выясним, насколько выгоднее вести закупку электроэнергии со стороны 110 кВ ТЭЦ, чем с ГРУ-10 кВ.

Для этого сравним годовые затраты на электроэнергию и сделаем вывод об экономическом эффекте предлагаемой схемы электроснабжения.

Рассчитаем годовые затраты на электроэнергию при покупке по тарифу 10 кВ, для этого воспользуемся формулой:

$$W = P_{cp}^{prog} \cdot c \cdot T_{max}, \quad (1)$$

где  $W$  – годовые затраты на электроэнергию, тыс. руб/год;

$c$  – тариф, руб/кВт\*ч;

$T_{max}$  - число часов работы предприятий в год, в нашем случае равно 5800.

$$W_1 = 8,275 \cdot 10^3 \cdot 2,27 \cdot 5800 + 8,275 \cdot 10^3 \cdot 1,17 \cdot 5800 = 165102,8 \text{ тыс. руб/год}$$

Годовые затраты по тарифу 110 кВ:

$$W_2 = 16,55 \cdot 10^3 \cdot 1,17 \cdot 5800 = 112308,3 \text{ тыс. руб/год}$$

Определим разницу при закупке:

$$\Delta W = W_1 - W_2 \quad (2)$$

$$\Delta W = 165102,8 - 112308,3 = 52794,5 \text{ тыс. руб/год}$$

Как показывают результаты расчета, если бы закупка электроэнергии велась со стороны 110 кВ Тобольской ТЭЦ по тарифу 1,17 руб/кВт\*ч, то каждый год экономия составляла 52794,5 тысяч рублей. Учитывая выше перечисленные факторы приходим к мнению, что в связи с проектированием ЦРП-3 и расширением существующих производств, можно сделать вывод о том, что наиболее выгодным решением будет перевод нагрузки на сторону 110 кВ.

Итак, выявив слабые стороны текущей схемы сети, приступаем к разработке нового варианта схемы электроснабжения ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП-4 и проектируемой ЦРП-3. Для разработки необходимо выполнить прогнозирование электрических нагрузок.

## 2 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Состояние электрической сети непрерывно изменяется, к примеру, в связи с включением и отключением электроприемников или изменением режимов работы, изменяется величина электрических нагрузок.

Особенно такие изменения нагрузок хорошо заметны в промышленных распределительных сетях, где наблюдается резкое изменение состояния электроприемников.

Для составления количественной характеристики работы, рассматриваются рабочие режимы электрической сети. Этим режимом будет являться ее условное установившееся состояние, которое в данный момент времени будет определяться параметрами режима.

Чтобы определить параметры режима работы электрической сети производятся контрольные замеры электрических нагрузок два раза в год: зимой и летом.

Для выполнения расчетов нам необходимы значения средней, эффективной и максимальной активных и реактивных мощностей. Чтобы их рассчитать, воспользуемся исходными данными, а именно замерами за 24 часа, с фиксацией показаний каждый час.

Вероятностные характеристики потребителей для зимнего и летнего периода рассчитываются по следующему алгоритму [29]:

$$P_{cp} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i, \quad (3)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где  $P_i$  - ордината графика нагрузки на  $i$ -ый час суток;

$t_i$  – час суток (в течение каждого часа);

$T$  – период наблюдения (24 часа).

Средняя мощность – ее величина требуется для выбора силовых трансформаторов.

Максимальная мощность рассчитывается по формулам [7]:

$$P_{\max} = P_{cp} \cdot \left(1 + t_{\beta} \cdot \sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (5)$$

$$Q_{\max} = Q_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где  $K_{\phi}$  - коэффициент формы, принимаемый в расчетах 1,02;

$t_{\beta}$  - коэффициент Стьюдента равный 1,96.

Максимальная мощность – средняя мощность в период максимальных нагрузок сети, по ее величине выбираются все элементы, кроме силовых трансформаторов.

Для расчета потерь электроэнергии используются эффективные средне-квадратичные мощности, их величина показывает, с какой эффективностью происходит эксплуатация того или иного элемента электрической сети:

$$P_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (7)$$

$$Q_{\text{эф}} = Q_{\text{эф}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (8)$$

Для расчета вероятностных характеристик в летнее время используется коэффициент летнего снижения нагрузки, который зависит от структуры потребителей. Так как в наличии имеются данные летних замеров, то можно с уверенностью использовать их.

Так как в наличии имеются данные замеров только за последний год, то далее выполняем прогнозирование нагрузки на следующие 5 лет, для того, чтобы правильно выбрать сечение ЛЭП, а также другие элементы электрической сети.

Для определения прогнозируемой нагрузки воспользуемся формулой:

$$P_{cp}^{\text{прог}} = P_{cp}^{\text{баз}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}}, \quad (9)$$

где  $P_{cp}^{\text{баз}}$  - средняя мощность за последний замер;

$\varepsilon$  - коэффициент прироста нагрузок, принимаемый 0,043 [29];

$t_{\text{прог}} - t_{\text{баз}}$  - срок выполнения прогноза, в нашем случае 5 лет.

Выполним расчет средней, максимальной и эффективной мощности для подстанций, входящих в ведение ООО «СИБУР Тобольск» и связанных с ними

ПС Тобольского энергорайона по результатам суточных замеров в зимний и летний период, и запишем результаты в таблицу 8. При переносе нагрузки с ГРУ-10 кВ на подстанцию ГПП-3 и расширении текущих производств также изменятся нагрузки на данной подстанции, поэтому с учетом изменения мощностей, сведем в таблицу 9 новые значения вероятностных характеристик.

Таблица 8 – Вероятностные характеристики нагрузок

Подстанция	Время	$P_{cp}$ , МВт	$P_{эф}$ , МВт	$P_{min}$ , МВт	$P_{max}$ , МВт	$Q_{эф}$ , Мвар	$Q_{min}$ , Мвар	$Q_{max}$ , Мвар
ВОС	Зима	0,8	0,92	0,8	1,4	0,38	0,24	0,42
	Лето	0,7	0,8	0,7	0,7	0,24	0,21	0,21
Абалак	Зима	1,9	2,19	1,9	1,9	0,66	0,57	0,57
	Лето	0,6	0,69	1,6	1,6	0,55	0,48	0,48
Сырьевая	Зима	12,95	14,89	12,9	13	4,46	3,87	3,9
	Лето	11,75	13,51	11,7	11,8	4,05	3,51	3,54
ГПП-3	Зима	15,85	18,22	15,7	16	5,46	4,71	4,8
	Лето	16,55	19,03	16,3	16,8	5,7	4,89	5,04
КОС	Зима	6,7	7,7	6,6	6,8	2,32	1,98	2,04
	Лето	2,2	2,53	2,2	2,2	0,76	0,66	0,66
Менделеево	Зима	11,85	13,62	8,4	15,3	4,08	2,52	4,59
	Лето	18,1	20,82	18,1	18,1	6,24	5,43	5,43
Бегишево	Зима	1,05	1,21	1,0	1,1	0,37	0,3	0,33
	Лето	0,65	0,75	0,5	0,7	0,67	0,15	0,21
ЦРП-1	Зима	5,28	6,07	5,23	5,33	1,82	1,57	1,6
	Лето	5,51	6,34	5,43	5,6	1,90	1,63	1,68
ЦРП-2	Зима	5,28	6,07	5,23	5,33	1,82	1,57	1,6
	Лето	5,51	6,34	5,43	5,6	1,90	1,63	1,68
ЦРП-4	Зима	5,28	6,07	5,23	5,33	1,82	1,57	1,6
	Лето	5,51	6,34	5,43	5,6	1,90	1,63	1,68

Под-стан-ция	Время	$P_{cp}$ ,	$P_{эф}$ ,	$P_{min}$ ,	$P_{max}$ ,	$Q_{эф}$ ,	$Q_{min}$ ,	$Q_{max}$ ,
		МВт	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар
ЦРП 10 кВ	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	1,00	0,84	0,90
РП- 101	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	1,00	0,84	0,90
РП- 102	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	1,00	0,84	0,90
РП- 106	Зима	3,00	3,45	2,90	3,10	1,04	0,87	0,93
	Лето	2,90	3,34	2,80	3,00	1,00	0,84	0,90

Выполним расчет прогнозируемой нагрузки для всех подстанций с перспективной развития на следующие 5 лет, расширением производств и вводом ЦРП-3 в сеть. Результаты расчета сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Прогнозирование нагрузок

Под-станция	Время	$P_{cp}^{прог}$ ,	$P_{эф}^{прог}$ ,	$P_{min}^{прог}$ ,	$P_{max}^{прог}$ ,	$Q_{эф}^{прог}$ ,	$Q_{min}^{прог}$ ,	$Q_{max}^{прог}$ ,
		МВт	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар
ВОС	Зима	0,99	1,14	0,99	1,73	0,47	0,30	0,52
	Лето	0,86	0,99	0,86	0,86	0,30	0,26	0,26
Абалак	Зима	2,35	2,70	2,35	2,35	0,81	0,70	0,70
	Лето	0,74	0,85	1,97	1,97	0,68	0,59	0,59
Сырье- вая	Зима	15,98	18,38	15,92	16,05	5,50	4,78	4,81
	Лето	14,50	16,68	14,44	14,56	5,00	4,33	4,37
ГПП-3	Зима	97.82	112.63	96.89	98.74	33.79	29.01	29.62
	Лето	102.14	117.44	100.60	103.68	35.18	30.18	31.10

Продолжение таблицы 9

Под-станция	Время	$P_{ср}^{прог}$ , МВт	$P_{эф}^{прог}$ , МВт	$P_{min}^{прог}$ , МВт	$P_{max}^{прог}$ , МВт	$Q_{эф}^{прог}$ , Мвар	$Q_{min}^{прог}$ , Мвар	$Q_{max}^{прог}$ , Мвар
КОС	Зима	8,27	9,50	8,15	8,39	2,86	2,44	2,52
	Лето	2,72	3,12	2,72	2,72	0,94	0,81	0,81
Менделеево	Зима	14,63	16,82	10,37	18,88	5,05	3,11	5,67
	Лето	22,34	25,69	22,34	22,34	7,71	6,70	6,70
Бегишево	Зима	1,30	1,49	1,23	1,36	0,46	0,37	0,41
	Лето	0,80	0,93	0,62	0,86	0,83	0,19	0,26
ЦРП-1	Зима	24,45	28,16	24,22	24,69	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	8,79	7,54	7,78
ЦРП-2	Зима	24,45	28,16	24,22	24,69	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	8,79	7,54	7,78
ЦРП-4	Зима	24,45	28,16	24,22	24,69	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	8,79	7,54	7,78
ЦРП-3	Зима	24,45	28,16	24,22	24,69	8,45	7,25	7,41
	Лето	25,53	29,36	25,15	25,92	8,79	7,54	7,78
ЦРП 10 кВ	Зима	3,70	4,26	3,58	3,83	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,23	1,04	1,11
РП-101	Зима	3,70	4,26	3,58	3,83	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,23	1,04	1,11
РП-102	Зима	3,70	4,26	3,58	3,83	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,23	1,04	1,11
РП-106	Зима	3,70	4,26	3,58	3,83	1,28	1,07	1,15
	Лето	3,58	4,12	3,46	3,70	1,23	1,04	1,11

По результатам прогнозирования, можно сделать вывод о значительном приросте нагрузок ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП-4 в связи с укрупнением производств.

Также появился новый потребитель ЦРП -3. В связи с увеличившимся потреблением электроэнергии требуется разработать новую схему электроснабжения, которая должна обеспечивать бесперебойное питание потребителей.

### 3 РАЗРАБОТКА И АНАЛИЗ ВАРИАНТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В этой выпускной квалификационной работе рассматривается изменение схемы внешнего электроснабжения, которая должна обеспечивать необходимую надежность, безопасность эксплуатации, качество электроэнергии и возможность дальнейшего развития электрической сети, а так же возможное подключение новых потребителей. При этом ее строительство и дальнейшая эксплуатация должны быть с минимально возможными затратами.

При проектировании важно учесть следующие моменты[11]:

- 1) должно предусматриваться развитие сетей электропотребления;
- 2) исключить обратные перетоки мощности в разомкнутых сетях;
- 3) ЛЭП не должны пересекаться между собой;
- 4) схема сети должна быть по возможности простой;
- 5) передача электроэнергии должна осуществляться по кратчайшему пути;
- 6) использовать минимальное количество трансформаций напряжения, что снизит потери мощности.

Предлагаемые варианты сети должны удовлетворять требованию по надежности электроснабжения для потребителей первой категории.

Исходя из всего выше перечисленного, представляем новый конкурентноспособный вариант схемы электроснабжения и сравниваем с существующим. Исходя из анализа сделаем выводы.

#### **3.1 Разработка новой схемы электроснабжения**

Рассмотрев перечисленные ранее недостатки текущей схемы электроснабжения, разработаем новый вариант, в котором будут устранены недостатки существующей сети, а именно:

- 1) большие токи короткого замыкания;
- 2) высокие затраты на покупку электроэнергии.

Чтобы снизить токи короткого замыкания, принимаем решение раскоротить закороченные обмотки НН трансформаторов.

Для снижения затрат на электроэнергию производим закупку на стороне 110 кВ Тобольской ГЭЦ.

По всем этим критериям подходит вариант, представленный на рисунке 8.

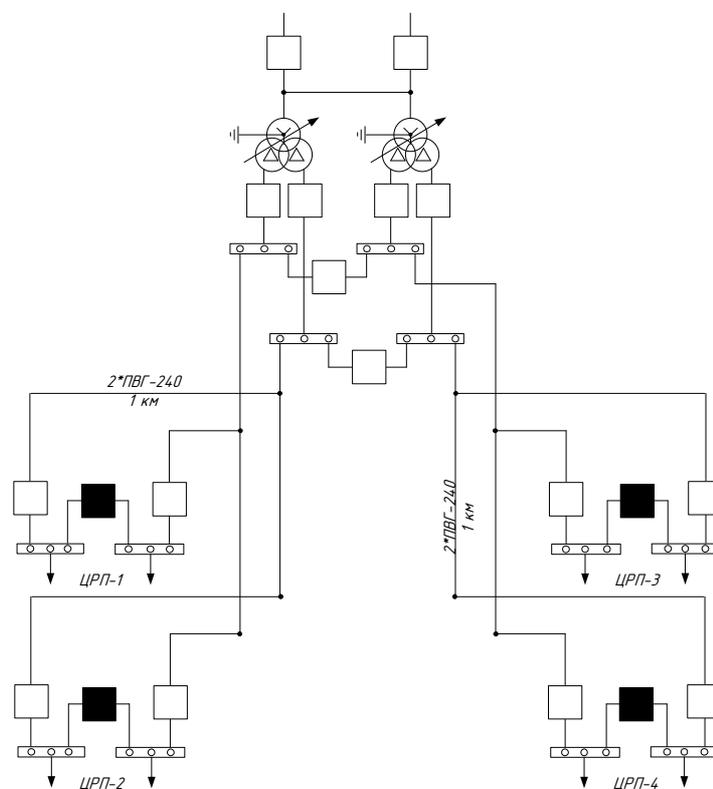


Рисунок 8 – Разработанная схема электроснабжения

Более подробно разработанная схема сети показана на листе 3 графической части бакалаврской работы.

## 4 РАСЧЕТ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА СЕТИ

### 4.1 Компенсация реактивной мощности

Реактивная мощность вырабатывается генераторами электростанций. В нашем случае это Тобольская ТЭЦ. Также используются и другие источники реактивной мощности, так как того количества, вырабатываемого на электростанции недостаточно. Такие источники реактивной мощности называются компенсирующими устройствами или КУ. Они устанавливаются в основном на подстанциях потребителей, однако могут устанавливаться и на шинах электростанций. Так же могут быть установлены в рассечку проводов ЛЭП – устройства продольной и поперечной компенсации. Основными КУ, устанавливаемыми на ПС потребителя, являются батареи статических конденсаторов (БСК).

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима для выполнения баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения [7].

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения, обусловленные следующими техническими требованиями: 1) по необходимому резерву мощности в узлах нагрузки; 2) по располагаемой реактивной мощности на зажимах источника реактивной мощности; 3) по отклонениям напряжения; 4) по пропускной способности электрических сетей [20].

Произведя специальные расчеты перетоков реактивной мощности по электроэнергетической системе, для каждого узла сети рассчитывается реактивная мощность, которую необходимо передавать из системы в распределительные сети, которые питаются от того или иного узла сети.

При проектировании сети, питающейся от системы, рекомендуется учитывать реактивную мощность, которую ей целесообразно потреблять в данном узле сети в режиме максимальных нагрузок.

Определение требуемой мощности компенсирующих устройств, Мвар:

$$Q_{KVi} = P_{max.i} \cdot (tg\varphi_i - tg\varphi_{np}), \quad (10)$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность, МВт;

$tg\varphi_{np}$  – предельный коэффициент реактивной мощности, который равен 0,4[7].

В нашем случае выбор мощности КУ будем производить методом подбора во время расчета режимов сети.

#### 4.2 Выбор сечений проводников

В сетях напряжением 110 кВ используются сталеалюминевые провода марки АС. Данный провод имеет сравнительно небольшую стоимость, так как состоит преимущественно из алюминиевых жил. Вместе с тем стальные жилы служат каркасом для увеличения прочности данного проводника.

Для выбора сечения проводника воспользуемся методом экономических токовых интервалов [29]. Чтобы выбрать сечение используя этот метод, необходимо найти максимальный ток, проходящий через данный проводник [9]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (11)$$

где  $P_{max}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Значения мощностей берем для зимнего периода, т.е. для сезона максимальных нагрузок.

Произведем проверку провода линии, подходящей к ПС ГПП-3 от Тобольской ТЭЦ, в связи с увеличением нагрузки:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{97,74^2 + 29,32^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 0,268 \text{ кА}$$

Определим расчетный ток, по которому далее и будем выбирать сечение проводника [20]:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (12)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

$$\alpha_i = 1;$$

$$\alpha_t = 1,3.$$

$$I_P = 0,268 \cdot 1 \cdot 1,3 = 0,348 \text{ кА}$$

Для выбора сечения проводника воспользуемся таблицей 43.5 для Сибири [29].

Согласно данной таблице провод АС-240, который в настоящий момент установлен на ЛЭП справится с возросшей нагрузкой на подстанции.

В послеаварийном режиме загрузка провода будет:

$$I_P = 0,268 \cdot 2 \cdot 1,3 = 0,69 \text{ кА}$$

### **4.3 Проверка степени загрузки трансформаторов**

Для подстанции ГПП-3 проверим степень загруженности трансформаторов. Так как нагрузка на подстанции увеличилась, требуется проверка коэффициента трансформации установленных на ней трансформаторов мощностью 63 МВА.

Необходимо проверить коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах.

Проверка коэффициента загрузки трансформатора в нормальном режиме работы осуществляется по формуле [11]:

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{cp})^2}}{n \cdot S_{ном.тр}}, \quad (13)$$

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

$P_{cp}$  – средняя прогнозируемая активная мощность;

$n$  – количество трансформаторов, находящихся в работе.

$$K_3 = \frac{\sqrt{97,74^2 + 29,32^2}}{2 \cdot 63} = 0,81$$

Значение коэффициента загрузки должно находиться в пределах от 0,5 до 0,7. В нашем случае трансформаторы перегружены.

В послеаварийном режиме работы один трансформатор выведен из строя, поэтому нужно рассчитать коэффициент загрузки в послеаварийном режиме.

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{cp})^2 + (Q_{неск})^2}}{(n-1) \cdot S_{ном.тр}} \quad (14)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{97,74^2 + 29,32^2}}{63} = 1,62$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора должен быть не более 1,4. В нашем случае степень загруженности трансформатора в послеаварийном режиме не удовлетворяют этому условию.

Так как в связи с увеличившейся нагрузкой на подстанции трансформаторы перегружены, следовательно их нужно заменить на трансформаторы большей мощности.

Проверим степень загрузки трансформаторов мощностью 80 МВА.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{\sqrt{97,74^2 + 29,32^2}}{2 \cdot 80} = 0,63$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{97,74^2 + 29,32^2}}{80} = 1,27$$

Как видно из результатов расчета, загрузка трансформатора мощностью 80 МВА соответствует нормативным значениям. Поэтому принимаем решение установить трансформаторы ТРДЦН – 80000/110.

#### 4.4 Расчет и анализ режимов проектируемой схемы

Расчет установившегося режима необходим, чтобы осуществить анализ уровней напряжения, потоков мощности по ВЛ и через трансформаторы, а также для анализа потерь мощности при передаче электроэнергии в сети в целом.

Расчет установившегося режима будем производить в программно-вычислительном комплексе RastrWin 3. ПВК RastrWin 3 предназначен для анализа, а также расчета и оптимизации режимов электрических сетей.

Для выполнения расчетов установившихся режимов в ПВК RastrWin 3 представляем линии электропередачи 110 и 220 кВ П-образной схемой замещения. Продольная ветвь схемы замещения линии электропередачи включает активное и индуктивное сопротивление. Поперечная ветвь схемы замещения соответствует емкостной проводимости линии на землю.

$$R_{ЛЭП} = r_0 \times l_{\text{линии}} \quad (15)$$

$$X_{ЛЭП} = x_0 \times l_{\text{линии}} \quad (16)$$

$$B_{ЛЭП} = b_0 \times l_{\text{линии}} \quad (17)$$

Покажем алгоритм расчета на примере линии электропередачи Тобольская ТЭЦ – ГПП-3:

$$R_{Т6ТЭЦ-ГПП-3} = 0,12 \times 4,712 = 0,57 \text{ Ом}$$

$$X_{Т6ТЭЦ-ГПП-3} = 0,405 \times 4,712 = 1,91 \text{ Ом}$$

$$B_{Т6ТЭЦ-ГПП-3} = 2,81 \cdot 10^{-6} \times 4,712 = 13,24 \times 10^{-6} \text{ См}$$

Более подробный расчет приведен в Приложении А.

Для создания модели трансформаторов в ПВК RastrWin 3, необходимо рассчитать коэффициенты трансформации по следующим формулам:

$$K_{ТН} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} \quad (18)$$

$$K_{TC} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}} \quad (19)$$

$$K_{TB} = \frac{U_{BH}}{U_{BH}} \quad (20)$$

где  $K_{TH}, K_{TC}, K_{TB}$  – коэффициенты трансформации для низкой, средней и высокой сторон;

$U_{HH}, U_{CH}, U_{BH}$  – напряжения на низкой, средней и высокой сторонах трансформатора, кВ.

Проанализируем режим максимальных нагрузок для проектируемой схемы сети. Результаты расчета напряжений на шинах НН подстанций представлены в таблице 10. Результаты токовой загрузки ЛЭП сведены в таблицу 11.

Таблица 10 – Значения напряжений в максимальном режиме

Название	$U_{ном}$ , кВ	$U_{расч}$ , кВ
НН 1 ПС ВОС	6	6,37
НН 2 ПС ВОС	6	6,37
НН 1 ПС КОС	10	9,89
НН 2 ПС КОС	10	10,07
НН 1 ПС Сырьевая	10	10,2
НН 2 ПС Сырьевая	10	10,2
НН 1 ПС ГПП-3	10	10,04
НН 2 ПС ГПП-3	10	10,22
НН 1 Абалак	6	6,21
НН 2 Абалак	6	6,21
ЦРП 10 кВ Полимер	10	9,8
РП-101	10	9,8
РП-102	10	9,8
РП-106	10	9,8

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
НН 1 ЦРП-1	10	9,86
НН 2 ЦРП-1	10	10,04
НН 1 ЦРП-2	10	9,86
НН 2 ЦРП-2	10	10,04
НН 1 ЦРП-4	10	9,86
НН 2 ЦРП-4	10	10,04

В результате анализа напряжений выясняем, что напряжения на шинах НН подстанций соответствуют требуемым нормам качества электроэнергии и находятся в допустимых пределах.

Таблица 11 – Токовая нагрузка ЛЭП в максимальном режиме

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	134.6	710
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	134.6	710
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	412.3	825
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	412.3	825
11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	33.1	450
12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.6	450
15	44	вн Абалак - Бегишево	7.4	390
15	12	вн Абалак - отп. Абалак	31.0	390
11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	313.2	825
22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	289.7	610
18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	23.2	825
18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	23.5	390

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	407.0	825
43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	23.1	390
43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	429.6	825
11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	97.3	390
26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырская	43.9	390
11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	97.3	390
27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырская	43.9	390
7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	284.1	520
6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	235.5	210
6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	235.5	210
6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	235.5	210
6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	235.5	210
6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	235.5	210
6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	235.5	210
6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	235.5	210
6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	235.5	210
25	6	НН1 - Генератор ГРУ	0.0	900
36	6	НН2 - Генератор ГРУ	0.0	900
25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	790.1	260

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	790.1	260
25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	790.1	260
36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	776.1	260
36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	776.1	260
36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	776.1	260
57	59	1) ЦРП-3 - 2) НН1	790.1	260
58	60	2) ЦРП-3 - 2) НН2	776.1	260

Проанализировав токи, проходящие по ЛЭП и кабельным линиям, приходим к выводу, что требуется замена кабелей или увеличение их количества между шинами НН подстанции ГПП-3 и шинами ЦРП-1, ЦРП-2, ЦРП-3, ЦРП-4. Превышение токов произошло из-за того, что данные кабели не были рассчитаны на увеличение нагрузки. Поэтому принимаем решение изменить число кабельных линий и заменить кабели с алюминиевыми жилами 240 мм<sup>2</sup> на кабели с медными жилами того же сечения с полиэтиленовой изоляцией.

Произведем перерасчет токов, протекающих по линиям. Перерасчет представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Токовая загрузка кабельных линий

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	782.5	920
25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	782.5	920
25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	782.5	920

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	768.9	920
36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	768.9	920
36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	768.9	920
57	59	1) ЦРП-3 - 2) НН1	782.5	920
58	60	2) ЦРП-3 - 2) НН2	768.9	920

Анализируя данные таблицы 12 можно сделать вывод о том, что после замены кабельных линий, токовая нагрузка кабелей находится в допустимых пределах.

Схема потокораспределения для максимального режима приведена на рисунке 9.

Более подробный расчет максимального режима приведен в Приложении Б.

Теперь необходимо произвести расчет и анализ послеаварийного режима с отключением ЛЭП Тобольская ТЭЦ – ГПП-3. В данном режиме необходимо проанализировать изменение токов в линиях, а также оценить как изменятся напряжения на шинах НН подстанций. Результаты расчета напряжений были сведены в таблицу 13. Анализ токовой нагрузки показан в таблице 14. Схема потокораспределения представлена на рисунке 10.

Более подробный расчет, а также расчет минимального режима приведен в Приложении Б.

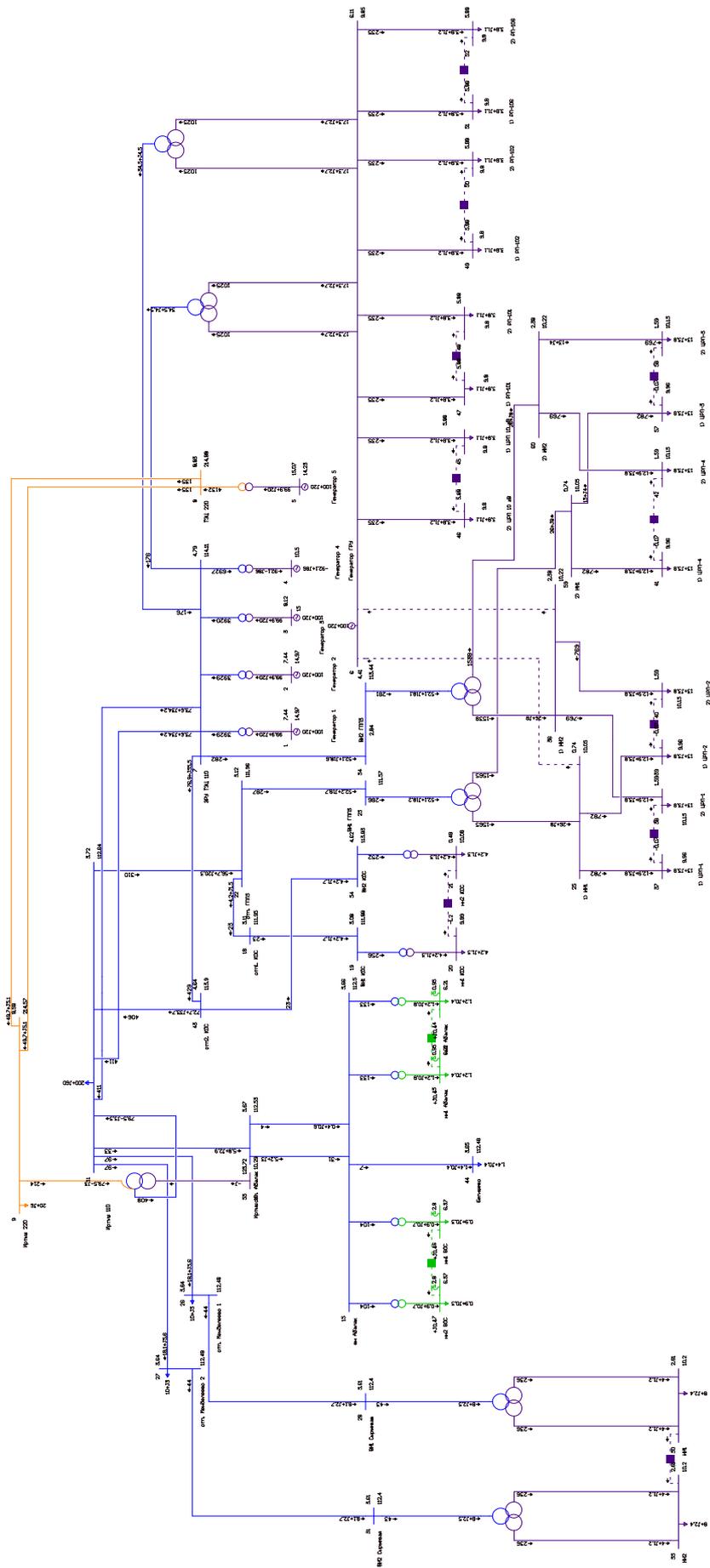


Рисунок 9 – Схема потокораспределения в максимальном режиме

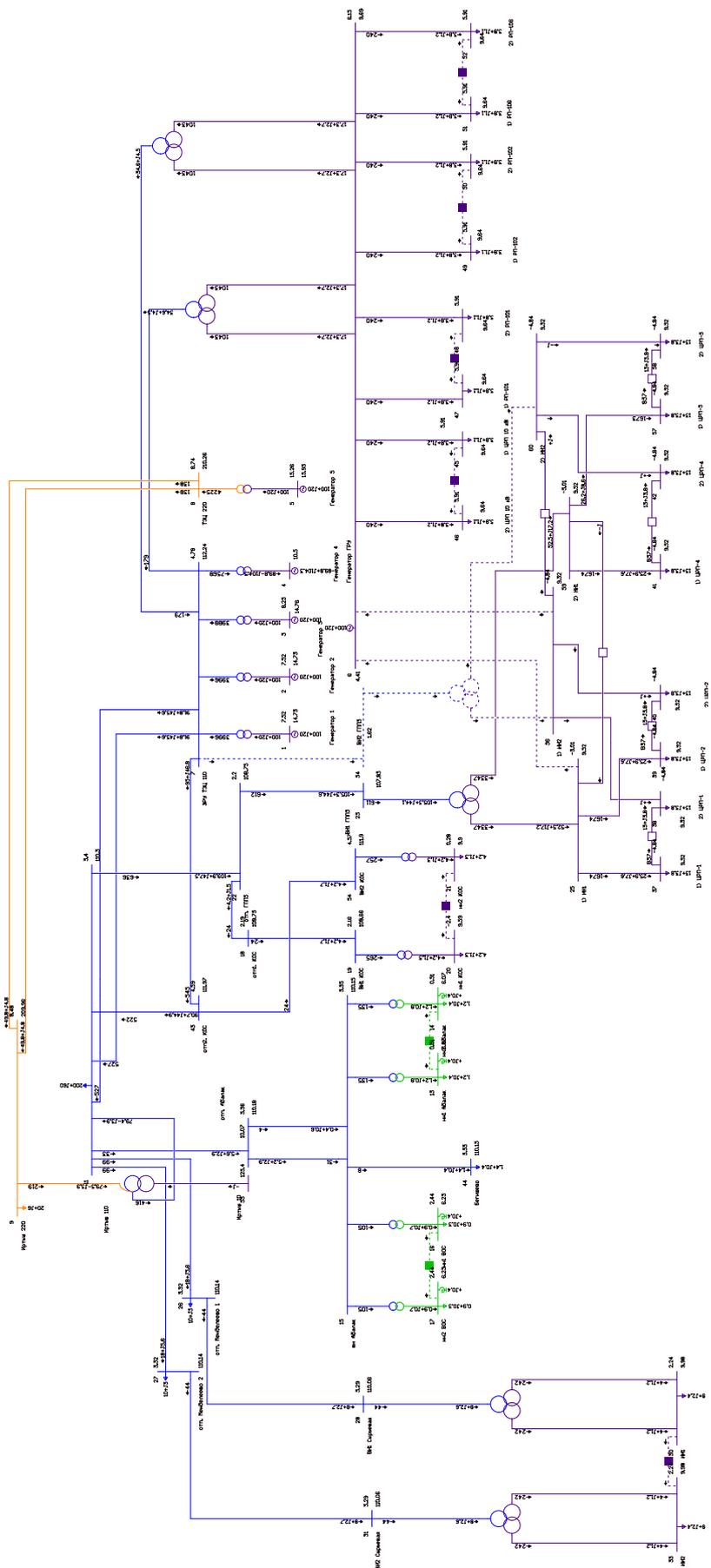


Рисунок 10 – Схема потокораспределения в послеварийном режиме с отключением трансформатора на ПС ГПП-3

Таблица 13 – Анализ напряжений в послеаварийном режиме

Название	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{расч}}$ , кВ
НН 1 ПС ВОС	6	6,26
НН 2 ПС ВОС	6	6,26
НН 1 ПС КОС	10	9,63
НН 2 ПС КОС	10	9,93
НН 1 ПС Сырьевая	10	10,02
НН 2 ПС Сырьевая	10	10,02
НН 1 ПС ГПП-3	10	9,59
НН 2 ПС ГПП-3	10	9,59
НН 1 Абалак	6	6,1
НН 2 Абалак	6	6,1
ЦРП 10 кВ Полимер	10	9,67
РП-101	10	9,67
РП-102	10	9,67
РП-106	10	9,67
НН 1 ЦРП-1	10	9,32
НН 2 ЦРП-1	10	9,32
НН 1 ЦРП-2	10	9,32
НН 2 ЦРП-2	10	9,32
НН 1 ЦРП-4	10	9,32
НН 2 ЦРП-4	10	9,32

В послеаварийном режиме напряжения на шинах НН находятся в допустимых пределах и соответствуют нормам качества электроэнергии.

Подробнее расчеты представлены в Приложении Б и на листе 4 графической части работы.

Таблица 14 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	137.1	710
8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	137.1	710
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	522.7	825
11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	522.7	825
11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	33.0	450
12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.6	450
15	44	вн Абалак - Бегишево	7.6	390
15	12	вн Абалак - отп. Абалак	31.4	390
11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	624.7	825
22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	601.2	610
18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	23.9	825
18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	24.2	390
11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	516.9	825
43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	23.4	390
43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	539.9	825
11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	98.6	390
26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырская	44.2	390
11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	98.6	390
27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырская	44.2	390
7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.0	520

Начало	Конец	Название	Ток, проходящий по линии, А	Предельно допустимый ток, А
6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	238.8	210
6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	238.8	210
6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	238.8	210
6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	238.8	210
6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	238.8	210
6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	238.8	210
6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	238.8	210
6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	238.8	210
25	6	НН1 - Генератор ГРУ	0.0	900
36	6	НН2 - Генератор ГРУ	0.0	900
25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	821.9	920
25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	821.9	920
25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	821.9	920
36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	822.0	920
36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	822.0	920
36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	822.0	920
57	59	1) ЦРП-3 - 2) НН1	821.9	920
58	60	2) ЦРП-3 - 2) НН2	822.0	920

Произведя анализ токовой загрузки можно сделать вывод, что токи, проходящие по ЛЭП не превышают предельно допустимых. Также в послеаварийном

режиме увеличились токи проходящие по ЛЭП Иртыш – Тобольская ТЭЦ и на линии ГПП-3 – отпайка к ГПП-3.

#### 4.5 Расчет токов короткого замыкания для проектируемой схемы сети

Расчет токов короткого замыкания необходим для дальнейшей проверки электрооборудования на подстанции, а также расчета уставок релейной защиты. Все вычисления будем производить с помощью ПК RastrWin 3. Расчет токов КЗ представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	Ток однофазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА	Ток трехфазного КЗ, кА
ВН Т1 ГПП-3	2,66	3,37	6,74
ВН Т2 ГПП-3	3,79	4,86	9,72
НН1 Т1 ГПП-3	-	13,88	27,76
НН2 Т1 ГПП-3	-	6,68	13,37
НН1 Т2 ГПП-3	-	15,66	31,32
НН2 Т2 ГПП-3	-	15,66	31,32
ВН Тобольская ТЭЦ	5,98	6,69	13,38

Для расчета ударного тока воспользуемся формулой:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot K_{y\partial} \cdot I_{II,0}^{(3)} \quad (21)$$

Ударный ток на стороне ВН подстанции ГПП-3 будет:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 9,72 = 23,36 \text{ кА}$$

Более подробно результаты вычислений представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Значения ударного тока на ПС ГПП-3

	ВН	НН
$i_{y\partial}$ , кА	23,36	75,29

Итак, рассчитав токи короткого замыкания, а также ударные токи, можно приступить к проверке электрических аппаратов, установленных на подстанции ГПП-3.

## 5 ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 5.1 Проверка выключателей

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

Является основным элементом, коммутирующий установки высокого напряжения и служит для включения и отключения цепи.

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

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- напряжение установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (22)$$

- длительный ток:

$$I_{норм} \leq I_{ном} \quad (23)$$

$$I_{мах} \leq I_{ном} \quad (24)$$

- отключающая способность:

$$I_{п о} \leq I_{откл ном} \quad (25)$$

- включающая способность:

$$I_{вкл} \geq I_{но} \quad (26)$$

$$i_{вкл} \geq i_{уд} \quad (27)$$

Проверяем существующие выключатели по следующим параметрам:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк,ном}, \quad (28)$$

где  $i_{a,ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$\beta_n$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

$i_{a,\tau}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ , кА;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, сек.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{з,мин} + t_{c,в}, \quad (29)$$

где  $t_{з,мин}$  – минимальное время действия релейной защиты,  $t_{з,мин} = 0,01$  сек;

$t_{c,в}$  – собственное время отключения выключателя, сек.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$  равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{п0}^{(3)} \cdot e^{-\tau / T_a}, \quad (30)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, сек.

Если условие  $I_{п0}^{(3)} \leq I_{отк,ном}$  соблюдается, а  $i_{a,\tau} > i_{a,ном}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2}I_{п,0}^{(3)} + i_{a,\tau}) \leq I_{отк,ном} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}) \quad (31)$$

Термической стойкостью аппарата называют его способность противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Термическую стойкость аппаратов заводы-изготовители характеризуют током термической стойкости и временем его прохождения.

Током термической стойкости аппарата называют периодический ток (действующее значение), установленный заводом-изготовителем на основании соответствующих тепловых расчетов и испытаний в качестве номинального параметра аппарата. Аппарат должен выдерживать этот ток в течение времени термической стойкости. На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \quad (32)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету,  $кА^2 \cdot с$ ;

$I_{мер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания,  $кА$ ;

$t_{мер}$  – длительность протекания тока термической стойкости,  $сек$ .

Полный импульс квадратичного тока КЗ определяется из выражения:

$$B_k = I_{п,0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (33)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения,  $сек$ .

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{max p} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot 110} \quad (34)$$

В связи с изменением токов КЗ и рабочих токов, необходимо произвести проверку ранее установленных выключателей на стороне РУ высокого напряжения 110 кВ и низкого 10 кВ. Разберем подробно выбор выключателей на 110 кВ.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведем в таблице 17.

В настоящее время на класс напряжения 110 кВ и выше распространены элегазовые и вакуумные выключатели.

На ОРУ 110 кВ установлен элегазовый выключатель фирмы ABB LTB 145, представленный на рисунке 10.



Рисунок 11 – Внешний вид выключателя LTB 145

Элегазовый выключатель LTB 145 создан с учетом последних достижений в области дугогашения и имеет следующие достоинства [26]:

1) отключение емкостных токов без повторных зажигания, что обеспечивается за счет высокой собственной электрической прочности элегаза и оптимизированного перемещения контактов;

2) высокая электрическая прочность даже при атмосферном давлении элегаза, что обеспечивается за счет большого зазора между разомкнутыми контактами;

3) низкий уровень шума, в результате чего выключатель пригоден для установки в жилых районах;

4) высокая сейсмостойкость, что обеспечивается благодаря оптимальному исполнению полюса и конструкции в целом;

5) высокая надежность, обусловленная:

- малыми приводными силами;

- отдельными дугогасительными контактами;

- двойными уплотнительными кольцами во всех уплотнениях, за счет чего обеспечена низкая интенсивность утечки;

- надежными комплектующими узлами;

6) выключатель предназначен для использования в экстремальных условиях окружающей среды;

7) простота монтажа и сдачи в эксплуатацию.

Произведем расчет параметров, необходимых для проверки выключателя по каталожным данным.

Номинальный ток апериодической составляющей:

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{51}{100} \cdot 40 = 28,85 \text{ кА.}$$

Ток апериодической составляющей в месте установки:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,72 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,02}} = 0,68 \text{ кА.}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_k = 9,72^2 \cdot (2,05 + 0,02) = 195,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = \frac{\sqrt{97,74^2 + 29,32^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,536 \text{ кА.}$$

Таблица 17 – Параметры выбора выключателя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 536 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 9,72 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 28,85 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} = 0,68 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,36 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 9,72 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,36 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 9,72 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 195,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

Этот выключатель подходит по всем параметрам, а это значит, что его замена не требуется.

Для установки в КРУ 10 кВ выберем вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2 (рисунок 10).



Рисунок 12 – Общий вид выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2

## Конструктивные особенности и преимущества ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150

У2:

- 1) конструктивной особенностью выключателя является его универсальность – возможность установки электромагнитного или пружинно-моторного привода;
- 2) возможность ручного включения выключателя под нагрузку при отсутствии оперативного питания (только для пружинно-моторного выключателя);
- 3) нечувствительность к просадкам напряжения, в том случае, когда выключатель выключает короткозамкнутую линию;
- 4) простота конструкции;
- 5) высокая надежность;
- 6) легко встраивается в различные типы КСО и КРУ;
- 7) высокий коммутационный ресурс;
- 8) для лучшего теплоотвода в полюсе ВВУ-СЭЩ-10 использован эффект естественной конвекции;
- 9) выключатель имеет механизм поджатия контактов, не требует дополнительных регулировок на протяжении всего срока службы (также в случае износа контактов);
- 10) наличие счетчика числа циклов срабатывания выключателя;
- 11) наличие индикации положения выключателя – включен/отключен, пружинный привод готов/не готов к работе;
- 12) компоновка выключателей с обычным и фронтальным расположением полюсов; расположением размещения трёх полюсов и привода в линию, отдельным размещением выключателя и привода на разных уровнях, например, в КСО;
- 13) наличие встроенных в привод выключателя расцепителей;
- 14) единый конструктив для всех типов выключателей, выключатели с электромагнитным и пружинно-моторным приводом имеют одинаковые присоединительные размеры, выключатели на номинальные токи 1000-3150 А и номинальные токи отключения 20-40 кА имеют одинаковые габаритные размеры.

Вакуумная камера нового поколения имеет ряд конструктивных особенностей и преимуществ:

1) вакуумная камера нового поколения имеет уникальные технические характеристики - между контактами камеры создается аксиальное магнитное поле, что позволяет улучшить отключающие свойства;

2) контакты конструктивно выполнены из нескольких различных материалов, в центральной части контакта использован материал, обладающий высокой теплопроводностью и теплоемкостью, а также несколько большим сопротивлением по сравнению с материалом, расположенным в крайних частях поверхности контакта, за счет этого достигается оптимальное распределение электрического поля, что позволяет улучшить теплоотвод с контактов камеры [26].

Сопоставление каталожных данных ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2 с расчетными приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Параметры выбора выключателя ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2945 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 31,32 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{а,ном} = 33,23 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} = 2,54 \text{ кА}$	$i_{а,\tau} \leq i_{а,ном}$
$i_{вкл} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 75,29 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 31,32 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 75,29 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 31,32 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 2030 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный выключатель подходит для дальнейшей установки и эксплуатации.

## 5.2 Проверка разъединителей

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

Проверка разъединителей аналогична выбору выключателей, но в ней отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На ОРУ 110 кВ установлены разъединители РГ–110/1000УХЛ1. Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры выбора разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 536 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 75,29 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 9,72 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 195,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный разъединитель подходит по всем параметрам и может быть принят к установке и дальнейшей эксплуатации.

## 5.3 Проверка трансформаторов тока

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

измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ. Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора. Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (35)$$

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (36)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_K \quad (37)$$

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

Сопротивление приборов определяется из соотношения:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (38)$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов должно удовлетворять условию:

$$r_{np} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_k \quad (39)$$

Исходя из данного условия можно найти минимальное сечение провода:

$$S_{min} = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{пр}}, \quad (40)$$

где  $\gamma$  – удельная проводимость материала провода, 54 м/Ом·мм<sup>2</sup> для меди;

$l_{расч}$  – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м.

При включении схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов в одну фазу:

$$l_{расч} = 2l, \quad (41)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов, м;

При включении схемы в неполную звезду:

$$l_{расч} = \sqrt{3}l \quad (42)$$

При включении схемы в полную звезду:

$$l_{расч} = l \quad (43)$$

Длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов можно принять для разных присоединений приблизительно равной значениям, приведенным в таблице 20.

Таблица 20 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение	Длина, м
КРУ 10 кВ	10
ОРУ 110 кВ	75-100

Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> по меди и 4 мм<sup>2</sup> по алюминевым. Максимальные сечения, соответственно – 6 и 10 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{ПРОВ}} = R_{\text{ПРОВ}}$ . В качестве вторичной нагрузки ТТ принимаем трехканальные щитовые цифровые амперметры, ваттметры, варметры, а также трехфазный счетчик активной и реактивной энергии. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

В качестве примера произведем подробный расчет для выбора трансформатора тока в линейной ячейке ОРУ 110 кВ.

На подстанции ГПП-3 установлены трансформаторы тока ИМВ 145.

Трансформаторы тока ИМВ 145 являются трансформаторами маломасляного типа с масло-бумажно-кварцевой изоляцией. Первичная обмотка состоит из заключенных в фарфоровую крышку одного или нескольких параллельных проводников из алюминия или меди в форме и-образной изолированной втулки с конденсаторными слоями.

В стандартном исполнении трансформаторы содержат до четырех сердечников и вторичных обмоток для цепей измерения и защиты. Количество сердечников может быть увеличено по специальному заказу. Сердечники для релейной защиты обмотаны железом; все сердечники выполнены из никелевого

сплава, обладающего малыми потерями (высокая точность измерений) и низким уровнем насыщения. Сердечники оснащены корректирующими обмотками для обеспечения требуемого класса точности. Корпус трансформаторов выполнен из алюминия. Предназначены для наружной установки.

Определяем общее сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{24}{5^2} = 0,96 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов

$$r_{\text{пров}} = 1,9 - 0,4 - 0,05 = 1,45 \text{ Ом}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 75 – 100 м, тогда сечение:

$$S_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} = \frac{100}{54 \cdot 1,07} = 1,73 \text{ мм}^2$$

Сверяем полученное сечение с сечением кабеля КРВГ 2,5 мм<sup>2</sup>, проложенного на подстанции ГПП-3.

Проверяем соответствие условию выбора трансформатора тока с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{100}{54 \cdot 2,5} = 0,74 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,74 + 0,96 + 0,05 = 1,75 \text{ Ом}$$

Дальнейшая проверка приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Расчетные и каталожные данные ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 1200 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} = 536 \text{ А}$	$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{н}} = 1,9 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,75 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{н}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 27,11 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 23,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} > B_{\text{к}}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и может быть принят к установке.

Для установки в КРУ 10 кВ выбираем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10.

Состав вторичной нагрузки приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	0	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	0	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2	0	2
Итого		16	0	16

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведем в таблице 35. Для соединения с приборами был выбран медный кабель КРВГ 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 35 – Каталожные и расчетные данные ТТ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_H$
$I_H = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.маx} = 2945 \text{ А}$	$I_{раб.маx} \leq I_H$
$Z_{2H} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,07 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2H}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 75,29 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 2030 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Данный трансформатор тока соответствует необходимым показателям и может быть принят для дальнейшей эксплуатации.

#### 5.4 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- 1) по напряжению установки;
- 2) по конструкции и схеме соединения;

- 3) по классу точности;
- 4) по вторичной нагрузке.

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Для примера подробно произведем проверочный выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ. Перечень приборов, подключаемых к ТН, представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Перечень приборов, подключаемых к ТН

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2	2	4
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				41,5

Для соединения приборов со вторичной обмоткой ТН необходимо выбрать кабели. Выбор производится по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{дон}} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \%, \quad (44)$$

где  $\Delta U_{2\text{дон}} = 0,5 \%$  – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$  В – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \quad (45)$$

$$I_2 = \frac{10,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,182 \text{ А}$$

Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,0185 \cdot \frac{100 \cdot 0,182 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,012 \text{ мм}^2$$

Расчетное сечение получилось меньше проложенного ранее кабеля КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>, поэтому производить его замену не требуется.

На подстанции ГПП-3 на ОРУ 110 кВ установлены трансформаторы напряжения ЗНОГ-110 УХЛ1.

Трансформаторы напряжения индуктивные газонаполненные серии ЗНОГ-110 общего назначения, предназначенные для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты, сигнализации и управления в открытых и закрытых распределительных устройствах переменного тока частоты 50 Гц на номинальное напряжение 110/√3 кВ.

Сопоставление расчетных и каталожных данных приведено в таблице 26.  
Таблица 26 – Сопоставление расчетных и каталожных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 41,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Аналогично производим выбор трансформаторов напряжения в КРУ 10 кВ. В КРУ 10 кВ установлен трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10 кВ.

Состав нагрузки вторичных цепей представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка на ТН

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Счетчик акт. и реакт. эл. энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2	7	14
Ваттметр	СР3021	5	1	5
Варметр	СР3021	5	1	5
Итого				36,5

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 60 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 36,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Для соединения приборов с трансформаторами напряжения используется медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

По результатам сравнения каталожных и расчетных данных видно, что все трансформаторы напряжения соответствуют условиям выбора и их замена не требуется.

### 5.5 Выбор и проверка шин

На ОРУ 110 кВ используется ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС-240/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$536 \leq 610 \text{ А}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (46)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{195,57 \cdot 10^6}}{90} = 155,38 \text{ мм}^2$$

$$155,38 \leq 240 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются при  $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ . В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 9,27 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится.

Завершающим этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условиям короны. Проверка на корону выполняется при напряжении выше 35 кВ. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений [4].

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (47)$$

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

$r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (48)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз напряженность на среднем проводе примерно на 7 % больше величин, определяемых по формуле (48).

Провода не будут коронировать, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (49)$$

Итак, для провода марки АС-240 критическая напряженность электрического поля будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,10}} \right) = 33,36$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{500}{0,1}} = 18,18 \text{ кВ}$$

Проверим согласно условию (52):

$$1,07 \cdot 18,18 \leq 0,9 \cdot 33,36$$

$$19,45 \leq 30,02$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-240/39 проходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

В качестве токопровода для связи КРУ 10 кВ с трансформатором используется пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах-обоймах. В качестве токопроводящих жил будем использовать 3 провода марки А-185. В качестве несущих проводов будем использовать 2 провода АС-240/39.

Проверим по суммарному допустимому току:

$$2945 \leq 3050 \text{ А}$$

Минимально допустимое сечение по термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{2945 \cdot 10^6}}{90} = 576,6 \text{ мм}^2$$

Суммарное сечение токопровода больше минимально допустимого, а значит, соответствует данному условию.

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Расчет производится в следующем порядке.

Усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными  $n-1$  проводами составляет:

$$f_u = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \times 10^{-7} \cdot \frac{I_{\Pi 0}^{(3)2}}{d}, \quad (50)$$

где  $n$  – число проводов;

$d$  – диаметр фазы, м.

$$f_u = \frac{5-1}{5^2} \cdot 2 \times 10^{-7} \cdot \frac{(31,32 \cdot 10^3)^2}{0,216} = 2214,5 \text{ Н/м}$$

Под действием импульсных усилий  $f_u$  проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливают внутрифазовые (дистанционные) распорки.

Расстояние между распорками должно быть:

$$l_p = k \cdot \sigma_{\max} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(k-1)\sigma_{\max} \cdot 24\beta}{(\gamma_k + k\gamma_1) \cdot (\gamma_k - k\gamma_1)}}, \quad (51)$$

где  $\beta$  - коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия  $\beta = 159 \times 10^{-13}$  м<sup>2</sup>/Н);

$\gamma_1$  - удельная нагрузка от собственной массы провода (для АС-240  $\gamma_1 = 0,04$  МПа/м);

$\gamma_k$  - удельная нагрузка от сил взаимодействия при КЗ, МПа/м;

$\sigma_{\max}$  - максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме,

$\sigma_{\max} = 19,2$  МПа;

$k$  - коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ,  $k = 1,8$ .

$$\gamma_k = \frac{f_u}{q}, \quad (52)$$

где  $q$  - сечение проводника, мм<sup>2</sup>.

$$\gamma_k = \frac{2214,5}{185} = 11,97 \text{ МПа/м}$$

$$l_p = 1,8 \cdot 19,2 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{(1,8-1) \cdot 19,2 \cdot 24 \cdot 159 \times 10^{-13}}{(11,97 + 1,8 \cdot 0,04) \cdot (11,97 - 1,8 \cdot 0,04)}} = 0,22 \text{ м}$$

В КРУ 10 кВ в качестве сборных шин используется жесткая ошиновка, которая связывает ячейки между собой сквозь боковые стенки через проходные изоляторы. Ошиновка в данных КРУ входит в заводскую комплектацию с заданными номинальными параметрами. Поэтому проводить необходимые расчеты, необходимые для выбора и проверки сечения шин нецелесообразно.

Достаточно выполнить проверку по основным условиям:

1) по длительно допустимому току;

- 2) по току термической стойкости;
- 3) по току электродинамической стойкости.

Результаты сопоставления номинальных параметров с расчетными для шин в КРУ 10 кВ приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Сравнение данных для жестких шин в КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 2945 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 120 \text{ кА}$	$i_{уд} = 75,29 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 2030 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

## 5.6 Проверка ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию:

$$U_{\text{нд}} \geq \frac{U_{\text{н.р.}}}{\sqrt{3}}, \quad (53)$$

где  $U_{\text{нд}}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{\text{н.р.}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети (нормируется по ГОСТ 721).

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{\text{расч.ОПН}} = \frac{U_{\text{max.раб}}}{K_B}, \quad (54)$$

где  $U_{\text{max.раб}}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (кривая приведена на Рисунке 12), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

Максимальное рабочее напряжение на подстанциях (на отправном конце линии) в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$  в сетях до 35 кВ,  $1,15 \cdot U_{\text{ном}}$  – в сетях 35-220 кВ.

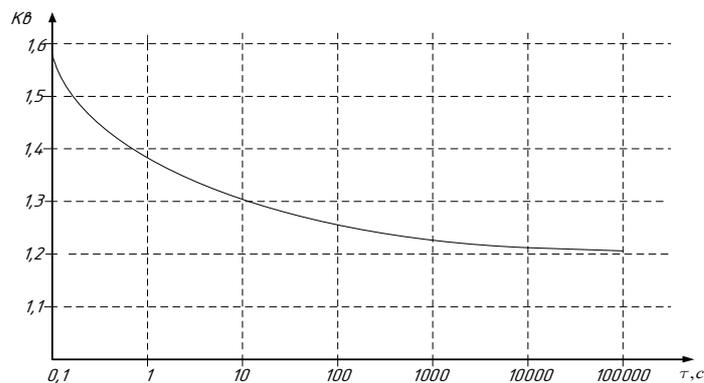


Рисунок 13 – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}. \quad (55)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B} \cdot \left( 1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (56)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{осм}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$\beta$  – расчетная частота;

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{осм}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение  $I_K$  для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (57)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (58)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  – время распространения волны, мкс.

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

На данной подстанции установлены ОПН на шинах ОРУ 110 кВ, а также на шинах силового трансформатора со стороны 110 кВ и 10 кВ. Данные ОПН произведены в 2014 году, поэтому замену производить не будем.

Со стороны 10 кВ трансформатора установка не производится ввиду того, что зона защиты ОПН, устанавливаемого на шинах КРУ 10 кВ, включает в себя силовой трансформатор ввиду близкого их расположения.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ:

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,8 \text{ кВ}$$

Исходя из расчетных условий установленный на стороне 10 кВ ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1 полностью удовлетворяет всем условиям и производить его замену не требуется.

Основные технические характеристики ОПН, установленного на ПС ГПП-3, приведены в Таблице 31.

Таблица 31 – Характеристики ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	42,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

### 5.7 Выбор ячеек КРУ

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

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

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

В нашем случае КРУ уже установлены, поэтому произведем проверку с учетом изменений схемы электроснабжения. В данном случае установлены шкафы серии К – 104М. Параметры приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Параметры КРУ серии К-104М

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	3150
Номинальный ток отключения, кА	40
Электродинамическая стойкость, кА	125
Тип выключателя	ВВУ-СЭЩ-Э-10-40/3150 У2
Тип привода к выключателю	Встроенный электромагнитный и пружинный
Обслуживание шкафов	Двустороннее
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10
Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1

### 5.8 Трансформаторы собственных нужд

На ПС ГПП-3 установлены трансформаторы собственных нужд ТМ-630/10. Производить их замену не требуется.

Подробная однолинейная схема подстанции ГПП-3 с установкой оборудования показана на листе 6 графической части.

## 6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

### 6.1 Расчет заземлителя

Приведем алгоритм для расчета заземлителей подстанции:

Контур сетки заземлителя выполняем таким образом, чтобы он выходил за границы оборудования по 1.5 м. Это необходимо для того, чтобы человек, при прикосновении к оборудованию находился в пределах заземлителя.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = 2700 \text{ м}^2;$$

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

$$d = 10 \text{ мм}$$

Необходимо произвести проверку заземлителя по следующим условиям:

Выполняем проверку сечения на механическую прочность по формуле:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (59)$$

Выполняем проверку сечения на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}}, \quad (60)$$

где  $T = t_{01} = 0,2 \text{ с}$  – время действия релейной защиты при его отключении;

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

Выполняем проверку на стойкость к коррозии:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}),$$

(61)

где  $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$  (62)

где  $T = 240 \text{ мес}$  - период пользования за 20 лет

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (63)$$

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

Проверка выполнения условия:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.}; \quad (64)$$

Расстояние между полосами принимаем равным 6 м:  $l_{II-II} = 6$  м.

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 3$  м - длина вертикального электрода;

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (65)$$

Принимаем:  $n_B = 18$ .

Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{ЭР} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (66)$$

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

Рассчитаем импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (67)$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \quad (68)$$

Подробный расчет заземления приведен в Приложении Г.

Условие  $R_M < 0,5$  выполняется.

Контур заземлителя показан на листе 7 графической части.

## 6.2 Молниезащита ОРУ 110 кВ

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

Нормируется два вида зон:

Зона А- надежность зоны должна быть более 0,995 и  $U \leq 500$  кВ;

Зона Б- надежность зоны должна быть более 0,95 и  $U > 500$  кВ.

Расчет молниезащиты будем производить, ориентируясь на нормированную зону А, так как напряжение подстанции равно 110 кВ. На подстанции принимаем и устанавливаем 2 стержневых молниеотвода установленных на прожекторных мачтах, два дополнительных, установленных на порталах 110 кВ. Самое высокое из защищаемых сооружений – линейный портал 110 кВ, высотой  $h = 11,35$  м.

Так как в данном проекте высота молниеотвода  $h < 150$  м., то параметры внешней зоны защиты мы будем определять по следующим формулам:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (69)$$

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

$h$  - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (70)$$

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

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \cdot r_0, \quad (71)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого объекта, м;

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

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}}\right) r_{c0} \quad (72)$$

Рассмотрим расчет внутренней зоны защиты для молниеотводов 1-2 и 2-3.

Расстояние между молниеотводами 1 и 2 равно  $L_{МП12} = 20$  м, которое находится в границах  $h < L_{12} \leq 2h$ , поэтому параметры внутренней зоны определяем по следующим формулам:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (73)$$

где  $h_{cx}$  - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$r_{c0}$  - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.,  $r_{c0} = r_0$ .

Расстояние между молниеотводами 2 и 3 равно  $L_{МИ23}=24$  м, которое находится в границах  $h < L_{12} \leq 2h$ , поэтому половина ширины внутренней зоны на уровне земли и на уровне защищаемого объекта определяется аналогично. Результаты расчета приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Результаты расчета зон молниезащиты

Молниеотвод	$L$ , м	$h_{эф}$ , м	$r_0$ , м	$r_x$ , м	$h_{cx}$ , м	$r_{c0}$ , м	$r_{cx}$ , м
1 и 2	20	21,25	26,25	12,23	22,173	26,25	12,7
2 и 3	24	21,25	26,25	12,23	21,427	13,125	6,173
3 и 4	20	21,25	26,25	12,23	22,173	26,25	12,7

Проверив зоны существующей молниезащиты подстанции ГПП-3 можно сделать вывод о том, что все оборудование находится в зоне защиты и вероятность попадания разряда молнии сведена к минимуму.

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 7.1 Безопасность

Для обеспечения безопасности проведения работ по ремонту и техническому обслуживанию подстанции ГПП-3 и ВЛ в инструкциях по проведению конкретных видов работ должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия. К организационным мероприятиям относятся:

- оформление работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, нарядом или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- 1) Произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- 2) На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- 3) Проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- 4) Наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- 5) Вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

### 7.2 Экологичность

Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. При гигиенической оценке шумов на рабочих местах следует иметь в виду

их возможное мешающее, вредное или травмирующее действие на организм человека.

Характерным источником шума на территории населенных мест являются силовые трансформаторы, расположенные на подстанции. На ПС ГПП-3 установлены два трансформатора ТРДЦН 80000/110 мощностью 80 МВА, на напряжение 110 кВ. Согласно ГОСТ 12.2.024-87 ССБТ для трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения видов ДЦ и НДЦ) скорректированный уровень звуковой мощности равен 105 дБА:

$$L_{WA} = 105 \text{ дБА.}$$

Для трансформаторов с системой охлаждения ДЦ свойственны электромагнитный шум и аэродинамический шум, вызываемый вентиляционными устройствами.

В соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562-96 допустимый уровень звука и эквивалентный уровень для территории непосредственно прилегающей к жилым домам равен 45 дБА, т.к. для расчета принимаются наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 7.00 часов.

$$ДУ_{LA} = 45 \text{ дБА.}$$

Определим минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки в соответствии с методом изложенным в [31].

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{WA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума, создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  [34].

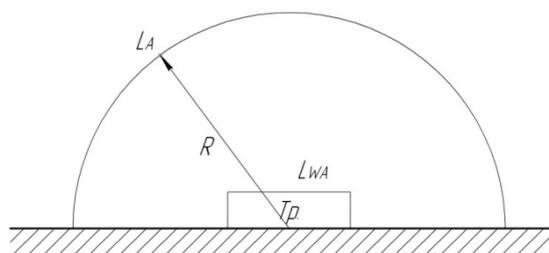


Рисунок 14 – Излучение шума трансформатором

В соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (74)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы, равна  $1 \text{ м}^2$ .

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии  $R$  от трансформатора ( $R > 30 \text{ м}$ ) можно определить по формуле [1]:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (75)$$

где  $S = \pi R^2$ .

Примем, что двухтрансформаторная ПС расположена относительно жилой застройки в соответствии с рисунком 13. Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

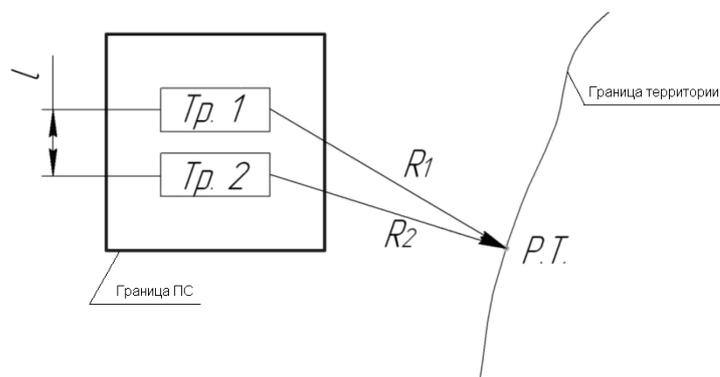


Рисунок 15 – Расположение трансформаторов относительно застройки

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

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$  то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [29]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}}, \quad (76)$$

где  $N$  - количество источников шума (силовых трансформаторов);

$L_{WAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА.

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 105} + 10^{0,1 \cdot 105}) = 108 \text{ дБА}$$

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

Исходя из принятых допущений выражение (102) можно переписать в следующем виде:

$$DY_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (77)$$

Минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - DY_{L_A})}}{2\pi}} \quad (78)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(108-45)}}{2\pi}} = 563,521 \text{ м.}$$

Любое  $R \geq 563,521 \text{ м}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС ГПП-3 территории. Границы жилой застройки находятся на расстоянии 1000 м от ПС, значит, мероприятия по снижению шумов трансформаторов не требуются.

### **7.3 Чрезвычайная ситуация**

Для предотвращения опасных и аварийных ситуаций, связанных с отходящими ВЛ и токопроводами, персоналу при осмотре необходимо проверять:

1) Противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев, угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с Потребителем, которому принадлежит ВЛ;

2) Состояние фундаментов, приставок: не должно быть оседания или вспучивания грунта вокруг фундаментов, трещин и повреждений в фундаментах (приставках), должно быть достаточное заглубление;

3) Состояние опор: не должно быть их наклонов или смещения в грунте, видимого загнивания деревянных опор, обгорания и расщепления деревянных деталей, нарушений целостности бандажей, сварных швов, болтовых и заклепочных соединений на металлических опорах, отрывов металлических элементов, коррозии металла, трещин и повреждений железобетонных опор, птичьих гнезд, других посторонних предметов на них. На опорах должны быть плакаты и знаки безопасности;

4) Состояние проводов и тросов: не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода и тросы, нарушений их регулировки, недопустимого изменения стрел провеса и расстояний от проводов до земли и

объектов, смещения от места установки гасителей вибрации, предусмотренных проектом ВЛ;

5) Состояние гибких шин токопроводов: не должно быть перекруток, расплеток и лопнувших проволок;

6) Состояние изоляторов: не должно быть боя, ожогов, трещин, загрязненности, повреждения глазури, неправильной насадки штыревых изоляторов на штыри или крюки, повреждений защитных рогов; должны быть на месте гайки, замки или шплинты;

7) Состояние арматуры: не должно быть трещин в ней, перетиранья или деформации отдельных деталей;

8) Состояние разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и концевых кабельных муфт на спусках: не должно быть повреждений или обрывов заземляющих спусков на опорах и у земли, нарушений контактов в болтовых соединениях молниезащитного троса с заземляющим спуском или телом опоры, разрушения коррозией элементов заземляющего устройства.[31]

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар трансформатора на подстанции, основные действия персонала при возникновении пожара, а также мероприятия по предотвращению возникновения возгораний.

Каждый работающий на энергетическом предприятии обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории предприятия, а при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара и приступить к его ликвидации имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности [31].

В соответствии с правилами эксплуатации электроустановок «осмотр трансформаторов без их отключения должен производиться в следующие сроки:

- главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала — 1 раз в сутки;

- остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала — 1 раз в месяц;

- на трансформаторных пунктах — не реже 1 раза в месяц.

Трансформатор должен быть аварийно выведен из работы, если при осмотре были обнаружены следующие неисправности:

- 1) Сильный неравномерный шум и потрескивание внутри трансформатора;
- 2) Ненормальный и постоянно возрастающий нагрев трансформатора при нагрузке ниже номинальной и нормальной работе устройств охлаждения;
- 3) Выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы;
- 4) Течь масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла.

Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов [32].

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен.

Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления. Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями гарнизона пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом [31].

Последовательность действий персонала при возникновении пожара:

1) При возникновении пожара на объекте первый заметивший очаг пожара должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, а при наличии связи - в пожарную охрану и приступить к тушению пожара имеющимися средствами пожаротушения;

2) Начальник смены энергообъекта обязан немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану, руководству энергопредприятия (по специальному списку) и диспетчеру энергосистемы;

3) До прибытия подразделений ГПС МВД России руководителем тушения пожара (РТП) является начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия), который обязан организовать: - удаление с места пожара всех посторонних лиц; - установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления); - проверку включения системы автоматического пожаротушения, а в случае отказа - ее ручное включение; - выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара; - тушение пожара персоналом и средствами пожаротушения энергетического предприятия; - встречу подразделений ГПС МВД России лицом, хорошо знающим безопасные маршруты движения, расположение водоисточников, места заземления пожарной техники;

4) Отключение оборудования в зоне пожара производится дежурным персоналом энергопредприятия по распоряжению начальника смены энергообъекта;

5) После прибытия на место пожара первого подразделения ГПС МВД России руководителем тушения пожара является старший начальник этого подразделения. Начальник смены энергообъекта (руководитель энергопредприятия) при передаче ему руководства тушением пожара должен информировать о принятых мерах и организовать дальнейшие действия персонала согласно указаниям РТП;

6) Решение о подаче огнетушащих средств принимается руководителем тушения пожара после проведения инструктажа и выполнения необходимых мер безопасности;

7) Руководитель тушения пожара (РТП) имеет право приступить к тушению энергооборудования под напряжением только после получения письменного допуска на тушение от начальника смены энергообъекта, инструктажа личного состава пожарных подразделений представителями энергетического предприятия и создания условий визуального контроля за электроустановками [16].

По [16] в качестве защиты трансформаторов применяются дренчерные оросители распыленной водой типа ОПДР-15 по ТУ 25-09.059-82, их применяют, соблюдая следующие рекомендации:

1) Расположение оросителей на распределительных трубопроводах УВП должно обеспечивать орошение распыленной водой защищаемой поверхности с интенсивностью не менее  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$ ;

2) Оросители рекомендуется устанавливать не менее чем в два яруса;

3) Для орошения высоковольтных вводов устанавливаются отдельные оросители на стояках;

4) Целесообразно устанавливать оросители под углами  $0$ ;  $45$  и  $90$  градусов к защищаемой поверхности.

При срабатывании цепи пуска установки пожаротушения трансформатора от средств обнаружения пожара и при дистанционном управлении должны подаваться сигналы:

1) в систему автоматического управления водяного пожаротушения БЩУ, ЦЩУ, ЦПУ и др.;

2) на открытие ЗПУ (при установке двух ЗПУ на трансформатор, для каждого ЗПУ подается отдельный сигнал);

3) на закрытие отсечного клапана расширительного бака трансформатора;

4) на отключение вентиляции и закрытие огнезащитных клапанов в помещении, где установлен трансформатор.

## 8 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее – только на линиях 110 – 220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную коротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Для линий 110 – 220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

- 1) дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве основной;
- 2) токовая защита нулевой последовательности – в качестве основной;
- 3) ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорного терминала защиты линии REL670, производства фирмы «АВВ». Структурная схема терминала показана на листе 5 графической части.

## 8.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

$$Z_{с.з.}^I = k_3 \cdot Z_L, \quad (79)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформатором тока и напряжения,  $k_3 = 0,85$  [19];

$Z_L$  – полное сопротивление линии.

$$Z_L = 1,985 \text{ Ом}$$

$$Z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot 1,985 = 1,68$$

Выдержка времени первой ступени защиты  $t_{с.з.}^I = 0 \text{ с}$ .

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум условиям:

1) согласование по чувствительности с первой ступенью защиты следующей линии:

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,85 \cdot (Z_L + k_{отс} \cdot Z_{с.з.см}^{I(II)}), \quad (80)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$Z_{с.з.см}^{I(II)}$  – уставки срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии.

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot (1,985 + 0,85 \cdot 1,68) = 2,55 \text{ Ом}$$

2) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$Z_{c.з.}^{II} = k_3 \cdot \left( Z_{л} + \frac{Z_m}{K'_{мок}} \right), \quad (81)$$

где  $Z_m$  - сопротивление трансформатора;

$K'_{мок}$  - коэффициент токораспределения,  $K'_{мок} = 1$ .

$$Z_{c.з.}^{II} = 0,85 \cdot \left( 1,968 + \frac{22}{1} \right) = 20,31 \text{ Ом}$$

Из полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Принимаем  $Z_{c.з.}^{II} = 2,55 \text{ Ом}$ .

Теперь требуется проверка чувствительности защиты, которая должна быть больше либо равной 1,25.

$$k_q^{II} = \frac{Z_{c.з.}^{II}}{Z_{л}} \geq 1,25 \quad (82)$$

$$k_q^{II} = \frac{2,55}{1,904} = 1,33$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованию.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.мп} + \Delta t, \quad (83)$$

где  $t_{c.з.мп}$  - выдержка времени основной защиты трансформатора, с.;

$\Delta t$  - ступень селективности, принимаем равной 0,5 с.

$$t_{c.з.}^{II} \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода.

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{мин.экспл.}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_g \cdot I_{нагр} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр})}, \quad (84)$$

где  $U_{мин.экспл.}$  – минимальное эксплуатационное напряжение;

$k_n$  – коэффициент надежности,  $k_n = 1,2$ ;

$k_g$  – коэффициент возврата,  $k_g = 1,1$ ;

$I_{нагр}$  – ток нагрузки;

$\cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_{нагр}) = 1$ .

Минимальное эксплуатационное напряжение находим по формуле:

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot U_{ном} \quad (85)$$

$$U_{мин.экспл.} = 0,9 \cdot 110 = 99 \text{ кВ}$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{99 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 610 \cdot 0,76} = 94,17 \text{ Ом}$$

Чувствительность третьей ступени проверяется при КЗ в конце смежной линии:

$$k_{ч}^{III} = \frac{Z_{с.з.}^{III}}{Z_{л} + \frac{Z_{л.см}}{K_{ток}}} \geq 1,2 \quad (86)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{94,17}{1,985 + \frac{1,68}{1}} = 29,42$$

Из результатов расчета делаем вывод, что дальнейшее резервирование обеспечивается.

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора  $t_{сз.т(р)}$  аналогично:

$$t_{с.з.}^{III} \geq t_{с.з.т(р)} + \Delta t \quad (87)$$

$$t_{с.з.}^{III} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с.}$$

Итак, по результатам расчетов принимаем:  $Z_{с.з.}^{III} = 94,17 \text{ Ом}$ ,  $t_{с.з.}^{III} = 1 \text{ с.}$

Определим остаточное напряжение при КЗ на шинах в конце первой ступени:

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot Z_{Л} \cdot I_K^I}{U_{ср.ном}} \cdot 100, \quad (88)$$

где  $I_K^I$  - ток в линии при трехфазном КЗ в конце первой ступени защиты, определяемый по кривым спада.

$$U_{ост} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 1,985 \cdot 3,01}{110} \cdot 100 = 65,32 \%$$

$$U_{ост} > 60\%$$

Данную защиту можем принять в качестве основной.

Результаты расчетов показаны в таблице 34.

Таблица 34 – Уставки дистанционной защиты

Первая ступень $Z_{с.з.}^I$ , Ом	1,68
Вторая ступень $Z_{с.з.}^{II}$ , Ом	2,55
Третья ступень $Z_{с.з.}^{III}$ , Ом	94,17
Время срабатывания первой ступени $t_{с.з.}^I$ , с.	0
Время срабатывания второй ступени $t_{с.з.}^{II}$ , с.	0,5
Время срабатывания третьей ступени $t_{с.з.}^{III}$ , с.	1

Кроме того, имеются еще и другие ступени дистанционной защиты линии:  $IV$  и  $V$ .  $IV$  – имеет параметры второй ступени, а время срабатывания  $t_{ср}^{IV} = 0,3$  с и используется при оперативном ускорении.  $V$  ступень так же имеет параметры второй ступени, но в отличие от других выполняется обратно направленной.

## 8.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Приведем принцип работы и алгоритм расчета уставок.

ТЗНП основана на контролировании тока нулевой последовательности. В случае достижения им определенной величины происходит отключение выключателя ЛЭП.

В набор уставок ТЗНП входят:

- 1)  $I_{N1}$  – ток срабатывания ступени, %;
- 2)  $T1$  – время срабатывания ступени.

$$I_{0.c.з}^I = k_3 \cdot I_{0.max}, \quad (89)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас,  $k_3 = 1,3$ ;

$I_{0.max}$  – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой. Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 20 % линии в максимальном режиме.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий:

$$I_{0.c.з}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot I_{0.max}^{I(II)}, \quad (90)$$

где  $k_3$  – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий,  $k_3 = 1,1$ ;

$I_{0.max}^{I(II)}$  – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$  – коэффициент тока распределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.6ыб}}{I_{0.з.см}}, \quad (91)$$

где  $I_{0.з.6ыб}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$  – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.с.з}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (92)$$

где  $k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме,  $k_{пер} = 1$ ;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса,  $k_{нб} = 0,1$ ;

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка:

$$k_ч^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.с.з}^{III}}, \quad (93)$$

где  $I_{0.min}$  – ток в конце смежного участка.

### 8.3 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

1) ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии:

$$I_{сз.МТО} = K_3 \cdot I_{к1}^{(3)}, \quad (94)$$

где  $K_3$  - коэффициент запаса по избирательности,  $K_3 = 1,2$ .

$$I_{сз.МТО} = 1,2 \cdot 13,38 = 16,06 \text{ кА}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка:

$$K_{ч.МТО} = \frac{I_{К2}^{(2)}}{I_{сз.МТО}} > 2, \quad (95)$$

$$K_{ч.МТО.1} = \frac{5,64}{16,06} = 0,35$$

Условие чувствительности защиты не выполняется, поэтому используем ее в качестве резервной.

#### **8.4 Высокочастотная блокировка защит**

ВЧ блокировка защит предназначена для ускорения отключения КЗ. Если на защищаемой ВЛ с двух сторон установлены ДЗ и ЗЗ, то КЗ на этой ВЛ обычно отключается 1-3 ступенями этих защит с выдержкой времени примерно от 0 до нескольких секунд. Использование ВЧ блокировки ДЗ и ЗЗ обеспечивает двухстороннее отключение ВЛ без выдержки времени при любом виде КЗ в любой точке защищаемой ВЛ.

Но применение ВЧ блокировки не обеспечивает ближнего резервирования защит: одни и те же защиты (ДЗ и ЗЗ) используются и для выполнения быстродействующей защиты ВЛ от всех видов КЗ и они же используются как резервные защиты ВЛ.

Для организации ВЧ блокировки защит по защищаемой ВЛ организуется ВЧ канал и на каждом конце защищаемой ВЛ дополнительно к существующим резервным защитами ВЛ (ДЗ и ЗЗ) устанавливается ВЧА.

Принцип действия ВЧ блокировки резервных защит аналогичен принципу действия направленной ВЧ защиты:

1. В нормальном режиме работы защиты на обоих концах ВЛ находятся в не сработавшем состоянии, ВЧ передатчики остановлены.

2. При возникновении любого КЗ защита на каждом конце ВЛ сразу же запускает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ передатчик запускает ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

3. Если запущен ВЧ передатчик хотя бы на одном конце ВЛ, то в ВЧ канале имеется ВЧ сигнал, который принимается ВЧ приемниками на обоих концах ВЛ, при этом работа защиты без выдержки времени блокируется. ДЗ и ЗЗ могут работать как обычно с выдержками времени.

4. Если защита на каком-либо конце ВЛ определяет, что направление в сторону КЗ - от шин в линию, то она останавливает свой ВЧ передатчик. При междуфазных КЗ определяет направление в сторону КЗ и останавливает ВЧ передатчик ДЗ, при КЗ на землю - ЗЗ.

5. Если будут остановлены оба ВЧ передатчика, то в ВЧ канале исчезнет ВЧ сигнал и защиты на обоих концах ВЛ подействуют на отключение ВЛ без выдержки времени.

## 9 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

### 9.1 Расчет капитальных вложений

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для электрических сетей:

$$K = K_{ВЛ\Sigma} + K_{ПСС}, \quad (96)$$

где  $K_{ВЛ\Sigma}$  - капиталовложение на сооружение воздушных линий, тыс.руб.;

$K_{ПСС}$  - капиталовложение на строительство подстанций, тыс.руб.

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на изыскательные работы, подготовку трассы (определение собственника, отвод земли и т. д.), затраты на приобретение элементов линии (опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, заземлителей), транспортировку, монтаж.

Базовые показатели стоимости ВЛ 35 – 1150 кВ учитывают все затраты производственного назначения и соответствуют средним условиям строительства и расчетному напору ветра до 0,6 кПа.

Стоимость сооружения 1 км ВЛ зависит от вида промежуточных опор, от сечения провода, от числа цепей на опоре и от материала опор.

В нашем случае требуется замена кабельных линий.

Капиталовложение на сооружение кабельных линий определяются:

$$K_{КЛ} = \sum L \cdot k_{уд} \cdot K_{инф} \cdot K_p \cdot K_{проч}, \quad (97)$$

где  $k_{уд}$  – удельная стоимость 1 км линии;

$K_p = 1,4$  – предельный территориальный повышающий коэффициент для Тюменской области;

$K_{\text{ПРОЧ}} = 1,109$  – прочие затраты на прокладку КЛ.

Коэффициент инфляции на 1 квартал 2018 года по отношению к 2000 году составляет 5,7.

$K_{\text{КЛ}} = 16 \cdot 1480 \cdot 5,7 = 1,35 \times 10^5$  тыс. руб.

Капиталовложения на строительство подстанций определяются в нашем случае, так как потребуется только установка компенсирующих устройств:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{КЛ}} \cdot K_{\text{ИНФ}} \quad (98)$$

$K_{\text{ПС}} = 3,026 \cdot 10^5$  тыс. руб.

## 9.2 Расчет амортизационных отчислений

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

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

$$И_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (99)$$

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

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (100)$$

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

Вычисляем суммарные капиталовложения на реконструкцию ПС:

$$K = K_{лс} \quad (101)$$

$$K = 302600 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем ежегодные издержки на амортизацию:

$$И_A = \frac{302600}{20} = 15130 \text{ тыс. руб.}$$

Подробный расчет представлен в Приложении В.

### 9.3 Расчет потерь электроэнергии

Определим потери электроэнергии в существующей схеме электроснабжения с приростом нагрузки. Расчет потерь будем производить в ПВК RastrWin3. Результаты расчета представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Расчет потерь существующей схемы электроснабжения

Напряжение, кВ	Потери в ЛЭП, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Суммарные потери, МВт
10	12,55		12,55
110	0,82	0,99	1,8
220	0,1	0,45	0,55

Теперь определим потери для проектируемой схемы сети. Результаты расчетов сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Расчет потерь проектируемой схемы электроснабжения

Напряжение, кВ	Потери в ЛЭП, МВт	Потери в трансформаторах, МВт	Суммарные потери, МВт
10	0,67		0,67
110	1,43	1,06	2,49
220	0,1	0,45	0,55

Проанализируем результаты расчетов, представленные в таблицах 35 и 36.

В существующей схеме электроснабжения, потери электроэнергии на напряжении 10 кВ с учетом прироста нагрузки составляют 12,55 МВт, что весьма

значительно. Суммарно потери в ЛЭП на всех напряжениях составляют 13,47 МВт.

При переносе питания на сторону 110 кВ, потери на напряжении 10 кВ значительно снизились до 0,67 МВт. Вместе с тем произошел незначительный рост потерь электроэнергии на напряжении 110 кВ до 1,43 МВт.

Произведем экономический расчет годовых потерь проектируемой и существующей схемы сети. Расчет будем осуществлять по формуле:

$$\Delta W = \sum W_i \cdot c_i \cdot 8760 , \quad (102)$$

где  $i$  – номинальное напряжение, кВ;

$c_i$  - стоимость электроэнергии на соответствующем напряжении, для 10 кВ – 2,27 руб/кВт\*ч, для 110 кВ – 1,17 руб/кВт\*ч;

$\sum W_i$  - сумма потерь на соответствующем напряжении.

Результаты расчета приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Анализ стоимости потерь

	Существующая схема сети	Проектируемая схема сети
Потери 10 кВ, тыс. руб/год	249559.26	13323.08
Потери 110 кВ, тыс. руб/год	18448.56	25520.508
Суммарные потери, тыс. руб/год	268007.82	38843.59

Как можно увидеть из результатов, представленных в таблице 37, стоимость суммарных годовых потерь при изменении схемы сети сокращаются с 268007 тыс. руб. до 38843 тыс. руб., что является хорошим экономическим эффектом.

Определим экономию за год на снижении потерь:

$$268007,82 - 38843,59 = 229164,23 \text{ тыс. руб/год}$$

#### 9.4 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [12]:

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W}, \quad (103)$$

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{PЭО}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [29]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (104)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [25]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{110} \cdot C_{110} + \Delta W_{10} \cdot C_{10}, \quad (105)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C$  – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии, равен 1,17 руб/кВт·ч для 110 кВ, 2,27 руб/кВт·ч для 10 кВ.

#### 9.5 Определение среднегодовых эксплуатационных затрат

Определим среднегодовые затраты по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (106)$$

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Расчет экономических показателей

Капиталовложения, тыс. руб	Стоимость потерь, тыс. руб.	Издержки, тыс. руб	Затраты, тыс. руб.
302600	38843,59	72900	103200

#### 9.6 Определение ЧДД

Для определения системного экономического эффекта воспользуемся формулой [29]:

$$\mathcal{E}_t = \Delta C p_\tau + \Delta C w_\tau, \quad (107)$$

где  $\Delta C p_\tau$  - изменение выручки от реализации электроэнергии;

$\Delta C w_\tau$  - изменение издержек на покупку электроэнергии;

$\mathcal{E}_t$  - системный эффект, обусловленный вводом рассматриваемого объекта в год.

Изменение выручки от реализации электроэнергии определяется по формуле:

$$\Delta C p_\tau = \Delta W_{np} \cdot C_{np}, \quad (108)$$

где  $\Delta W_{np}$  - изменение количества продаваемой электроэнергии;

$C_{np}$  - тариф на продажу электроэнергии.

Изменение издержек на покупку электроэнергии определяется:

$$\Delta C p_\tau = \Delta W_{пок} \cdot C_{пок}, \quad (109)$$

где  $\Delta W_{пок}$  - уменьшение потерь электроэнергии в сети;

$C_{пок}$  - тариф на электроэнергию.

Для расчета экономической эффективности затраты сопоставляются с полученным системным эффектом. Сравнение производится по критерию экономической эффективности – чистый дисконтированный доход (ЧДД).

ЧДД рассчитывается по формуле [29]:

$$\text{ЧДД} = \sum_M \Phi_m \cdot (1 + E)^{T_0 - \tau}, \quad (110)$$

где  $\Phi_m$  - результирующие затраты;

$T_0$  - год, к которому приводятся разновременные затраты;

$\tau$  - текущий год строительства и эксплуатации.

ЧДД рассчитывается как разность между системным эффектом и дисконтированными затратами:

$$\text{ЧДД} = \mathcal{E} - \mathcal{Z} = \sum_{t=1}^T (\mathcal{E}_t - \mathcal{Z}_t) \cdot (1 + E)^{T_0 - \tau} \quad (111)$$

При положительном ЧДД проект считается экономически эффективным. На рисунке 14 приведен график окупаемости по годам для данного проекта. Подробный расчет ЧДД представлен в Приложении Д.

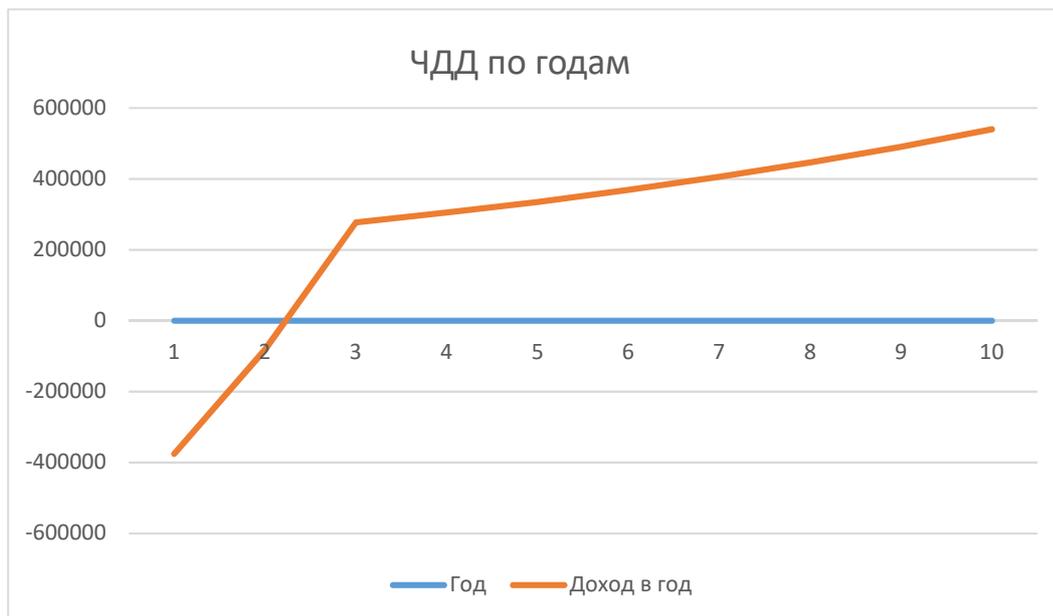


Рисунок 16 – График ЧДД по годам

На графике ЧДД можно увидеть, что срок окупаемости данного проекта составляет 2 года.

За 10 лет ЧДД составляет 2714763,41 тыс. руб.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в рамках выпускной квалификационной работы:

- 1) Проведен анализ существующей схемы внешнего электроснабжения Тобольской промышленной площадки;  
выявлены слабые места текущей схемы;  
спрогнозированы нагрузки для оценки режимов;  
разработан наиболее рациональный вариант схемы электроснабжения;
- 2) Для предлагаемого варианта было проверено высоковольтное оборудование и выбрано новое;
- 3) Рассчитаны и установлены устройства релейной защиты для воздушной линии Тобольская ТЭЦ – ГПП-3;
- 4) Сделана оценка экономической эффективности предполагаемого варианта;
- 5) Проведена проверка зон молниезащиты и заземления подстанции ГПП-3;
- 6) Проведено исследование с точки зрения безопасности и экологичности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с
- 2 ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М.: Стандартинформ, 2007. – 15 с.
- 3 ГОСТ Р 52 725-2007. «Ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. общее техническое требование и методы испытаний». Введен с 1-го января 2008 г.
- 4 Дмитриев М.В. Методика выбора ОПН для защиты оборудования 110 – 750 кВ от грозозовых и внутренних перенапряжений: Дисс. канд. техн. наук: Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2006. – 248 с.
- 5 Дьяков, А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 247 с.
- 6 Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд – во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.
- 7 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчие. - М.: Энергоатомиздат, 1989.- 438 с.
- 8 Корнилович О.П. Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах: Справочник электромонтажника/О.П. Корнилович. -М.: Энергоатомиздат, 1987. – 240 с.
- 9 Красник В.В. Эксплуатация электрических подстанций и распределительных устройств. Производственно-практическое пособие/ В.В. Красник. – М.: ЭНАС, 2015. – 320 с.
- 10 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 192 с.

11 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 545 с.

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

13 Попов А.И. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / А.И. Попов. - М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

14 Попов, Е.Н. Механическая часть воздушных линий электропередач / Е.Н. Попов. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 28 с.

15 Постановлению правительства РФ от 1.01.2002 г. «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

16 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 34.03.301. – СПб.: Издательство Деан, 2001.

17 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

18 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: Издательство «Деан», 2000. -352 с.

19 РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования». М., 2001.

20 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченкуо. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 1999. – 238 с.

21 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике / Н.В. Савина. – Благовещенск: Амурский гос.ун-т, 2007. – 54 с.

22 Сибикин, Ю.Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: ПрофОбр – Издат, 2002. - 432 с.

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

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

25 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов / Г.В. Судаков.– Благовещенск: Изд-во Амурск. гос. ун-та, 2006. – 189 с.

26 Тарасов, А.И. Современное электротехническое элегазовое оборудование / А.И. Тарасов, Д.Е. Румянцев. – М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПК-госслужбы, 2002.-144 с.

27 Тиходев, Н.Н.Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Н.Н.Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

28 Трубицын, В.И. Надежность электростанций / В.И. Трубицын. - М.: Энергоатомиздат, 1997. – 352 с.

29 Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л.Файбисович. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 392 с.

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

31 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: ИКЦ «Март», Ростов Н/Д: Издательский центр «Март», 2003 – 272 с.

32 РД 34.15.109-91. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов. – М.: МОСКВА, 1992 – 18 с.

33 РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*). Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 64 с.

34 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН 3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

## Приложение А

### Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ср.з}} &:= 97.82 \text{ МВт} & P_{\text{ср.л}} &:= 102.14 \text{ МВт} \\
 P_{\text{эф.з}} &:= 112.63 \text{ МВт} & P_{\text{эф.л}} &:= 117.44 \text{ МВт} \\
 P_{\text{макс.з}} &:= 97.74 \text{ МВт} & P_{\text{макс.л}} &:= 103.68 \text{ МВт} \\
 P_{\text{мин.з}} &:= 96.89 \text{ МВт} & P_{\text{мин.л}} &:= 100.6 \text{ МВт} \\
 Q_{\text{ср.з}} &:= P_{\text{ср.з}} \cdot 0.3 = 29.346 & & Q_{\text{ср.л}} := P_{\text{ср.л}} \cdot 0.3 = 30.642 \text{ Мвар} \\
 Q_{\text{эф.з}} &:= P_{\text{эф.з}} \cdot 0.3 = 33.789 & & Q_{\text{эф.л}} := P_{\text{эф.л}} \cdot 0.3 = 35.232 \text{ Мвар} \\
 Q_{\text{макс.з}} &:= P_{\text{макс.з}} \cdot 0.3 = 29.322 & & Q_{\text{макс.л}} := P_{\text{макс.л}} \cdot 0.3 = 31.104 \text{ Мвар} \\
 Q_{\text{мин.з}} &:= P_{\text{мин.з}} \cdot 0.3 = 29.067 & & Q_{\text{мин.л}} := P_{\text{мин.л}} \cdot 0.3 = 30.18 \text{ Мвар}
 \end{aligned}$$

$$I_{\text{max}} := \frac{\sqrt{P_{\text{макс.з}}^2 + Q_{\text{макс.з}}^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 0.268 \text{ кА}$$

$$K_3 := \frac{\sqrt{(P_{\text{ср.з}})^2 + (Q_{\text{макс.з}})^2}}{2 \cdot 63} = 0.81$$

$$K_{\text{max}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{ср.з}})^2 + (Q_{\text{макс.з}})^2}}{63} = 1.621$$

$$K_{\text{min}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{ср.з}})^2 + (Q_{\text{макс.з}})^2}}{2 \cdot 80} = 0.638$$

$$K_{\text{ср}} := \frac{\sqrt{(P_{\text{ср.з}})^2 + (Q_{\text{макс.з}})^2}}{80} = 1.277$$

Расчет параметров ЛЭП

АС - 400	АС - 300	АС - 240
$r_{400} := 0.075 \text{ Ом}$	$r_{300} := 0.098 \text{ Ом}$	$r_{240} := 0.12 \text{ Ом}$
$x_{400} := 0.42 \text{ Ом}$	$x_{300} := 0.429 \text{ Ом}$	$x_{240} := 0.405 \text{ Ом}$
$b_{400} := 2.7 \cdot 10^{-6} \text{ См}$	$b_{300} := 2.64 \cdot 10^{-6} \text{ См}$	$b_{240} := 2.81 \cdot 10^{-6} \text{ См}$
АС - 185	АС - 150	АС - 120

Продолжение Приложения А  
Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15

$$\begin{array}{lll}
 r_{185} := 0.162 & \text{Ом} & r_{150} := 0.198 & \text{Ом} & r_{120} := 0.249 & \text{Ом} \\
 x_{185} := 0.413 & \text{Ом} & x_{150} := 0.406 & \text{Ом} & x_{120} := 0.427 & \text{Ом} \\
 b_{185} := 2.75 \cdot 10^{-6} & \text{См} & b_{150} := 2.7 \cdot 10^{-6} & \text{См} & b_{120} := 2.66 \cdot 10^{-6} & \text{См}
 \end{array}$$

$$\begin{array}{ll}
 R_{\text{Ирт\_отп1}} := 5.9 \cdot r_{400} = 0.442 & \text{Ом} & X_{\text{Ирт\_отп1}} := 5.9 \cdot x_{400} = 2.478 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп1\_ГППЗ}} := 3.2 \cdot r_{240} = 0.384 & \text{Ом} & X_{\text{отп1\_ГППЗ}} := 3.2 \cdot x_{240} = 1.296 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп1\_отп2}} := 1.8 \cdot r_{400} = 0.135 & \text{Ом} & X_{\text{отп1\_отп2}} := 1.8 \cdot x_{400} = 0.756 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп2\_тэц}} := 0.4 \cdot r_{400} = 0.03 & \text{Ом} & X_{\text{отп2\_тэц}} := 0.4 \cdot x_{400} = 0.168 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп2\_КОС}} := 4.5 \cdot r_{120} = 1.121 & \text{Ом} & X_{\text{отп2\_КОС}} := 4.5 \cdot x_{120} = 1.921 & \text{Ом} \\
 R_{\text{Ирт\_отп3}} := 7.4 \cdot r_{400} = 0.555 & \text{Ом} & X_{\text{Ирт\_отп3}} := 7.4 \cdot x_{400} = 3.108 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп3\_КОС}} := 4.5 \cdot r_{120} = 1.121 & \text{Ом} & X_{\text{отп3\_КОС}} := 4.5 \cdot x_{120} = 1.921 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп3\_тэц}} := 1.14 \cdot r_{400} = 0.086 & \text{Ом} & X_{\text{отп3\_тэц}} := 1.14 \cdot x_{400} = 0.479 & \text{Ом} \\
 R_{\text{Ирт\_отп4}} := 5.7 \cdot r_{150} = 1.129 & \text{Ом} & X_{\text{Ирт\_отп4}} := 5.7 \cdot x_{150} = 2.314 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп4\_Абалак}} := 18.48 \cdot r_{150} = 3.659 & \text{Ом} & X_{\text{отп4\_Абалак}} := 18.48 \cdot x_{150} = 7.503 & \text{Ом} \\
 R_{\text{Абалак\_Бегишево}} := 5 \cdot r_{150} = 0.99 & \text{Ом} & X_{\text{Абалак\_Бегишево}} := 5 \cdot x_{150} = 2.03 & \text{Ом} \\
 R_{\text{отп4\_ВОС}} := 1.34 \cdot r_{120} = 0.334 & \text{Ом} & X_{\text{отп4\_ВОС}} := 1.34 \cdot x_{120} = 0.572 & \text{Ом} \\
 R_{\text{ВОС\_Бегишево}} := 0.55 \cdot r_{120} = 0.137 & \text{Ом} & X_{\text{ВОС\_Бегишево}} := 0.55 \cdot x_{120} = 0.235 & \text{Ом} \\
 R_{\text{Ирт\_Менд}} := 2.61 \cdot r_{120} = 0.65 & \text{Ом} & X_{\text{Ирт\_Менд}} := 2.61 \cdot x_{120} = 1.114 & \text{Ом} \\
 R_{\text{Менделеево\_Сырьевая}} := 2.75 \cdot r_{120} = 0.685 & \text{Ом} & X_{\text{Менд\_Сырьевая}} := 2.75 \cdot x_{120} = 1.174 & \text{Ом} \\
 R_{220\text{ТЭЦ}} := 9.5 \cdot r_{300} = 0.931 & \text{Ом} & X_{220\text{ТЭЦ}} := 9.5 \cdot x_{300} = 4.075 & \text{Ом} \\
 R_{\text{запсиб\_тэц}} := 3.1 \cdot r_{240} = 0.372 & \text{Ом} & X_{\text{запсиб\_тэц}} := 3.1 \cdot x_{240} = 1.256 & \text{Ом} \\
 R_{\text{Ирт\_тэц}} := 8.5 \cdot r_{400} = 0.638 & \text{Ом} & X_{\text{Ирт\_тэц}} := 8.5 \cdot x_{400} = 3.57 & \text{Ом} \\
 R_{\text{ГППЗ\_тэц}} := 4.7 \cdot r_{240} = 0.564 & \text{Ом} & X_{\text{ГППЗ\_тэц}} := 4.7 \cdot x_{240} = 1.904 & \text{Ом}
 \end{array}$$

$$Z := R_{\text{ГППЗ\_тэц}} + iX_{\text{ГППЗ\_тэц}} = 0.564 + 1.904i$$

$$\arg(Z) = 1.283 \quad |Z| = 1.985$$

Расчет проводимостей

$$\begin{array}{ll}
 B_{\text{Ирт\_отп1}} := 5.9 \cdot b_{400} = 1.593 \times 10^{-5} & \text{См} \\
 B_{\text{отп1\_ГППЗ}} := 3.2 \cdot b_{240} = 8.992 \times 10^{-6} & \text{См} \\
 B_{\text{отп1\_отп2}} := 1.8 \cdot b_{400} = 4.86 \times 10^{-6} & \text{См} \\
 B_{\text{отп2\_тэц}} := 0.4 \cdot b_{400} = 1.08 \times 10^{-6} & \text{См}
 \end{array}$$

Продолжение Приложения А  
Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15

$$\begin{aligned}
 V_{\text{отп2\_КОС}} &:= 4.5 \cdot b_{120} = 1.197 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{Ирт\_отп3}} &:= 7.4 \cdot b_{400} = 1.998 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{отп3\_КОС}} &:= 4.5 \cdot b_{120} = 1.197 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{отп3\_тэц}} &:= 1.14 \cdot b_{400} = 3.078 \times 10^{-6} && \text{См} \\
 V_{\text{Ирт\_отп4}} &:= 5.7 \cdot b_{150} = 1.539 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{отп4\_Абалак}} &:= 18.48 \cdot b_{150} = 4.99 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{Абалак\_Бегишево}} &:= 5 \cdot b_{150} = 1.35 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{отп4\_ВОС}} &:= 1.34 \cdot b_{120} = 3.564 \times 10^{-6} && \text{См} \\
 V_{\text{ВОС\_Бегишево}} &:= 0.55 \cdot b_{120} = 1.463 \times 10^{-6} && \text{См} \\
 V_{\text{Ирт\_Менд}} &:= 2.61 \cdot b_{120} = 6.943 \times 10^{-6} && \text{См} \\
 V_{\text{Менд\_Сырьевая}} &:= 2.75 \cdot b_{120} = 7.315 \times 10^{-6} && \text{См} \\
 V_{220\text{ТЭЦ}} &:= 9.5 \cdot b_{300} = 2.508 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{запсиб\_тэц}} &:= 3.1 \cdot b_{240} = 8.711 \times 10^{-6} && \text{См} \\
 V_{\text{Ирт\_тэц}} &:= 8.5 \cdot b_{400} = 2.295 \times 10^{-5} && \text{См} \\
 V_{\text{ГППЗ\_тэц}} &:= 4.7 \cdot b_{240} = 1.321 \times 10^{-5} && \text{См}
 \end{aligned}$$

Расчет параметров трансформаторов:

ТМН - 2500/110

$$\Delta Q_X := 37.5 \cdot 10^{-3} \text{ Мвар}$$

$$\Delta P_X := 5.5 \text{ кВт}$$

$$U_{\text{ВН}} := 110 \text{ кВ}$$

$$B_T := \frac{\Delta Q_X \cdot 10^6}{U_{\text{ВН}}^2} = 3.099 \text{ мкСм}$$

$$G_T := \frac{\Delta P_X \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 0.455 \text{ мкСм}$$

ТМН - 6300/110

Продолжение Приложения А  
Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15

$$\Delta Q_x := 50.4 \cdot 10^{-3} \quad \text{Мвар}$$

$$\Delta P_x := 11.5 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^6}{U_{BH}^2} = 3.811 \quad \text{мкСм}$$

$$G_x := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 0.87 \quad \text{мкСм}$$

ТРДН - 32000/110

$$\Delta Q_x := 175 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_x := 30 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 13.233 \quad \text{мкСм}$$

$$G_x := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 2.268 \quad \text{мкСм}$$

ТРДЦН - 63000/110

$$\Delta Q_x := 410 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_x := 59 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 31.002 \quad \text{мкСм}$$

$$G_x := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 4.461 \quad \text{мкСм}$$

ТРДЦН - 80000/110

$$\Delta Q_x := 480 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_x := 70 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 115 \quad \text{кВ}$$

Продолжение Приложения А  
Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 36.295 \quad \text{мкСм}$$

$$G_x := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 5.293 \quad \text{мкСм}$$

ТДЦ - 125000/110

$$\Delta Q_x := 687.5 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_x := 120 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 46.957 \quad \text{мкСм}$$

$$G_x := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 8.196 \quad \text{мкСм}$$

ТДЦ - 200000/110

$$\Delta Q_x := 1000 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_x := 170 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 68.301 \quad \text{мкСм}$$

$$G_x := \frac{\Delta P_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 11.611 \quad \text{мкСм}$$

ТДЦ - 250000/110

$$\Delta Q_x := 1250 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_x := 200 \quad \text{кВт}$$

$$U_{BH} := 121 \quad \text{кВ}$$

$$B_x := \frac{\Delta Q_x \cdot 10^3}{U_{BH}^2} = 85.377 \quad \text{мкСм}$$

Продолжение Приложения А  
Расчет данных схемы в ПВК Mathcad 15

$$G_{\text{тх}} := \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 13.66 \quad \text{мкСм}$$

ТДЦ - 125000/220

$$\Delta Q_{\text{х}} := 625 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_{\text{х}} := 135 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{ВН}} := 242 \quad \text{кВ}$$

$$B_{\text{тх}} := \frac{\Delta Q_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 10.672 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{\text{тх}} := \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 2.305 \quad \text{мкСм}$$

АТДЦТН - 125000/220/110

$$\Delta Q_{\text{х}} := 625 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_{\text{х}} := 65 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{ВН}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$B_{\text{тх}} := \frac{\Delta Q_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 11.815 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{\text{тх}} := \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 1.229 \quad \text{мкСм}$$

АТДЦТН - 250000/500/110

$$\Delta Q_{\text{х}} := 1125 \quad \text{квар}$$

$$\Delta P_{\text{х}} := 640 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{ВН}} := 500 \quad \text{кВ}$$

$$B_{\text{тх}} := \frac{\Delta Q_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 4.5 \quad \text{мкСм}$$

$$G_{\text{тх}} := \frac{\Delta P_{\text{х}} \cdot 10^3}{U_{\text{ВН}}^2} = 2.56 \quad \text{мкСм}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет в ПВК RatsrWin 3

#### 1.1 Расчет режимов для существующей схемы электроснабжения

##### 1.1.1 Расчет минимального режима

Таблица Б.1 – Вкладка «Узлы»

Тип	Но ме р	Название	U_ ном	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>з</sub> д	Q <sub>min</sub>	Q <sub>max</sub>	B <sub>ш</sub>	V	Delta
Ген+	1	Генератор 1	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	15.387	12.241
Ген+	2	Генератор 2	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	15.387	12.241
Ген+	3	Генератор 3	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	15.419	12.891
База	4	Генератор 4	10	0	0	- 194. 817	70.0 419 4	10.5	- 100	20	0	10.5	0
Ген+	5	Генератор 5	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	14.685	19.697
Ген+	6	Генератор ГРУ	10	0	0	100	20	10.5	100	20	0	10.124	10.891
Нагр	7	ЗРУ ТЭЦ 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	117.32	9.7357
Нагр	8	ТЭЦ 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	221.9	13.832
Нагр	9	Иртыш 220	220	20	6	0	0	230	0	0	0	221.6	13.601
Нагр	10	НейтАТ	220	0	0	0	0	230	0	0	0	221.13	9.0373
Нагр	11	Иртыш 110	110	200	60	0	0	121	0	0	0	116.23	9.0362
Нагр	12	отп. Абалак	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.05	9.0295
Нагр	13	нн1 Абалак	6	0.98	0.29	0	0	0	0	0	4000 0	6.1411	7.0844
Нагр	14	нн2 Абалак	6	0.98	0.3	0	0	0	0	0	4000 0	6.1385	7.0853
Нагр	15	вн Абалак	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116	9.03
Нагр	16	нн1 ВОС	6	0.4	0.1	0	0	0	0	0	4000 0	6.4558	8.7569
Нагр	17	нн2 ВОС	6	0.4	0.1	0	0	0	0	0	4000 0	6.4558	8.7569
Нагр	18	отп1. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.22	9.0185
Нагр	19	ВН1 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.2	9.0093
Нагр	20	нн1 КОС	10	1.36	0.4	0	0	0	0	0	0	10.521	7.7517
Нагр	21	нн2 КОС	10	1.36	0.4	0	0	0	0	0	0	10.609	8.3947
Нагр	22	отп. ГППЗ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.22	9.0227
Нагр	23	ВН1 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.22	9.0233
Нагр	24	Нейт 1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.22	9.0233
Нагр	25	НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.8101	8.2501
Нагр	26	отп. Менде- леево 1	110	10	3	0	0	0	0	0	0	116.12	8.9833
Нагр	27	отп. Менде- леево 2	110	10	3	0	0	0	0	0	0	116.12	8.9833

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.1

Тип	Но ме р	Название	U_ ном	P_ н	Q_ н	P_ г	Q_ г	V_ з д	Q_ min	Q_ ma x	B_ ш	V	Delta
Нагр	28	ВН1 Сырье- вая	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.08	8.9689
Нагр	29	Нейт1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.08	8.9682
Нагр	30	НН1	10	3.6	1.08	0	0	0	0	0	0	10.572	8.5481
Нагр	31	ВН2 Сырье- вая	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.08	8.9689
Нагр	32	Нейт 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.08	8.9682
Нагр	33	НН2	10	3.6	1.08	0	0	0	0	0	0	10.572	8.5481
Нагр	34	ВН2 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.17	9.6474
Нагр	35	Нейт 2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.17	9.6448
Нагр	36	НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.662	9.0743
Нагр	37	1) ЦРП-1	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	9.7514	7.9979
Нагр	38	2) ЦРП-1	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	10.608	8.8609
Нагр	39	1) ЦРП-2	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	9.7514	7.9979
Нагр	40	2) ЦРП-2	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	10.608	8.8609
Нагр	41	1) ЦРП-4	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	9.7514	7.9979
Нагр	42	2) ЦРП-4	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	10.608	8.8609
Нагр	43	отп2. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	117.17	9.6408
Нагр	44	Бегишево	110	1.4	0.4	0	0	0	0	0	0	115.99	9.0192
Нагр	45	1) ЦРП 10 кВ	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	46	2) ЦРП 10 кВ	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	47	1) РП-101	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	48	2) РП-101	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	49	1) РП-102	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	50	2) РП-102	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	51	1) РП-106	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	52	2) РП-106	10	2.9	0.8	0	0	0	0	0	0	10.084	10.724
Нагр	53	Иртыш 10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.614	9.0373
Нагр	54	ВН2 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.15	9.6318
Нагр	55	Нейт1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.32	9.7421
Нагр	56	Нейт2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.32	9.7421

Таблица Б.2 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_ н ач	N_ к он	Название	R	X	B	Кт/г	P_ на ч	Q_ нач	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Тр-р	7	1	ЗРУ ТЭЦ 110 - Гене- ратор 1	0.15	6.1	85.3 8	0.13	99.88 725	14.29672	496.5841	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Гр-р	7	2	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 2	0.15	6.1	85.38	0.13	99.88725	14.29672	496.5841	0
Гр-р	7	3	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 3	0.2	7.7	68.3	0.13	99.85075	13.36756	495.7789	0
Гр-р	7	4	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 4	0.37	12.3	46.96	0.086	195.881	34.03086	978.4267	0
Гр-р	8	5	ТЭЦ 220 - Генератор 5	1.4	51.5	10.7	0.065	99.71333	8.979447	260.4894	0
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.931	4.075	-25.1	0	49.8559	-4.48395	130.562	18.389
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.93	4.075	-25.1	0	49.8573	-4.49585	130.5693	18.39
Гр-р	9	10	Иртыш 220 - НейтАТ	0.52	49	11.81	1	79.6198	-5.03223	207.8546	0
Гр-р	10	11	НейтАТ - Иртыш 110	0.52	0	0	0.526087	79.5523	1.895815	207.7645	0
Гр-р	10	53	НейтАТ - Иртыш 10	3.2	131	0	0.048	6.91E-06	-6.45E-07	1.81E-05	0
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	51.24349	25.95702	285.3251	34.5849
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	51.24349	25.95702	285.3251	34.5849
ЛЭП	11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	1.129	2.314	-15.4	0	4.20817	-7.11932	41.97048	9.32677
ЛЭП	12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.659	7.503	-49.9	0	0.26907	-0.24842	4.770295	1.06007
Гр-р	15	13	вн Абалак - нн1 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	0.99559	-2.02644	11.23708	0
Гр-р	15	14	вн Абалак - нн2 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	0.99572	-2.03672	11.28332	0
ЛЭП	15	44	вн Абалак - Бегишево	0.99	2.03	-13.5	0	1.40005	-0.21871	7.247311	1.85828
Гр-р	15	16	вн Абалак - нн1 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.40381	-1.87555	9.548561	0
Гр-р	15	17	вн Абалак - нн2 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.40381	-1.87555	9.548561	0
Выкл	13	14	нн1 Абалак - нн2 Абалак	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	нн1 ВОС - нн2 ВОС	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.2

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
ЛЭП	15	12	вн Абалак - отп. Абалак	0.334	0.572	-3.6	0	3.930139	7.112983	40.44587	10.3707
ЛЭП	11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	0.442	2.478	-15.9	0	1.36315	-0.33968	7.30954	0.886
ЛЭП	22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	0.384	1.296	-9	0	6.58E-05	-0.29726	2.080578	0.34108
Тр-р	23	24	ВН1 ГППЗ - Нейт 1	0	0	31	1	2.68E-05	-0.41867	2.079897	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - НН1	0.87	22	0	0.091304	0	0	0	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - НН1	0.87	22	0	0.091304	0	0	0	0
ЛЭП	18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	0.135	0.756	-4.9	0	1.362418	0.323035	6.95601	0.84315
ЛЭП	18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	1.121	1.921	-12	0	1.36234	-0.32308	7.184218	1.84211
Тр-р	19	20	ВН1 КОС - нн1 КОС	14.7	220.4	3.811	0.091304	1.3622	-0.48481	7.184326	0
ЛЭП	11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	0.555	3.108	-3.1	0	50.81961	25.6658	282.7933	34.278
ЛЭП	43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	1.12	1.921	-12	0	1.36234	-0.32068	7.126247	1.82724
Тр-р	54	21	ВН2 КОС - нн2 КОС	14.7	220.4	3.811	0.091304	1.36217	-0.48511	7.126203	0
Выкл	20	21	нн1 КОС - нн2 КОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	0.086	0.479	-3.1	0	52.31507	26.68966	289.3913	35.0777
ЛЭП	11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	0.65	1.114	-6.9	0	13.6124	-4.11378	70.76976	18.1461
ЛЭП	26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырьевая	0.685	1.174	-7.3	0	3.60284	-1.19012	19.02478	4.87815
Тр-р	28	29	ВН1 Сырьевая - Нейт1	0	0	13.23	1	3.60092	-1.28755	19.01974	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091304	1.80063	-0.55462	9.370717	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091304	1.80063	-0.55462	9.370717	0
ЛЭП	11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	0.65	1.114	-6.9	0	13.6124	-4.11378	70.76976	18.1461

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.2

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭП	27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырьевая	0.68 5	1.17 4	-7.3	0	3.602 84	-1.19012	19.02478	4.87815
Тр-р	31	32	ВН2 Сырьевая - Нейт 2	0	0	13.2 3	1	3.600 92	-1.28755	19.01974	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091 304	1.800 63	-0.55462	9.370717	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091 304	1.800 63	-0.55462	9.370717	0
Выкл	30	33	НН1 - НН2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.76 1	1.94 1	- 12.9	0	12.54 4	-4.0587	65.15698	12.5302
Тр-р	34	35	ВН2 ГППЗ - Нейт 2	0	0	31	1	12.53 55	-4.21121	65.16229	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - НН2	0.87	22	0	0.091 304	6.267 59	-1.89251	32.26175	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - НН2	0.87	22	0	0.091 304	6.267 59	-1.89251	32.26175	0
ЛЭП	6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
ЛЭП	6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
ЛЭП	6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
Выкл	47	48	1) РП-101 - 2) РП-101	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
ЛЭП	6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
Выкл	49	50	1) РП-102 - 2) РП-102	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
ЛЭП	6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
Выкл	45	46	1) ЦРП 10 кВ - 2) ЦРП 10 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.2

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Kт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭП	6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	2.908 87	-0.80637	172.2298	82.0142
Выкл	51	52	1) РП-106 - 2) РП-106	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	6	НН1 - Генератор ГРУ	0.12	0.4	-2.8	0	12.53 905	3.662235	768.7887	85.421
ЛЭП	36	6	НН2 - Генератор ГРУ	0.12	0.4	-2.8	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	0.1	0.13	-51	0	4.179 67	-1.22075	256.3428	98.5934
ЛЭП	25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	0.1	0.13	-51	0	4.179 67	-1.22075	256.3428	98.5934
ЛЭП	25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	0.1	0.13	-51	0	4.179 67	-1.22075	256.3428	98.5934
ЛЭП	36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	0.1	0.13	-51	0	4.176 61	-1.2159	235.6511	90.635
ЛЭП	36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	0.1	0.13	-51	0	4.176 61	-1.2159	235.6511	90.635
ЛЭП	36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	0.1	0.13	-51	0	4.176 61	-1.2159	235.6511	90.635
Выкл	37	38	1) ЦРП-1 - 2) ЦРП-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	39	40	1) ЦРП-2 - 2) ЦРП-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	41	42	1) ЦРП-4 - 2) ЦРП-4	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	55	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт1	0	0	0	1	31.96 454	3.929711	158.4912	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.98 267	1.96667	79.24757	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.98 267	1.96667	79.24757	0
Тр-р	7	56	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт2	0	0	0	1	31.96 454	3.929711	158.4912	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.98 267	1.96667	79.24757	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.98 267	1.96667	79.24757	0



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

1.1.2 Расчет максимального режима

Таблица Б.3 – Вкладка «Узлы»

Тип	Но ме р	Название	U_ ном	P_ н	Q_ н	P_ г	Q_ г	V_ зд	Q_ min	Q_ max	B - ш	V	Delta
Ген+	1	Генератор 1	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	15.31	11.44
Ген+	2	Генератор 2	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	15.31	11.44
Ген+	3	Генератор 3	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	15.34	12.1
База	4	Генератор 4	10	0	0	-177.249	72.75 259	10.5	100	20	0	10.5	0
Ген+	5	Генератор 5	16	0	0	100	20	15.8	100	20	0	14.6	18.93
Ген+	6	Генератор ГРУ	10	0	0	100	20	10.5	100	20	0	10.07	10.05
Нагр	7	ЗРУ ТЭЦ 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.7	8.91
Нагр	8	ТЭЦ 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	220.5	12.99
Нагр	9	Иртыш 220	220	20	6	0	0	230	0	0	0	220.2	12.76
Нагр	10	НейтАТ	220	0	0	0	0	230	0	0	0	219.8	8.14
Нагр	11	Иртыш 110	110	200	60	0	0	121	0	0	0	115.5	8.139
Нагр	12	отп. Абалак	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.3	8.121
Нагр	13	нн1 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	40 00 0	6.065	5.625
Нагр	14	нн2 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	40 00 0	6.065	5.625
Нагр	15	вн Абалак	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.3	8.119
Нагр	16	нн1 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	40 00 0	6.389	7.36
Нагр	17	нн2 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	40 00 0	6.389	7.36
Нагр	18	отп1. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.5	8.084
Нагр	19	ВН1 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.4	8.057
Нагр	20	нн1 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	10.23	4.036
Нагр	21	нн2 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	10.33	4.83
Нагр	22	отп. ГППЗ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.5	8.097
Нагр	23	ВН1 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.5	8.098
Нагр	24	Нейт 1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.5	8.098
Нагр	25	НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.752	7.378
Нагр	26	отп. Менде- леево 1	110	10	3	0	0	0	0	0	0	115.4	8.068
Нагр	27	отп. Менде- леево 2	110	10	3	0	0	0	0	0	0	115.4	8.068

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.3

Тип	Но ме р	Название	U_ ном	P_н	Q_ н	P_г	Q_г	V_зд	Q_ min	Q_ max	B_ ш	V	Delta
Нагр	28	ВН1 Сырье- вая	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.3	8.036
Нагр	29	Нейт1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.3	8.034
Нагр	30	НН1	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.47	7.085
Нагр	31	ВН2 Сырье- вая	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.3	8.036
Нагр	32	Нейт 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.3	8.034
Нагр	33	НН2	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.47	7.085
Нагр	34	ВН2 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.6	8.821
Нагр	35	Нейт 2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.6	8.819
Нагр	36	НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.61	8.242
Нагр	37	1) ЦРП-1	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	9.693	7.123
Нагр	38	2) ЦРП-1	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	10.55	8.026
Нагр	39	1) ЦРП-2	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	9.693	7.123
Нагр	40	2) ЦРП-2	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	10.55	8.026
Нагр	41	1) ЦРП-4	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	9.693	7.123
Нагр	42	2) ЦРП-4	10	4.16	1.2	0	0	0	0	0	0	10.55	8.026
Нагр	43	отп2. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.5	8.801
Нагр	44	Бегишево	110	1.4	0.4	0	0	0	0	0	0	115.3	8.108
Нагр	45	1) ЦРП 10 кВ	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	46	2) ЦРП 10 кВ	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	47	1) РП-101	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	48	2) РП-101	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	49	1) РП-102	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	50	2) РП-102	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	51	1) РП-106	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	52	2) РП-106	10	3.1	0.93	0	0	0	0	0	0	10.02	9.873
Нагр	53	Иртыш 10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.55	8.14
Нагр	54	ВН2 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.5	8.775
Нагр	55	Нейт1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.7	8.917
Нагр	56	Нейт2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.7	8.917

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Таблица Б.4 – Вкладка «Ветви»

Тип	N _н ач	N_к он	Название	R	X	B	Кт/г	P нач	Q нач	I max	I загр.
Тр-р	7	1	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 1	0.15	6.1	85.38	0.13	99.886 6	14.262 288	499. 141 3	0
Тр-р	7	2	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 2	0.15	6.1	85.38	0.13	99.886 6	14.262 288	499. 141 3	0
Тр-р	7	3	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 3	0.2	7.7	68.3	0.13	99.849 7	13.318 9	498. 322 2	0
Тр-р	7	4	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 4	0.37	12.3	46.96	0.086	-178.16	41.822 184	905. 300 1	0
Тр-р	8	5	ТЭЦ 220 - Генератор 5	1.4	51.5	10.7	0.065	99.710 3	8.8596 579	262. 054 1	0
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.931	4.07 5	-25.1	0	-49.854	4.4239 98	131. 338	18.498
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.93	4.07 5	-25.1	0	-49.856	4.4358 95	131. 345 4	18.499
Тр-р	9	10	Иртыш 220 - НейтАТ	0.52	49	11.81	1	-79.615	4.8773 68	209. 096 6	0
Тр-р	10	11	НейтАТ - Иртыш 110	0.52	0	0	0.526 1	-79.547	2.1189 576	209. 010 1	0
Тр-р	10	53	НейтАТ - Иртыш 10	3.2	131	0	0.048	4.62E- 06	-4.26E- 07	1.22 E- 05	0
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	55.761 9	27.664 192	311. 044 7	37.702
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	55.761 9	27.664 192	311. 044 7	37.702
ЛЭП	11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	1.129	2.31 4	-15.4	0	-5.6598	7.7277 09	48.6 957 2	10.821
ЛЭП	12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.659	7.50 3	-49.9	0	-0.3724	0.3037 57	5.18 892 2	1.1531
Тр-р	15	13	вн Абалак - нн1 Абалак	42.6	508. 2	3.099	0.057 4	-1.2188	2.1375 81	12.3 240 3	0
Тр-р	15	14	вн Абалак - нн2 Абалак	42.6	508. 2	3.099	0.057 4	-1.2188	2.1375 81	12.3 240 3	0
ЛЭП	15	44	вн Абалак - Бегишево	0.99	2.03	-13.5	0	-1.4001	0.2209 71	7.29 322 2	1.8701

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.4

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Тр-р	15	16	вн Абалак - нн1 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.0574	-0.9054	2.064155	11.28894	0
Тр-р	15	17	вн Абалак - нн2 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.0574	-0.9054	2.064155	11.28894	0
Выкл	13	14	нн1 Абалак - нн2 Абалак	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	нн1 ВОС - нн2 ВОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	15	12	вн Абалак - отп. Абалак	0.334	0.572	-3.6	0	5.27636	7.6575726	46.5753	11.942
ЛЭП	11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	0.442	2.478	-15.9	0	-4.2257	1.554172	22.88579	2.774
ЛЭП	22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	0.384	1.296	-9	0	1.12E-05	0.293488	2.067285	0.3389
Тр-р	23	24	ВН1 ГППЗ - Нейт 1	0	0	31	1	2.69E-05	0.413426	2.066859	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - НН1	0.87	22	0	0.0913	0	0	0	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - НН1	0.87	22	0	0.0913	0	0	0	0
ЛЭП	18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	0.135	0.756	-4.9	0	4.22435	1.5333112	22.46927	2.7235
ЛЭП	18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	1.121	1.921	-12	0	-4.2243	1.533343	22.75424	5.8344
Тр-р	19	20	ВН1 КОС - нн1 КОС	14.7	220.4	3.811	0.0913	-4.2226	1.690295	22.75422	0
ЛЭП	11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	0.555	3.108	-3.1	0	54.9361	27.211328	306.3425	37.132
ЛЭП	43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	1.12	1.921	-12	0	-4.2239	1.524615	22.53278	5.7776
Тр-р	54	21	ВН2 КОС - нн2 КОС	14.7	220.4	3.811	0.0913	-4.2222	1.684618	22.53268	0
Выкл	20	21	нн1 КОС - нн2 КОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	0.086	0.479	-3.1	0	59.3162	29.568948	328.3349	39.798
ЛЭП	11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	0.65	1.114	-6.9	0	-18.028	5.570257	94.42384	24.211

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.4

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭП	26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырьевая	0.685	1.17 4	-7.3	0	-8.0108	- 2.6324 5	42.3 465 2	10.858
Тр-р	28	29	ВН1 Сырьевая - Нейт1	0	0	13.23	1	-8.0063	- 2.7234 81	42.3 427 7	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091 3	-4.0033	- 1.2736 65	21.0 342 7	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091 3	-4.0033	- 1.2736 65	21.0 342 7	0
ЛЭП	11	27	Иртыш 110 - отп. Мен- делеево 2	0.65	1.11 4	-6.9	0	-18.028	- 5.5702 57	94.4 238 4	24.211
ЛЭП	27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырьевая	0.685	1.17 4	-7.3	0	-8.0108	- 2.6324 5	42.3 465 2	10.858
Тр-р	31	32	ВН2 Сырьевая - Нейт 2	0	0	13.23	1	-8.0063	- 2.7234 81	42.3 427 7	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091 3	-4.0033	- 1.2736 65	21.0 342 7	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091 3	-4.0033	- 1.2736 65	21.0 342 7	0
Выкл	30	33	НН1 - НН2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.761	1.94 1	-12.9	0	-12.545	- 4.0586 65	65.4 981 1	12.596
Тр-р	34	35	ВН2 ГППЗ - Нейт 2	0	0	31	1	-12.536	- 4.2091 52	65.5 016 2	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - НН2	0.87	22	0	0.091 3	-6.2679	- 1.8936 83	32.4 333 4	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - НН2	0.87	22	0	0.091 3	-6.2679	- 1.8936 83	32.4 333 4	0
ЛЭП	6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	- 0.9384 03	186. 393	88.759
ЛЭП	6	47	Генератор ГРУ - 1) РП- 101	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	- 0.9384 03	186. 393	88.759
ЛЭП	6	48	Генератор ГРУ - 2) РП- 101	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	- 0.9384 03	186. 393	88.759
Выкл	47	48	1) РП-101 - 2) РП-101	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.4

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Kт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭП	6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	0.938403	186.393	88.759
ЛЭП	6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	0.938403	186.393	88.759
Выкл	49	50	1) РП-102 - 2) РП-102	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	0.938403	186.393	88.759
ЛЭП	6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	0.938403	186.393	88.759
Выкл	45	46	1) ЦРП 10 кВ - 2) ЦРП 10 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	-3.1104	0.938403	186.393	88.759
Выкл	51	52	1) РП-106 - 2) РП-106	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	6	НН1 - Генератор ГРУ	0.12	0.4	-2.8	0	12.5398	3.6633248	773.3892	85.932
ЛЭП	36	6	НН2 - Генератор ГРУ	0.12	0.4	-2.8	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	0.1	0.13	-51	0	-4.1799	1.221113	257.8759	99.183
ЛЭП	25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	0.1	0.13	-51	0	-4.1799	1.221113	257.8759	99.183
ЛЭП	25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	0.1	0.13	-51	0	-4.1799	1.221113	257.8759	99.183
ЛЭП	36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	0.1	0.13	-51	0	-4.1768	1.216183	236.9029	91.116
ЛЭП	36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	0.1	0.13	-51	0	-4.1768	1.216183	236.9029	91.116
ЛЭП	36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	0.1	0.13	-51	0	-4.1768	1.216183	236.9029	91.116
Выкл	37	38	1) ЦРП-1 - 2) ЦРП-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	39	40	1) ЦРП-2 - 2) ЦРП-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	41	42	1) ЦРП-4 - 2) ЦРП-4	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	55	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт1	0	0	0	1	31.1583	3.4249445	155.0654	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.4

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Kт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.579 4	1.7142 116	77.5 339 6	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.579 4	1.7142 116	77.5 339 6	0
Тр-р	7	56	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт2	0	0	0	1	31.158 3	3.4249 445	155. 065 4	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.579 4	1.7142 116	77.5 339 6	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	15.579 4	1.7142 116	77.5 339 6	0

1.1.3 Расчет послеаварийного режима

Таблица Б.5 – Вкладка «Узлы»

Тип	Но-мер	Название	U <sub>ном</sub>	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>in</sub>	Q <sub>max</sub>	B <sub>ш</sub>	V	Delta
Ген+	1	Генератор 1	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15.406 28	11.336 06
Ген+	2	Генератор 2	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15.406 28	11.336 06
Ген+	3	Генератор 3	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15.437 96	11.984 79
База	4	Генератор 4	10	0	0	177.16 6	65.103 82	10.5	-100	20	0	10.5	0
Ген+	5	Генератор 5	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	14.693 76	18.722 51
Ген+	6	Генератор ГРУ	10	0	0	100	20	10.5	-100	20	0	10.137 5	9.7299 37
Нагр	7	ЗРУ ТЭЦ 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	117.46 56	8.8369 8
Нагр	8	ТЭЦ 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	222.04 12	12.865 7
Нагр	9	Иртыш 220	220	20	6	0	0	230	0	0	0	221.74 02	12.634 81
Нагр	10	НейтАТ	220	0	0	0	0	230	0	0	0	221.26 6	8.0767 19
Нагр	11	Иртыш 110	110	20	60	0	0	121	0	0	0	116.30 68	8.0755 79
Нагр	12	отп. Абалак	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.09 46	8.0578 8
Нагр	13	нн1 Абалак	6	1. 2	0.4	0	0	0	0	0	400 00	6.1075 19	5.5997 68

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.5

Тип	Но- мер	Название	U_но м	P_ н	Q_ н	P_ г	Q_ г	V_з д	Q_m in	Q_m ax	B_ш	V	Delta
Наг р	14	нн2 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	4000 0	6.1075 19	5.5997 68
Наг р	15	вн Абалак	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.04 14	8.0559 95
Наг р	16	нн1 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	4000 0	6.4318	7.3086 51
Наг р	17	нн2 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	4000 0	6.4318	7.3086 51
Наг р	18	отп1. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.24 09	8.0216 27
Наг р	19	ВН1 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.17 36	7.9948 48
Наг р	20	нн1 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	10.299 87	4.0282 61
Наг р	21	нн2 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	10.400 22	4.8104 06
Наг р	22	отп. ГППЗ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.25 55	8.0343 11
Наг р	23	ВН1 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.25 15	8.0348 94
Наг р	24	Нейт 1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.25 15	8.0348 94
Наг р	25	НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.9454 79	6.9285 24
Наг р	26	отп. Менделе- ево 1	110	10	3	0	0	0	0	0	0	116.15 24	8.0058 8
Наг р	27	отп. Менделе- ево 2	110	10	3	0	0	0	0	0	0	116.15 24	8.0058 8
Наг р	28	ВН1 Сырьевая	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.07 81	7.9737 18
Наг р	29	Нейт1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.07 7	7.9720 7
Наг р	30	НН1	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.536 31	7.0352 9
Наг р	31	ВН2 Сырьевая	110	0	0	0	0	115	0	0	0	116.07 81	7.9737 18
Наг р	32	Нейт 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	116.07 7	7.9720 7
Наг р	33	НН2	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.536 31	7.0352 9
Наг р	34	ВН2 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.46 7	8.8366 99
Наг р	35	Нейт 2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	0	9.5132 88
Наг р	36	НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.9454 79	6.9285 24
Наг р	37	1) ЦРП-1	10	4.1 6	1.2	0	0	0	0	0	1000 0	9.9004 69	6.6264 83
Наг р	38	2) ЦРП-1	10	4.1 6	1.2	0	0	0	0	0	1000 0	9.9004 69	6.6264 83

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.5

Тип	Но- мер	Название	U_но м	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_з д	Q_mi п	Q_ma х	В_ш	V	Delta
Наг р	39	1) ЦРП-2	10	4.1 6	1.2	0	0	0	0	0	- 1000 0	9.9004 69	6.6264 83
Наг р	40	2) ЦРП-2	10	4.1 6	1.2	0	0	0	0	0	- 1000 0	9.9004 69	6.6264 83
Наг р	41	1) ЦРП-4	10	4.1 6	1.2	0	0	0	0	0	- 1000 0	9.9004 69	6.6264 83
Наг р	42	2) ЦРП-4	10	4.1 6	1.2	0	0	0	0	0	- 1000 0	9.9004 69	6.6264 83
Наг р	43	отп2. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	117.30 15	8.7293 82
Наг р	44	Бегишево	110	1.4	0.4	0	0	0	0	0	0	116.02 4	8.0452 03
Наг р	45	1) ЦРП 10 кВ	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	46	2) ЦРП 10 кВ	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	47	1) РП-101	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	48	2) РП-101	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	49	1) РП-102	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	50	2) РП-102	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	51	1) РП-106	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	52	2) РП-106	10	3.1	0.9 3	0	0	0	0	0	0	10.094 8	9.5562 31
Наг р	53	Иртыш 10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.620 77	8.0767 2
Наг р	54	ВН2 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.23 5	8.7030 5
Наг р	55	Нейт1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.46 74	8.8419 68
Наг р	56	Нейт2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	117.46 74	8.8419 68

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Таблица Б.6 – Вкладка «Ветви»

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Тр-р	7	1	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 1	0.15	6.1	85.38	0.13	99.88795	14.30498	495.9642	0
Тр-р	7	2	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 2	0.15	6.1	85.38	0.13	99.88795	14.30498	495.9642	0
Тр-р	7	3	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 3	0.2	7.7	68.3	0.13	99.85153	13.37926	495.1623	0
Тр-р	7	4	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 4	0.37	12.3	46.96	0.086	-178.05	35.05952	891.931	0
Тр-р	8	5	ТЭЦ 220 - Генератор 5	1.4	5	51.7	0.065	99.7141	8.991728	260.328	0
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.931	4.075	25.1	0	49.8563	4.49004	130.4819	18.37774
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.93	4.075	25.1	0	49.8577	4.50194	130.4893	18.37877
Тр-р	9	10	Иртыш 220 - НейтАТ	0.52	49	11.81	1	79.6203	5.04817	207.7256	0
Тр-р	10	11	НейтАТ - Иртыш 110	0.52	0	0	0.526087	79.5529	1.872024	207.6352	0
Тр-р	10	53	НейтАТ - Иртыш 10	3.2	131	0	0.048	5.13E-06	4.79E-07	1.34E-05	0
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	55.75928	27.60311	308.8498	37.43634
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	55.75928	27.60311	308.8498	37.43634
ЛЭП	11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	1.129	2.314	15.4	0	5.66004	7.80231	48.68868	10.81971
ЛЭП	12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.659	7.503	49.9	0	0.37199	0.30536	5.202484	1.156107
Тр-р	15	13	вн Абалак - нн1 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	1.21887	2.15906	12.33573	0
Тр-р	15	14	вн Абалак - нн2 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	1.21887	2.15906	12.33573	0
ЛЭП	15	44	вн Абалак - Бегишево	0.99	2.03	13.5	0	1.40008	0.21858	7.245043	1.857703
Тр-р	15	16	вн Абалак - нн1 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.90541	-2.0873	11.32006	0
Тр-р	15	17	вн Абалак - нн2 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.90541	-2.0873	11.32006	0
Выкл	13	14	нн1 Абалак - нн2 Абалак	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.6

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Выкл	16	17	нн1 ВОС - нн2 ВОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	15	12	вн Абалак - отп. Абалак	0.3 34	0.5 72	-3.6	0	5.2768 86	7.7339 98	46.58 303	11.94 437
ЛЭП	11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	0.4 42	2.4 78	15. 9	0	- 4.2254	1.5480 5	22.72 733	2.754 828
ЛЭП	22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	0.3 84	1.2 96	-9	0	1.94E- 05	- 0.2974	2.081 038	0.341 154
Тр-р	23	24	ВН1 ГППЗ - Нейт 1	0	0	31	1	2.74E- 05	0.4189 3	2.080 57	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - НН1	0.8 7	22	0	0.091 304	0	0	0	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - НН1	0.8 7	22	0	0.091 304	0	0	0	0
ЛЭП	18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	0.1 35	0.7 56	-4.9	0	4.2240 12	1.5270 44	22.30 889	2.704 107
ЛЭП	18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	1.1 21	1.9 21	-12	0	4.2239 6	1.5270 8	22.59 495	5.793 578
Тр-р	19	20	ВН1 КОС - нн1 КОС	14. 7	220 .4	3.8 11	0.091 304	4.2222 7	- 1.6862	22.59 493	0
ЛЭП	11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	0.5 55	3.1 08	-3.1	0	54.933 45	27.149 55	304.1 771	36.86 995
ЛЭП	43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	1.1 2	1.9 21	-12	0	4.2235 3	1.5185 5	22.37 855	5.738 09
Тр-р	54	21	ВН2 КОС - нн2 КОС	14. 7	220 .4	3.8 11	0.091 304	4.2218 5	1.6807 2	22.37 844	0
Выкл	20	21	нн1 КОС - нн2 КОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	0.0 86	0.4 79	-3.1	0	59.311 32	29.488 15	326.0 156	39.51 705
ЛЭП	11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	0.6 5	1.1 14	-6.9	0	18.027 8	5.5676 2	93.79 834	24.05 086
ЛЭП	26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырьевая	0.6 85	1.1 74	-7.3	0	8.0107 7	2.6314 2	42.06 694	10.78 64
Тр-р	28	29	ВН1 Сырьевая - Нейт1	0	0	13. 23	1	8.0061 9	2.7238 6	42.06 283	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55. 5	0	0.091 304	4.0032 3	1.2726 8	20.89 348	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55. 5	0	0.091 304	4.0032 3	1.2726 8	20.89 348	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.6

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭП	11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	0.65	1.14	-6.9	0	18.0278	5.56762	93.79834	24.05086
ЛЭП	27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырьевая	0.685	1.174	-7.3	0	8.01077	2.63142	42.06694	10.7864
Тр-р	31	32	ВН2 Сырьевая - Нейт 2	0	0	13.23	1	8.00619	2.72386	42.06283	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091304	4.00323	1.27268	20.89348	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091304	4.00323	1.27268	20.89348	0
Выкл	30	33	НН1 - НН2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.761	1.941	12.9	0	1.56E-05	0.178003	0.874897	0.16825
Тр-р	34	35	ВН2 ГППЗ - Нейт 2	0	0	31	1	0	0	0	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - НН2	0.87	22	0	0.091304	0	0	0	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - НН2	0.87	22	0	0.091304	0	0	0	0
ЛЭП	6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
ЛЭП	6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
ЛЭП	6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
Выкл	47	48	1) РП-101 - 2) РП-101	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
ЛЭП	6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
Выкл	49	50	1) РП-102 - 2) РП-102	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
ЛЭП	6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.6

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Выкл	45	46	1) ЦРП 10 кВ - 2) ЦРП 10 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.11026	0.93814	185.1034	88.14447
Выкл	51	52	1) РП-106 - 2) РП-106	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	6	НН1 - Генератор ГРУ	0.12	0.4	-2.8	0	12.53306	0.713407	728.7408	80.9712
ЛЭП	36	6	НН2 - Генератор ГРУ	0.12	0.4	-2.8	0	12.53306	0.713407	728.7408	80.9712
ЛЭП	25	37	НН1 - 1) ЦРП-1	0.1	0.13	-51	0	4.17768	0.23781	242.9292	93.43432
ЛЭП	25	39	НН1 - 1) ЦРП-2	0.1	0.13	-51	0	4.17768	0.23781	242.9292	93.43432
ЛЭП	25	41	НН1 - 1) ЦРП-4	0.1	0.13	-51	0	4.17768	0.23781	242.9292	93.43432
ЛЭП	36	38	НН2 - 2) ЦРП-1	0.1	0.13	-51	0	4.17768	0.23781	242.9292	93.43432
ЛЭП	36	40	НН2 - 2) ЦРП-2	0.1	0.13	-51	0	4.17768	0.23781	242.9292	93.43432
ЛЭП	36	42	НН2 - 2) ЦРП-4	0.1	0.13	-51	0	4.17768	0.23781	242.9292	93.43432
Выкл	37	38	1) ЦРП-1 - 2) ЦРП-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	39	40	1) ЦРП-2 - 2) ЦРП-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	41	42	1) ЦРП-4 - 2) ЦРП-4	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	55	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт1	0	0	0	1	24.81972	4.49367	123.9737	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	12.41022	2.247949	61.98859	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	12.41022	2.247949	61.98859	0
Тр-р	7	56	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт2	0	0	0	1	24.81972	4.49367	123.9737	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	12.41022	2.247949	61.98859	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	12.41022	2.247949	61.98859	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

1.2 Расчет режимов для проектируемой схемы электроснабжения

1.2.1 Расчет минимального режима

Таблица Б.7– Вкладка «Узлы»

Тип	Но-мер	Название	U_н ом	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_m in	Q_m ax	B_ш	V	Delta
Ген+	1	Генератор 1	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15.12093	8.70447
Ген+	2	Генератор 2	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15.12093	8.70447
Ген+	3	Генератор 3	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15.15288	9.377065
База	4	Генератор 4	10	0	0	119.484	77.97264	10.5	-100	20	0	10.5	0
Ген+	5	Генератор 5	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	14.39285	16.24651
Ген+	6	Генератор ГРУ	10	0	0	100	20	10.5	-100	20	0	9.955445	7.469153
Нагр	7	ЗРУ ТЭЦ 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.2553	6.112996
Нагр	8	ТЭЦ 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	217.3779	10.14643
Нагр	9	Иртыш 220	220	20	6	0	0	230	0	0	0	217.0749	9.90566
Нагр	10	НейтАТ	220	0	0	0	0	230	0	0	0	216.7287	5.14985
Нагр	11	Иртыш 110	110	20	60	0	0	121	0	0	0	113.9177	5.147946
Нагр	12	отп. Абалак	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113.8438	5.120141
Нагр	13	нн1 Абалак	6	0.98	0.29	0	0	0	0	0	100	6.323626	2.977819
Нагр	14	нн2 Абалак	6	0.98	0.3	0	0	0	0	0	100	6.320986	2.97881
Нагр	15	вн Абалак	110	0	0	0	0	115	0	0	0	113.8234	5.115421
Нагр	16	нн1 ВОС	6	0.4	0.1	0	0	0	0	0	100	6.471169	4.756652
Нагр	17	нн2 ВОС	6	0.4	0.1	0	0	0	0	0	100	6.471169	4.756652
Нагр	18	отп1. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113.3259	4.624115
Нагр	19	ВН1 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	113.3056	4.614559
Нагр	20	нн1 КОС	10	1.36	0.4	0	0	0	0	0	0	10.25466	3.293578
Нагр	21	нн2 КОС	10	1.36	0.4	0	0	0	0	0	0	10.41566	4.692761
Нагр	22	отп. ГППЗ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113.3295	4.62855
Нагр	23	ВН1 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112.9635	4.37542

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.7

Ти п	Но- мер	Название	U <sub>н</sub> ом	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>m</sub> in	Q <sub>m</sub> ax	B <sub>ш</sub>	V	Delta
Наг р	24	Нейт 1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112.95 63	4.3648 62
Наг р	25	1) НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.188 22	2.4646 82
Наг р	26	отп. Менде- леево 1	110	10	3	0	0	0	0	0	0	113.79 9	5.0922 51
Наг р	27	отп. Менде- леево 2	110	10	3	0	0	0	0	0	0	113.79 9	5.0922 51
Наг р	28	ВН1 Сырье- вая	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113.76 4	5.0764 95
Наг р	29	Нейт1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113.76 36	5.0757 36
Наг р	30	НН1	10	3.6	1.0 8	0	0	0	0	0	0	10.359 08	4.6389 67
Наг р	31	ВН2 Сырье- вая	110	0	0	0	0	115	0	0	0	113.76 4	5.0764 95
Наг р	32	Нейт 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113.76 36	5.0757 36
Наг р	33	НН2	10	3.6	1.0 8	0	0	0	0	0	0	10.359 08	4.6389 67
Наг р	34	ВН2 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	114.63 85	5.7608 95
Наг р	35	Нейт 2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	114.63 14	5.7506 33
Наг р	36	1) НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.343 38	3.9067 6
Наг р	37	1) ЦРП-1	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.100 37	1.7315 11
Наг р	38	2) ЦРП-1	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.256 91	3.1956 51
Наг р	39	1) ЦРП-2	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.100 37	1.7315 11
Наг р	40	2) ЦРП-2	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.256 91	3.1956 51
Наг р	41	1) ЦРП-4	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.100 37	1.7315 11
Наг р	42	2) ЦРП-4	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.256 91	3.1956 51
Наг р	43	отп2. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	115.07 27	5.9831 41
Наг р	44	Бегишево	110	0.6 2	0.1 8	0	0	0	0	0	0	113.81 64	5.1103 98
Наг р	45	1) ЦРП 10 кВ	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	46	2) ЦРП 10 кВ	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	47	1) РП-101	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	48	2) РП-101	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	49	1) РП-102	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.7

Тип	Но- мер	Название	U <sub>н</sub> ом	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	V <sub>зд</sub>	Q <sub>m</sub> in	Q <sub>m</sub> ax	B <sub>ш</sub>	V	Delta
Наг р	50	2) РП-102	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	51	1) РП-106	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	52	2) РП-106	10	3.4	1.0 2	0	0	0	0	0	0	9.9077 38	7.2718 24
Наг р	53	Иртыш 10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.402 97	5.1500 24
Наг р	54	ВН2 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.05 27	5.9737 9
Наг р	55	Нейт1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.25 74	6.1205 39
Наг р	56	Нейт2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	115.25 74	6.1205 39
Наг р	57	1) ЦРП-3	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.100 37	1.7315 11
Наг р	58	2) ЦРП-3	10	12. 1	3.6	0	0	0	0	0	0	10.256 91	3.1956 51
Наг р	59	2) НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.188 22	2.4646 82
Наг р	60	2) НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.343 38	3.9067 6

Таблица Б.8 – Вкладка «Ветви»

Тип	N <sub>н</sub> ач	N <sub>к</sub> он	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр</sub>
Тр- р	7	1	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 1	0.1 5	6.1	85. 38	0.13	99.743 73	14.184 88	504. 68	0
Тр- р	7	2	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 2	0.1 5	6.1	85. 38	0.13	99.743 73	14.184 88	504. 68	0
Тр- р	7	3	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 3	0.2	7.7	68. 3	0.13	99.706 59	13.210 38	503. 83	0
Тр- р	7	4	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 4	0.3 7	12. 3	46. 96	0.086	- 119.99	60.552 25	673. 27	0
Тр- р	8	5	ТЭЦ 220 - Генератор 5	1.4	51. 5	10. 7	0.065	99.566 63	8.5929 96	265. 43	0
ЛЭ П	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.9 31	4.0 75	25. 1	0	49.779 4	4.3012 2	133. 01	18.7
ЛЭ П	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.9 3	4.0 75	25. 1	0	49.780 9	4.3130 9	133. 01	18.7
Тр- р	9	10	Иртыш 220 - НейтАТ	0.5 2	49	11. 81	1	- 79.646	4.5506 9	212. 18	0
Тр- р	10	11	НейтАТ - Иртыш 110	0.5 2	0	0	0.5260 87	- 79.536 3	3.0001 15	212. 03	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.8

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр</sub>
Тр-р	10	53	НейтАТ - Иртыш 10	3.2	131	0	0.048	0.001082	0.00018	0.0029	0
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	67.32688	30.27666	374.14	45.3
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	67.32688	30.27666	374.14	45.3
ЛЭП	11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	1.129	2.314	15.4	0	3.63185	1.76937	20.938	4.65
ЛЭП	12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.659	7.503	49.9	0	0.23655	0.130019	2.8817	0.64
Тр-р	15	13	вн Абалак - нн1 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	0.98334	0.78994	6.3979	0
Тр-р	15	14	вн Абалак - нн2 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	0.98342	0.80022	6.4309	0
ЛЭП	15	44	вн Абалак - Бегишево	0.99	2.03	13.5	0	0.60654	0.00917	3.2151	0.82
Тр-р	15	16	вн Абалак - нн1 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.39972	0.57553	3.5543	0
Тр-р	15	17	вн Абалак - нн2 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.39972	0.57553	3.5543	0
Выкл	13	14	нн1 Абалак - нн2 Абалак	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	нн1 ВОС - нн2 ВОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	15	12	вн Абалак - отп. Абалак	0.334	0.572	-3.6	0	3.154457	2.229786	19.594	5.02
ЛЭП	11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	0.442	2.478	15.9	0	50.4837	18.1472	272.24	33
ЛЭП	22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	0.384	1.296	-9	0	48.8633	17.5665	264.73	43.4
Тр-р	23	24	ВН1 ГППЗ - Нейт 1	0	0	36.2	1	48.5802	17.3811	263.7	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - 1) НН1	0.6	17.4	0	0.091304	24.311	8.46043	131.57	0
Тр-р	24	59	Нейт 1 - 2) НН1	0.6	17.4	0	0.091304	24.311	8.46043	131.57	0
ЛЭП	18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	0.135	0.756	-4.9	0	1.367604	0.326191	7.1628	0.87

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.8

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр</sub>
ЛЭ П	18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	1.1 21	1.9 21	-12	0	1.3546 2	0.3338 4	7.33 52	1.88
Тр- р	19	20	ВН1 КОС - нн1 КОС	14. 7	220 .4	3.8 11	0.0913 04	1.3600 9	0.4838 3	7.35 58	0
ЛЭ П	11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	0.5 55	3.1 08	-3.1	0	66.828 07	29.970 49	371. 19	45
ЛЭ П	43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	1.1 2	1.9 21	-12	0	1.3612 4	0.3260 8	7.25 01	1.86
Тр- р	54	21	ВН2 КОС - нн2 КОС	14. 7	220 .4	3.8 11	0.0913 04	1.3602 5	- 0.4843	7.24 56	0
Вы кл	20	21	нн1 КОС - нн2 КОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭ П	43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	0.0 86	0.4 79	-3.1	0	68.411 56	31.538 7	377. 96	45.8
ЛЭ П	11	26	Иртыш 110 - отп. Менде- леево 1	0.6 5	1.1 14	-6.9	0	13.727 7	4.0956 3	72.7 35	18.6
ЛЭ П	26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырьевая	0.6 85	1.1 74	-7.3	0	3.7360 3	1.1584 6	19.9 92	5.13
Тр- р	28	29	ВН1 Сырьевая - Нейт1	0	0	13. 23	1	3.5453 8	- 1.2753	19.1 21	0
Тр- р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55. 5	0	0.0913 04	1.7978 2	0.5550 1	9.54 88	0
Тр- р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55. 5	0	0.0913 04	1.7978 2	0.5550 1	9.54 88	0
ЛЭ П	11	27	Иртыш 110 - отп. Менде- леево 2	0.6 5	1.1 14	-6.9	0	13.727 7	4.0956 3	72.7 35	18.6
ЛЭ П	27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырьевая	0.6 85	1.1 74	-7.3	0	3.7360 3	1.1584 6	19.9 92	5.13
Тр- р	31	32	ВН2 Сырьевая - Нейт 2	0	0	13. 23	1	3.5453 8	- 1.2753	19.1 21	0
Тр- р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55. 5	0	0.0913 04	1.7978 2	0.5550 1	9.54 88	0
Тр- р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55. 5	0	0.0913 04	1.7978 2	0.5550 1	9.54 88	0
Вы кл	30	33	НН1 - НН2	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.8

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр</sub>
ЛЭП	7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.761	1.941	12.9	0	48.7473	17.5526	259.83	50
Тр-р	34	35	ВН2 ГППЗ - Нейт 2	0	0	36.2	1	48.6277	17.3282	259.99	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - 1) НН2	0.6	17.4	0	0.091304	24.3041	8.42072	129.55	0
Тр-р	35	60	Нейт 2 - 2) НН2	0.6	17.4	0	0.091304	24.3041	8.42072	129.55	0
ЛЭП	6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
ЛЭП	6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
ЛЭП	6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
Выкл	47	48	1) РП-101 - 2) РП-101	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
ЛЭП	6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
Выкл	49	50	1) РП-102 - 2) РП-102	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
ЛЭП	6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
Выкл	45	46	1) ЦРП 10 кВ - 2) ЦРП 10 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.40947	1.03272	206.68	79.5
Выкл	51	52	1) РП-106 - 2) РП-106	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	6	1) НН1 - Генератор ГРУ	0.2	0.26	-102	0	0	0	0	0
ЛЭП	36	6	1) НН2 - Генератор ГРУ	0.2	0.26	-102	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	37	1) НН1 - 1) ЦРП-1	0.037	0.12	-68	0	12.1401	3.78164	720.68	78.3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.8

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр</sub>
ЛЭ П	25	39	1) НН1 - 1) ЦРП-2	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.140 1	3.7816 4	720. 68	78.3
ЛЭ П	59	41	2) НН1 - 1) ЦРП-4	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.140 1	3.7816 4	720. 68	78.3
ЛЭ П	36	38	1) НН2 - 2) ЦРП-1	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.137 8	3.7760 4	709. 66	77.1
ЛЭ П	36	40	1) НН2 - 2) ЦРП-2	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.137 8	3.7760 4	709. 66	77.1
ЛЭ П	60	42	2) НН2 - 2) ЦРП-4	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.137 8	3.7760 4	709. 66	77.1
Вы кл	37	38	1) ЦРП-1 - 2) ЦРП-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Вы кл	39	40	1) ЦРП-2 - 2) ЦРП-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Вы кл	41	42	1) ЦРП-4 - 2) ЦРП-4	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр- р	7	55	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт1	0	0	0	1	36.135 23	4.9989 87	182. 74	0
Тр- р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	18.133 22	2.4981 31	91.6 91	0
Тр- р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	18.133 22	2.4981 31	91.6 91	0
Тр- р	7	56	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт2	0	0	0	1	36.135 23	4.9989 87	182. 74	0
Тр- р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	18.133 22	2.4981 31	91.6 91	0
Тр- р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	18.133 22	2.4981 31	91.6 91	0
Вы кл	57	58	1) ЦРП-3 - 2) ЦРП-3	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭ П	57	59	1) ЦРП-3 - 2) НН1	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.082 45	3.6016 93	720. 68	78.3
ЛЭ П	58	60	2) ЦРП-3 - 2) НН2	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.081 87	3.6019 86	709. 66	77.1

# Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

## Расчет в ПК RatsrWin 3

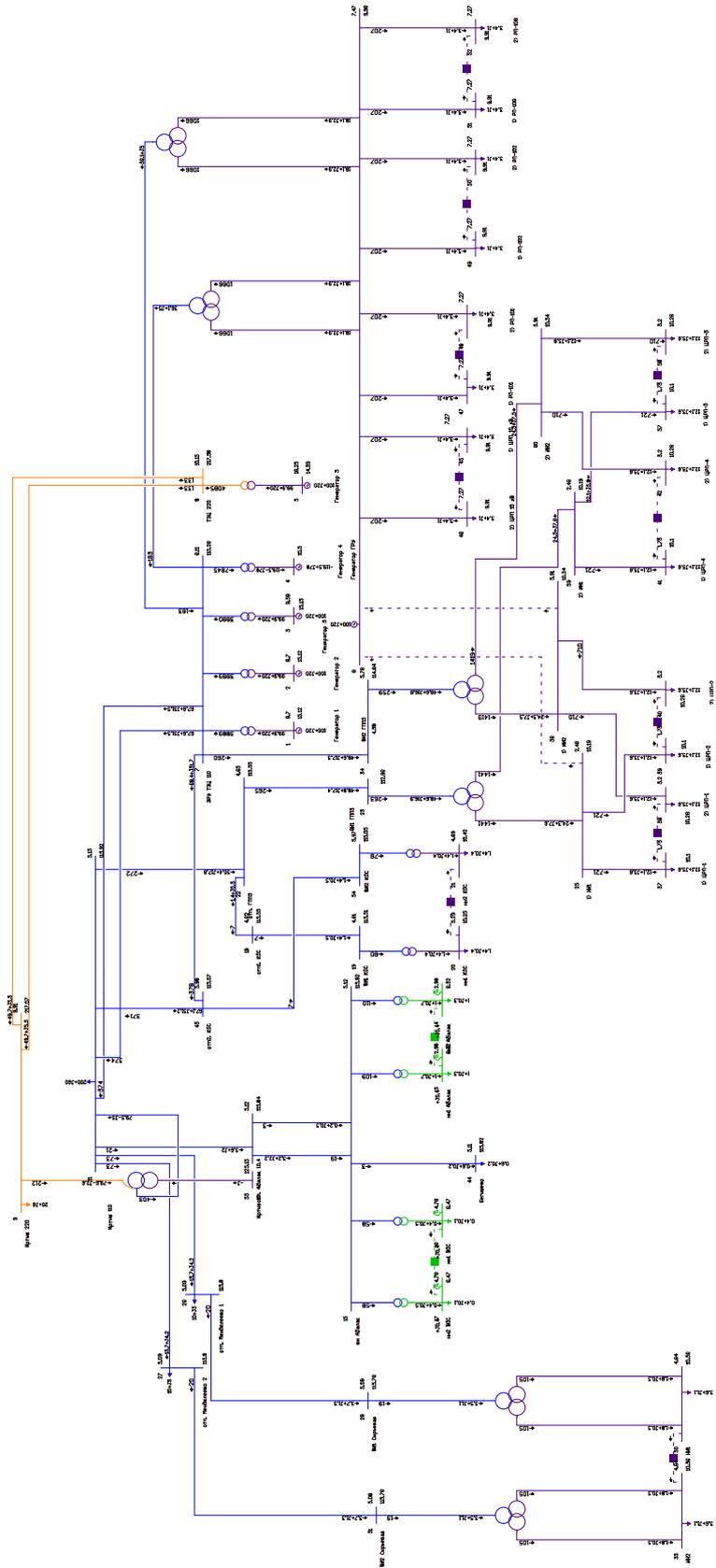


Рисунок Б.2 – Схема потокораспределения для минимального режима

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

1.2.2 Расчет максимального режима

Таблица Б.9 – Вкладка «Узлы»

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_m in	Q_m ax	B_ш	V	Delta
Ген+	1	Генератор 1	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	14.97	7.438
Ген+	2	Генератор 2	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	14.97	7.438
Ген+	3	Генератор 3	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	15	8.124
База	4	Генератор 4	10	0	0	92.0554	86.00087	10.5	-100	20	0	10.5	0
Ген+	5	Генератор 5	16	0	0	100	20	15.8	-100	20	0	14.23	15.07
Ген+	6	Генератор ГРУ	10	0	0	100	20	10.5	-100	20	0	9.853	6.112
Нагр	7	ЗРУ ТЭЦ 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	114.1	4.793
Нагр	8	ТЭЦ 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	214.9	8.831
Нагр	9	Иртыш 220	220	20	6	0	0	230	0	0	0	214.6	8.584
Нагр	10	НейтАТ	220	0	0	0	0	230	0	0	0	214.3	3.721
Нагр	11	Иртыш 110	110	200	60	0	0	121	0	0	0	112.6	3.719
Нагр	12	отп. Абалак	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112.5	3.673
Нагр	13	нн1 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	100	6.21	0.954
Нагр	14	нн2 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	100	6.21	0.954
Нагр	15	вн Абалак	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112.5	3.664
Нагр	16	нн1 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	100	6.368	2.802
Нагр	17	нн2 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	100	6.368	2.802
Нагр	18	отп1. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	111.9	3.108
Нагр	19	ВН1 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	111.9	3.08
Нагр	20	нн1 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	9.893	-1.2
Нагр	21	нн2 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	10.08	0.484
Нагр	22	отп. ГППЗ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112	3.122
Нагр	23	ВН1 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	111.6	2.844
Нагр	24	Нейт 1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	111.6	2.832

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.9

Ти п	Но- мер	Название	U_но м	P н	Q_н	P г	Q г	V_з д	Q_m in	Q_m ax	B ш	V	Delt a
Наг р	25	1) НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.0 5	0.74 1
Наг р	26	отп. Менделе- ево 1	110	10	3	0	0	0	0	0	0	112. 5	3.64 5
Наг р	27	отп. Менделе- ево 2	110	10	3	0	0	0	0	0	0	112. 5	3.64 5
Наг р	28	ВН1 Сырье- вая	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112. 4	3.61
Наг р	29	Нейт1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112. 4	3.60 8
Наг р	30	НН1	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.2	2.61
Наг р	31	ВН2 Сырье- вая	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112. 4	3.61
Наг р	32	Нейт 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112. 4	3.60 8
Наг р	33	НН2	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.2	2.61
Наг р	34	ВН2 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	113. 4	4.40 8
Наг р	35	Нейт 2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	113. 4	4.39 6
Наг р	36	1) НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.2 2	2.37 5
Наг р	37	1) ЦРП-1	10	12.9 6	3.8	0	0	0	0	0	0	9.95 5	- 0.07
Наг р	38	2) ЦРП-1	10	12.9 6	3.8	0	0	0	0	0	0	10.1 3	1.59 3
Наг р	39	1) ЦРП-2	10	12.9 6	3.8	0	0	0	0	0	0	9.95 5	- 0.07
Наг р	40	2) ЦРП-2	10	12.9 6	3.8	0	0	0	0	0	0	10.1 3	1.59 3
Наг р	41	1) ЦРП-4	10	12.9 6	3.8	0	0	0	0	0	0	9.95 5	- 0.07
Наг р	42	2) ЦРП-4	10	12.9 6	3.8	0	0	0	0	0	0	10.1 3	1.59 3
Наг р	43	отп2. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	113. 9	4.64 4
Наг р	44	Бегишево	110	1.4	0.4	0	0	0	0	0	0	112. 5	3.65 3
Наг р	45	1) ЦРП 10 кВ	10	3.83	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.79 9	5.88 5
Наг р	46	2) ЦРП 10 кВ	10	3.83	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.79 9	5.88 5
Наг р	47	1) РП-101	10	3.83	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.79 9	5.88 5
Наг р	48	2) РП-101	10	3.83	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.79 9	5.88 5
Наг р	49	1) РП-102	10	3.83	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.79 9	5.88 5
Наг р	50	2) РП-102	10	3.83	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.79 9	5.88 5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.9

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_m in	Q_m ax	B_ш	V	Delta
Нагр	51	1) РП-106	10	3.83	1.15	0	0	0	0	0	0	9.799	5.885
Нагр	52	2) РП-106	10	3.83	1.15	0	0	0	0	0	0	9.799	5.885
Нагр	53	Иртыш 10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.29	3.722
Нагр	54	ВН2 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	113.8	4.616
Нагр	55	Нейт1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	114.1	4.8
Нагр	56	Нейт2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	114.1	4.8
Нагр	57	1) ЦРП-3	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.955	-0.07
Нагр	58	2) ЦРП-3	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	10.13	1.593
Нагр	59	2) НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.05	0.741
Нагр	60	2) НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.22	2.375

Таблица Б.10 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	7	1	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 1	0.15	6.1	85.38	0.13	99.78128	14.11147	509.8896	0
Тр-р	7	2	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 2	0.15	6.1	85.38	0.13	99.78128	14.11147	509.8896	0
Тр-р	7	3	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 3	0.2	7.7	68.3	0.13	99.7432	13.10782	509.0123	0
Тр-р	7	4	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 4	0.37	12.3	46.96	0.086	92.4493	72.2943	593.8085	0
Тр-р	8	5	ТЭЦ 220 - Генератор 5	1.4	51.5	10.7	0.065	99.5788	8.352674	268.4961	0
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.931	4.075	25.1	0	49.7907	4.17744	134.541	18.94944
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.93	4.075	25.1	0	49.7922	4.18931	134.5486	18.9505
Тр-р	9	10	Иртыш 220 - НейтАТ	0.52	49	11.81	1	79.5924	4.25672	214.4645	0
Тр-р	10	11	НейтАТ - Иртыш 110	0.52	0	0	0.526087	79.5234	3.27718	214.4235	0
Тр-р	10	53	НейтАТ - Иртыш 10	3.2	131	0	0.048	0.000746	0.00012	0.002038	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.10

Тип	N <sub>н</sub> ач	N <sub>к</sub> он	Название	R	X	B	Кг/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭ П	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.6 38	3.5 7	-23	0	73.28 422	32.67 337	411.2 656	49.85 038
ЛЭ П	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.6 38	3.5 7	-23	0	73.28 422	32.67 337	411.2 656	49.85 038
ЛЭ П	11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	1.1 29	2.3 14	15. 4	0	5.783 2	2.688 44	33.12 266	7.360 59
ЛЭ П	12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.6 59	7.5 03	49. 9	0	0.395 36	0.047 082	3.621 153	0.804 701
Тр- р	15	13	вн Абалак - нн1 Абалак	42. 6	508 .2	3.0 99	0.057 391	1.205 96	0.913 92	7.765 799	0
Тр- р	15	14	вн Абалак - нн2 Абалак	42. 6	508 .2	3.0 99	0.057 391	1.205 96	0.913 92	7.765 799	0
ЛЭ П	15	44	вн Абалак - Бегишево	0.9 9	2.0 3	13. 5	0	1.390 32	0.232 3	7.429 242	1.904 934
Тр- р	15	16	вн Абалак - нн1 ВОС	14. 7	220 .4	3.8 11	0.057 391	0.900 41	0.777 07	6.104 06	0
Тр- р	15	17	вн Абалак - нн2 ВОС	14. 7	220 .4	3.8 11	0.057 391	0.900 41	0.777 07	6.104 06	0
Вы кл	13	14	нн1 Абалак - нн2 Абалак	0	0	0	0	0	0	0	0
Вы кл	16	17	нн1 ВОС - нн2 ВОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭ П	15	12	вн Абалак - отп. Абалак	0.3 34	0.5 72	-3.6	0	5.220 726	3.027 503	30.97 321	7.941 848
ЛЭ П	11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	0.4 42	2.4 78	15. 9	0	56.80 29	20.85 1	310.4 951	37.63 577
ЛЭ П	22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	0.3 84	1.2 96	-9	0	52.33 6	-18.86	287.0 604	47.05 908
Тр- р	23	24	ВН1 ГППЗ - Нейт 1	0	0	36. 2	1	52.10 09	18.63 47	286.3 465	0
Тр- р	24	25	Нейт 1 - 1) НН1	0.6	17. 4	0	0.091 304	26.06 43	9.090 02	142.8 591	0
Тр- р	24	59	Нейт 1 - 2) НН1	0.6	17. 4	0	0.091 304	26.06 43	9.090 02	142.8 591	0
ЛЭ П	18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	0.1 35	0.7 56	-4.9	0	4.226 125	1.559 889	23.23 276	2.816 092
ЛЭ П	18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	1.1 21	1.9 21	-12	0	4.218 48	1.565 21	23.48 61	6.022 076

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.10

Тип	N <sub>н</sub> ач	N <sub>к</sub> он	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Тр-р	19	20	ВН1 КОС - нн1 КОС	14.7	220.4	3.811	0.091304	4.21885	1.70938	23.49086	0
ЛЭП	11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	0.555	3.108	-3.1	0	72.37702	32.20378	406.0387	49.21681
ЛЭП	43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	1.12	1.921	-12	0	4.22211	1.54615	23.07435	5.916501
Тр-р	54	21	ВН2 КОС - нн2 КОС	14.7	220.4	3.811	0.091304	4.2185	1.69799	23.06428	0
Выкл	20	21	нн1 КОС - нн2 КОС	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	0.086	0.479	-3.1	0	76.86632	35.24443	428.6323	51.95544
ЛЭП	11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	0.65	1.114	-6.9	0	18.1116	5.56305	97.24517	24.93466
ЛЭП	26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырьевая	0.685	1.174	-7.3	0	8.10302	2.61549	43.85239	11.2442
Тр-р	28	29	ВН1 Сырьевая - Нейт1	0	0	13.23	1	7.96231	2.71719	43.21326	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091304	3.99887	1.27711	21.56199	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091304	3.99887	1.27711	21.56199	0
ЛЭП	11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	0.65	1.114	-6.9	0	18.1116	5.56305	97.24517	24.93466
ЛЭП	27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырьевая	0.685	1.174	-7.3	0	8.10302	2.61549	43.85239	11.2442
Тр-р	31	32	ВН2 Сырьевая - Нейт 2	0	0	13.23	1	7.96231	2.71719	43.21326	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091304	3.99887	1.27711	21.56199	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091304	3.99887	1.27711	21.56199	0
Выкл	30	33	НН1 - НН2	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.761	1.941	12.9	0	52.2968	18.8486	281.5549	54.14517

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.10

Тип	N <sub>н</sub> ач	N <sub>к</sub> он	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
Тр-р	34	35	ВН2 ГППЗ - Нейт 2	0	0	36.2	1	52.1264	18.5531	281.6025	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - 1) НН2	0.6	17.4	0	0.091304	26.0578	9.03764	140.3819	0
Тр-р	35	60	Нейт 2 - 2) НН2	0.6	17.4	0	0.091304	26.0578	9.03764	140.3819	0
ЛЭП	6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
ЛЭП	6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
ЛЭП	6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
Выкл	47	48	1) РП-101 - 2) РП-101	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
ЛЭП	6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
Выкл	49	50	1) РП-102 - 2) РП-102	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
ЛЭП	6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
Выкл	45	46	1) ЦРП 10 кВ - 2) ЦРП 10 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.84392	1.16752	235.4739	90.5669
Выкл	51	52	1) РП-106 - 2) РП-106	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	6	1) НН1 - Генератор ГРУ	0.2	0.26	102	0	0	0	0	0
ЛЭП	36	6	1) НН2 - Генератор ГРУ	0.2	0.26	102	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	37	1) НН1 - 1) ЦРП-1	0.037	0.12	-68	0	13.014	4.01484	782.4907	85.05334
ЛЭП	25	39	1) НН1 - 1) ЦРП-2	0.037	0.12	-68	0	13.014	4.01484	782.4907	85.05334

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.10

Тип	N <sub>н</sub> ач	N <sub>к</sub> он	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭ П	59	41	2) НН1 - 1) ЦРП-4	0.0 37	0.1 2	-68	0	13.01 4	4.014 84	782.4 907	85.05 334
ЛЭ П	36	38	1) НН2 - 2) ЦРП-1	0.0 37	0.1 2	-68	0	13.01 17	4.007 22	768.9 472	83.58 121
ЛЭ П	36	40	1) НН2 - 2) ЦРП-2	0.0 37	0.1 2	-68	0	13.01 17	4.007 22	768.9 472	83.58 121
ЛЭ П	60	42	2) НН2 - 2) ЦРП-4	0.0 37	0.1 2	-68	0	13.01 17	4.007 22	768.9 472	83.58 121
Вы кл	37	38	1) ЦРП-1 - 2) ЦРП-1	0	0	0	0	0	0	0	0
Вы кл	39	40	1) ЦРП-2 - 2) ЦРП-2	0	0	0	0	0	0	0	0
Вы кл	41	42	1) ЦРП-4 - 2) ЦРП-4	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр- р	7	55	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт1	0	0	0	1	34.46 336	4.523 211	175.8 705	0
Тр- р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	17.27 494	2.261 149	88.15 051	0
Тр- р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	17.27 494	2.261 149	88.15 051	0
Тр- р	7	56	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт2	0	0	0	1	34.46 336	4.523 211	175.8 705	0
Тр- р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	17.27 494	2.261 149	88.15 051	0
Тр- р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17. 4	0	0.086	17.27 494	2.261 149	88.15 051	0
Вы кл	57	58	1) ЦРП-3 - 2) ЦРП-3	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭ П	57	59	1) ЦРП-3 - 2) НН1	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.94 603	3.801 247	782.4 907	85.05 334
ЛЭ П	58	60	2) ЦРП-3 - 2) НН2	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.94 609	3.801 438	768.9 472	83.58 121

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

1.2.3 Расчет послеаварийного режима

Таблица Б.11 – Вкладка «Узлы»

Тип	Но- мер	Название	U_н ом	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_з д	Q_m in	Q_m ax	B_ш	V	Delta
Ге н+	1	Генератор 1	16	0	0	100	20	15. 8	-100	20	0	14.778 01	7.5186 06
Ге н+	2	Генератор 2	16	0	0	100	20	15. 8	-100	20	0	14.778 01	7.5186 06
Ге н+	3	Генератор 3	16	0	0	100	20	15. 8	-100	20	0	14.810 24	8.2238 77
Баз а	4	Генератор 4	10	0	0	90.50 08	100.88 82	10. 5	-100	20	0	10.5	0
Ге н+	5	Генератор 5	16	0	0	100	20	15. 8	-100	20	0	13.983 24	15.204 72
Ге н+	6	Генератор ГРУ	10	0	0	100	20	10. 5	-100	20	0	9.7241 26	6.1561 02
На гр	7	ЗРУ ТЭЦ 110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112.59 85	4.8005 35
На гр	8	ТЭЦ 220	220	0	0	0	0	0	0	0	0	211.03 54	8.7269 54
На гр	9	Иртыш 220	220	20	6	0	0	230	0	0	0	210.73 02	8.4707 17
На гр	10	НейтАТ	220	0	0	0	0	230	0	0	0	210.60 33	3.4322 18
На гр	11	Иртыш 110	110	200	60	0	0	121	0	0	0	110.69 24	3.4296 64
На гр	12	отп. Абалак	110	0	0	0	0	0	0	0	0	110.57 6	3.3836 57
На гр	13	нн1 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	100 00	6.0971 66	0.5584 29
На гр	14	нн2 Абалак	6	1.2	0.4	0	0	0	0	0	100 00	6.0971 66	0.5584 29
На гр	15	вн Абалак	110	0	0	0	0	115	0	0	0	110.54 49	3.3743 01
На гр	16	нн1 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	100 00	6.2563 48	2.4795 02
На гр	17	нн2 ВОС	6	0.9	0.3	0	0	0	0	0	100 00	6.2563 48	2.4795 02
На гр	18	отп1. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	109.19 08	2.2262 34
На гр	19	ВН1 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	109.11 82	2.1961 32
На гр	20	нн1 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	9.6305 53	2.3214 1
На гр	21	нн2 КОС	10	4.2	1.3	0	0	0	0	0	0	9.9292 68	0.3257 38
На гр	22	отп. ГППЗ	110	0	0	0	0	0	0	0	0	109.20 68	2.2405 78
На гр	23	ВН1 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	108.32 62	1.6623 65
На гр	24	Нейт 1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	108.30 76	1.6376 42

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.11

Ти п	Но- мер	Название	U_н ом	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_m in	Q_m ax	B_ш	V	Delta
На гр	25	1) НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.586251	2.89241
На гр	26	отп. Менделеево 1	110	10	3	0	0	0	0	0	0	110.5299	3.352739
На гр	27	отп. Менделеево 2	110	10	3	0	0	0	0	0	0	110.5299	3.352739
На гр	28	ВН1 Сырьевая	110	0	0	0	0	0	0	0	0	110.4518	3.317227
На гр	29	Нейт1	110	0	0	0	0	0	0	0	0	110.4506	3.315407
На гр	30	НН1	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.01924	2.280103
На гр	31	ВН2 Сырьевая	110	0	0	0	0	115	0	0	0	110.4518	3.317227
На гр	32	Нейт 2	110	0	0	0	0	0	0	0	0	110.4506	3.315407
На гр	33	НН2	10	8	2.4	0	0	0	0	0	0	10.01924	2.280103
На гр	34	ВН2 ГППЗ	110	0	0	0	0	115	0	0	0	0	4.407561
На гр	35	Нейт 2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	0	4.396327
На гр	36	1) НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.585577	2.90541
На гр	37	1) ЦРП-1	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.486516	3.78373
На гр	38	2) ЦРП-1	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.485834	3.79686
На гр	39	1) ЦРП-2	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.486516	3.78373
На гр	40	2) ЦРП-2	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.485834	3.79686
На гр	41	1) ЦРП-4	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.486856	3.77717
На гр	42	2) ЦРП-4	10	12.96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.485493	3.80342
На гр	43	отп2. КОС	110	0	0	0	0	0	0	0	0	112.3315	4.612806
На гр	44	Бегишево	110	1.4	0.4	0	0	0	0	0	0	110.5265	3.362449
На гр	45	1) ЦРП 10 кВ	10	3.8	1.1	0	0	0	0	0	0	9.669004	5.922628
На гр	46	2) ЦРП 10 кВ	10	3.8	1.1	0	0	0	0	0	0	9.669004	5.922628

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.11

Ти п	Но- мер	Название	U_н ом	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_ зд	Q_m in	Q_m ax	B_ ш	V	Delta
На гр	47	1) РП-101	10	3.8 3	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.6690 04	5.9226 28
На гр	48	2) РП-101	10	3.8 3	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.6690 04	5.9226 28
На гр	49	1) РП-102	10	3.8 3	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.6690 04	5.9226 28
На гр	50	2) РП-102	10	3.8 3	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.6690 04	5.9226 28
На гр	51	1) РП-106	10	3.8 3	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.6690 04	5.9226 28
На гр	52	2) РП-106	10	3.8 3	1.1 5	0	0	0	0	0	0	9.6690 04	5.9226 28
На гр	53	Иртыш 10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	10.108 96	3.4322 19
На гр	54	ВН2 КОС	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112.26 14	4.5842 47
На гр	55	Нейт1	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112.60 04	4.8080 99
На гр	56	Нейт2	110	0	0	0	0	115	0	0	0	112.60 04	4.8080 99
На гр	57	1) ЦРП-3	10	12. 96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.4868 56	3.7771 7
На гр	58	2) ЦРП-3	10	12. 96	3.8	0	0	0	0	0	0	9.4854 93	3.8034 2
На гр	59	2) НН1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.5865 88	2.8859 2
На гр	60	2) НН2	10	0	0	0	0	0	0	0	0	9.5852 4	2.9119 1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Таблица Б.12 – Вкладка «Ветви»

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	N_a	I_max	I_загр.
Тр-р	7	1	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 1	0.15	6.1	85.38	0.13	99.87738	14.00841	0	517.1351	0
Тр-р	7	2	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 2	0.15	6.1	85.38	0.13	99.87738	14.00841	0	517.1351	0
Тр-р	7	3	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 3	0.2	7.7	68.3	0.13	99.83784	12.96428	0	516.2177	0
Тр-р	7	4	ЗРУ ТЭЦ 110 - Генератор 4	0.37	12.3	46.96	0.086	90.9567	85.13612	0	638.8083	0
Тр-р	8	5	ТЭЦ 220 - Генератор 5	1.4	5	10.7	0.065	99.68251	7.951031	0	273.5774	0
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.931	4.075	25.1	0	49.8405	3.96988	0	137.0551	19.30354
ЛЭП	8	9	ТЭЦ 220 - Иртыш 220	0.93	4.075	25.1	0	49.8421	3.98174	0	137.0627	19.30461
Тр-р	9	10	Иртыш 220 - НейтАТ	0.52	49	11.81	1	79.5792	3.72546	0	218.2669	0
Тр-р	10	11	НейтАТ - Иртыш 110	0.52	0	0	0.526087	79.5061	3.79912	0	218.2076	0
Тр-р	10	53	НейтАТ - Иртыш 10	3.2	131	0	0.048	4.94E-06	4.87E-07	0	1.36E-05	0
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	91.00202	41.98124	0	522.7217	63.36021
ЛЭП	11	7	Иртыш 110 - ЗРУ ТЭЦ 110	0.638	3.57	-23	0	91.00202	41.98124	0	522.7217	63.36021
ЛЭП	11	12	Иртыш 110 - отп. Абалак	1.129	2.314	15.4	0	5.62439	2.72811	0	33.04541	7.343425
ЛЭП	12	15	отп. Абалак - вн Абалак	3.659	7.503	49.9	0	0.39575	0.039042	0	3.627275	0.806061
Тр-р	15	13	вн Абалак - нн1 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	1.20765	0.90128	0	7.870139	0
Тр-р	15	14	вн Абалак - нн2 Абалак	42.6	508.2	3.099	0.057391	1.20765	0.90128	0	7.870139	0
ЛЭП	15	44	вн Абалак - Бегешицево	0.99	2.03	13.5	0	1.40009	0.23543	0	7.605358	1.950092
Тр-р	15	16	вн Абалак - нн1 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.90157	0.76188	0	6.164826	0
Тр-р	15	17	вн Абалак - нн2 ВОС	14.7	220.4	3.811	0.057391	0.90157	0.76188	0	6.164826	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.12

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	N_а	I_max	I_загр.
Выкл	13	14	нн1 Абалак - нн2 Абалак	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	16	17	нн1 ВОС - нн2 ВОС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	15	12	вн Абалак - отп. Абалак	0.334	0.572	-3.6	0	5.222962	2.990946	0	31.43442	8.060107
ЛЭП	11	22	Иртыш 110 - отп. ГППЗ	0.442	2.478	15.9	0	109.765	47.7335	0	624.7002	75.72124
ЛЭП	22	23	отп. ГППЗ - ВН1 ГППЗ	0.384	1.296	-9	0	105.02	43.4952	0	601.1616	98.55109
Тр-р	23	24	ВН1 ГППЗ - Нейт 1	0	0	36.2	1	104.602	-42.197	0	601.1555	0
Тр-р	24	25	Нейт 1 - 1) НН1	0.6	17.4	0	0.091304	52.337	20.8733	0	300.3602	0
Тр-р	24	59	Нейт 1 - 2) НН1	0.6	17.4	0	0.091304	52.2641	-20.847	0	299.9474	0
ЛЭП	18	22	отп1. КОС - отп. ГППЗ	0.135	0.756	-4.9	0	4.227391	1.588613	0	23.87867	2.894384
ЛЭП	18	19	отп1. КОС - ВН1 КОС	1.121	1.921	-12	0	4.22737	1.58865	0	24.15487	6.193557
Тр-р	19	20	ВН1 КОС - нн1 КОС	14.7	220.4	3.811	0.091304	4.2254	1.72827	0	24.15464	0
ЛЭП	11	43	Иртыш 110 - отп2. КОС	0.555	3.108	-3.1	0	90.01041	41.47296	0	516.9149	62.65635
ЛЭП	43	54	отп2. КОС - ВН2 КОС	1.12	1.921	-12	0	4.22579	1.56006	0	23.43274	6.008395
Тр-р	54	21	ВН2 КОС - нн2 КОС	14.7	220.4	3.811	0.091304	4.22393	1.70825	0	23.43253	0
Выкл	20	21	нн1 КОС - нн2 КОС	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	43	7	отп2. КОС - ЗРУ ТЭЦ 110	0.086	0.479	-3.1	0	94.68138	45.48534	0	539.8758	65.43949
ЛЭП	11	26	Иртыш 110 - отп. Менделеево 1	0.65	1.114	-6.9	0	18.0304	5.58805	0	98.58745	25.27883
ЛЭП	26	28	отп. Менделеево 1 - ВН1 Сырьевая	0.685	1.174	-7.3	0	8.01171	2.63997	0	44.21023	11.33596
Тр-р	28	29	ВН1 Сырьевая - Нейт1	0	0	13.23	1	8.00681	-2.7224	0	44.20606	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.12

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	N_a	I_max	I_загр.
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091304	4.00352	1.28037	0	21.97146	0
Тр-р	29	30	Нейт1 - НН1	2.5	55.5	0	0.091304	4.00352	1.28037	0	21.97146	0
ЛЭП	11	27	Иртыш 110 - отп. Менделеево 2	0.65	1.114	-6.9	0	18.0304	5.58805	0	98.58745	25.27883
ЛЭП	27	31	отп. Менделеево 2 - ВН2 Сырьевая	0.685	1.174	-7.3	0	8.01171	2.63997	0	44.21023	11.33596
Тр-р	31	32	ВН2 Сырьевая - Нейт 2	0	0	13.23	1	8.00681	-2.7224	0	44.20606	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091304	4.00352	1.28037	0	21.97146	0
Тр-р	32	33	Нейт 2 - НН2	2.5	55.5	0	0.091304	4.00352	1.28037	0	21.97146	0
Выкл	30	33	НН1 - НН2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	7	34	ЗРУ ТЭЦ 110 - ВН2 ГППЗ	0.761	1.941	12.9	0	0	0	0	0	0
Тр-р	34	35	ВН2 ГППЗ - Нейт 2	0	0	36.2	1	0	0	0	0	0
Тр-р	35	36	Нейт 2 - 1) НН2	0.6	17.4	0	0.091304	0	0	0	0	0
Тр-р	35	60	Нейт 2 - 2) НН2	0.6	17.4	0	0.091304	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	46	Генератор ГРУ - 2) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
ЛЭП	6	47	Генератор ГРУ - 1) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
ЛЭП	6	48	Генератор ГРУ - 2) РП-101	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
Выкл	47	48	1) РП-101 - 2) РП-101	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	49	Генератор ГРУ - 1) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
ЛЭП	6	50	Генератор ГРУ - 2) РП-102	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
Выкл	49	50	1) РП-102 - 2) РП-102	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.12

Тип	N <sub>нач</sub>	N <sub>кон</sub>	Название	R	X	B	Кт/г	P <sub>нач</sub>	Q <sub>нач</sub>	N <sub>a</sub>	I <sub>max</sub>	I <sub>загр.</sub>
ЛЭП	6	51	Генератор ГРУ - 1) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
ЛЭП	6	52	Генератор ГРУ - 2) РП-106	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
Выкл	45	46	1) ЦРП 10 кВ - 2) ЦРП 10 кВ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	6	45	Генератор ГРУ - 1) ЦРП 10 кВ	0.1	0.13	-51	0	3.84705	1.16745	0	238.7792	91.83816
Выкл	51	52	1) РП-106 - 2) РП-106	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	6	1) НН1 - Генератор ГРУ	0.2	0.26	-	102	0	0	0	0	0
ЛЭП	36	6	1) НН2 - Генератор ГРУ	0.2	0.26	-	102	0	0	0	0	0
ЛЭП	25	37	1) НН1 - 1) ЦРП-1	0.037	0.12	-68	0	13.0344	4.03705	0	821.9231	89.33947
ЛЭП	25	39	1) НН1 - 1) ЦРП-2	0.037	0.12	-68	0	13.0344	4.03705	0	821.9231	89.33947
ЛЭП	59	41	2) НН1 - 1) ЦРП-4	0.037	0.12	-68	0	13.0344	4.03704	0	821.8936	89.33626
ЛЭП	36	38	1) НН2 - 2) ЦРП-1	0.037	0.12	-68	0	13.0345	4.03709	0	821.9821	89.34588
ЛЭП	36	40	1) НН2 - 2) ЦРП-2	0.037	0.12	-68	0	13.0345	4.03709	0	821.9821	89.34588
ЛЭП	60	42	2) НН2 - 2) ЦРП-4	0.037	0.12	-68	0	13.0345	4.03711	0	822.0116	89.34909
Выкл	37	38	1) ЦРП-1 - 2) ЦРП-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	39	40	1) ЦРП-2 - 2) ЦРП-2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Выкл	41	42	1) ЦРП-4 - 2) ЦРП-4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Тр-р	7	55	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт1	0	0	0	1	34.58145	4.491142	0	178.8059	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	17.29109	2.24789	0	89.40479	0
Тр-р	55	6	Нейт1 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	17.29109	2.24789	0	89.40479	0
Тр-р	7	56	ЗРУ ТЭЦ 110 - Нейт2	0	0	0	1	34.58145	4.491142	0	178.8059	0
Тр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	17.29109	2.24789	0	89.40479	0

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Расчет в ПВК RatsrWin 3

Продолжение таблицы Б.12

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	N <sub>a</sub>	I_max	I_загр.
Гр-р	56	6	Нейт2 - Генератор ГРУ	0.6	17.4	0	0.086	17.29 109	2.2478 9	0	89.40 479	0
Выкл	57	58	1) ЦРП-3 - 2) ЦРП-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ЛЭП	57	59	1) ЦРП-3 - 2) НН1	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.95 947	3.8000 68	0	821.8 936	89.33 626
ЛЭП	58	60	2) ЦРП-3 - 2) НН2	0.0 37	0.1 2	-68	0	12.95 947	3.8000 68	0	822.0 116	89.34 909
Выкл	25	59	1) НН1 - 2) НН1	0	0	0	0	26.03 258	8.0738 1	0	1641. 536	0
Выкл	36	60	1) НН2 - 2) НН2	0	0	0	0	- 26.06 88	- 8.0772 1	0	1643. 794	0
Выкл	36	25	1) НН2 - 1) НН1	0	0	0	0	52.13 765	16.151 14	0	3287. 535	0

## Приложение В Экономический расчет в ПВК Mathcad 15

### Экономический расчет

#### Расчет капиталовложений

$$k_{\text{и}} := 5.7$$

$$K_{\text{кл}} := 16 \cdot 1480 \cdot k_{\text{и}} = 1.35 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{\text{тр}} := 2 \cdot 14700 \cdot k_{\text{и}} = 1.676 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K_{\text{пс}} := K_{\text{тр}} + K_{\text{кл}} = 3.026 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

$$K := K_{\text{пс}} = 3.026 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб}$$

#### Расчет эксплуатационных издержек

$$I_{\text{АМ}} := \frac{K}{20} = 1.513 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$\alpha_{\text{эксвл}} := 0.008$$

$$\alpha_{\text{экспс}} := 0.059$$

$$I_{\text{ЭКС}} := \alpha_{\text{эксвл}} \cdot K_{\text{кл}} + \alpha_{\text{экспс}} \cdot K_{\text{пс}} = 1.893 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб}$$

$$\Delta W_{\text{сущ110}} := 1.8 = 1.8 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{сущ10}} := 12.55 = 12.55 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{проект110}} := 2.49 = 2.49 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\text{проект10}} := 0.67 = 0.67 \quad \text{МВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_{110} := 1.17 \cdot 10^{-3} \quad \text{тыс.руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$c_{10} := 2.27 \cdot 10^{-3} \quad \text{тыс.руб/кВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\Delta W} := (c_{110} \cdot \Delta W_{\text{проект110}} + c_{10} \cdot \Delta W_{\text{проект10}}) \cdot 10^3 \cdot 8760 = 38843.592 \quad \text{тыс. руб.}$$

$$I := I_{\text{ЭКС}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W} = 7.29 \times 10^4 \quad \text{тыс. руб.}$$

#### Расчет среднегодовых расходов:

$$Z_1 := 0.1 \cdot K + I = 1.032 \times 10^5 \quad \text{тыс. руб.}$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет заземления и молниезащиты в ПВК Mathcad 15

Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}} := 110$	кВ
Толщина первого слоя грунта	$h_1 := 0.5$	м
Климатическая зона	$N_{\text{КЛ.З.}} := 1$	
Число линий электропередач в схеме ОРУ	$n_{\text{ВЛ}} := 2$	
Сечение ВЛ	$S := 240$	мм <sup>2</sup>
Ток короткого замыкания	$I_{\text{КЗ}} := 9.7$	кА
Время срабатывания защиты	$t_{\text{СЗ}} := 0.25$	с
Ток молнии	$I_{\text{М}} := 45$	кА
Число ячеек	$n_{\text{Я}} := 8$	
	$R := 1$	

#### Определение параметров контура заземления.

Сопротивление верхнего слоя грунта

$$\rho_1 := 50 \quad \text{Ом}\cdot\text{м} \quad \psi := 2.1 \quad (\text{ПУ П15.1})$$

$$\rho_2 := \frac{\rho_1}{\psi} = 23.81 \quad \text{Ом}\cdot\text{м}$$

Контур заземления сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1.5 метра, для того что бы человек при прикосновении к оборудованию мог находиться за пределами заземления.

Поэтому площадь ПС найдем по формуле:

Длина ПС

$$A := 57 \quad \text{м}$$

Ширина ПС

$$B := 42 \quad \text{м}$$

$$S := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) = 2700 \quad \text{м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков равный 10 мм

$$R_{\text{прут}} := 5 \quad \text{мм}$$

Определяем механическую прочность

$$F_{\text{М.П}} := \pi \cdot R_{\text{прут}}^2 = 78.54$$

Проверяем на термическую стойкость

$$\beta_{\text{Т.С}} := 21 \quad I_{\text{КЗ}} := 9700 \quad t_{\text{СЗ}} := 0.12$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет заземления и молниезащиты в ПВК Mathcad 15

$$F_{T.c} := \sqrt{\frac{I_{кз.}^2 \cdot t_{сз.}}{400 \cdot \beta_{T.c}}} = 36.663 \text{ мм}^2$$

Проверяем на коррозионную стойкость

$$a_k := 0.0013 \quad b_k := 0.003$$

$$c_k := -0.0068 \quad \alpha_k := 0.044$$

$$T := 240 \text{ месяцев}$$

$$S_{cp} := a_k \cdot \ln(T^3) + b_k \cdot \ln(T^2) + c_k \cdot \ln(T) + \alpha_k = 0.061 \text{ мм}$$

$$F_{k.c} := \pi \cdot S_{cp} \cdot (R_{прут} \cdot 2 + S_{cp}) = 1.928 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников удовлетворяет условию:

$$F_{k.c} + F_{T.c} = 38.59$$

$$F_{M.П} > F_{k.c} + F_{T.c}$$

Для первой климатической зоны толщина сезонных изменений грунта =2.2 м. Принимаем глубину заложения 1 м. Вертикальный пруток диаметром 10 мм и длиной 5 м.

$$l_B := 5$$

Принимаем расстояние между полосами сетки 6 м., тогда общая длина горизонтальных полос в сетки будет равна:

$$L_T := (A + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1.5)}{6} + (B + 2 \cdot 1.5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1.5)}{6} = 900$$

$$\frac{(A + 2 \cdot 1.5)}{6} = 10 \quad \frac{(B + 2 \cdot 1.5)}{6} = 7.5$$

По длине 10 прутков

По ширине 8 прутков

Определим количество вертикальных электродов при расстоянии между ними 12 м

$$a := 12$$

$$n_B := \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = 17.321$$

Принимаем число вертикальных электродов равное 18

Вычисляем стационарное сопротивление заземления

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.096$$

Принимаем

$$A := 0.37$$

Определяем общее сопротивление грунта

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет заземления и молниезащиты в ПВК Mathcad 15

$$\rho_{\text{общ}} := \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} = 36.905$$

$$R_c := \rho_{\text{общ}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_T + 47 \cdot l_B} \right) = 0.295$$

Определяем импульсное сопротивление

$$\alpha_{\text{И}} := \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{общ}} + 320) \cdot (I_M + 45)}} = 1.558$$

$$R_{\text{И}} := R_c \cdot \alpha_{\text{И}} = 0.46$$

Выполняется условие

$$R_{\text{И}} < 0.5 \quad \text{Заземление удовлетворяет требованиям ПУЭ}$$

### Расчет молниеотводов :

Высота молнеотвода

$$h_{\text{МОЛ}} := 25 \quad \text{м}$$

Расстояние между молниеотводами должно удовлетворять условию:  $h < L_M < 2h$

$$L_{\text{МОЛ}} := 20 \quad \text{м}$$

Эффективная высота молниеотвода. Берем самый высокий объект, им является линейный портал, его высота 11.35м

$$h_{\text{эф}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 21.25 \quad \text{м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 26.25 \quad \text{м}$$

Половина ширины зоны защиты на уровне земли

$$r_{\text{со}} := r_0 = 26.25 \quad \text{м}$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в середине пролета между молниеотводом

$$h_{\text{сг}} := h_{\text{эф}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 22.137 \quad \text{м}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

$$h_i := 11.35 \quad \text{м}$$

$$r_X := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{эф}}} \right) = 12.229 \quad \text{м}$$

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$$r_{\text{сх}} := r_{\text{со}} \cdot \frac{h_{\text{сг}} - h_i}{h_{\text{сг}}} = 12.792 \quad \text{м}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г  
Расчет заземления и молниезащиты в ПВК Mathcad 15

Высота молнеотвода

$$h_{\text{МОЛ}} := 25 \quad \text{м}$$

Расстояние между молниеотводами должно удовлетворять условию:  $h < L_M < 2h$

$$L_{\text{МОЛ}} := 24 \quad \text{м}$$

$$h_{\text{ЭФ}} := 0.85 \cdot h_{\text{МОЛ}} = 21.25 \quad \text{м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли

$$r_0 := (1.1 - 0.002 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot h_{\text{МОЛ}} = 26.25 \quad \text{м}$$

Половина ширины зоны защиты на уровне земли

$$r_{\text{ЭФ}} := \frac{r_0}{2} = 13.125 \quad \text{м}$$

Определяем наименьшую высоту внутренней зоны защиты в середине пролета между молниеотводом

$$h_{\text{ЭФ}} := h_{\text{ЭФ}} - (0.17 + 0.0003 \cdot h_{\text{МОЛ}}) \cdot (L_{\text{МОЛ}} - h_{\text{МОЛ}}) = 21.427 \quad \text{м}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта

$$h_i := 11.35 \quad \text{м}$$

$$r_{\text{ЭФ}} := r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right) = 12.229 \quad \text{м}$$

Определяем половину ширины на уровне защищаемого объекта

$$r_{\text{ЭФ}} := r_{\text{ЭФ}} \cdot \frac{h_{\text{СГ}} - h_i}{h_{\text{СГ}}} = 6.173 \quad \text{м}$$

## Приложение Д

### Расчет ЧДД

Определим изменение издержек на покупку электроэнергии:

$$\Delta C p_{\tau} = 268007,82 - 38843,59 = 229164,23 \text{ тыс. руб/год}$$

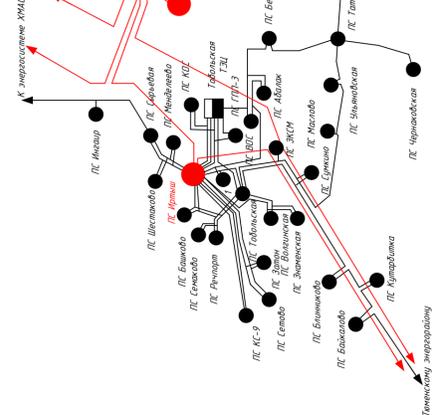
В нашем случае системный эффект будет от снижения потерь, поэтому:

$$\mathcal{E} = \Delta C p_{\tau}$$

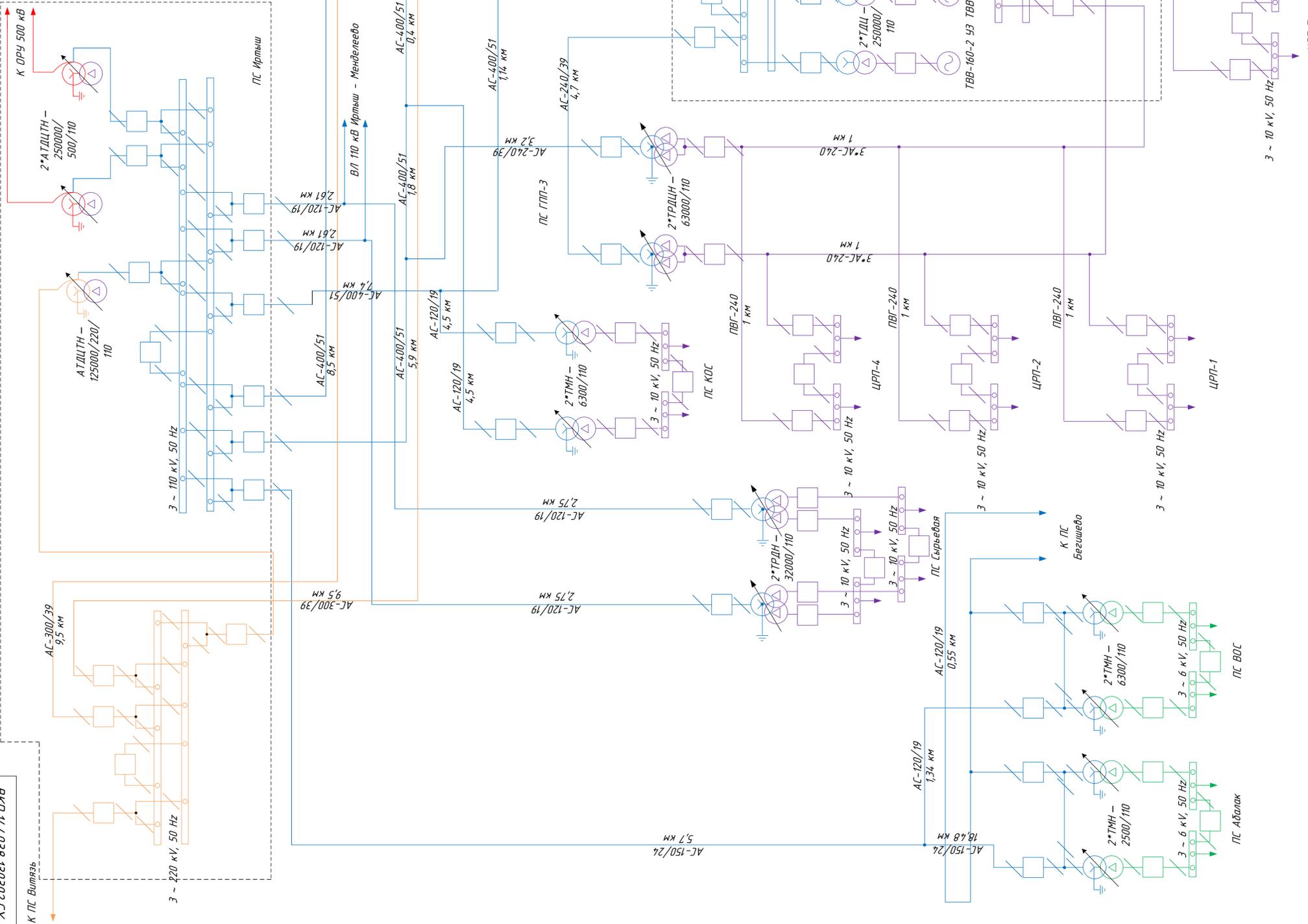
Произведем расчет ЧДД за период 10 лет. Результаты расчета представлены в таблице Д.1. За период строительства принимаем 1 год.

Таблица Д.1 – Расчет ЧДД по годам

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Капиталовложения, тыс. руб	30260 0									
Издержки, тыс. руб	72900	1513 0	1513 0	1513 0	1513 0	1513 0	1513 0	1513 0	1513 0	1513 0
Доход от снижения потерь, тыс. руб		2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2	2291 64.2
Чистый доход за год, тыс. руб.	- 37550 0	- 8077 9.3	2772 88.7	3050 17.6	3355 19.3	3690 71.3	4059 78.4	4465 76.3	4912 33.9	5403 57.3
ЧДД за 10 лет, тыс. руб.	27147 63.41									



Элементы	Условные обозначения
Электростанции	
Подстанции 500 кВ	
220 кВ	
110 кВ	
Линии электропередачи 500 кВ	
220 кВ	
110 кВ	
10 кВ	
6 кВ	



ВКР 14.4038.130302.СХ

Имя	Долг	Подпись	Дата
И. Векор	Заместитель Р.К.		
Л. Ворон	Казначей А.А.		
Т. Кошар	Руководитель А.Г.		
Р. Шевелев	Руководитель А.Г.		
С. Шевелев	Соблюдатель И.В.		

Схема существующей электрической сети

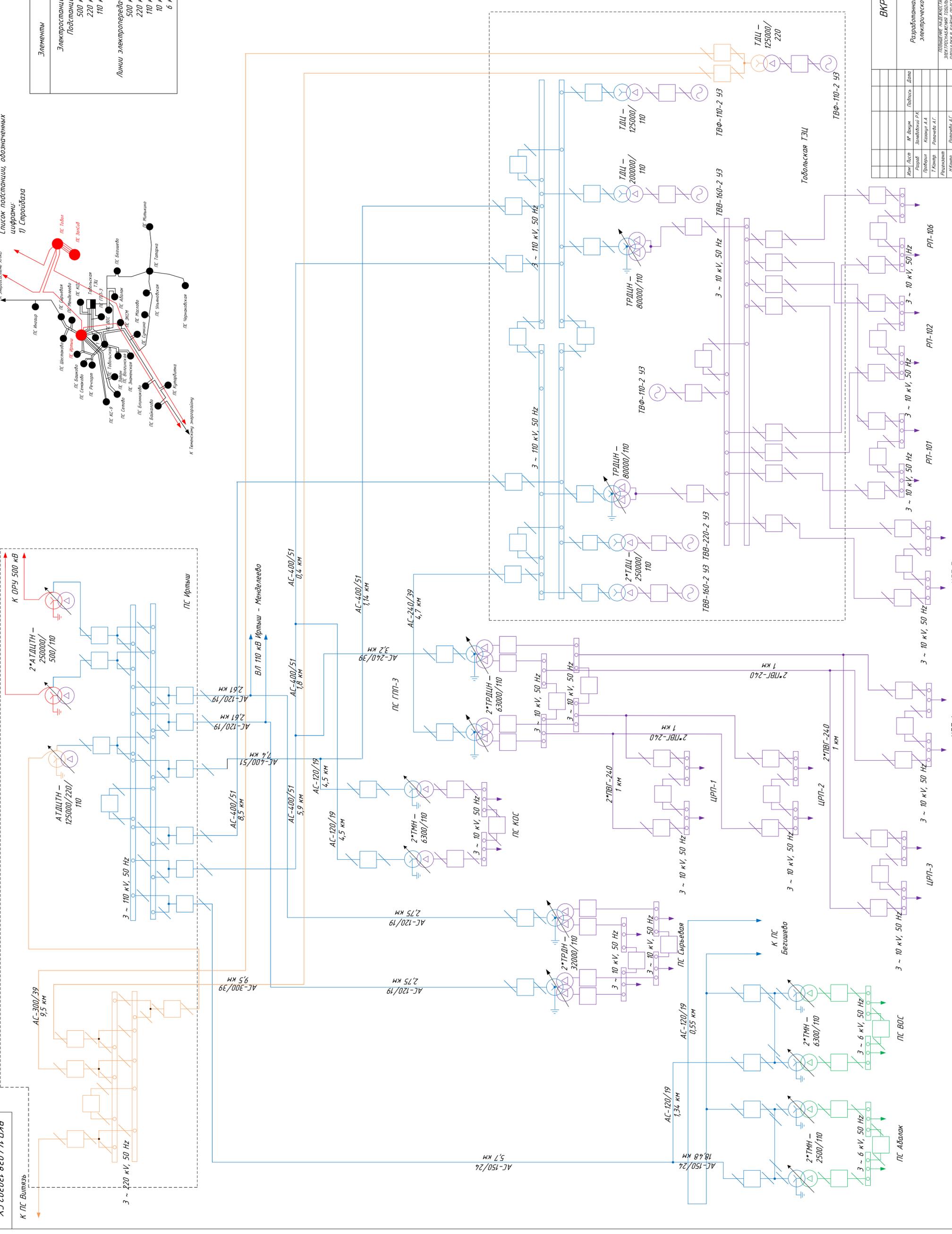
Лист 1 Листов 7

АнГУ  
Кафедра энергетика

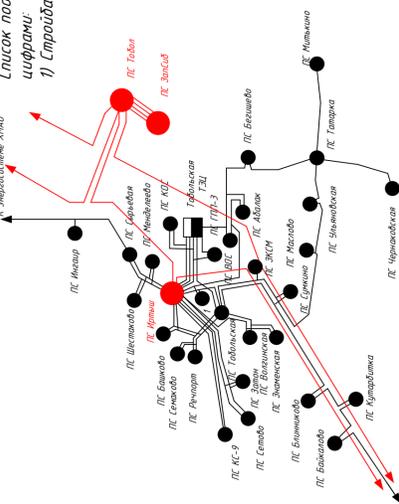
ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ТОЛЬЯТТСКОЙ ПРОВОДСКОЙ ПОШЛЫМИ В РАВНОВЕСИ ПОДСТАЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ ПО ПИ-3

ЦРП Полимер





Элементы	Условные обозначения
Электростанции	
Подстанции 500 кВ	
220 кВ	
110 кВ	
Линии электропередачи 500 кВ	
220 кВ	
110 кВ	
10 кВ	
6 кВ	



ВКР 14.4038.130302.CX			
Имя	И. Векун	Подпись	Дата
Лист	Зависимый Р.К.		
Листов	Ковалева А.А.		
Разработчик	Т. Кошар	Рисовала А.Г.	
Проверил	И. Кошар	Рисовала А.Г.	
Утвердил	Сидина Н.В.	Сидина Н.В.	
Разработанная схема электрической сети			
Лист 3			
Листов 7			
АнГУ			
Кафедра энергетика			

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТОБОЛЬСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ПОЩАДКИ В РАМКАХ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ ПШ-3

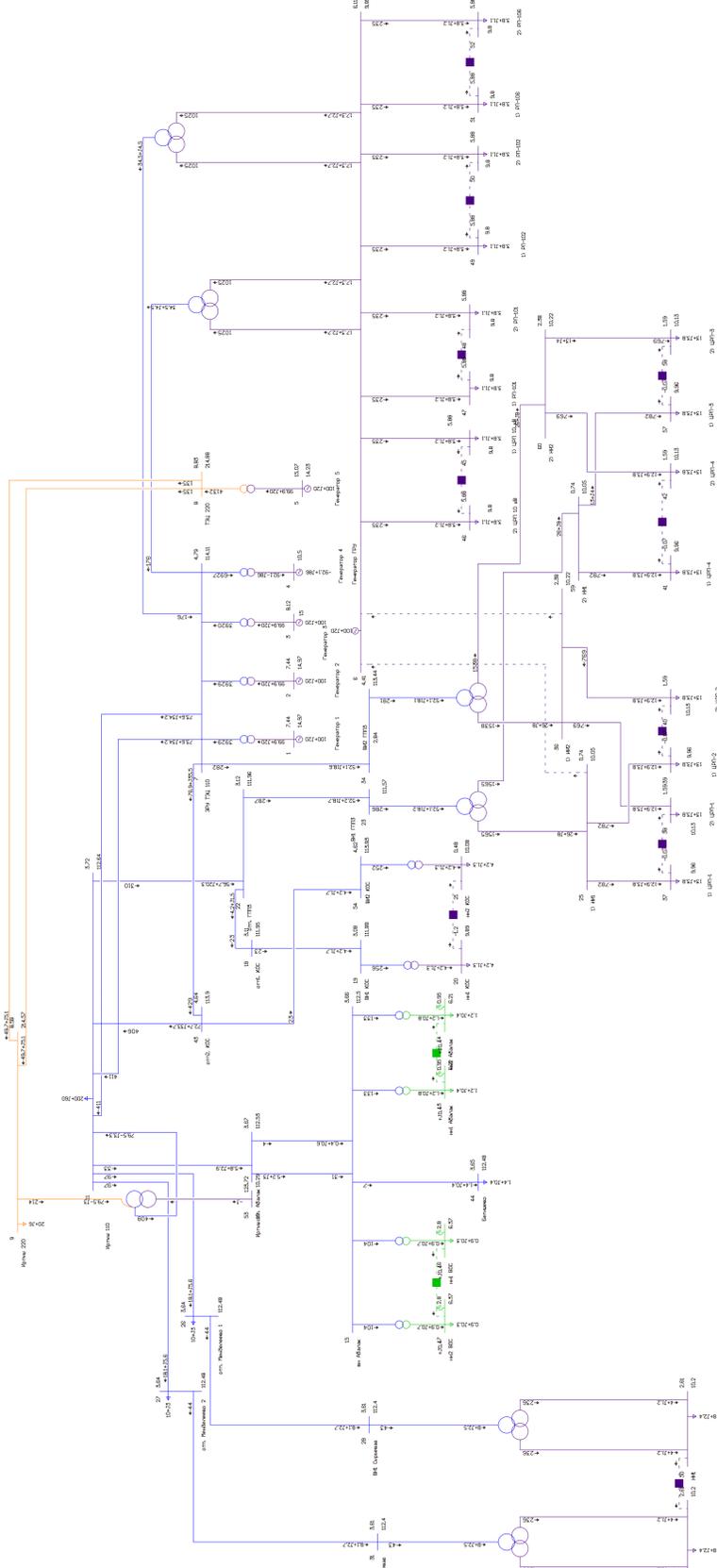
Условные обозначения

Цвет	Класс напряжения
	220 кВ
	110 кВ
	10 кВ
	6 кВ

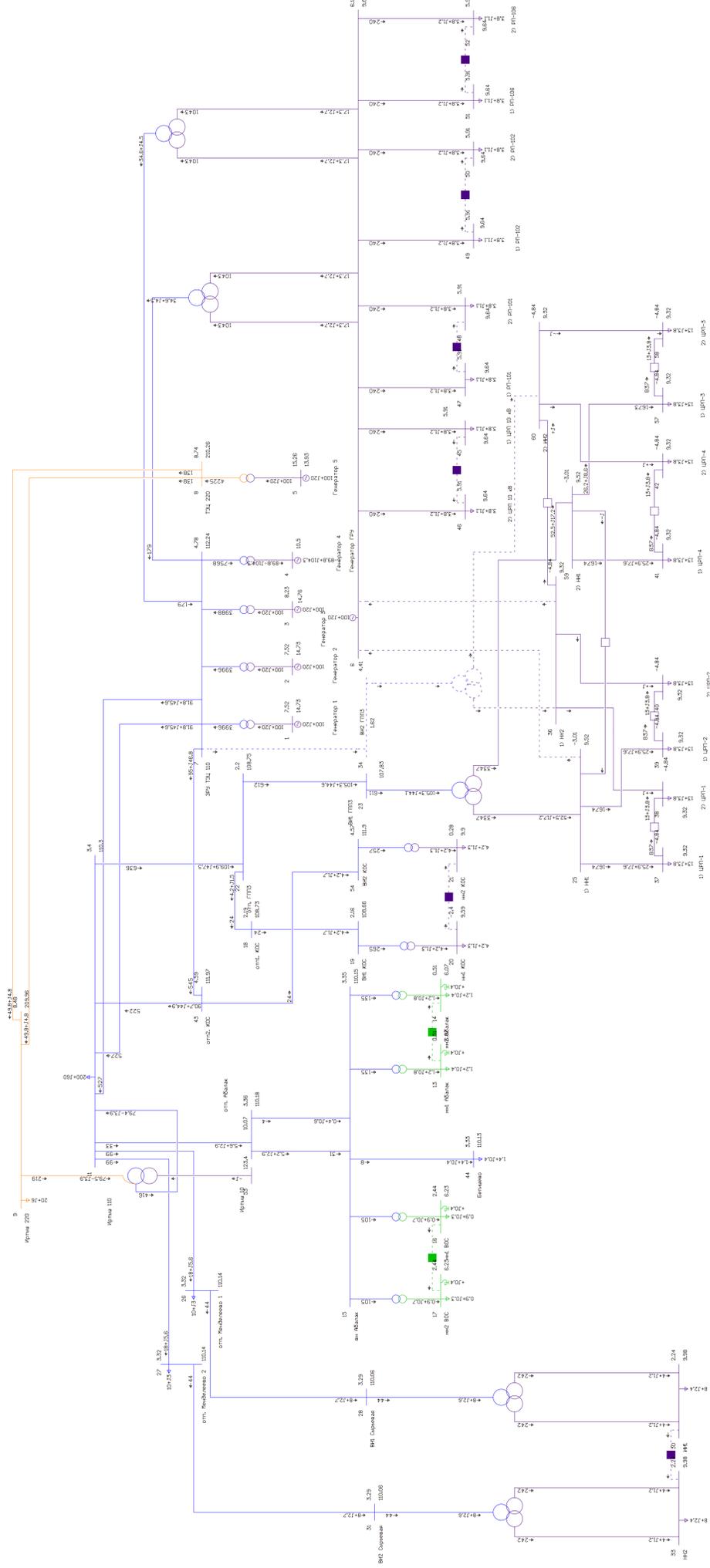
Напряжения в узлах в максимальном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ
НН 1 ПС ВЭС	6	6,37
НН 2 ПС ВЭС	6	6,37
НН 1 ПС КОС	10	9,89
НН 2 ПС КОС	10	10,07
НН 1 ПС Сырьевая	10	10,2
НН 2 ПС Сырьевая	10	10,2
НН 1 ПС ГПП-3	10	10,04
НН 2 ПС ГПП-3	10	10,22
НН 1 Адалак	6	6,21
НН 2 Адалак	6	6,21
ЦРП 10 кВ Полимер	10	9,8
РП-101	10	9,8
РП-106	10	9,8
НН 1 ЦРП-1	10	9,86
НН 2 ЦРП-1	10	10,04
НН 1 ЦРП-2	10	9,86
НН 2 ЦРП-2	10	10,04
НН 1 ЦРП-4	10	9,86
НН 2 ЦРП-4	10	10,04

Максимальный режим

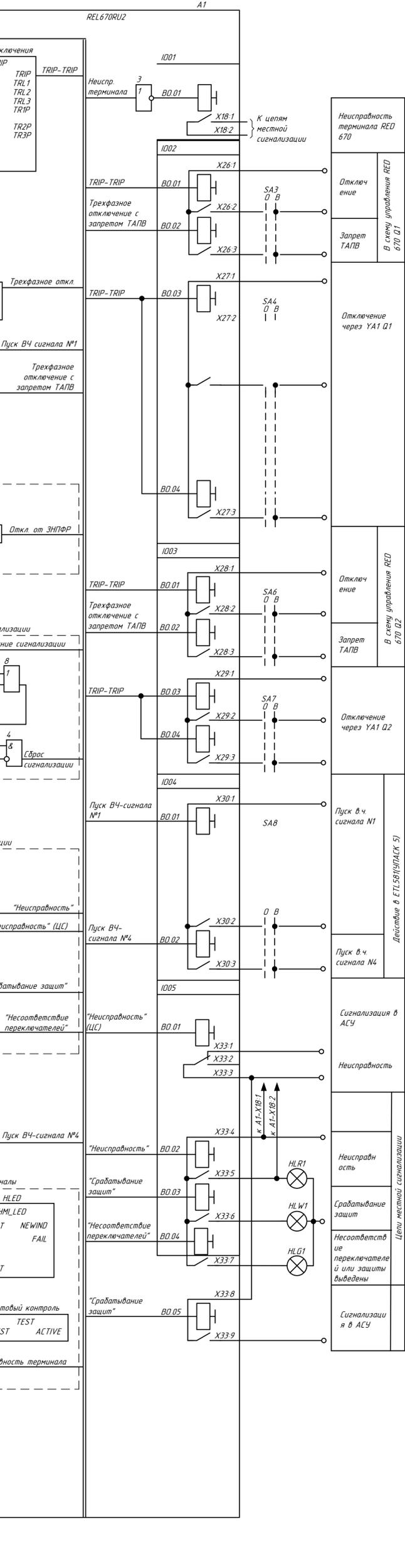
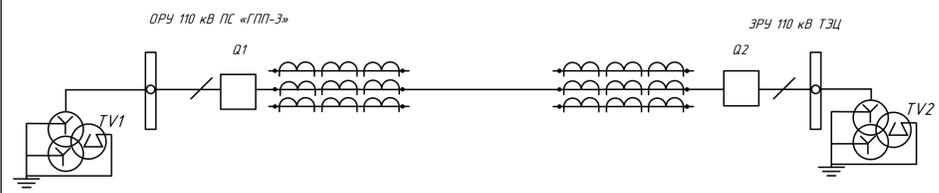
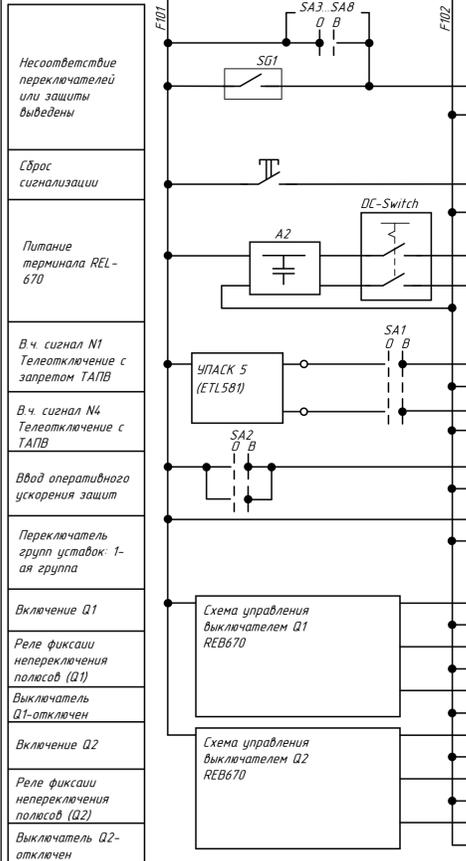
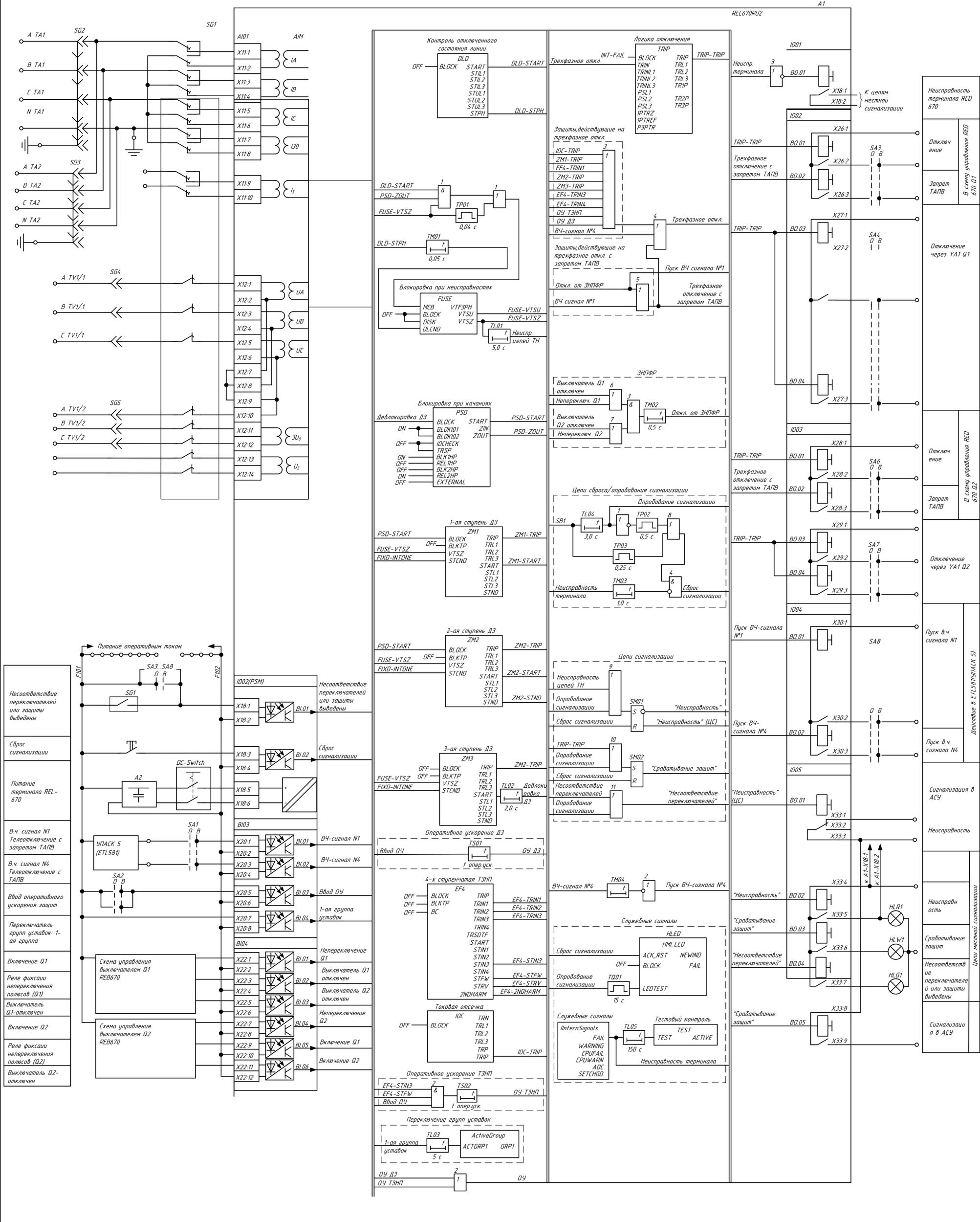


Последварийный режим



Напряжения в узлах в последварийном режиме

Название	U <sub>ном</sub> , кВ	U <sub>расч</sub> , кВ
НН 1 ПС ВЭС	6	6,26
НН 2 ПС ВЭС	6	6,26
НН 1 ПС КОС	10	9,63
НН 2 ПС КОС	10	9,93
НН 1 ПС Сырьевая	10	10,02
НН 2 ПС Сырьевая	10	10,02
НН 1 ПС ГПП-3	10	9,59
НН 2 ПС ГПП-3	10	9,59
НН 1 Адалак	6	6,1
НН 2 Адалак	6	6,1
ЦРП 10 кВ Полимер	10	9,67
РП-101	10	9,67
РП-102	10	9,67
НН 1 ЦРП-1	10	9,32
НН 2 ЦРП-1	10	9,32
НН 1 ЦРП-2	10	9,32
НН 2 ЦРП-2	10	9,32
НН 1 ЦРП-4	10	9,32
НН 2 ЦРП-4	10	9,32



				ВКР 14.038.130302.СХ			
Им	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
Разраб	Залецкий Р.К.				У		
Проверил	Казанки А.А.						
Т.Контр	Ромачева А.Г.				Лист 5	Листов 7	
Рецензент					АМГУ		
Н.Контр	Ромачева А.Г.				Кафедра энергетики		
Итверж	Сабина Н.В.						

Структурная схема микропроцессорного терминала защиты линии терминала REL 670

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ТОВольСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ ПЛОЩАДКИ В РАЙОНЕ ПОДСТАЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ ГПП-3



