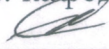


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Институт энергетический
Факультет энергетический
Кафедра энергетика
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Специальность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

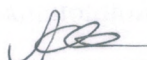
И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«24» 06 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

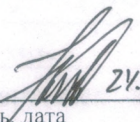
Тема: Оценка допустимости увеличения перетока мощности по сетям напряжением 110 кВ при увеличении нагрузки подстанции Сибирцево-Говая

Исполнитель
Студент группы 742-ом


_____ 24.06.2019
подпись, дата


А.С. Акулин

Руководитель
Доцент, канд.техн.наук


_____ 24.06.19
подпись, дата


А.Н. Козлов

Руководитель
Магистерской программы
Профессор, доцент
Технических наук


_____ 24.06.2019
подпись, дата


Н.В. Савина

Административный контроль
Преподаватель


_____ 24.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 24.06.2019
подпись, дата

У.В. Кузнецов

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 07 » 03 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ахлина Александра
Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Оценка допустимости увеличения перетока мощности
по сетям напряжения 10кВ при увеличении нагрузки подстанции
Сибирцево-Тяговая (утверждено приказом от 06.03.19 № 531/У)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы
пользователя на практике


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

Структурный анализ электрических сетей, анализ балансов
электрической мощности и энергии

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) приложение А учФР
рассматриваемого эквивалента сети, приложение Б расчет
в программе RasterWin 3 исходного режима

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.И., доцент, к.т.н. 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.03.19
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 81 с., 27 рисунков, 40 формул, 27 таблицы, 50 использованных источников, 4 приложений.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, РАЦИОНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ДЛИТЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫЙ ТОК, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ГРАФИК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЕТНЫЙ ТОК.

В данной магистерской диссертации была произведена оценка пропускной способности линий 110 кВ, разработка модернизации сети, питающей ПС Сибирцево-тяговая для электрификации железной дороги в Приморском крае. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

Расчёты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты подключения объектов ПС с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Произведён выбор необходимого оборудования для каждого из вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учётом фактора надёжности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Исследование схемно-режимной ситуации на участке сети	8
1.1 Энергоэкономическая характеристика Приморского энергорайона	8
1.2 Структурный анализ электрических сетей на участке сети	10
1.2.1 Структурный анализ подстанций	11
1.2.2 Структурный анализ линий электропередачи	12
1.3 Исследование существующих электрических режимов	13
1.4 Анализ балансов электрической мощности и энергии	17
1.5 Выводы	24
1.6 Техническое решение	24
1.7 Капиталовложение	36
2 Обеспечение качества электроэнергии	46
2.1 Требования к качеству электрической энергии	46
2.2 Рекуперация	61
2.3 Обеспечение качества электроэнергии	67
2.4 Влияние тяговой нагрузки на качество электроэнергии	70
Заключение	74
Список используемой литературы	76

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующие устройство;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефти перекачивающая станция;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- РМ – реактивная мощность;
- РПН – регулировка под нагрузкой;
- СН – среднее напряжение;
- ТКЗ – токи короткого замыкания.
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
- УКР – установки конденсаторные регулируемые;
- ШР – шунтирующий реактор;
- ЭЭС – электроэнергетическая система;

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика является одной из главных базовых отраслей промышленности Российской Федерации. От ее уровня развития зависит народное хозяйство страны, а также уровень развития в стране научно-технического прогресса.

В области электроснабжения потребителей эти задачи предусматривают повышение уровня (качества) проектно-конструкторских работ, использование и рациональную эксплуатацию высоконадежного электрооборудования, внедрение микропроцессорных систем телемеханики, релейной защиты и автоматики, волоконно-оптических линий связи, уменьшение непроизводительных расходов на выработку, передачу и распределение электроэнергии.

При этом необходимо снижать себестоимость электроэнергии до минимальной при соблюдении всех правил и норм проектирования, монтажа, эксплуатации и, самое главное, требований к качеству электрической энергии, т.е. к постоянству (допустимым отклонениям и колебаниям) частоты и напряжения, симметричности и синусоидальности токов и напряжений так как всякое отклонение от норм ГОСТ 13109-97 ведет к ухудшению работы электроприемников, уменьшению срока их службы, выходу их из работы, к ложной работе или отказам устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Все это снижает надежность электроснабжения потребителей, которая является одним из важнейших показателей электроэнергетических систем (сетей, подстанций), так как любое отключение электроэнергии – плановое и, особенно аварийное, приносит огромный ущерб потребителям и самой энергоснабжающей организации

Кроме этого энергетические объекты должны удовлетворять требованиям техники безопасности и экологичности, а также обладать средствами для обнаружения, локализации и ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций.

В данной магистерской диссертации проводится анализ пропускной способности линии в связи увеличивающейся нагрузки на подстанции Сибирцево-тяговая. Разработка оптимальной схемы подключения включает в себя комплекс различных мер и технических решений, позволяющих снизить потери электроэнергии в сети и повысить ее надёжность электроснабжения потребителей электрической сети.

Целью диссертации, заключается в том, чтобы, провести анализ ВЛ и оценить на сколько допустима нагрузка линии, также экономически выгодной схемы модернизации на основе инновационных технологий, способной обеспечить надёжное и качественное электроснабжение ПС Сибирцево-тяговая.

Для выполнения цели, в магистерской диссертации поставлены и решены следующие задачи:

- расчет нормального и послеаварийного установившегося режима с учетом прогноза электрических нагрузок;
- оценка пропускной способности воздушной линии электропередачи;
- предложение вариантов по решению проблем на участке сети ;

Проект разработан в операционной системе Windows 7 с использованием: Microsoft Office Word 2013г., Microsoft Office Visio 2013 г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 14.0, ПБК RastrWin 3.

1 ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМНО-РЕЖИМНОЙ СИТУАЦИИ НА УЧАСТКЕ СЕТИ

1.1 Энергоэкономическая характеристика Приморского энергорайона

Климатическая характеристика района

По агроклиматическому районированию территория муниципального образования входит в район, который характеризуется, как теплый и влажный, с холодной зимой. Средняя температура января минус 13,10С, июля 21,00С. Экстремальные температуры составляют минус 30С в январе и 35С в июле. Расчетные температуры для отопления и вентиляции соответственно равны – 22С и 15С. Относительная влажность воздуха наибольших значений достигает летом (85-90%), наименьших зимой (61-63%).

В холодный период на территории преобладают северные ветры, в теплый – юго-западные. Среднегодовая скорость ветра достигает 3,4 м/с. Сильные ветры со скоростью более 15 м/с, повторяются в среднем 11 дней в году

Воздушные линии электропередач и линии связи подвержены воздействиям атмосферных процессов. Механические нагрузки на провода и опоры определяются, прежде всего, скоростью ветра, гололедно-изморозевыми отложениями и грозовой деятельностью. Правильный выбор внешних расчетных параметров, формирующихся под воздействием климата, обеспечивает надежность работы ЛЭП и ЛС.

- Основные характеристики климатических условий Приморского края
- относится к четвертому району по ветровой нагрузке при гололеде (менее 150 г/м);
 - к четвертому району по давлению ветра 400 Па (25 м/с);
 - по среднегодовой продолжительности гроз от 10 до 20 часов;
 - четвертый район по толщине стенки гололеда (менее 10,0 мм).

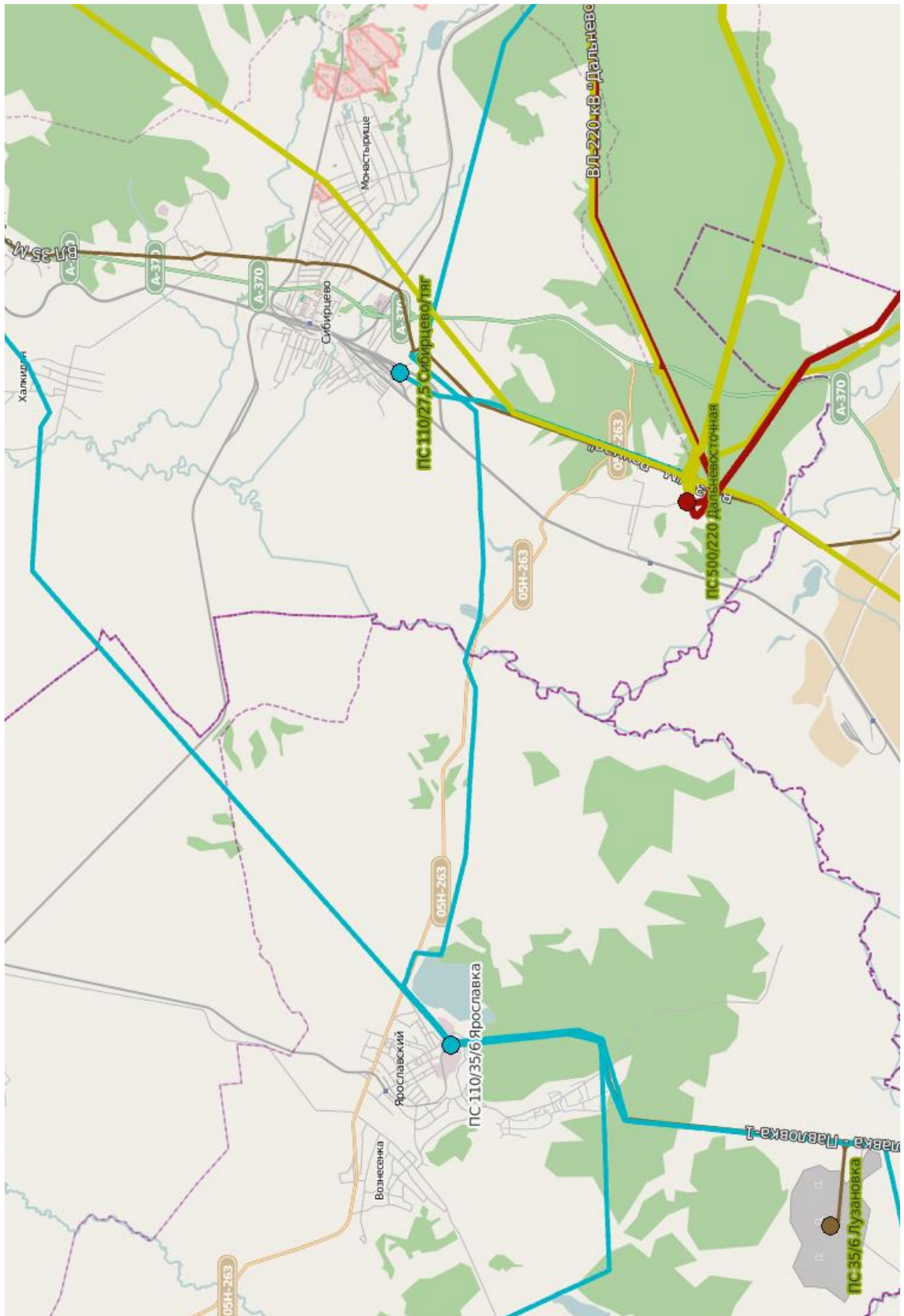


Рисунок 1 – Рассматриваемый участок сети на карте схеме

1.2 Структурный анализ электрических сетей на участке сети

Цель данного пункта – показать современное состояние электроэнергетической системы района. Для начала нужно выделить эквивалент сети и составить граф электрической сети.

Рассмотрим в качестве эквивалента участок сети прилегающий к подстанции Сибирцево-тяговая, чтобы оценить пропускную способность линии. Выбрана одна подстанции с высшим классом напряжения 500 кВ: ПС Дальневосточная, две подстанции с высшим классом напряжения 220 кВ: ПС Арсеньев 2; Уссурийск 2, и следующие подстанции с номинальным напряжением 110 кВ:

1. ПС Реттиховка;
2. ПС М;
3. ПС Сибирцево/т;
4. ПС Ярославка;
5. ПС Павловка 1.

Граф рассматриваемого участка сети представлен на рисунке 2.

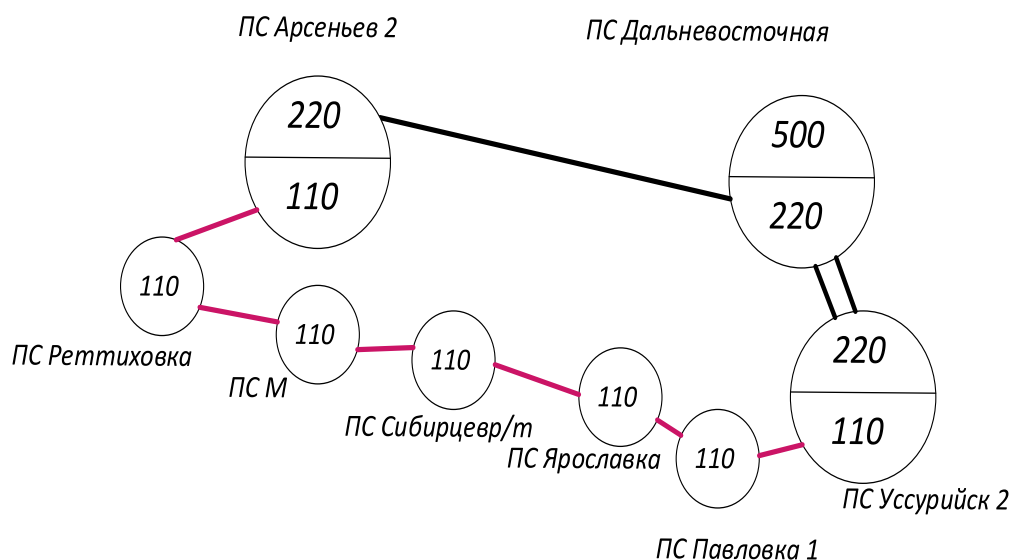


Рисунок 2 – Граф рассматриваемого участка сети

Данные подстанции образуют кольцо, ПС Дальневосточная и ПС Уссурийск 2 связаны двухцепной линией.

1.2.1 Структурный анализ подстанций

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

Таблица 1 – ПС по способу присоединения к сети

Наименование ПС	Способ присоединения к сети
ПС Дальневосточная	Узловая
ПС Арсеньев 2	Узловая
ПС Уссурийск 2	Узловая
ПС Реттиховка	Проходная
ПС М	Проходная
ПС Сибирцево/г	Проходная
ПС Ярославка	Узловая
ПС Павловка 1	Проходная

Таблица 2 – ПС по схемам РУ

Наименование ПС	Схема РУ ВН	
ПС Реттиховка	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
ПС М	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
ПС Сибирцево/г	Мостик (5АН)	
ПС Ярославка	Две рабочие системы шин (13)	
ПС Павловка 1	Два блока линия-трансформатор (4Н)	
ПС Уссурийск 2	220	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
	110	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)
ПС Арсеньев 2	220	Мостик (5АН)
	110	Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин (12)
ПС Дальневосточная	500	Четырехугольник (7)
	220	Две рабочие и обходная системы шин (13Н)

Таблица 3 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

Наименование ПС	Количество и марки трансформаторов
ПС Дальневосточная	6 x АОДЦТН-167000/500/220/10
ПС Арсеньев 2	2 x АТДЦТН-125000/220/110/10.5
ПС Уссурийск 2	3 x АТДЦТН-125000/220/110/10.5
ПС Реттиховка	2 x ТМН-6300/110
ПС М	2 x ТДТН-10000/110
ПС Сибирцево/т	2 x ТДТНЖ-40000/110
ПС Ярославка	2 x ТДТН-40000/110
ПС Павловка 1	2 x ТДТН-10000/110

1.2.2 Структурный анализ линий электропередачи

Таблица 4 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение ли- нии	Длина линии, км	Тип линии
Дальневосточная – Арсеньев 2	220	АС-240	75.71	ВЛ
Дальневосточная – Уссурийск 2		АС-300	47.7	ВЛ
Дальневосточная – Уссурийск 2		АСО-300	67.8	ВЛ
Арсеньев 2 – Реттиховка	110	АС-150	41.99	ВЛ
Реттиховка – М		АС-150	33.76	ВЛ
М- Сибирцево/т		АС-240	6.65	ВЛ
Сибирцево/т – Ярославка		АС-150	15.36	ВЛ
Ярославка – Павловка 1		АС-150	19.1	ВЛ
Павловка 1– Уссурийск 2		АС-95	37.22	ВЛ

Таблица 5 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Суммарная протяженность, км
220	191.21
110	154.08

Таблица 6 – Интервальная оценка сечений

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
220	АС-300	47.7
	АСО-300	67.8
	АС-240	75.71
110	АС-240	6.65
	АС-150	110.21
	АС-95	37.22

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 110 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Дальневосточная, Арсеньев 2, Уссурийск 2, Ярославка которые имеют не менее четырех связных элементов. Всего в рассматриваемом районе 8 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными. Преобладают линии номинального напряжения 220 кВ. Из них наибольшую протяженность имеют линии, выполненные сечением, АС-240.

1.3 Исследование существующих электрических режимов

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

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

- Схема нормального зимнего режима электрических соединений Приморских электрических сетей, зимний режим 2017 г;
- Нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Приморского РДУ 08.06.2018 г;
- Схема потокораспределения Приморских электрических сетей за 16.12.2017 г.

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

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

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

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

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

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

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

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Ярославка.

$$P_{Ярос.}^{прог} = 32.5 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 38 \text{ МВт};$$

$$Q_{Ярос.}^{прог} = 16 \cdot (1 + 0,0313)^5 = 18 \text{ Мвар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

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

Расчёты режимов проводился в специализированном ПВК RastrWin 3 [4].

Моделирование существующего участка электрической сети

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

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500		240	22,4	613,8	263	500	-200	200	500		
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500									486,35	-2,73	-2,67
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500									486,35	-2,73	-2,67
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220		26,6	61,6						236,39	7,45	-2,66
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10					120,3	10,5	-200	200	10,5		-2,71
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220				96,1	10,9				229,07	4,12	-3,84
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220									222,78	1,27	-8,5
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220									222,78	1,27	-8,5
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110		82,6	23,6						115,77	5,24	-8,49
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10									10,63	1,25	-8,5
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220		5	54,4						221,37	0,62	-5,91
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220									208,96	-5,02	-12,94
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220									208,96	-5,02	-12,94
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220									208,96	-5,02	-12,94
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110		246,4	93,5						114,81	4,37	-12,92
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10									10,03	-4,48	-12,94
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110		15,7	6,9						108,21	-1,63	-15,03
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110		38,1	-17,9	24,1	-0,5				106,66	-3,04	-15,8
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110									104,74	-4,79	-15,69
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110									111,33	1,21	-19,01
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110									111,33	1,21	-19,01
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28		29,9	28,3						27,8	1,1	-18,96
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10		4,5	7,2						10,56	0,58	-19,22
Нагр	24	М 110 кВ	110		19,8	-6						105,28	-4,3	-15,4
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110		9,1	4,2						109,23	-0,7	-12,44

Рисунок 3 – Узлы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-187	-120	257	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-187	-120	257	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-186	-161	292	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-186	-161	292	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	58	69	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	58	69	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					-45	-35	157	25,7
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-27	190	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-27	190	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-20	189	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-20	189	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	8,31	17,63	-113,4					-58	-17	302	67,8
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6,68	14,17	-91,2					-46	-9	251	56,4
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					-25	-14	158	25,9
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	147	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	147	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	107	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	107	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	3,04	6,45	-41,5					9	27	158	35,4
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,78	8,02	-51,6					24	10	138	31
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	11,39	16,15	-97,1					40	16	228	69,2
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	285	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	285	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	285	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-37	284	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-37	284	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-37	284	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-176	-134	551	79,8
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-124	-92	391	56,7

Рисунок 4 – Ветви

1.4 Анализ балансов электрической мощности и энергии.

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

Токовая нагрузка ЛЭП наиболее загруженных линий, представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\max}/I_{\text{доп}}$, %
Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	551	690	79,8
Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	226	330	69,2
Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	302	445	67,8
Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	391	690	56,7
Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	251	445	56,4
Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	155	445	35,4
Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	137	445	31

Практически все ВЛ в нормальном режиме загружены оптимально перегружена только ВЛ Дальневосточная - Уссурийск. В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 16.32 МВт, что составляет 2.2 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

В данном режиме напряжения в узлах находятся в допустимых пределах.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 3.

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Реттиховка;
- отключен один из автотрансформаторов ПС Уссурийск 2.

По результатам расчёта данных режимов видно, что напряжения и токи находятся в допустимых пределах во втором случае, в первом случае по линиям, идет значительная перегрузка по току в сети 110 кВ, а напряжение в сети 110 кВ значительно снизилось. Наиболее тяжелым был режим, когда отключена ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Реттиховка. Даже используя весь регулировочный диапазон у трансформаторов не удалось значительно повысить напряжение в сети 110 кВ. Отклонение напряжения на рассматриваемой подстанции Сибирцево-тяговая снизилось на 43,78%. Представим узлы, в которых отклонение от номинального значения максимально, в таблице 8.

Таблица 8 – Отклонения напряжения в узлах сети

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
Сибирцево/т 10 кВ	10	5,25	-50
Сибирцево/т 27 кВ	28	14,01	-49,05
Сибирцево/т Н1	110	56,26	-48,85
Сибирцево/т Н2	110	56,26	-48,85
Реттиховка 110 кВ	110	59,68	-45,75
М 110 кВ	110	61,56	-44,04
Сибирцево/т 110 кВ	110	61,85	-43,78

Продолжение таблицы 8

Ярославка 110 кВ	110	69,32	-36,98
Павловка 1 110 кВ	110	77,77	-29,3
Уссурийск 2 10 кВ	10	9,07	-13,62
Уссурийск 2 110 кВ	110	103,75	-5,68

Уровень загрузки оставшихся в работе ЛЭП увеличился большинство линий стали перегружены. Представим максимально загруженные линии в таблице 9. Остальные ЛЭП, не представленные в таблице, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

Таблица 9 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_доп
Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	829	330	251,2
Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	691	445	155,2
Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	671	445	150,8
Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	785	690	115,3
Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	549	690	81,8
М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	235	610	38,5

Линия от подстанции М 110 кВ до рассматриваемой подстанции Сибирцево-тяговая нагрузка по току превышает почти в 3 раза. В аварийном режиме пропускная способность линии не способна справиться с текущей нагрузкой на подстанции

Данные по потерям сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	16.32
Отключена одна ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Реттиховка	52.51
Отключен один автотрансформатор ПС Уссурийск 2	18.6

Как видно из выше приведённой таблицы самым оптимальным является нормальный режим, так как потери в сети являются минимальными.

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 4 и 5.

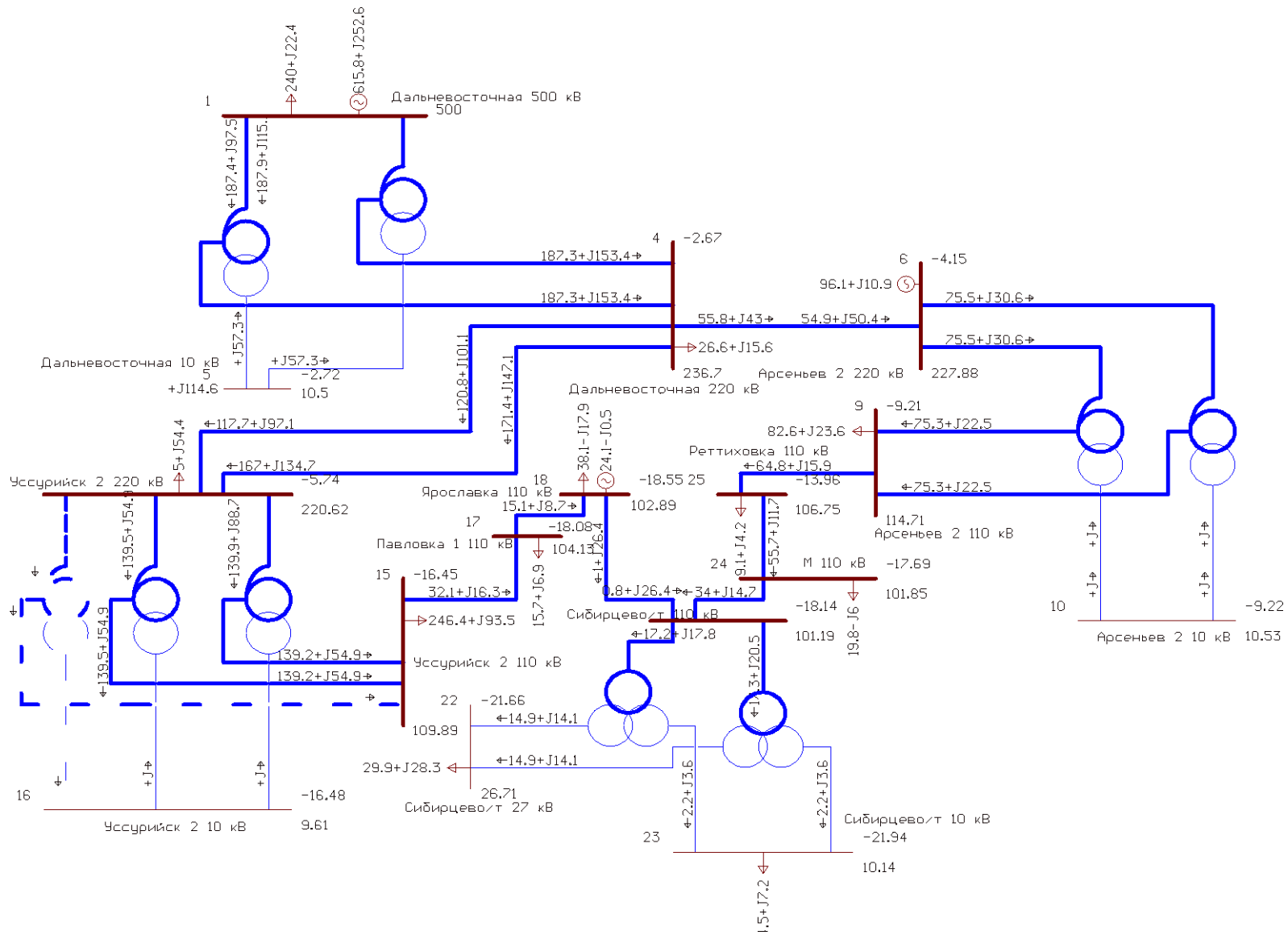


Рисунок 7 – Отключен один из автотрансформаторов ПС Уссурийск 2

1.5 Выводы

В результате проведенного исследования было выявлено, что в аварийном режиме:

- напряжение на подстанции Сибирцево-тяговая просело на 43,78%
- Линии электропередачи перегружены, в том числе и на Сибирцево-тяговая 110 кВ – М 110 кВ, Дальневосточная 220 кВ – Уссурийск 2 220 кВ
- Потери активной мощности выросли относительно нормального режима с 16,32 МВт до 52,51 МВт

1.6 Техническое решение

Для подключения ПС используется проводник АССС.

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

В алюминиевом проводе с композитным сердечником (АССС™) используется гибридный композитный материал с высокопрочными карбоновыми нитями он обеспечивает минимальный тепловой провис благодаря низкому коэффициенту теплового расширения и меньшему весу по сравнению со стальным сердечником. Более легкий сердечник позволяет увеличить диаметр провода при сохранении его удельного веса, а это позволяет сократить потери линии при увеличении пропускной способности. Таким образом, запатентованный сердечник является основным компонентом высокоэффективного провода АССС–продукта следующего поколения в сфере передачи и распределения энергии. Технология АССС идет на смену существующим технологиям, предлагая более экономичное решение для сегодняшних и будущих потребностей. Провода АССС передают энергию через полностью отоженные трапециевидные высокоэффективные алюминиевые волокна, которые спирально расположены вокруг композитного сердечника. Провод АССС был спроектирован для сочетания энергоэффективности

с термостойкостью и позволяет передать ту же мощность, что и другие провода такого же диаметра и веса, но при более низких рабочих температурах.

Самый современный и эффективный провод для модернизации системы.

- Использование алюминия повышенной проводимости позволяет снизить потери линии на 30–40% по сравнению с проводами ACSR и ACSS такого же размера или веса
- Меньшие потери линии означают меньшие затраты электроэнергии и выбросы CO₂ в атмосферу
- Способность выдерживать высокие рабочие температуры, и высокая проводимость обеспечивают большую пропускную способность линии
- Удвоение пропускной способности существующих линий ACSR без замены опор ВЛ и при минимальном тепловом удлинении
- Идеально подходит для модернизации новых ВЛ с точки зрения эффективности и экономичности, позволяя использовать анкерные опоры меньшей высоты или меньшее количество опор благодаря высокой прочности провода.

В электрических сетях, питающих тяговые подстанции (ТП) магистральных железных дорог, а также в системах тягового электроснабжения (СТЭ) необходимо решать задачи управления качеством электроэнергии. Особую актуальность проблема приобретает в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, где основная системообразующая электрическая сеть непосредственно связана с ТП железнодорожных магистралей. Из-за значительного объема резкопеременной нелинейной однофазной тяговой нагрузки показатели качества электроэнергии (ПКЭ) в этих сетях превышают допустимые пределы.

Проблемы, возникающие из-за гармоник — это, например, перегрев трансформаторов, перегрузка нейтрали, повышенные напряжения между нейтралью и землёй, выход из строя конденсаторных батарей, срабатывания автоматических выключателей и предохранителей, неправильная работа

электронного оборудования и генераторов, потери энергии и потери пропускной способности сети (неэффективная передача энергии). Эти проблемы приводят к дополнительным расходам, таким как более высокое потребление электроэнергии, расходы из-за более быстрого старения оборудования, простои оборудования, повышенные расходы на техническое обслуживание и ремонт, а также к потерям из-за снижения качества продукции и производительности (например, при увеличении брака в производстве полупроводников).

Силовые фильтры высших гармоник производства УУКЗ служат для компенсации реактивной мощности и уменьшения искажений кривой питающего напряжения. Устройства представляют собой набор резонансных контуров. Они значительно уменьшают возникающие под действием нелинейной нагрузки несинусоидальные искажения. Немаловажным фактором эффективности устройства является его способность генерировать реактивную мощность на основной частоте. Резонансная частота задается рабочими параметрами фильтрового реактора, который, также как и конденсаторы, входит в состав силовой части устройства.

Силовые фильтры высших гармоник улучшают коэффициент мощности, значительно снижая уровень высших гармонических искажений. Уменьшение потерь, вызванных процессами передачи и распределения электроэнергии, улучшают качественные показатели электроэнергии, повышают надежность энергетической системы объекта. Благодаря этим уникальным эксплуатационным характеристикам, уже после первых недель применения устройства дают видимый экономический эффект.

Таблица 10 – основные параметры фильтров высших гармоник

Номинальное напряжение, кВ	6-35 кВ;
Номинальная мощность, кВАр	До 10000;
Номинальная частота, Гц, кВАр	50;
Тип ввода	Кабельный снизу/сверху;
Напряжение питания вторичных цепей	До 220 В =/~;
Номер фильтруемой гармоники	3,5,7,11,13 и т.д.;
Климатическое исполнение и категория размещения	У3, УХЛ1;

Также установка FACTS, имеющие пофазное (векторное) управление, могут эффективно применяться не только для стабилизации уровней напряжения, но и для снижения несимметрии в питающих сетях. Накопители электроэнергии будут способствовать снижению потерь в тяговой сети (ТС) и уменьшать отклонения и колебания напряжений.

Для развития электрической сети при замене существующих проводников на современные проводники с большей пропускной способностью.

Для реализации данного варианта необходимо заменить проводники в сети 110 кВ на проводники с большей пропускной способностью модернизируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение ПС, будут выполнены проводами марки АССС, который будет выступать в качестве инновационного оборудования подробнее про данный проводник описано в разделе 5.

Произведем выбор сечения проводов для данного варианта. Выбор будет производиться на условиях соответствия длительно допустимому току в послеаварийных режимах. Для начального приближения примем единичные параметры сопротивлений и проводимостей проектируемых ЛЭП ($R=1$ Ом, $X=5$ Ом, $B=-30$ мкСм).

Произведем выбор проводов для сети 110 кВ.

В послеаварийном режиме при отключении ВЛ 110 кВ Арсеньев 2 - Ретиховка максимальный ток составил 829 А. Для ВЛ выберем провод АССС Helsinki 160. Сравним провода АС-240/32 и АССС Helsinki 160

Таблица 11 – Характеристики проводов АС-240/32 и АССС Helsinki 160

Характеристика	АС-240/32	АССС Helsinki 160
Сечение по алюминию, мм ²	240	154
Диаметр провода, мм	21,6	15.65
Вес, кг/м	0.921	0.48
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км	0,121	0,182
Длительно допустимый ток нагрузки, А	605	831

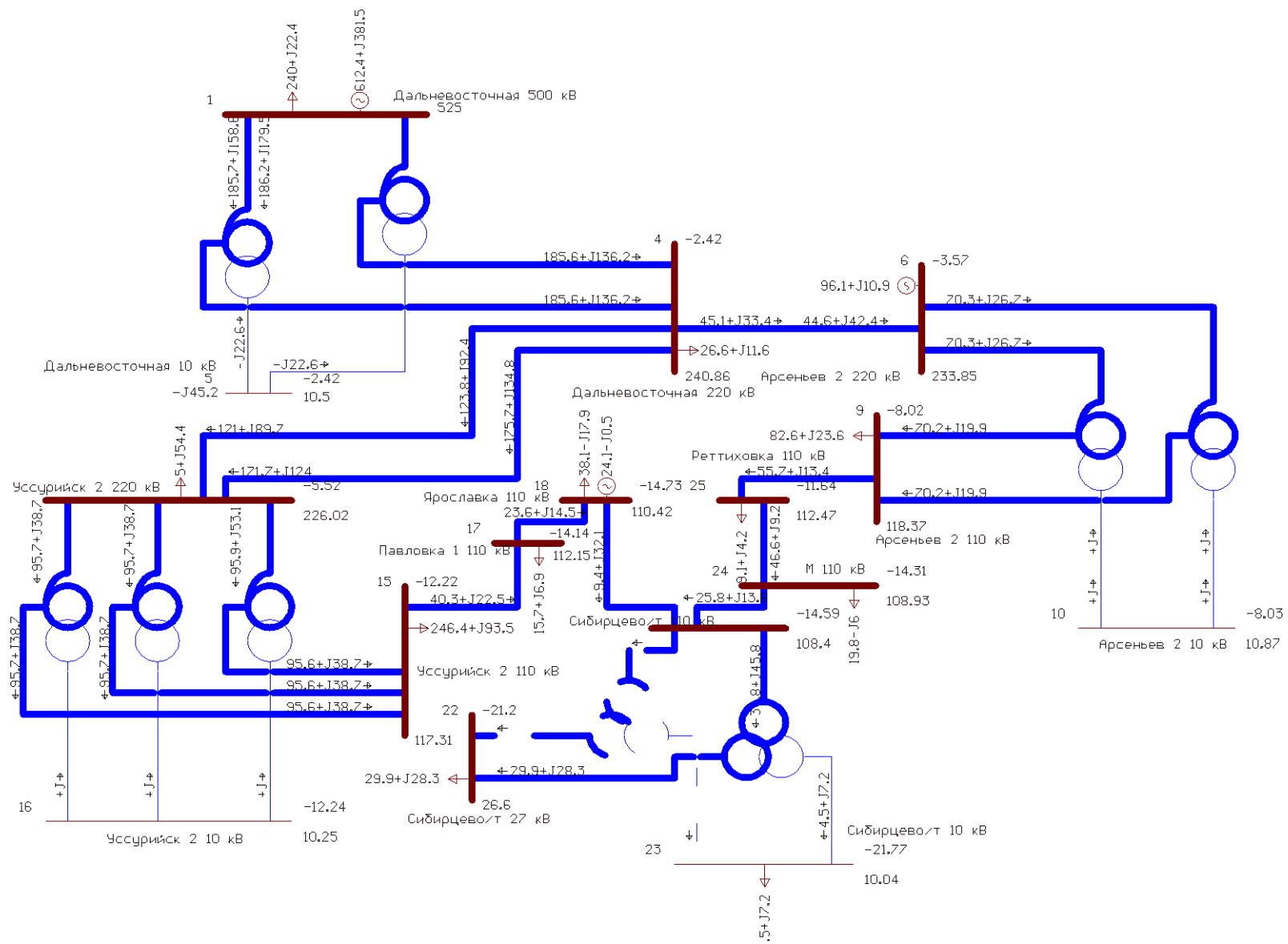
Как видно из таблицы, при меньшем сечении провода, провод АССС Helsinki 160 обладает меньшей массой, большим длительно допустимым током нагрузки, что говорит о большей пропускной способности данного провода. Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режима.

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta	
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500		240	22,4	612,1	346,1	520	-200	200		520	4	
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500										502,01	0,4	-2,47
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500										502,01	0,4	-2,47
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220		26,6	11,6							239,37	8,8	-2,46
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10					-17,7	10,5	-200	200		10,5		-2,46
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220				96,1	10,9					232,66	5,76	-3,65
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220										226,9	3,13	-8,15
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220										226,9	3,13	-8,15
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110		82,6	23,6							117,91	7,19	-8,14
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10										10,83	3,12	-8,15
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220		5	54,4							224,62	2,1	-5,61
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220										212,35	-3,48	-12,39
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220										212,35	-3,48	-12,39
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220										212,35	-3,48	-12,39
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110		246,4	93,5							116,67	6,06	-12,37
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10										10,19	-2,93	-12,39
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110		15,7	6,9							111,95	1,77	-14,38
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110		38,1	-17,9	24,1	-0,5					110,46	0,42	-15,01
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110										108,63	-1,25	-14,9
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110										116,07	5,52	-17,98
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110										116,07	5,52	-17,98
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28		29,9	28,3							28,99	5,41	-17,93
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10		4,5	7,2							11,02	4,91	-18,17
Нагр	24	М 110 кВ	110		19,8	-6							109,1	-0,82	-14,61
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110		9,1	4,2							112,35	2,13	-11,87

Рисунок 8 – Узлы

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_згр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-186	-162	274	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-186	-162	274	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,477	2	3	-186	-133	263	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,477	2	3	-186	-133	263	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-9	10	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-9	10	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					-45	-31	149	24,4
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-25	186	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-25	186	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-19	185	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-19	185	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	7,6	16,8	-109					-58	-14	293	35,2
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6	13,48	-85,8					-47	-7	244	29,3
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					-26	-11	150	24,6
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	141	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	141	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	102	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	102	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	21	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	21	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	2,7	6,12	-39					9	29	160	19,3
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,45	7,6	-49,4					23	11	134	16,2
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	6,7	14,8	-96,2					39	18	221	26,6
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	280	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	280	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	280	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-38	279	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-38	279	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-38	279	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-175	-133	541	78,4
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-124	-91	384	55,7

Рисунок 9 – Ветви



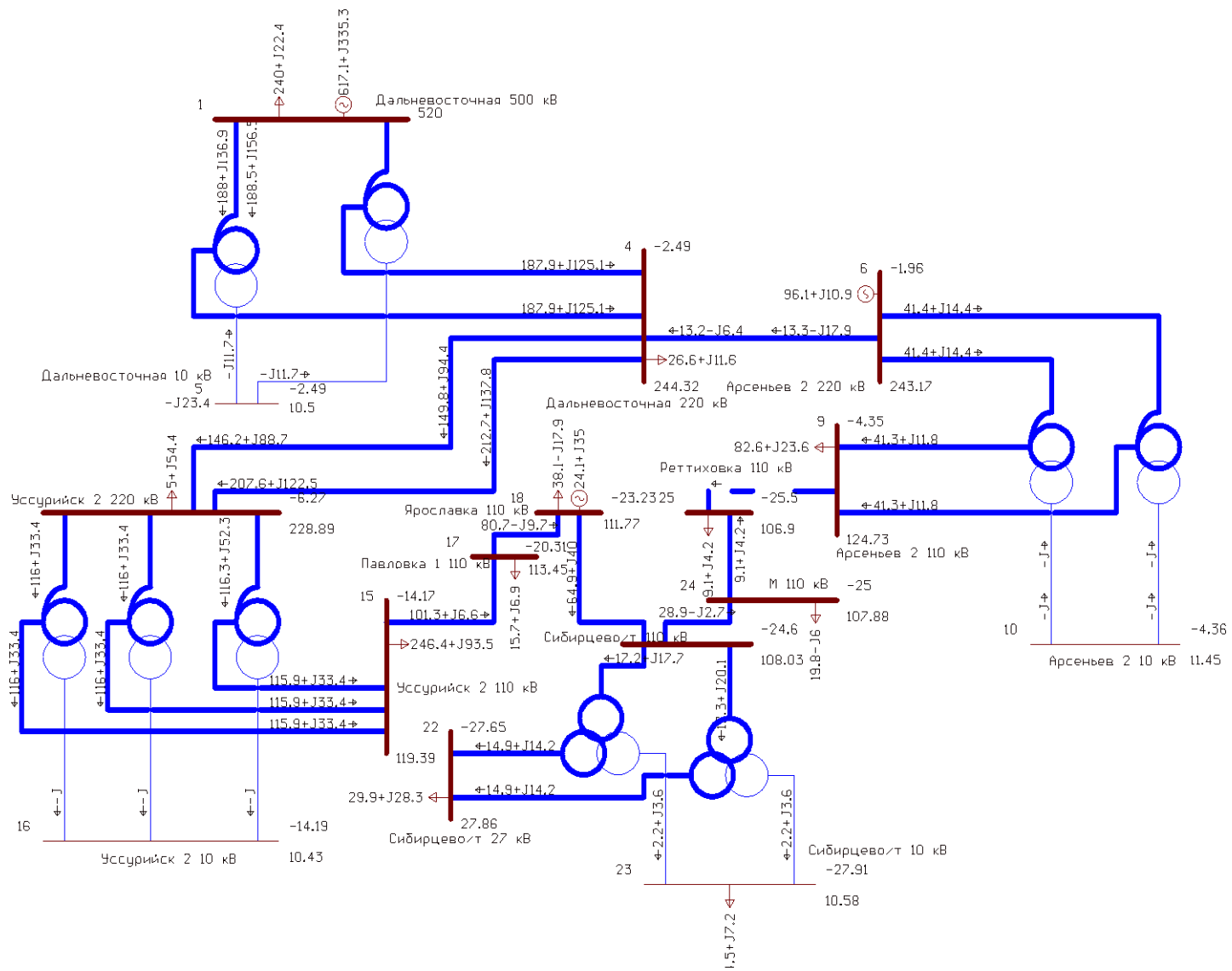


Рисунок 12 – Аварийный режим отключение линии

Таблица 12 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	293	831	35,2
Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	244	831	29,3
Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	219	831	26,6
М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	150	610	24,6
Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	158	831	19,3
Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	133	831	16,2

Таблица 13 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
Сибирцево/т 110 кВ	110	108,63	-1,25
Сибирцево/т Н1	110	116,07	5,52
Сибирцево/т Н2	110	116,07	5,52
Сибирцево/т 27 кВ	28	28,99	5,41
Сибирцево/т 10 кВ	10	11,02	4,91

Таблица 14 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Название	U_ном, кВ	U, кВ	d U, %
Сибирцево/т 110 кВ	110	108,03	-1,79
Сибирцево/т Н1	110	111,55	1,41
Сибирцево/т Н2	110	111,55	1,41
Сибирцево/т 27 кВ	28	27,86	1,3
Сибирцево/т 10 кВ	10	10,58	0,78

Таблица 15 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max	Iдоп_расч	I/I_dop
Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	491	831	59,1
Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	413	831	49,8
Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	395	831	47,6
М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	156	610	25,5

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых. В таблицах представлены узлы, отклонение которых максимальное от номинального значения. Также в таблицах представлены максимально загруженные ЛЭП. В послеаварийном режиме также все параметры остаются в допустимых пределах.

Тепловой расчет трансформатора.

Для этого возьмем типовой график электрических нагрузок для тяговых подстанции [21] и рассчитаем мощность на каждый час таблица 16.

Таблица 16 - Типовой ГЭН для ПС Сибирцево/т

Часы	S тр1, МВА	S тр2, МВА	S сумм, МВА	S ном
1	13,4082	13,4082	26,8164	40
2	10,9252	10,9252	21,8504	40
3	9,4354	9,4354	18,8708	40
4	6,9524	6,9524	13,9048	40
5	7,9456	7,9456	15,8912	40
6	6,9524	6,9524	13,9048	40
7	9,1871	9,1871	18,3742	40
8	10,9252	10,9252	21,8504	40
9	19,864	19,864	39,728	40
10	24,83	24,83	49,66	40
11	22,347	22,347	44,694	40
12	21,8504	21,8504	43,7008	40
13	21,6021	21,6021	43,2042	40
14	22,347	22,347	44,694	40
15	23,5885	23,5885	47,177	40
16	14,898	14,898	29,796	40
17	15,8912	15,8912	31,7824	40
18	16,8844	16,8844	33,7688	40
19	15,3946	15,3946	30,7892	40
20	12,415	12,415	24,83	40
21	13,4082	13,4082	26,8164	40
22	20,8572	20,8572	41,7144	40
23	19,3674	19,3674	38,7348	40
24	16,8844	16,8844	33,7688	40

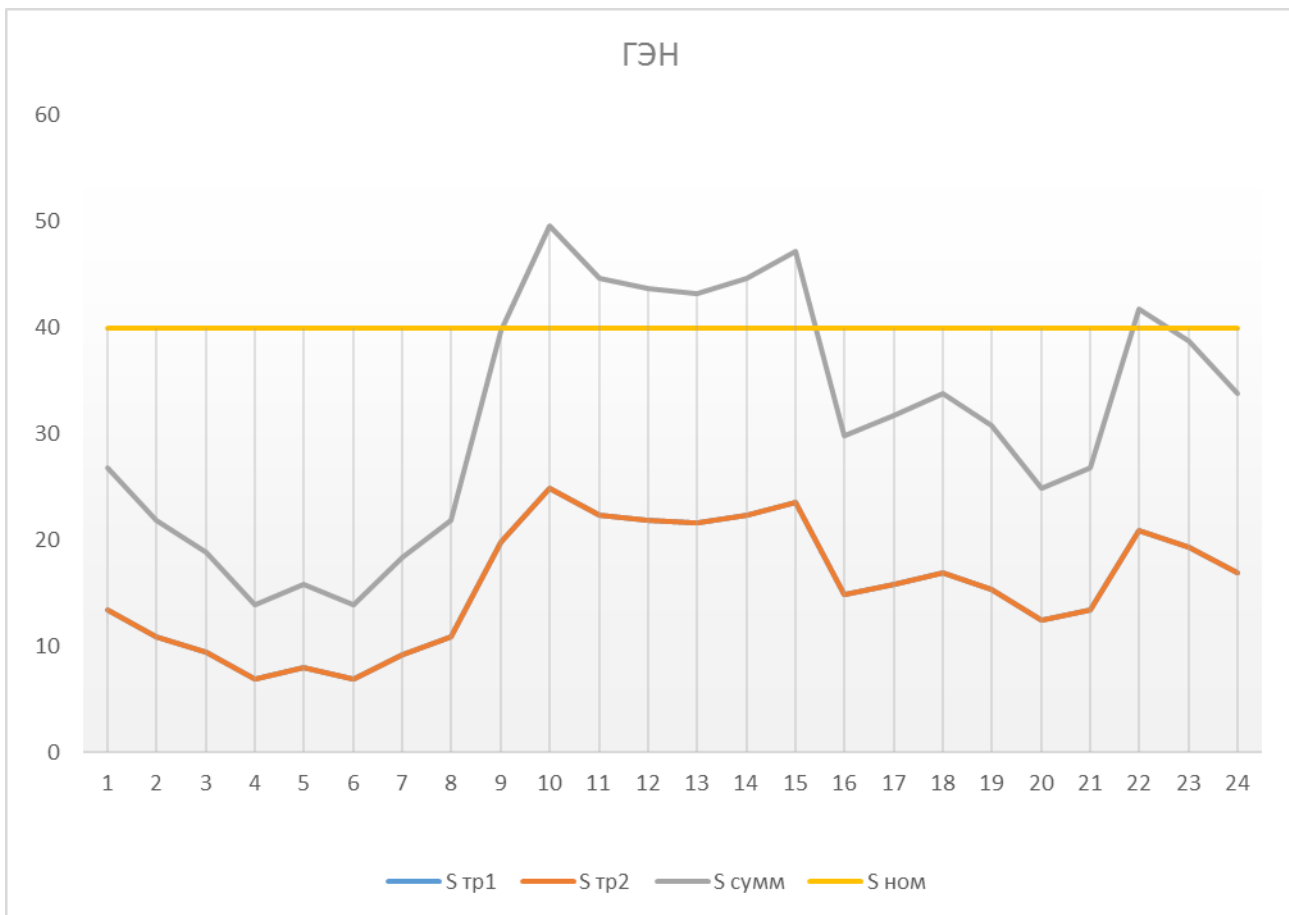


Рисунок 13 - Типовой ГЭН для ПС Сибирцево/т

Преобразование исходного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный прямоугольный.

Исходный график нагрузки разбивается на 12 частей с интервалом 2 часа, на каждом интервале рассчитывается средняя мощность нагрузки – рисунок 13.

Подробный расчет приведен в приложении Ж.

Температура наиболее нагретой точки обмотки, °С

$$\Theta_{ннт} = \Theta_{охл} + V_{ннт.м} + V_{м} \quad (12)$$

$$\Theta_{ннт} = -18,6 + 55,407 + 23,207 = 60,014$$

Согласно ГОСТ предельно допустимые температуры масла и обмоток соответственно равна 115 °С и 140 °С при напряжении больше 110 кВ.



Рисунок 14 – Преобразование реального суточного графика нагрузок в Многоступенчатый

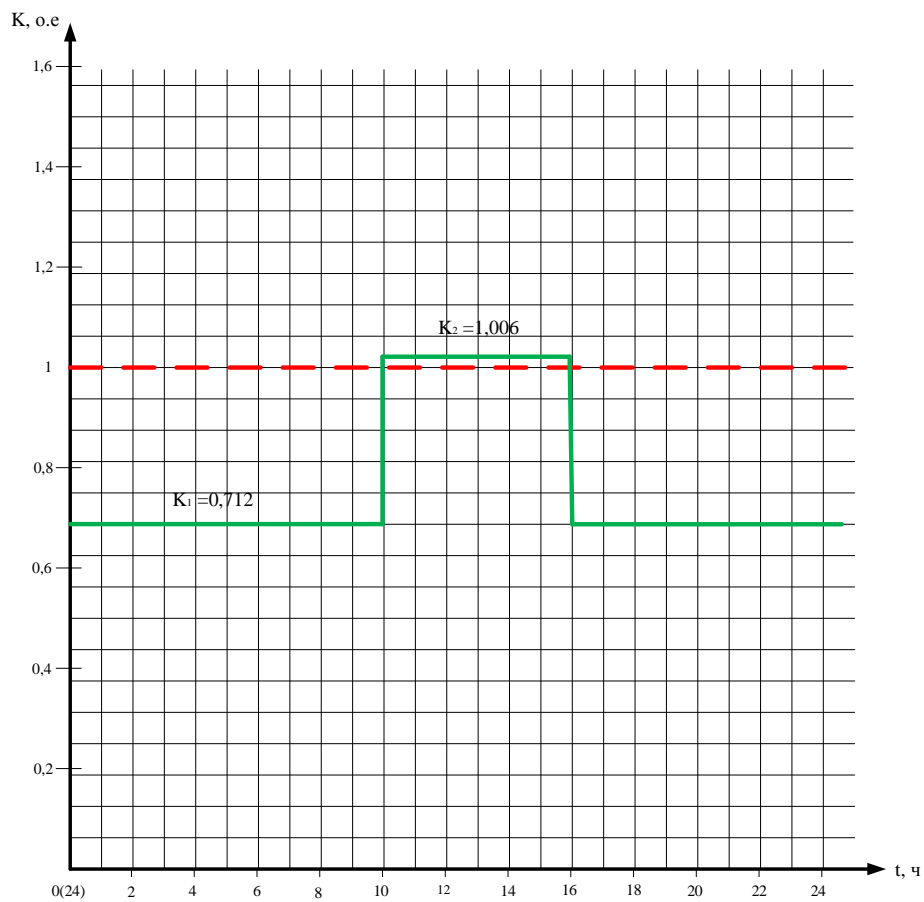


Рисунок 15 – Преобразованный двухступенчатый суточный график нагрузок

1.7 Капиталовложения

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

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

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых:

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

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (13)$$

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

1. стоимость распределительных устройств;
2. трансформаторы (АТ);
3. компенсирующие и регулирующие устройства;
4. постоянная часть затрат;
6. затраты на временные здания и сооружения, проектно-изыскательские работы, авторский надзор и прочие работы.

Затраты по п. 6 составляют значения, равные (в процентах от суммы затрат по п. 1–5):

- 1,5–2,0 % – временные здания и сооружения;
- 8,5–9,0 % – прочие работы и затраты;

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

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

$$K_{ПС} = (K_{ТР} + K_{ВЫКЛ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} + K_{ПА}) \cdot (1 + 0,23) \cdot K_{ПС*} \cdot K_{инф}, \quad (14)$$

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

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

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

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

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

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф} \quad (15)$$

где K_0 – удельная стоимость километра линии [1];

l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф} = 4,18$, при условии, что цены взяты за 2000 год [22].

Расчёт капиталовложений приведён в приложении Б. Результаты расчета капиталовложений сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Капиталовложения

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	382300
Трансформаторы	6674
Постоянная часть затрат	10340
Противоаварийная автоматика	8720
Комплексная программа по устранению не синусоидальности и не симметрии	20000

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- $K_{\text{общ}} = 1679000$ тыс.руб.

Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р} + I_{\Delta W}, \quad (16)$$

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (17)$$

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

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

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (18)$$

где ΔW - потери электроэнергии, КВт·ч;

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

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

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p, \quad (19)$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

a_p - норма отчислений на реновацию для соответствующего оборудования.

Расчёт эксплуатационных издержек приведён в приложении Б. Результаты расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Издержки

Вариант	$I_{э,р}$, тыс.руб	$I_{ам,рен}$, тыс.руб	$I_{\Delta W}$ тыс.руб	I , тыс.руб
№1	3650	26460	7360	37470

Определение среднегодовых эксплуатационных затрат и выбор оптимального варианта сети

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

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

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (20)$$

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

K – капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

I – издержки.

Произведя расчет по вышеуказанным формулам с найденными капиталовложениями и издержками получим значения приведённых затрат, значения которых сведены в таблице 28.

Таблица 19 – Общие затраты

Вариант	Капиталовложения тыс. руб	Издержки тыс. руб	Затраты тыс. руб
1	1679000	37470	205409

Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения

Ущерб от отказа или нарушения электроснабжения – это комплексный показатель надежности электроснабжения потребителей, т.е. экономическая категория.

Он характеризует свойство потребительской стоимости электроэнергии, поставляемой с определенной надежностью. Его применяют при подсчете штрафов, пени и неустоек, связанных с нарушением договорных обязательств, вызванных перерывами электроснабжения потребителей.

При выборе стратегий оперативного и технического обслуживания учет фактора надежности осуществляется на основе количественной оценки ущерба.

Основной ущерб – ущерб, обусловленный перерывом в электроснабжении, при условии сохранения технологического процесса, оборудования,

отсутствия брака, т.е. ущерб U_0 из-за невыполнения плана по производству продукции.

Ущерб внезапности – составляющая ущерба, связанная с появлением фактора внезапности, в результате которого могут произойти нарушения технологического процесса, брак, поломка оборудования и т.д. Этот ущерб зависит от типа потребителя, величины недоданной энергии, глубины ограничения и наличия у потребителя резервов разного рода.

Удельный ущерб потребителя при отключении будет определяться по следующей формуле:

$$y = y_0 \cdot P_n \cdot t_{огр} + \left(y_0 + \frac{y_{вн}}{t_{огр}} \right) \cdot P_{техн.бр} \cdot t_{огр}, \quad (20)$$

где y_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

$t_{огр}$ – продолжительность отключения электроснабжения, ч;

$y_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт[23];

$P_{техн.бр}$ – мощность технологической брони потребителя, кВт.

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр}, \quad (21)$$

где $\sigma_{техн.бр}$ – доля нагрузки технологической брони.

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$U = y \cdot T_{ср} \cdot c, \quad (22)$$

где $T_{ср}$ – среднее время отключения потребителя в год, ч;

c – тариф на электроэнергию, равен 1,5 руб/кВт*ч.

Подробный расчёт величины ущерба приведён в приложении Б.

Результаты расчета представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет величины ущерба

Объект	у, кВт	T _{ср} , ч	У, тыс.руб
ПС Сибир- цево/т	89640	135.65	182400

Оценка экономической эффективности проекта

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T, \quad (23)$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_t = P_H \cdot T_{max}, \quad (24)$$

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 5200 ч.

$$W_t = 36520 \cdot 5500 = 200900 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

$$O_{Pt} = 200900 \cdot 2 = 401700 \text{ тыс.руб}.$$

Прибыль от реализации продукции определится:

$$\Pi_{\text{от}} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t; \quad (25)$$

где K_t – суммарные капиталовложения в год;

I_t – суммарные эксплуатационные издержки в год;

Y_t – суммарная величина ущерба в год.

Ежегодные отчисления налога на прибыль:

$$H_t = 0,2 \cdot (P_{6t}). \quad (26)$$

Величина прибыли после вычета налогов ($P_{чt}$) численно равна прибыли от реализации (P_{6t}) за вычетом выплачиваемых налогов на прибыль:

$$P_{чt} = P_{6t} - H_t; \quad (27)$$

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

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

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}; \quad (28)$$

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

T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 15.

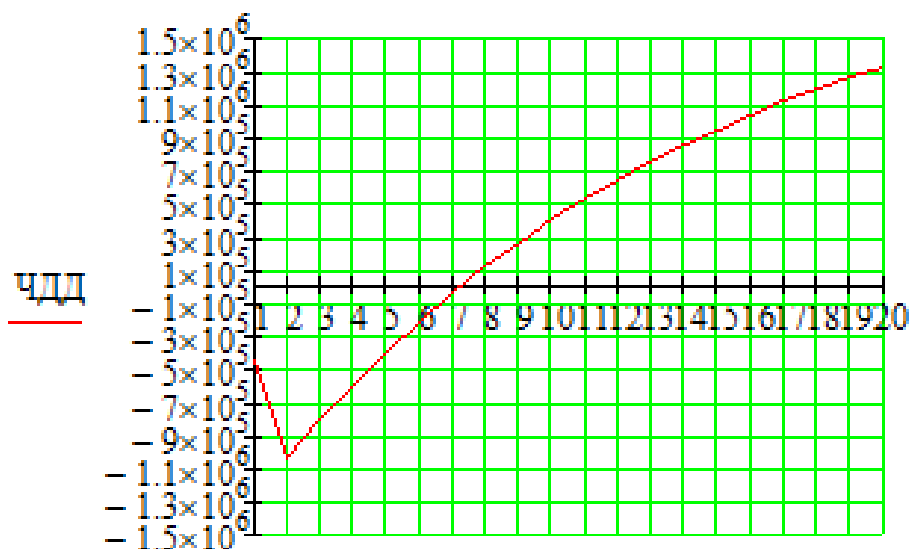


Рисунок 16 – График ЧДД

Из графика видно, что срок окупаемости проекта сети не превышает 8 лет. Значения ЧДД положительны и, следовательно, проект является инвестиционно-привлекательным и рекомендуется к реализации.

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

$$R_t = \frac{\mathcal{E}_t - I_t - H_t}{K}, \tag{29}$$

- где K – суммарные капитальные вложения;
 \mathcal{E}_t – системный эффект, обусловленный вводом объекта в год t ;
 I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;
 H_t - налог на прибыль.

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

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

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

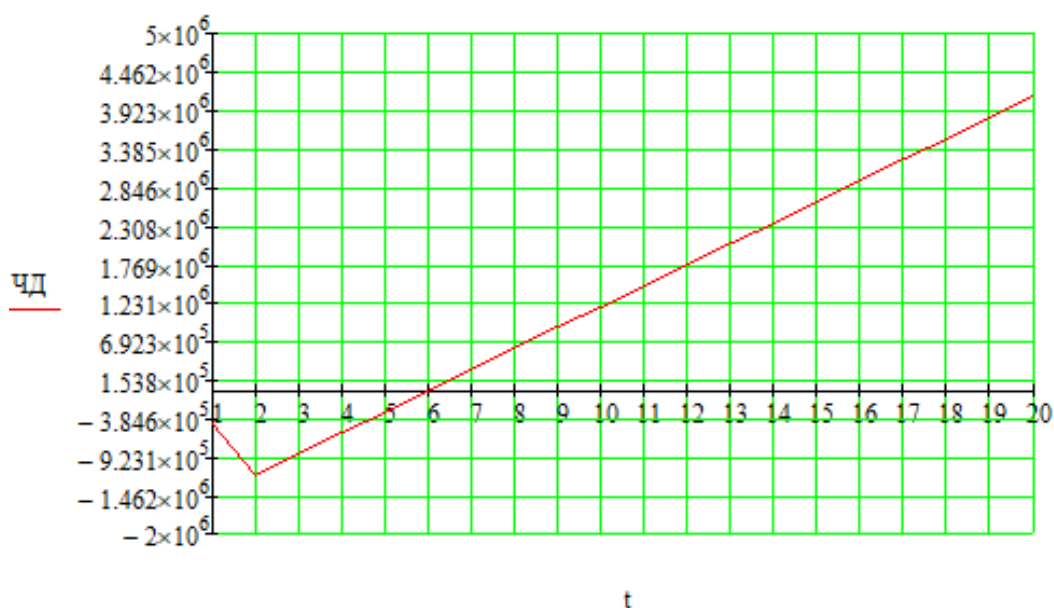


Рисунок 17 – Срок окупаемости

Срок окупаемости предложенного варианта электроснабжения при капиталовложениях в 1152 миллионов руб. составит 6 лет. Проект является экономически эффективным, так как индекс доходности дисконтированных инвестиций ИДД > 1 (ИДД = 2.149). Рентабельность проекта составит 25.57% в год, начиная с третьего года расчетного периода (расчетный период - 20 лет).

ГЛАВА 2 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1 Требования к качеству электрической энергии

Качество электрической энергии в электрических сетях связано, с одной стороны, с деятельностью сетевых организаций и других субъектов электроэнергетики, а с другой – с функционированием технических средств, подключаемых к сетям, являющихся источниками кондуктивных помех, а также чувствительными к воздействию подобных помех. По мере все увеличивающегося объема нагрузок таких технических средств и старения объектов электросетевого хозяйства возрастает и актуальность решения рассматриваемой задачи.

Реформирование электроэнергетики, переход к рыночным отношениям в рамках оптового и розничного рынков электроэнергии (мощности) с реструктуризацией РАО ЕЭС» с разделением энергоснабжающих организаций на отдельные субъекты электроэнергетики с функциями производства, передачи, распределения и продажи/сбыта электрической энергии привело к противоречиям положений действовавшего стандарта по нормам качества электрической энергии ГОСТ 13109–97 сложившимся реалиям.

С учетом этих условий был разработан новый национальный стандарт ГОСТ Р 54149–2010, преобразованный затем в межгосударственный стандарт ГОСТ 32144–2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Введение ГОСТ 32144–2013 позволило устранить неоднозначность в определении точки измерения показателей качества электрической энергии (ПКЭ), имевшуюся в ГОСТ 13109–97. Он устанавливал ПКЭ и нормы в точках общего присоединения (ТОП), к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии. Согласно этому, потребитель мог получать электрическую энергию в одной точке присоединения к

электрической сети (точке поставки согласно договору, находящейся на границе балансовой принадлежности поставщика и данного потребителя), а ее качество допускается контролировать в другой точке этой сети: на границе балансовой принадлежности поставщика и другого потребителя.

Кроме того, сетевая организация не может отвечать за качество электрической энергии на вводах электроприемников в сети потребителей (по установившемуся отклонению напряжения, как это установлено в ГОСТ 13109–97), поскольку эти точки находятся вне балансовой принадлежности сети электроснабжения сетевой организации и соответственно вне сферы ее ответственности. ГОСТ 32144–2013 устанавливает ПКЭ и нормы качества электрической энергии в точках передачи/поставки электрической энергии пользователям электрических сетей, что и устраняет неоднозначность в определении точки измерения ПКЭ и необходимость пересчета норм, установленных в ТОП, к точке передачи.

В ГОСТ 32144–2013 установлены показатели и нормы качества электрической энергии, относящиеся к продолжительным изменениям характеристик напряжения – отклонениям частоты, медленным изменениям напряжения, колебаниям напряжения, несинусоидальности напряжений и несимметрии напряжений в трехфазных системах.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. №982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии» и Информацией о продукции, подлежащей обязательному подтверждению соответствия (в форме обязательной сертификации) требования ГОСТ 32144–2013 по двум показателям качества (п. 4.2.1 и п. 4.2.2) установлены с 01.07.2014 г. в качестве обязательных с подтверждением допустимых отклонений частоты и отклонений напряжения в точках поставки электрической энергии путем обязательной сертификации.

Другие законодательно установленные требования к качеству электрической энергии в точках поставки в настоящее время в Российской Федерации отсутствуют.

Нормы качества электрической энергии, относящиеся к другим нормированным показателям, установленные в ГОСТ 32144–2013, могут быть использованы для оценки качества электрической энергии, поставляемой потребителям, только в том случае, если они по согласованию между поставщиком и потребителем электроэнергии включены в договор поставки/передачи электрической энергии.

Для случайных событий – провалов, прерываний напряжения, перенапряжений и импульсных напряжений показатели и нормы качества электрической энергии в ГОСТ 32144–2013 не установлены.

Такое же положение имеет место в зарубежных стандартах по качеству электрической энергии, в том числе в европейском стандарте EN 50160–2010. Невозможно установить представительные статистические оценки вероятности появления и параметров провалов, прерываний и перенапряжений, на основе которых возможно установление предельных значений (норм) качества электрической энергии, охватывающих различные регионы, различные сети и различные точки поставки.

Указанные события, безусловно, относятся к важным характеристикам качества электрической энергии, так как их возникновение может приводить к ущербу для энергопринимающих устройств потребителя и/или нарушению технологических процессов производства.

При этом возникновение их непредсказуемо и неопределенно по месту и времени, а ежегодная частота появлений различна и зависит от типа системы электроснабжения и точки наблюдения. Кроме того, распределение их во времени года может быть крайне нерегулярным.

Вероятность этих событий может рассматриваться как прогноз по результатам длительных наблюдений и измерений.

В настоящее время учет влияния случайных событий на качество электрической энергии является предметом заключения договоров на поставку или оказание услуг по передаче электрической энергии, что принято в зарубежной практике. Если электрооборудование потребителя восприимчиво к возникновению провалов напряжения и/или временных перенапряжений определенных уровней и длительности в сети питания, то для предупреждения возможных негативных последствий их предельные допустимые значения должны быть согласованы сторонами с учетом технических возможностей сетевой организации. Одновременно по согласованию сторон могут быть предусмотрены дополнительные технические меры по обеспечению требуемого качества электрической энергии.

Для того чтобы принимать обоснованные решения по учету и ограничению влияния случайных событий на качество электрической энергии необходимо располагать статистической информацией по их количественным характеристикам, полученным за длительный период наблюдений в сетях данного региона. ГОСТ 32144–2013 поддержан странами ЕвроАзЭС, применяется в практике заключения договоров на поставку и/или оказание услуг на передачу электрической энергии, органами государственного контроля качества электрической энергии, органами по сертификации электрической энергии и испытательными лабораториями.

При общей в целом положительной оценке применения ГОСТ 32144–2013 выявилась необходимость внесения некоторых поправок и изменений в стандарт, учитывая, что со времени разработки ГОСТ Р 54149–2010, на основе которого подготовлен межгосударственный стандарт ГОСТ 32144–2013, прошло значительное время, в действие введен ряд новых нормативных правовых актов в области электроэнергетики, обновленных стандартов, появились некоторые замечания и предложения из опыта применения стандарта. Они касаются уточнения области применения ГОСТ, корректировки некоторых терминов и определений, а также требований к нормированию некото-

рых ПКЭ (отклонений частоты и отклонений напряжения) и актуализации перечня нормативных документов.

Существенным при этом является предложение об отказе установления норм отклонений напряжения в точках поставки электрической энергии потребителям услуг по передаче электрической энергии, не являющимся потребителями электрической энергии (рис. 1, точки 1, 2 «сеть–сеть»). Значения показателя «положительные и отрицательные отклонения» напряжения от номинального значения применительно к указанным точкам могут сильно зависеть от условий нагрузки, что не позволяет установить единые рекомендуемые нормы. Допускаемые отклонения напряжений в этих точках могут устанавливаться сетевыми организациями с учетом обеспечения норм, установленных стандартом в точке поставки электрической энергии потребителю (см. рис. 18, точка 3).

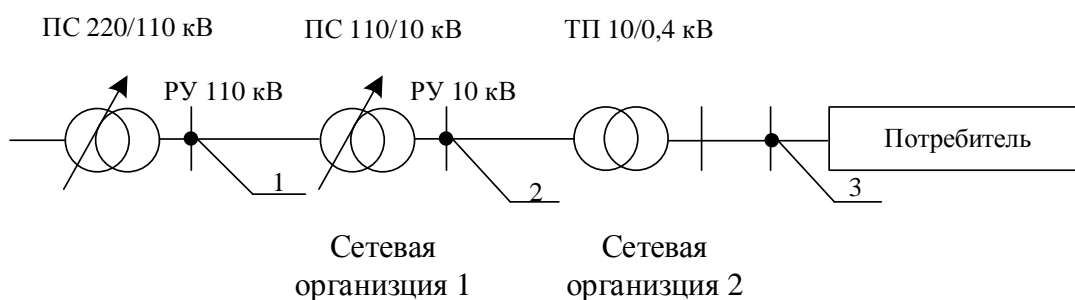


Рисунок 18 – К нормированию отклонений напряжения

Оценивая существующий нормативно-технический статус проблемы обеспечения качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, можно отметить существенное развитие в последнее десятилетие нормативного, методического и метрологического обеспечения для решения задач контроля и управления качеством электрической энергии. Кроме ГОСТ 32144–2013 были разработаны и введены в действие межгосударственные стандарты ГОСТ 30804.4.30–2008(МЭК 61000-4-30: 2008) «Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии» и ГОСТ 30804.4.7–2008 (МЭК 61000-4-7:2002) «Совместимость технических средств электромагнитная.

Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств», а также новый ГОСТ 33073 2014 «Электрическая энергия.

Совместимость технических средств электромагнитная контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», введенный в действие на территории Российской Федерации в качестве национального стандарта с 01.01.2015 г.

С вводом в действие ГОСТ 33073 2014 завершен переход к новому этапу оценки и контроля качества электрической энергии, основанном на внутренне непротиворечивой системе нормирования качества электрической энергии и требований к методическому и техническому обеспечению измерений его показателей (рис. 19).

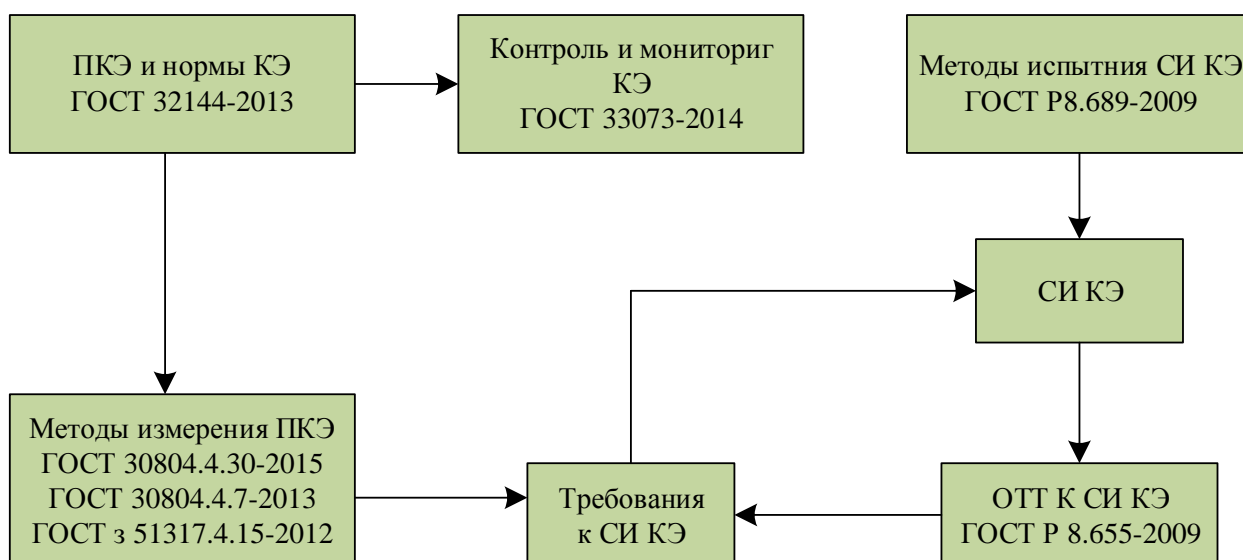


Рисунок 19 – Современное обеспечение в области измерений и контроля качества электрической энергии.

Главной проблемой в области качества электрической энергии остается несовершенство правового регулирования в Российской Федерации в этой сфере.

Прежде всего, на законодательном уровне не установлены требования к качеству электрической энергии.

Стандарты же – это документы обязательного применения. При этом три Федеральных закона содержат положения о необходимости обеспечения требуемого качества электрической энергии и ответственности за него:

Гражданский Кодекс, Закон «О защите прав потребителей» и Закон «Об электроэнергетике».

В каждом из приведенных законодательных актов, как и в других нормативных правовых актах, содержатся положения об обязанности субъектов электроэнергетики обеспечивать выполнение обязательных требований к качеству электрической энергии в сферах своей ответственности. Однако сами обязательные требования к качеству электрической энергии на правовом уровне не установлены, и потому остается неопределенным то, что надо обеспечивать.

Отношения, возникающие при разработке, принятии, применении и исполнении обязательных требований к электрической энергии как продукции, и оценке соответствия регулируются Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании».

При этом обязательные для применения и исполнения требования к электрической энергии как объекту технического регулирования устанавливаются техническим регламентом о качестве электрической энергии. Однако ответственные министерства в настоящее время разработку такого технического регламента не проводят.

Единственный правовой документ в области качества электрической энергии, относящийся к обязательной сертификации электрической энергии, постановление

Правительства РФ от 1.12.2009 г. №982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии», в который (в части обязательной сертификации) включена электрическая энергия в системах электропитания общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока

частотой 50 Гц. В целях его реализации Росстандарт опубликовал «Информацию о продукции, подлежащей обязательному подтверждению соответствия, с указанием нормативных документов, устанавливающих обязательные требования». В ней указаны обязательные требования только к двум ПКЭ: по отклонениям частоты переменного тока и отклонениям напряжения согласно ГОСТ 32144–2013, пункты 4.2.1 и 4.2.2 (из 8 нормированных ПКЭ). Обеспечение требуемого качества электрической энергии – часть общей задачи обеспечения электромагнитной совместимости в электроэнергетике. Она может быть решена путем регулирования качества электрической энергии и ЭМС технических средств. Правовые документы должны регулировать деятельность изготовителей технических средств и потребителей, приобретающих и использующих их и электрическую энергию, а также поставщиков электрической энергии по обеспечению нормального или оптимального функционирования в условиях электромагнитных помех технических средств (энергопринимающих устройств), подключенных к электрическим сетям поставщиков электрической энергии (рис. 20).

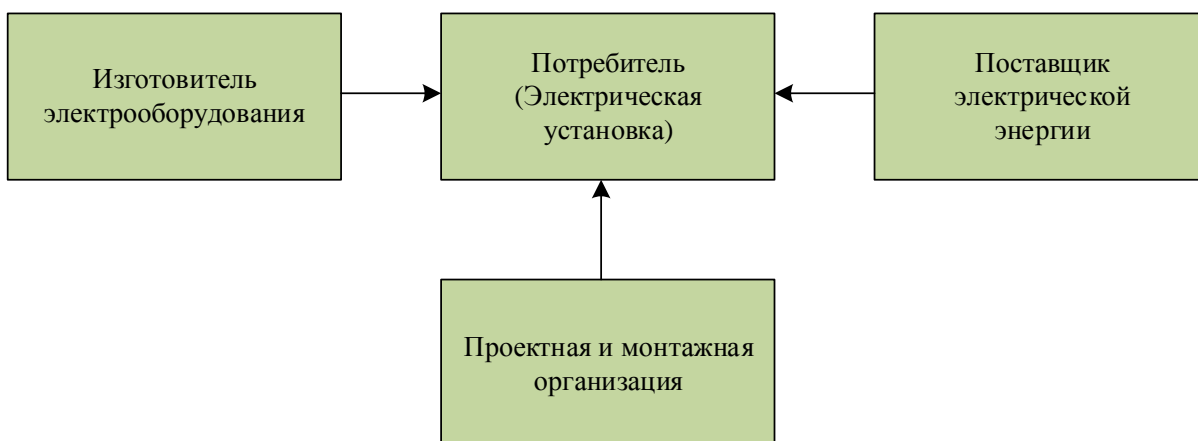


Рисунок 20 – Стороны, участвующие в процессе регулирования КЭ и ЭМС технических средств.

При этом поставщик электрической энергии несет ответственность за напряжение питания и его характеристики, а потребитель – за ток, который принадлежащие ему энергопринимающие устройства потребляют из сети или

передают в сеть, имея в виду ограничение до допустимого уровня гармоник тока, приводящих к искажению формы напряжения в сети.

Правовые нормы, относящиеся к изготовителям технических средств, способных ухудшить качество электрической энергии, введены Техническим регламентом

Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», который вступил в силу с 15.02.2013 г.

Указанный Технический регламент Таможенного союза распространяется на выпускаемые в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза технические средства, способные создавать электромагнитные помехи и (или) качество функционирования которых зависит от воздействия внешних электромагнитных помех.

Он устанавливает требования по электромагнитной совместимости технических средств в целях обеспечения на единой таможенной территории Таможенного союза защиты жизни и здоровья человека, имущества, а также предупреждения действий, вводящих в заблуждение потребителей (пользователей) технических средств.

В нем установлены требования к техническим средствам по уровню устойчивости к электромагнитным помехам (помехоустойчивости), обеспечивающему его функционирование в электромагнитной обстановке, для применения в которой оно предназначено, а также по ограничению помехоэмиссии по условиям обеспечения ЭМС, виды электромагнитных помех, в том числе кондуктивных, типы технических средств, на которые распространяются требования по ЭМС, а также правила обращения на рынке, включающие обязательное подтверждение соответствия технических средств установленным требованиям по ЭМС.

Таким образом, в Российской Федерации приняты меры технического регулирования в отношении изготовителей технических средств, способных ухудшить качество электрической энергии. Они аналогичны мерам, введенным европейской Директивой 2004/108/ЕС от 16 декабря 2004 г., деклариру-

ющей, что электрические распределительные сети должны быть защищены от электромагнитных помех, которые могут также воздействовать на подключаемое оборудование.

В соответствии с положениями Федерального закона «О техническом регулировании» электрическая энергия, поставляемая потребителям всех категорий (физическим и юридическим лицам), является объектом установления, применения и исполнения обязательных требований и объектом обязательного подтверждения соответствия. Это связано с опасностью данного вида продукции для жизни и здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, муниципального и государственного имущества и окружающей среды. Качество электрической энергии определяет меру опасности этой продукции для жизни и здоровья граждан, имущества и природной среды. Соответственно необходимы разработка и принятие правовым актом технического регламента о качестве электрической энергии.

Положения о качестве электрической энергии, установленные в Федеральном законе «Об электроэнергетике» и в связанных с ним постановлениях Правительства Российской Федерации, могут практически применяться только после разработки технического регламента о КЭ, предусмотренного указанным законом (статья 28 «Государственное регулирование безопасности в сфере электроэнергетики», п.2). В техническом регламенте о КЭ должны быть установлены обязательные для исполнения требования в отношении:

- показателей и обязательных норм качества;
- субъектов электроэнергетики и потребителей по обеспечению выполнения требований регламента на стадиях проектирования электрических систем, технологического присоединения потребителей электрической энергии и эксплуатации систем передачи электрической энергии;
- определения форм и схем оценки соответствия электрической энергии установленным требованиям.

В настоящее время в связи с формированием Единого экономического пространства (ЕЭП) и предусмотренном обеспечении в нем общего доступа в сфере электроэнергетики разработка единого технического регламента о качестве электрической энергии – давно назревшая задача.

Однако положение с разработкой технического регламента о КЭ находится в противоречии с достигнутыми результатами в отношении введения в Российской Федерации правовых норм, относящихся к изготовителям технических средств, способных ухудшить качество электрической энергии. До сих пор электрическая энергия даже не включена евразийской комиссией в единый перечень продукции, подлежащей обязательной регламентации.

В части правового регулирования в области качества электрической энергии Россия сильно отстает от окружающих ее стран.

Так, в странах Евросоюза правовое регулирование качества электрической энергии с применением нормативных правовых документов различного уровня (законы, директивы, сетевые кодексы, регламенты, постановления контролирующих органов в области электроэнергетики) включает такие важные положения, как установление обязательных требований к качеству напряжения (качеству электрической энергии) при передаче электрической энергии потребителям; установление ответственности сбытовых и сетевых организаций и потребителей электрической энергии за выполнение указанных требований; организацию и проведение мониторинга качества электрической энергии, в том числе непрерывного и информации потребителей о качестве электрической энергии; установление требований к потребителям по ограничению эмиссии искажающих токов в электрические сети и др.

Помимо проблемы правового регулирования в части установления обязательных требований к КЭ в России не решены задачи, относящиеся к обеспечению КЭ при технологическом присоединению энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрической сети.

Режимы работы электроустановок с нелинейными характеристиками могут существенно влиять на КЭ, передаваемой по сетям. В настоящее время

существенно выросли объемы техники, в том числе бытовой, с нелинейными характеристиками, являющейся источниками гармоник токов. Распространяясь по внутренним сетям питания и приводя при этом ко многим вредным последствиям, а также проникая во внешние распределительные сети, они ухудшают показатели КЭ в точках поставки/передачи.

В России действуют «Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрической сети, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям», утвержденные постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 г. №861 с учетом приводимого выше постановления Правительства РФ №442 от 04.05. 2012 г., в которых установлены требования к содержанию и оформлению договоров и технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрической сети.

Из них следует, что для технологического присоединения энергопринимающих устройствами максимальной мощностью до 100 кВт, а также свыше 100 кВт, но менее 670 кВт в заявке потребителя, как и в технических условиях, не предусмотрено предоставление информации по нелинейным характеристикам оборудования и эмиссии гармоник тока. Получается, что все потребители, имеющие энергопринимающие устройства с указанными мощностями, освобождены от каких-либо обязательств в части ограничения общего уровня эмиссии помех в сеть.

В требования заявки на технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью от 670 кВт и выше включен п. 9 з): «заявляемый характер нагрузки (для генераторов – возможная скорость набора или снижения нагрузки) и наличие нагрузок, искажающих форму кривой электрического тока и вызывающих несимметрию напряжения в точках присоединения». Однако указание на наличие искажающих нагрузок еще

не есть сведения о характеристиках эмиссии помех, без чего невозможно судить о последующем влиянии их на КЭ.

При этом согласно п. 11 Правил «сетевая организация не вправе требовать представления сведений и документов, не предусмотренных настоящими Правилами, а заявитель не обязан представлять сведения и документы, не предусмотренные настоящими Правилами».

Следует принимать во внимание также, что значения показателей, характеризующих несинусоидальность, несимметрию и колебания напряжения, зависят не только от уровней соответствующих искажений, создаваемых электроустановками потребителя, но и от импеданса электрической сети, к которой присоединена электроустановка.

Таким образом, в России на текущий момент отсутствует нормативно-правовая база для установления требований к потребителям, влияющим на КЭ, и позволяющая сетевым организациям корректно определять условия подключения их к электрической сети и соответственно решать проблемы КЭ.

В рамках государственного регулирования в электроэнергетике необходимо разграничение прав, обязанностей и ответственности субъектов электроэнергетики и потребителей за поддержание необходимого качества электрической энергии в системе: сетевые организации различного уровня – потребители.

Таблица 22 – Отклонение напряжения

Параметр	Норм. знач.	Предельн. знач.
Установившееся отклонение напряжения	$\pm 5\%$	$\pm 10\%$

Причина: суточные, сезонные, технологические изменения нагрузки.

Влияние:

- недонапряжение - ухудшение пуска, увеличение токов электродвигателей, нарушение изоляции; перегрузка регулируемых выпрямителей, преобразователей и стабилизаторов;
- перенапряжение - перерасход электроэнергии; повышение реактивной мощности двигателей, выпрямителей с фазовым регулированием, пробой регулируемых выпрямителей, преобразователей и стабилизаторов.

Ответственность: энергоснабжающая организация.

Таблица 23 – Колебания напряжения

Параметр	Предельн.знач.	В помещении с лампами накаливания
Размах изменения напряжения, при $FdU=0,1/\text{мин}$	10%	0,75%
$FdU=1,0/\text{мин}$	3,80%	2,60%
$FdU=10/\text{мин}$	1,90%	1,40%
$FdU=100/\text{мин}$	1,00%	0,71%
$FdU=1000/\text{мин}$	0,40%	0,28%
Доза фликера кратковременная	1,38	1
Доза фликера длительная	1,38	1

Причина: электроприемники с быстропеременными режимами работы.

Влияние: увеличение потерь в сети; утомление зрения, снижение производительности, травматизм; снижение срока службы электронной аппаратуры; выход из строя конденсаторных батарей; неустойчивая работа систем возбуждения синхронных генераторов и двигателей; вибрации аппаратуры; возможны отпадания контакторов.

Ответственность: потребитель с переменной нагрузкой.

Таблица 24 – Несимметрия трехфазной системы

Параметр	Норм. знач.	Предельн. знач.
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности	2%	4%
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности	2%	4%

Причина: использование однофазных или несимметричных электроприемников.

Влияние: дополнительный нагрев электродвигателей; увеличение суммарных потерь; перегрев проводников нейтрали, возможен пожар; увеличение сопротивлений заземлителей; увеличение пульсаций выпрямленных напряжений; нарушение управления тиристорных преобразователей; некачественная компенсация реактивной мощности конденсаторными установками.

Ответственность: потребитель с несимметричной нагрузкой.

Таблица 25 – Отклонение частоты

Параметр	Норм. знач.
Отклонение частоты	$\pm 0,2$ Гц

Причина: снижение генерируемых мощностей в сети, перегрузка генераторов. Влияние снижения частоты: снижение производительности электроприводов, снижение срока службы электрических машин, увеличение пульсаций, искажения телевизионного изображения.

Ответственность: энергоснабжающая организация.

2 Рекуперация

Название этого процесса происходит от латинского слова «recuperatio», которое переводится как «обратное получение». Это возврат части израсходованной энергии или материалов для повторного использования. Этот процесс широко используется в электротранспорте, особенно работающем на аккумуляторах. При движении под уклон и во время торможения системы рекуперации возвращает кинетическую энергию движения обратно в аккумулятор, подзаряжая их. Это позволяет проехать без подзарядки большее расстояние.

Рекуперативное торможение

Один из видов торможения – это рекуперативное. При этом скорость вращения электродвигателя больше, чем заданная параметрами сети: напряжением на якоре и обмотке возбуждения в двигателях постоянного тока или частотой питающего напряжения в синхронных или асинхронных двигателях. При этом электродвигатель переходит в режим генератора, а выработанную энергию отдаёт обратно в сеть. Основным достоинством рекуператора является экономия электроэнергии. Это особенно заметно при движении по городу с постоянно изменяющейся скоростью, пригородном электротранспорте и метрополитене с большим количеством остановок и торможением перед ними. Кроме достоинств, рекуперация имеет недостатки: невозможность полной остановки транспорта; медленная остановка при малых скоростях; отсутствие тормозного усилия на стоянке. Для компенсации этих недостатков на транспортных средствах устанавливается дополнительная система механических тормозов.

Как работает система рекуперации

Для обеспечения работы эта система должна обеспечивать питание электродвигателя от сети и возврат энергии во время торможения. Проще всего это осуществляется в городском электротранспорте, а также в старых элек-

тромабиях, оснащенных свинцовыми аккумуляторами, электродвигателями постоянного тока и контакторами, – при переходе на пониженную передачу при высокой скорости режим возврата энергии включается автоматически. В современном транспорте вместо контакторов используется ШИМ-контроллер. Это устройство позволяет возвращать энергию как в сеть постоянного, так и переменного тока. При работе оно работает как выпрямитель, а во время торможения определяет частоту и фазу сети, создавая обратный ток. Интересно. При динамическом торможении электродвигателей постоянного тока они так же переходят в режим генератора, но вырабатываемая энергия не возвращается в сеть, а рассеивается на добавочном сопротивлении. Силовой спуск Единица измерения напряжения Кроме торможения, рекуператор используется для уменьшения скорости при опускании грузов грузоподъемными механизмами и во время движения вниз по наклонной дороге электротранспорта.

Применение рекуперации в транспорте Принцип работы электродвигателя Этот метод торможения используется много лет. В зависимости от вида транспорта, его применение имеет свои особенности. В автомобилях и электровелосипедах При движении по дороге, а тем более, по бездорожью электропривод почти всё время работает в тяговом режиме, а перед остановкой или перекрёстком – «накатом». Остановка производится, используя механические тормоза из-за того, что рекуперация при малых скоростях неэффективна. Кроме того, КПД аккумуляторов в цикле «заряд-разряд» далёк от 100%. Поэтому, хотя такие системы и устанавливаются на автомобили, большую экономию заряда они не обеспечивают.

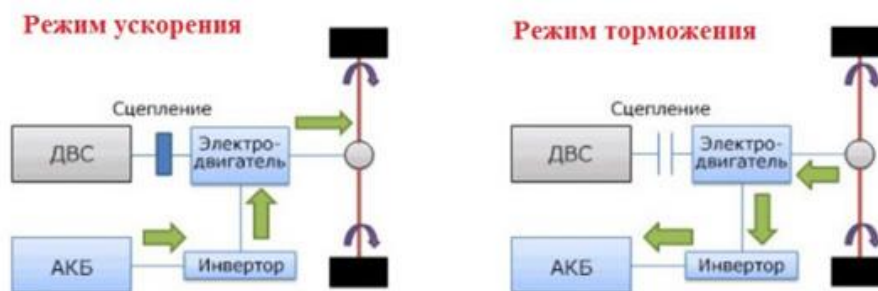


Рисунок 22 – Схема рекуперативного торможения

На железной дороге

Рекуперация в электровозах осуществляется тяговыми электродвигателями. При этом они включаются в режиме генератора, преобразующего кинетическую энергию поезда в электроэнергию. Эта энергия отдаётся обратно в сеть, в отличие от реостатного торможения, вызывающего нагрев реостатов. Рекуперация используется также при длительном спуске по склону для поддержания постоянной скорости. Этот метод позволяет экономить электроэнергию, которая отдается обратно в сеть и используется другими поездами. Раньше этой системой оборудовались только локомотивы, работающие от сети постоянного тока. В аппаратах, работающих от сети переменного тока, есть сложность с синхронизацией частоты отданной энергии с частотой сети. Сейчас эта проблема решается при помощи тиристорных преобразователей.



Рисунок 23 – Схема рекуперативного торможения

В метрополитене во время движения поездов происходит постоянный разгон и торможение вагонов. Поэтому рекуперация энергии даёт большой экономический эффект. Он достигает максимума, если это происходит одновременно в разных поездах на одной станции. Это учитывается при составлении расписания. В городском общественном транспорте В городском электротранспорте эта система устанавливается практически во всех моделях. Она используется в качестве основной до скорости 1-2 км/ч, после чего становится неэффективной, и вместо неё включается стояночный тормоз. В Формуле-1 Начиная с 2009 года, в некоторых машинах устанавливается система рекуперации. В этом году такие устройства ещё не давали ощутимого превосходства. В 2010 году такие системы не использовались. Их установка с ограничением на мощность и объём рекуперированной энергии возобновилась в 2011 году.

Торможение асинхронных двигателей Снижение скорости асинхронных электродвигателей осуществляется тремя способами:

- рекуперация;
- противовключение;
- динамическое.

Рекуперативное торможение асинхронного двигателя

Рекуперация асинхронных двигателей возможна в трёх случаях:

- Изменение частоты питающего напряжения. Возможно при питании электродвигателя от преобразователя частоты. Для перехода в режим торможения частота уменьшается так, чтобы скорость вращения ротора оказалась больше синхронной;
- Переключением обмоток и изменением числа полюсов. Возможно только в двух,- и многоскоростных электродвигателях, в которых несколько скоростей предусмотрены конструктивно;
- Силовой спуск. Применяется в грузоподъёмных механизмах. В этих аппаратах устанавливаются электродвигатели с фазным рото-

ром, регулировка скорости в которых осуществляется изменением величины сопротивления, подключаемого к обмоткам ротора.

В любом случае при торможении ротор начинает обгонять поле статора, скольжение становится больше 1, и электромашина начинает работать как генератор, отдавая энергию в сеть.

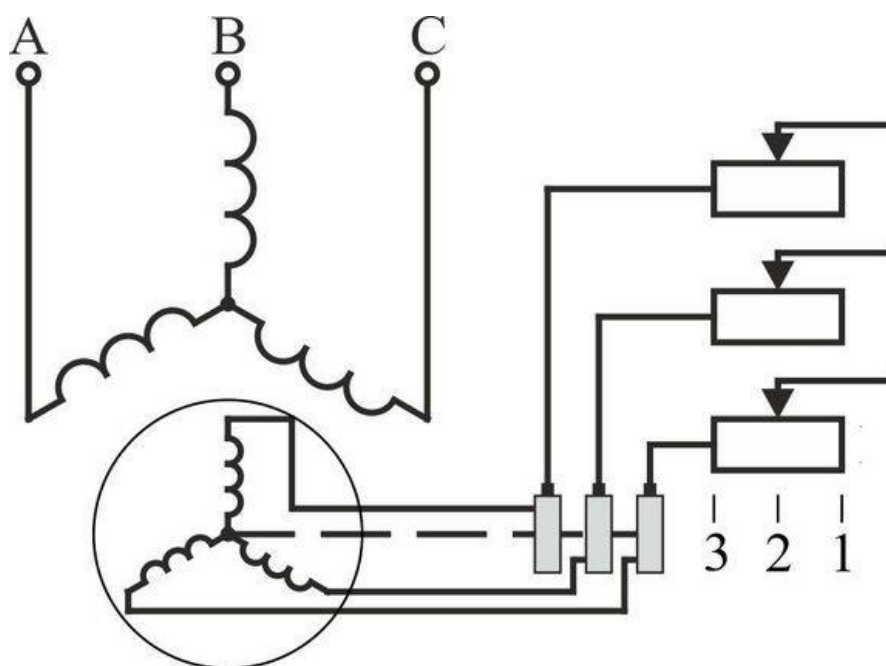


Рисунок 24 – Схема электродвигателя с фазным ротором

Противовключение

Режим противовключения осуществляется переключением двух фаз, питающих электромашину, между собой и включением вращения аппарата в обратную сторону. Возможен вариант включения при противовключении добавочных сопротивлений в цепь статора или обмоток фазного ротора. Это уменьшает ток и тормозной момент. Важно! На практике этот способ применяется редко из-за превышения токов в 8-10 раз выше номинальных (за исключением двигателей с фазным ротором). Кроме того, аппарат необходимо вовремя отключить, иначе он начнёт вращаться в обратную сторону. Динамическое торможение асинхронного двигателя Этот метод осуществляется

подачей в обмотку статора постоянного напряжения. Для обеспечения безаварийной работы электромашины ток торможения не должен превышать 4-5 токов холостого хода. Это достигается включением в цепь статора дополнительного сопротивления или использованием понижающего трансформатора. Постоянный ток, протекающий в обмотках статора, создаёт магнитное поле. При пересечении его в обмотках ротора наводится ЭДС, и протекает ток. Выделившаяся мощность создаёт тормозной момент, сила которого тем больше, чем выше скорость вращения электромашин. Фактически асинхронный электродвигатель в режиме динамического торможения превращается в генератор постоянного тока, выходные клеммы которого закорочены (в машине с короткозамкнутым ротором) или включены на добавочное сопротивление (электромашин с фазным ротором).

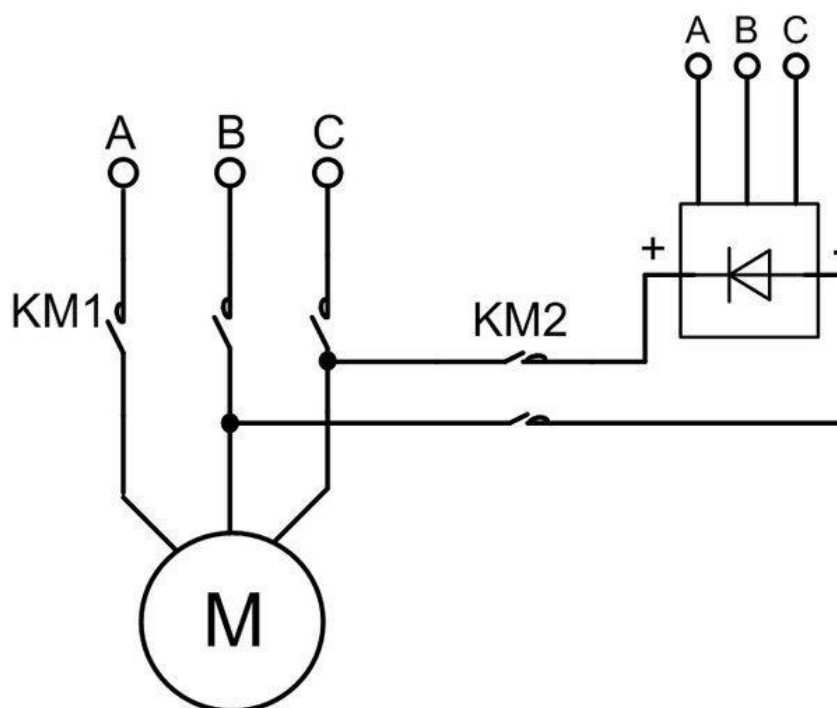


Рисунок 25 - Схема динамического торможения асинхронного электродвигателя

Рекуперация в электрических машинах – это вид торможения, позволяющий сэкономить электроэнергию и избежать износа механических тормозов.

2.3 Обеспечение качества электроэнергии

Устройства продольной компенсации (УПК) применяются для увеличения пропускной способности воздушных линий и представляют собой батареи конденсаторов, включаемые последовательно в линии электропередачи для компенсации части продольного индуктивного сопротивления. Применение устройства продольной компенсации рассматривается с целью повышения пропускной способности сети.

Далее на примере простейшей модели участка электрической сети 110 кВ в ПВК RastrWin 3 произведем серию расчетов режимов, установив УПК в начале, в середине и в конце линии электропередачи. По итогам расчетов выберем оптимальный вариант.

Таблица 26 – Исходные данные.

U, кВ	L, км	Провод	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	$S_{нагр}$, МВА
110	100	АС -300	9,8	42,9	264	50+j25

На рисунке 26 изображена модель участка электрической сети 110 кВ.



Рисунок 26 – Модель участка электрической сети.

Выбор устройства продольной компенсации

Для линии без потерь определим следующие волновые параметры:

1) волновое сопротивление передачи:

$$z_e = \sqrt{\frac{x_0}{b_0}} = \sqrt{\frac{0,429}{2,64 \cdot 10^{-6}}} = 403,11 \text{ ом} \quad (29)$$

2) коэффициент фазы:

$$\alpha_0 = \sqrt{x_0 \cdot b_0} = \sqrt{0,429 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6}} = 1,064 \cdot 10^{-3} \text{ рад} / \text{км} \quad (30)$$

3) волновая длина передачи:

$$\lambda = \alpha_0 \cdot L = 1,064 \cdot 10^{-3} \cdot 100 = 0,106 \text{ рад} \quad (31)$$

Сопротивление устройства компенсации, необходимое для обеспечения заданной степени продольной компенсации:

$$x_k = k \cdot x_L = 0,2 \cdot 42,9 = 8,58 \text{ ом} \quad (32)$$

Определим предел пропускной способности передачи:

$$P_{np} = \frac{U_{ном}^2}{z_g} = \frac{220^2}{403,11} = 120,1 \text{ МВт} \quad (33)$$

Выберем основные параметры УПК.

$$I = \frac{P_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi} = \frac{120,1}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,9} = 350,2 \text{ А} \quad (34)$$

Примем конденсаторы типа КС 2А-0,66 – 40 мощность 40 квар, $U_H = 0,66 \text{ кВ}$.

[2]

$$x_c = \frac{U_{ном.к}^2}{Q_{ном.к}} = \frac{660^2}{40000} = 10,89 \text{ ом} \quad (35)$$

$$I_{\kappa} = \frac{Q_{\text{НОМ.К}}}{U_{\text{НОМ.К}}} = \frac{40000}{660} = 66,61 \text{ A} \quad (36)$$

Число параллельно и последовательно включенных батарей конденсаторов:

$$n = \frac{I}{I_{\text{НОМ.К}}} = \frac{350,2}{66,61} \approx 6 \quad (37)$$

$$m = \frac{x_{\kappa} n}{x_c} = \frac{8,58 \cdot 6}{10,89} \approx 5 \quad (38)$$

$$Q_{\text{НОМ.УПК}} = 3nmQ_{\text{НОМ.К}} = 3 \cdot 6 \cdot 5 \cdot 40 = 3,6 \text{ Мвар} \quad (39)$$

Выбор шунтирующих реакторов.

Далее произведем расчет режимов

Зарядная мощность линии равна:

$$Q_{\text{ЗАР}} = P_{\text{НАТ}} \operatorname{tg} \frac{\lambda}{2} = 120,1 \cdot \operatorname{tg} \frac{0,106}{2} = 6,4 \text{ Мвар} \quad (40)$$

К установке принимаем реакторы типа РОД 3/240У1 по 1 шт. на фазу.

Далее произведем расчет режимов в ПВК RastrWin 3, используя для компенсации реактивной мощности в линии устройство продольной компенсации. Результаты расчетов сведем в таблицу 27.

Таблица 27 – Результаты расчета режимов.

Параметр	УПК в середине	УПК в начале	УПК в конце
Реактивная мощность, генерируемая в линии	10,76 Мвар	11,38 Мвар	9,4 Мвар
Потери активной мощности	2,46 МВт	2,78 МВт	2,35 МВт

На основании проведенного исследования было выявлено, что установка УПК в конце линии позволяет снизить зарядную мощность и уменьшить потери активной мощности при передаче электроэнергии на дальние расстояния. Установка же УПК в начале линии является наименее эффективным способом повышения качества управления потоками мощности в линиях электропередачи.

2.4 Влияние тяговой нагрузки на качество электроэнергии

Эл.энергия является товаром и ее использует человек во всех своих сферах жизнедеятельности, также участвует в создании других видов продукции, влияя на их качество. Понятие качества электрической энергии отличается от понятия качества других товаров. Электроприемники разработаны для работы при определённых параметрах сети, поэтому для нормальной работы требуется обеспечение должного качества электроэнергии. Поэтому качество эл.энергии определяется совокупностью некоторых характеристик, при которых они могут нормально функционировать и выполнять заложенные в них функции. У эл.энергии есть особенность, качество на месте ее производства не гарантирует ее на месте потребления. Ее качество до и после включения электроприемника так же может отличаться. Поэтому должное качество-это ее один из главных показателей производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии

К эл сетям подключаются различные группы потребителей энергии. Часть этих потребителей - это те которые вносят в сеть какие-то изменения: провалы напряжения, переходных процессов, колебаний напряжения. Типичным источником помех являются тяговые нагрузки. На тяговых подстанциях используются выпрямители - это основные устройства, которые используют для преобразования энергии. Выпрямители для электрической сети имеют нелинейную нагрузку. Сетевой ток тяговых нагрузок несинусоидален, это и является причиной искажения напряжения. Тяговые нагрузки питаются от

ПС напряжением 110 кВ и выше. От шин СН питаются другие потребители. Они получают электроэнергию низкого качества, к этому относится появление высших гармоник и искажение напряжения. На рис 26. представлена примерная схема тяговой подстанции.

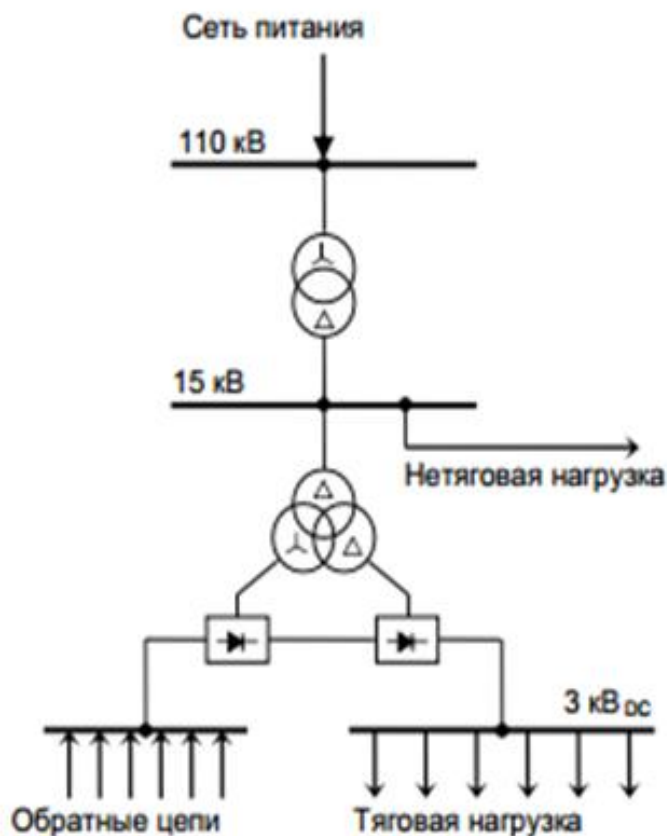


Рисунок 27 – Схема тяговой подстанции

Методы по уменьшению несимметрии нагрузок, а так же технические решения не обеспечивают полного решения данной проблемы. В эл сетях несимметрия нагрузок приводит к увеличению потерь электроэнергии в сетях и снижению надежности оборудования[2].

В настоящее время стоит задача улучшения характеристик электро-снабжения, она должна учитывать фактическое состояние нагрузок и ее элементов с учетом случайно меняющейся несимметрии. Так же требуется разработка методов по управлению подключениями и отключениями нагрузок в сети элснабжения для снижения в реальном времени нессиметрии напряжения[3]..

Актуальность данного вопроса по улучшению качества и уменьшению потерь возрастает в условиях объективно-несимметричной работы приемников в сельских распределительных сетях классом напряжения 0,38 кВ.

Один из способов достижения данной цели является воздействие на показатели качества электрической энергии (ПКЭ). Нормы и качество электрической энергии регламентируется по ГОСТ 13109 97, в котором установлены нормальные и предельно допустимые значения в электрических сетях электроснабжения общего переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц. Одним из основных показателей ПКЭ в распределительных сетях 0,38 кВ является коэффициент несимметрии обратной и нулевой последовательности напряжением (нормированные значения: 2% - нормальное значение и 4% - предельно допустимое) и отклонение напряжения ($\pm 5\%$ - нормальное, $\pm 10\%$ - предельно допустимое) [1].

У потребителей качество электрической энергии, наряду с надежностью электроснабжения, является самой важной характеристикой электрических сетей при рассмотрении эффективного использования. Электрическая энергия низким качеством оказывает существенное влияние, как на рабочие, так и на технико-экономические характеристики элементов сети и характеристики электроприемников. При ухудшении качества напряжения увеличиваются потери мощности, повышается нагрев электроприемников. И так же происходит снижение надежности и сокращение срока службы электродвигателей: возникают отрицательные электромагнитные явления в сетях, происходит увеличение потерь энергии. При увеличении напряжения на 10% - это ведет к возрастанию светового потока и уменьшает срок службы ламп накаливания втрое; к увеличению потребления реактивной мощности, это снижает коэффициент мощности. А уменьшение напряжения так же на 10% приводит к сокращению светового потока ламп до 40% и уменьшению момента вращения электродвигателей на 20%.

Обеспечение показателей качества электрической энергии, надлежащего качества для потребителей , требует значительных денежных затрат. В настоящее время наблюдается снижение инвестиций в энергетику.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации был проведен структурный и режимный анализ существующей электрической сети Приморского края. Выявлены слабые места эл.сети данного района. Произведена оценка пропускной способности линий 110 кВ, где мы увидели что в послеаварийном режиме линии электропередачи перегружены по току почти в два раза, а падение напряжения на подстанциях достигает 50%, так же была проведена модернизация линий 110 кВ и проведена замена проводов на более новые серии АССС Helsinki 160 которые при меньшем сечении провода обладает меньшей массой, и большим длительно допустимым током нагрузки, что говорит о большей пропускной способности данного провода.

Были произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, с выявлением слабых мест на рассматриваемом участке сети.

Расчеты режимов электрической сети проводились с использованием программно-вычислительного комплекса RastrWin 3. Осуществлен прогноз электрических нагрузок рассматриваемого района проектирования. На основании результатов расчетов анализа режимов, разработан вариант модернизации сети с использованием инновационного оборудования.

Так же был произведен экономический расчет капиталовложения, расчет эксплуатационных издержек, так же посчитаны среднегодовые эксплуатационные затраты и определена величина ущерба от перерывов электроснабжения. Произведен расчет оценки экономической эффективности проекта и срок окупаемости.

Во второй главе были рассмотрены требования к качеству электрической энергии, рассмотрены ГОСТы и нормы по качеству электрической энергии в точках передачи/поставки электрической энергии пользователям электрических сетей.

Так же во второй главе описан процесс рекуперации, как работает система рекуперации на железной дороге.

Описано обеспечение качества электрической энергии и приведен пример на схеме, где было показано в каком месте можно устанавливать УПК. На основании проведенного исследования было выявлено, что установка УПК в конце линии позволяет снизить зарядную мощность и уменьшить потери активной мощности при передаче электроэнергии на дальние расстояния. Установка же УПК в начале линии является наименее эффективным способом повышения качества управления потоками мощности в линиях электропередачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Показатели качества электрической энергии [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://e-audit.ru/quality/asymmetry.shtml>
- 2 Митин, Иван Александрович. Повышение эффективности работы электрических сетей низкого напряжения при несимметричных режимах работы [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://www.dissercat.com/content/povyshenie-effektivnosti-raboty-elektricheskikh-setei-nizkogo-napryazheniya-pri-nesimmetrich>
- 3 Васильев А. А., Крючков И. П., и др. Электрическая часть станций и подстанций: — М.: «Энергия», 1980. — 608с.
- 4 Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов. М.: Энергия, 1978. — 216с
- 5 Ткачева Ю. И. Разработка методов и технических средств понижения потерь электроэнергии в распределительных сетях низкого напряжения. Комсомольск-на-Амуре. 2003.th
- 6 Сукьясов Сергей Владимирович. Применение технических средств симметрирования нагрузок в распределительных сетях для повышения качества и снижения потерь электрической энергии [Электронный ресурс]– Режим доступа: <http://www.dslib.net/agroprom-elektrotex/primeneniye-tehnicheskikh-sredstv-simmetrirovaniya-nagruzok-v-selskikh.html>
- 7 Наумов Игорь Владимирович. Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств [Электронный ресурс]– Режим доступа <http://www.dissercat.com/content/snizhenie-poter-i-povyshenie-kachestva-elektricheskoi-energii-v-selskikh-raspredelitelnykh-s>
- 8 Акимцев Ю.И., Курапин В.Н. Исследование практических возможностей минимизации ущерба от отклонений напряжения в системе сельского электроснабжения. Тр. Волгоградск. СХИ, 1972, т. 45, с. 159-183.

- 9 Аникевич А.Ф. Метод определения потерь энергии в городских электрических сетях Автореф. дис. . канд. тех. наук. - М., 1055. - 16 с.
- 10 Анисимов Л.П., Пекелис В.Г. Расчёт потерь энергии в сельских сетях 0,38 кВ. Мех. и электр. соц. сел. хоз-ва, 1978, № 2. С. 22-23.
- 11 Будовский В.П., Афанасьев А.И. Методика оценки коммерческих потерьэлектроэнергии . Электрические станции. 1997, № 8, с. 47-52.
- 12 Будзко И. А., Сумин Г.Ф., Стафийчук В.Г. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях сельскохозяйственного назначения: Тез. докл. Всесоюзн. научн. конф. Баку, 1981. С. 13-15.
- 13 Кушнарёв Ф.А., Хлебников В.К. Нормативные характеристики потерь электроэнергии. Изв. Вузов. Электромеханика. 1998, № 2-3, с.105-106
- 14 Липский А.М. Влияние качества электроэнергии на экономические показатели работы энергосистемы. Изв. вузов СССР - Энергетика, 1982, № 12. С.68-72.
- 15 Методические указания по определению погрешности измерения активной электроэнергии при её производстве РД 34.11.-325-90. М., 1991.
- 16 Наумов И.В. Снижение потерь мощности в сельских сетях 0,38 кВ при несимметричной нагрузке: Тезисы докл. к конф. молодых учёных и студентов ЛСХИ,-Л., 1988.-С. 112-113.
- 17 Наумов И.В., Сукъясов С.В. Повышение эффективности сельского электроснабжения. Сб. тез. докл. научн. студ. конф. ИрГСХА, Иркутск,2000. С. 55.
- 18 Наумов И.В., Годолхаков В.Ф. Анализ качества и потерь электрической энергии в УОЭУ «Молодёжное». В сб. статей научн. студ. конф., Иркутск, ИрГСХА, 2001. С. 41.
- 19 Ткачева Ю. И. Выбор мероприятий по снижению технических потерь в распределительных сетях низкого напряжения на основе анализа реальных нагрузок её элементов. Деп. в ВИНТИ № 104-В2002 - 28с.
- 20 Баркан Я. Д. Несимметрия в сетях низкого напряжения. 1970.-ЖЗ

- 21 Жежеленко И. В. Показатели качества электрической энергии и их контроль на промышленных предприятиях. — Киев: Техника, 1981. -160 с.
- 22 Электротехнический справочник. В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. проф. МЭИ. 8-е изд., исп. и доп. - М.: Издательский дом МЭИ, 2002.
- 23 Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1989. -176с
- 24 Карташев И. И., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г., и др. Управление качеством электроэнергии. Под. ред. Ю. В. Шарова. М.: Издательский дом МЭИ, 2006. - 320с.
- 25 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. 3-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648с.
- 26 Евдокимов Ф. Е. Общая электротехника: Учеб. для учащ. техникум. -3-е изд., испр. М.: Высш. шк., 2004. - 367с.
- 27 Люгаревич, Александр Геннадьевич Повышение качества электроэнергии в распределительных сетях за счет снижения несинусоидальности кривой напряжения [Электронный ресурс]– Режим доступа <https://search.rsl.ru/ru/record/01003481106>
- 28 Немцов Г.А. Анализ влияния качества электр. энергии на эксплуатацию электротехнических систем промышл. предприятий. -Дисс. докт. техн. наук.: 05.09.03. Москва, 1996. -445 с.
- 29 Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева.- М.: Энергоатомиздат, 1983,- 368 с.
- 30 Иванов Дмитрий Александрович Повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ, питающихся от тяговых подстанций железных дорог [Электронный ресурс]– Режим доступа

<http://www.dslib.net/agroprom-elektrotex/povyshenie-kachestva-jelektricheskoj-jenergii-v-selskih-raspredelitelnyh-setjah-38-kv.html>

31 Теремецкий, Максим Юрьевич. Снижение потерь и повышение качества электроэнергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ при несимметричной нагрузке с помощью трансформатора "звезда - звезда с нулём с симметрирующим устройством" [Электронный ресурс]– Режим доступа <http://www.dissercat.com/content/snizhenie-poter-i-povyshenie-kachestva-elektroenergii-v-selskikh-raspredelitelnykh-setyakh-0>

32 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012– 376 с.

33 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

34 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на период 2018-2022 годов .

35 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/90/100 - 25.03.2018.

36 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 98 с.

37 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с. – (Серия «Учебники НГТУ»).

38 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://energo-24.ru/authors/energo-24/12302.html> - 1.02.2019

39 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 648 с.

40 Савина, Н.В. Проектирование развития электроэнергетических систем и электрических сетей: методические указания к курсовому проектированию / Н.В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 46 с.

41 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев. – 8-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.,

42 Савина, Н.В, Электрические сети в примерах и расчетах : Учеб. Пособие / Н.В.Савина, Ю.В.Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2010.– 238с.

43 Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии : учеб. Пособие / А. А. Герасименко , В. Т. Федин. – Ростов н/Д : Феникс, 2006. -719 с.

44 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии - Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2008. – 964 с.

45 Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем : моногр. / В. И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский. - Новосибирск : Наука, 2002. - 344 с.

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

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

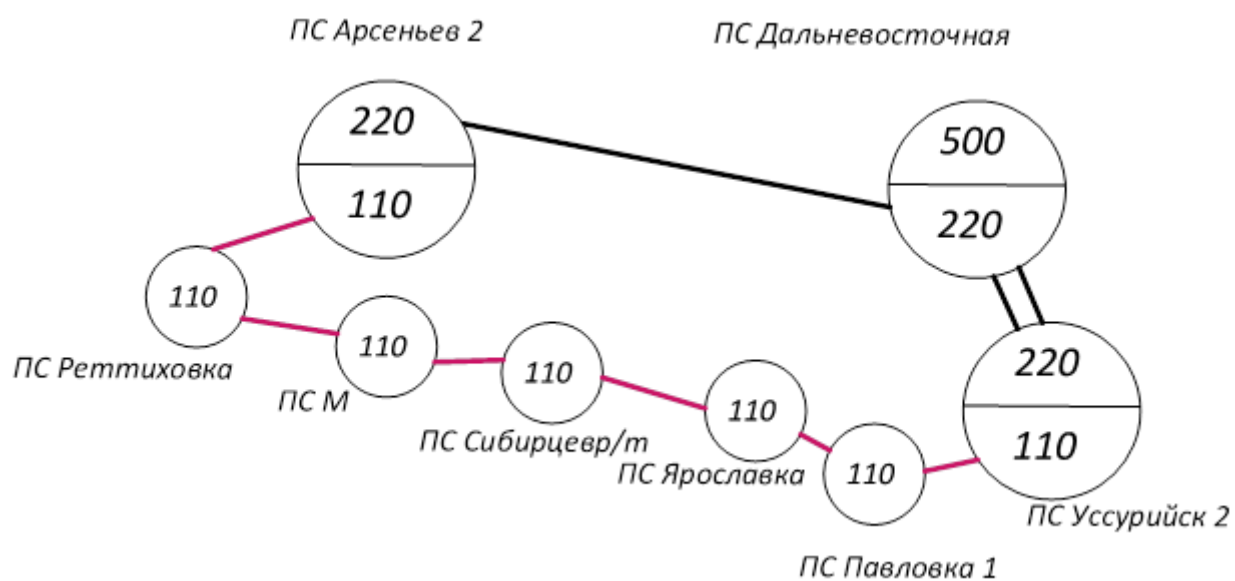
48 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро/ - М.: Изд-во МЭИ, 2005, 352 с.

49 Правила устройства электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – Москва: Издательство «Э», 2016. – 465 с.

50 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети

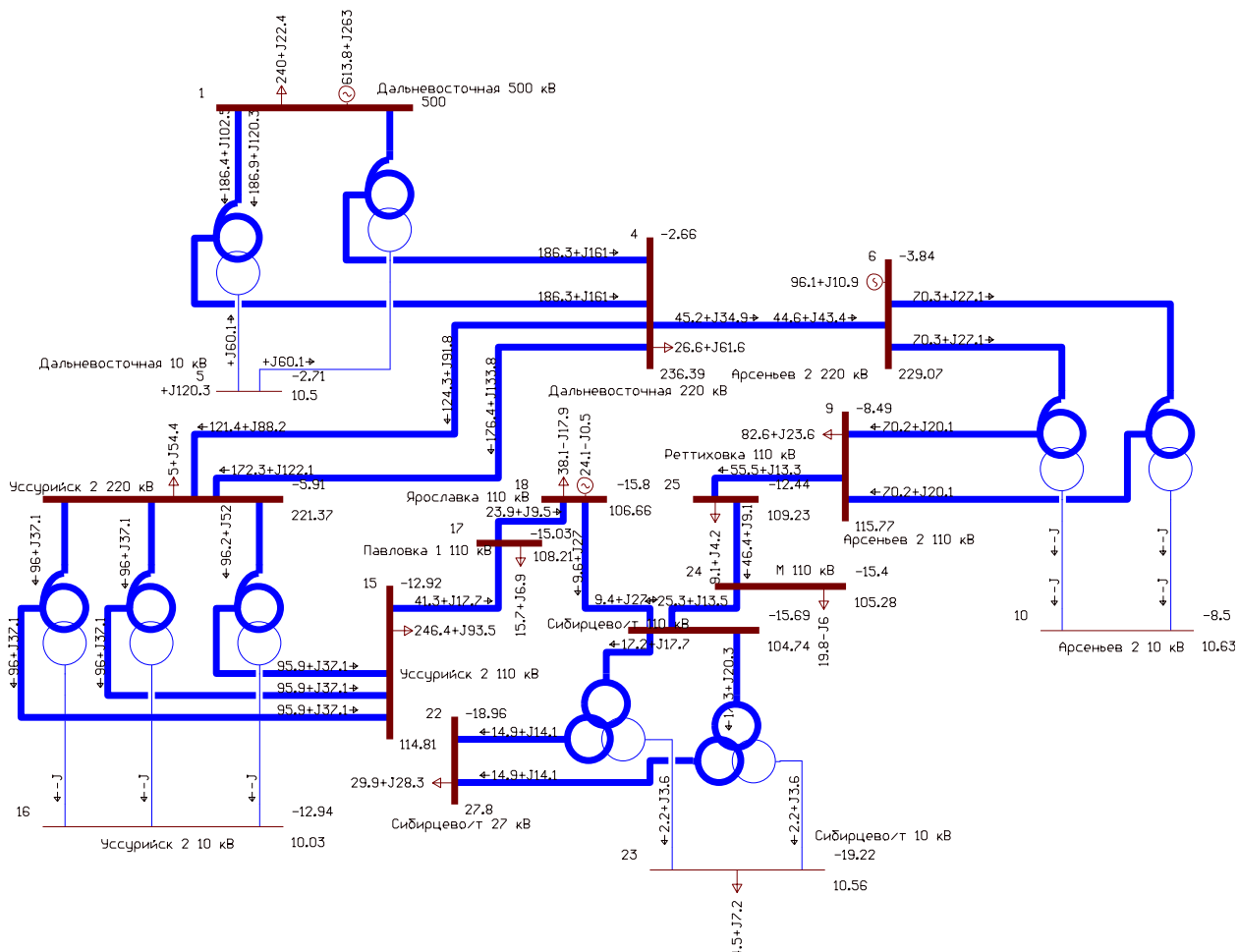


Приложение Б. Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500		240	22,4	613,8	263	500	-200	200	500		
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500									486,35	-2,73	-2,67
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500									486,35	-2,73	-2,67
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220		26,6	61,6						236,39	7,45	-2,66
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10					120,3	10,5	-200	200	10,5		-2,71
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220				96,1	10,9				229,07	4,12	-3,84
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220									222,78	1,27	-8,5
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220									222,78	1,27	-8,5
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110		82,6	23,6						115,77	5,24	-8,49
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10									10,63	1,25	-8,5
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220		5	54,4						221,37	0,62	-5,91
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220									208,96	-5,02	-12,94
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220									208,96	-5,02	-12,94
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220									208,96	-5,02	-12,94
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110		246,4	93,5						114,81	4,37	-12,92
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10									10,03	-4,48	-12,94
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110		15,7	6,9						108,21	-1,63	-15,03
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110		38,1	-17,9	24,1	-0,5				106,66	-3,04	-15,8
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110									104,74	-4,79	-15,69
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110									111,33	1,21	-19,01
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110									111,33	1,21	-19,01
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28		29,9	28,3						27,88	1,1	-18,96
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10		4,5	7,2						10,56	0,58	-19,22
Нагр	24	М 110 кВ	110		19,8	-6						105,28	-4,3	-15,4
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110		9,1	4,2						109,23	-0,7	-12,44

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-187	-120	257	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-187	-120	257	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-186	-161	292	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-186	-161	292	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	58	69	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	58	69	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					-45	-35	157	25,7
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-27	190	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-27	190	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-20	189	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-20	189	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	8,31	17,63	-113,4					-58	-17	302	67,8
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6,68	14,17	-91,2					-46	-9	251	56,4
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					-25	-14	158	25,9
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	147	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	147	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	107	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	107	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	3,04	6,45	-41,5					9	27	158	35,4
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,78	8,02	-51,6					24	10	138	31
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	11,39	16,15	-97,1					40	16	228	69,2
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	285	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	285	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	285	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-37	284	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-37	284	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-37	284	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-176	-134	551	79,8
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-124	-92	391	56,7

Продолжение приложение Б.
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

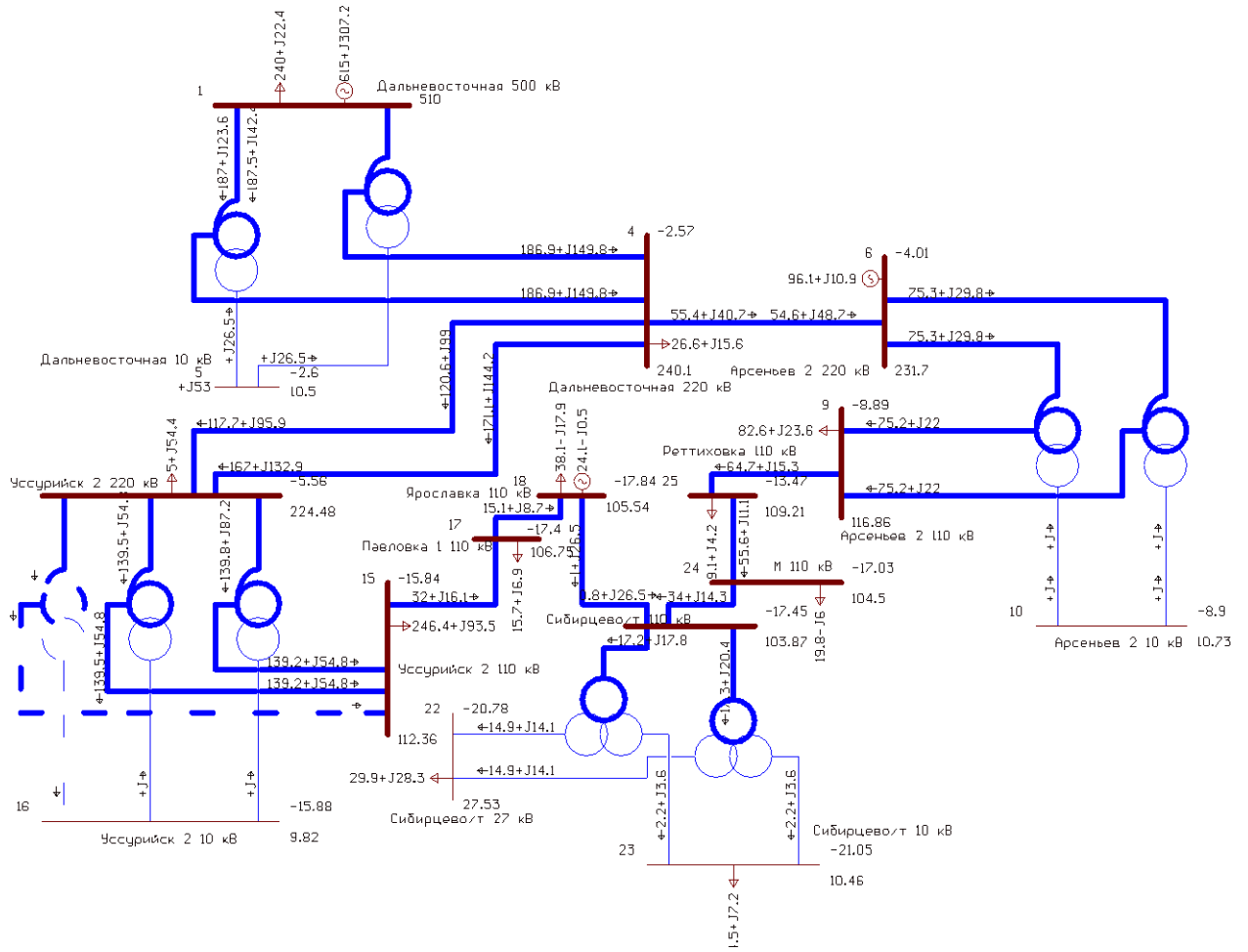


Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500	1	240	22,4	615	307,2	510	-200	200	510	2	
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500	1								493,98	-1,2	-2,58
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500	1								493,98	-1,2	-2,58
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220	1	26,6	15,6						240,1	9,14	-2,57
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10	1				53	10,5	-200	200	10,5		-2,6
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220	1			96,1	10,9				231,7	5,32	-4,01
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220	1								224,89	2,22	-8,9
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220	1								224,89	2,22	-8,9
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110	1	82,6	23,6						116,86	6,24	-8,89
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10	1								10,73	2,21	-8,9
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220	1	5	54,4						224,48	2,04	-5,56
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220	1										-12,94
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220	1								204,62	-6,99	-15,88
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220	1								204,62	-6,99	-15,88
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110	1	246,4	93,5						112,36	2,14	-15,84
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10	1								9,82	-6,46	-15,88
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110	1	15,7	6,9						106,75	-2,96	-17,4
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110	1	38,1	-17,9	24,1	-0,5				105,54	-4,06	-17,84
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110	1								103,87	-5,57	-17,45
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110	1								110,26	0,23	-20,84
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110	1								110,26	0,23	-20,84
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28	1	29,9	28,3						27,53	0,12	-20,78
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10	1	4,5	7,2						10,46	-0,41	-21,05
Нагр	24	М 110 кВ	110	1	19,8	-6						104,5	-5	-17,03
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110	1	9,1	4,2						109,21	-0,72	-13,47

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-187	-142	267	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-187	-142	267	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-187	-150	280	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-187	-150	280	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	26	31	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	26	31	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					-55	-41	182	29,9
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-75	-30	202	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-75	-30	202	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-75	-22	201	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-75	-22	201	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	8,31	17,63	-113,4					-68	-20	351	78,9
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6,68	14,17	-91,2					-56	-11	300	67,5
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					-34	-14	204	33,4
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	149	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	149	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	108	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	108	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	3,04	6,45	-41,5					1	27	148	33,2
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,78	8,02	-51,6					15	9	96	21,6
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	11,39	16,15	-97,1					31	16	187	56,7
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1						
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-140	-87	424	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-140	-87	424	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2				
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-139	-55	423	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-139	-55	423	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048						
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-171	-144	549	79,5
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-121	-99	390	56,6

Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

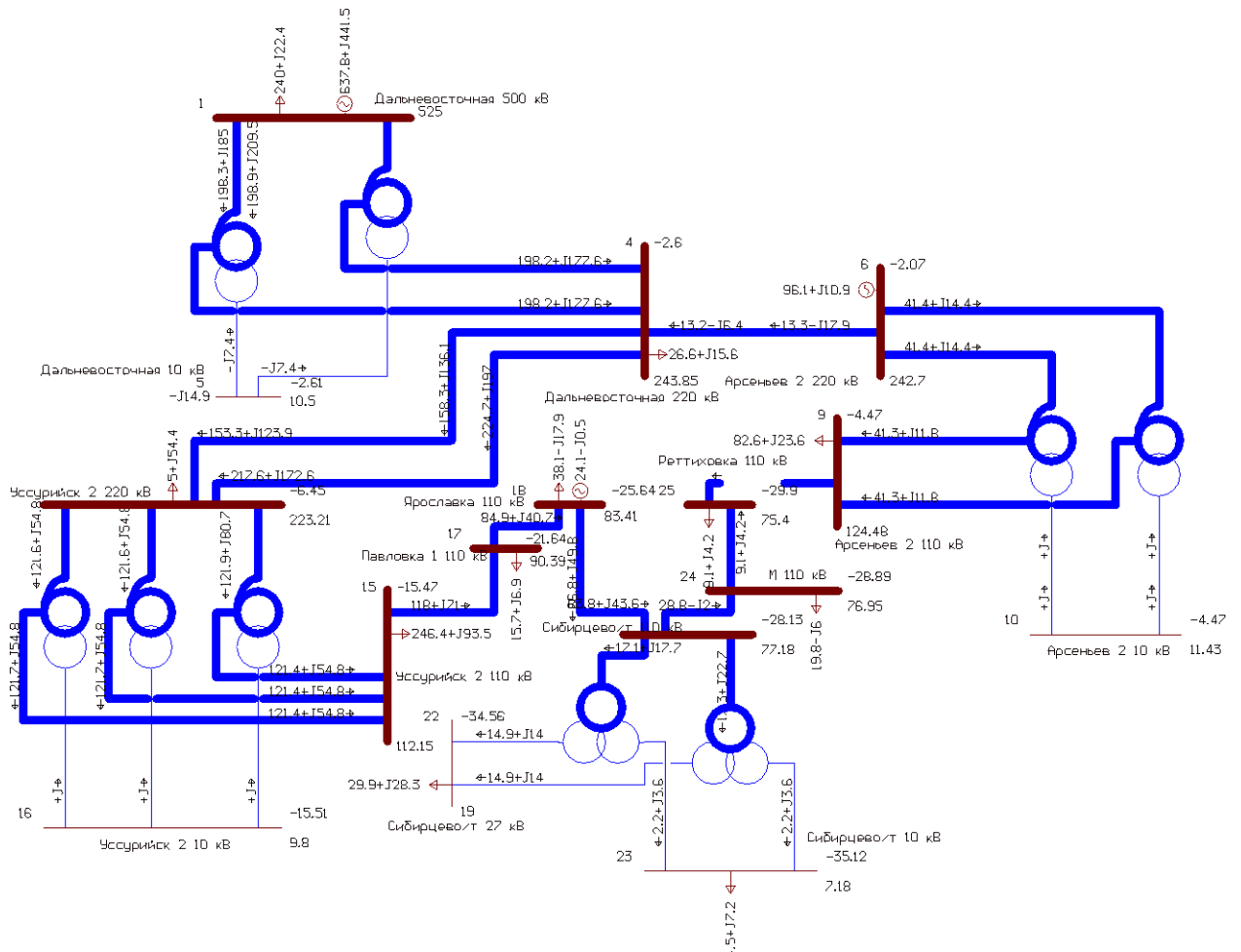


Продолжение приложение Б.
Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500	1								501,69	0,34	-2,61
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220	1	26,6	15,6						243,85	10,84	-2,6
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10	1					-14,9	10,5	-200	200	10,5	-2,61
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220	1			96,1	10,9				242,7	10,32	-2,07
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220	1								239,47	8,85	-4,47
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220	1								239,47	8,85	-4,47
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110	1	82,6	23,6						124,48	13,16	-4,47
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10	1								11,43	8,83	-4,47
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220	1	5	54,4						223,21	1,46	-6,45
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220	1								204,2	-7,18	-15,51
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220	1								204,2	-7,18	-15,51
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220	1								204,2	-7,18	-15,51
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110	1	246,4	93,5						112,15	1,96	-15,47
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10	1								9,8	-6,65	-15,51
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110	1	15,7	6,9						90,39	-17,83	-21,64
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110	1	38,1	-17,9	24,1	-0,5				83,41	-24,18	-25,64
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110	1								77,18	-29,83	-28,13
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110	1								76,2	-30,73	-34,69
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110	1								76,2	-30,73	-34,69
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28	1	29,9	28,3						19	-30,89	-34,56
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10	1	4,5	7,2						7,18	-31,66	-35,12
Нагр	24	М 110 кВ	110	1	19,8	-6						76,95	-30,04	-28,89
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110	1	9,1	4,2						75,4	-31,46	-29,9

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-199	-210	318	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-199	-210	318	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-198	-178	306	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-198	-178	306	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-7	9	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-7	9	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					13	-6	53	8,7
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-41	-14	104	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-41	-14	104	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-41	-12	104	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-41	-12	104	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	8,31	17,63	-113,4								
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6,68	14,17	-91,2					9	4	76	17,2
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					29	-2	217	35,6
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-23	213	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-23	213	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	155	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	155	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	32	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	32	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	3,04	6,45	-41,5					64	44	578	129,8
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,78	8,02	-51,6					81	32	603	135,4
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	11,39	16,15	-97,1					101	48	711	215,6
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-122	-81	378	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-122	-81	378	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-122	-81	378	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-122	-55	377	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-122	-55	377	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-122	-55	377	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-225	-197	718	104,1
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-158	-136	510	73,9

Продолжение приложение Б.
 Расчёт в программе RastWin 3 исходного режима

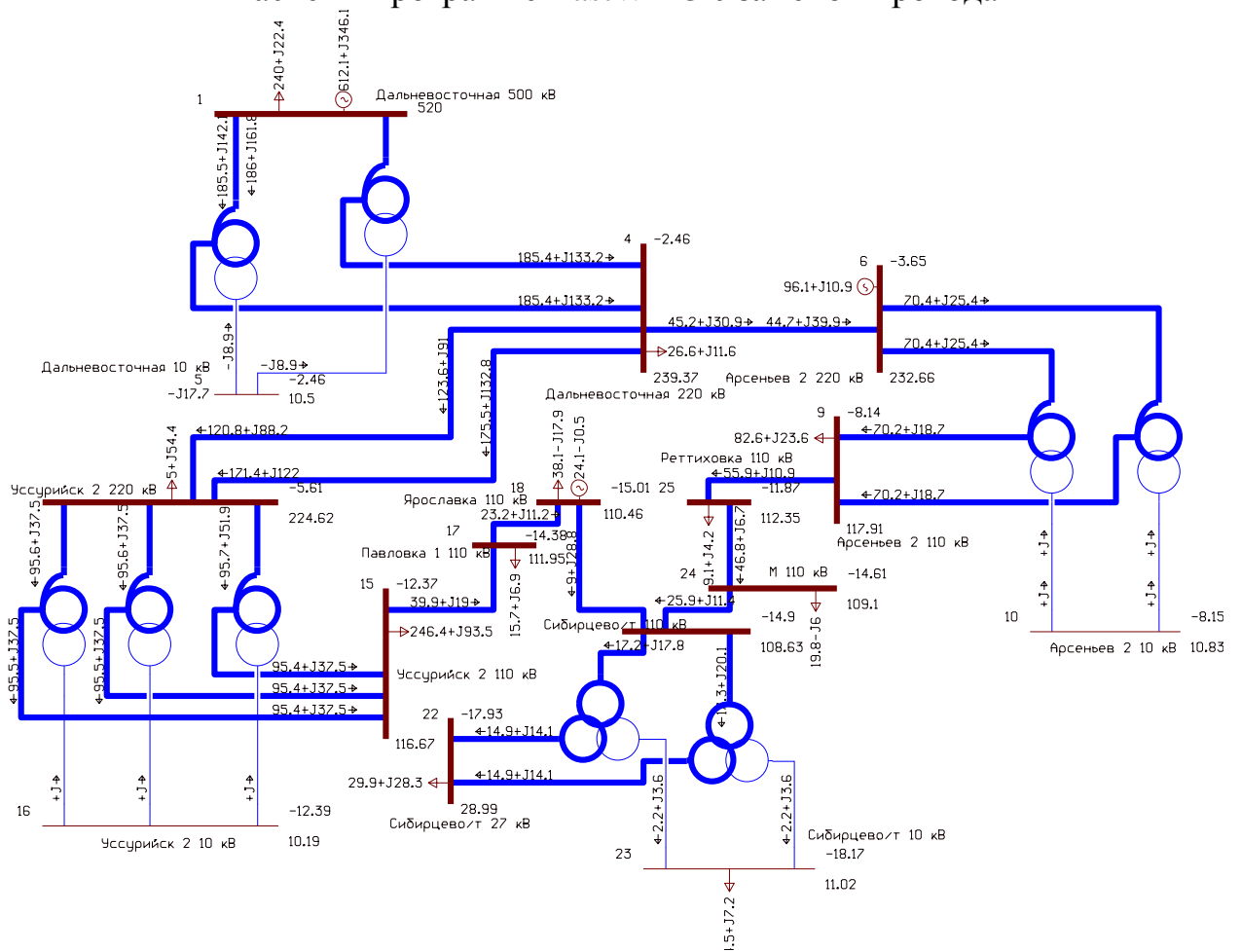


Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500		240	22,4	612,1	346,1	520	-200	200	520	4	
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500									502,01	0,4	-2,47
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500									502,01	0,4	-2,47
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220		26,6	11,6						239,37	8,8	-2,46
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10					-17,7	10,5	-200	200	10,5		-2,46
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220				96,1	10,9				232,66	5,76	-3,65
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220									226,9	3,13	-8,15
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220									226,9	3,13	-8,15
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110		82,6	23,6						117,91	7,19	-8,14
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10									10,83	3,12	-8,15
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220		5	54,4						224,62	2,1	-5,61
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220									212,35	-3,48	-12,39
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220									212,35	-3,48	-12,39
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220									212,35	-3,48	-12,39
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110		246,4	93,5						116,67	6,06	-12,37
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10									10,19	-2,93	-12,39
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110		15,7	6,9						111,95	1,77	-14,38
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110		38,1	-17,9	24,1	-0,5				110,46	0,42	-15,01
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110									108,63	-1,25	-14,9
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110									116,07	5,52	-17,98
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110									116,07	5,52	-17,98
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28		29,9	28,3						28,99	5,41	-17,93
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10		4,5	7,2						11,02	4,91	-18,17
Нагр	24	М 110 кВ	110		19,8	-6						109,1	-0,82	-14,61
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110		9,1	4,2						112,35	2,13	-11,87

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kt/r	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-186	-162	274	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-186	-162	274	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,477	2	3	-186	-133	263	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,477	2	3	-186	-133	263	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-9	10	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-9	10	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					-45	-31	149	24,4
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-25	186	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-25	186	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-19	185	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-19	185	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	7,6	16,8	-109					-58	-14	293	35,2
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6	13,48	-85,8					-47	-7	244	29,3
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					-26	-11	150	24,6
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	141	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-17	-20	141	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	102	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	102	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	21	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	21	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	2,7	6,12	-39					9	29	160	19,3
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,45	7,6	-49,4					23	11	134	16,2
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	6,7	14,8	-96,2					39	18	221	26,6
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	280	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	280	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-52	280	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-38	279	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-38	279	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-38	279	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-175	-133	541	78,4
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-124	-91	384	55,7

Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

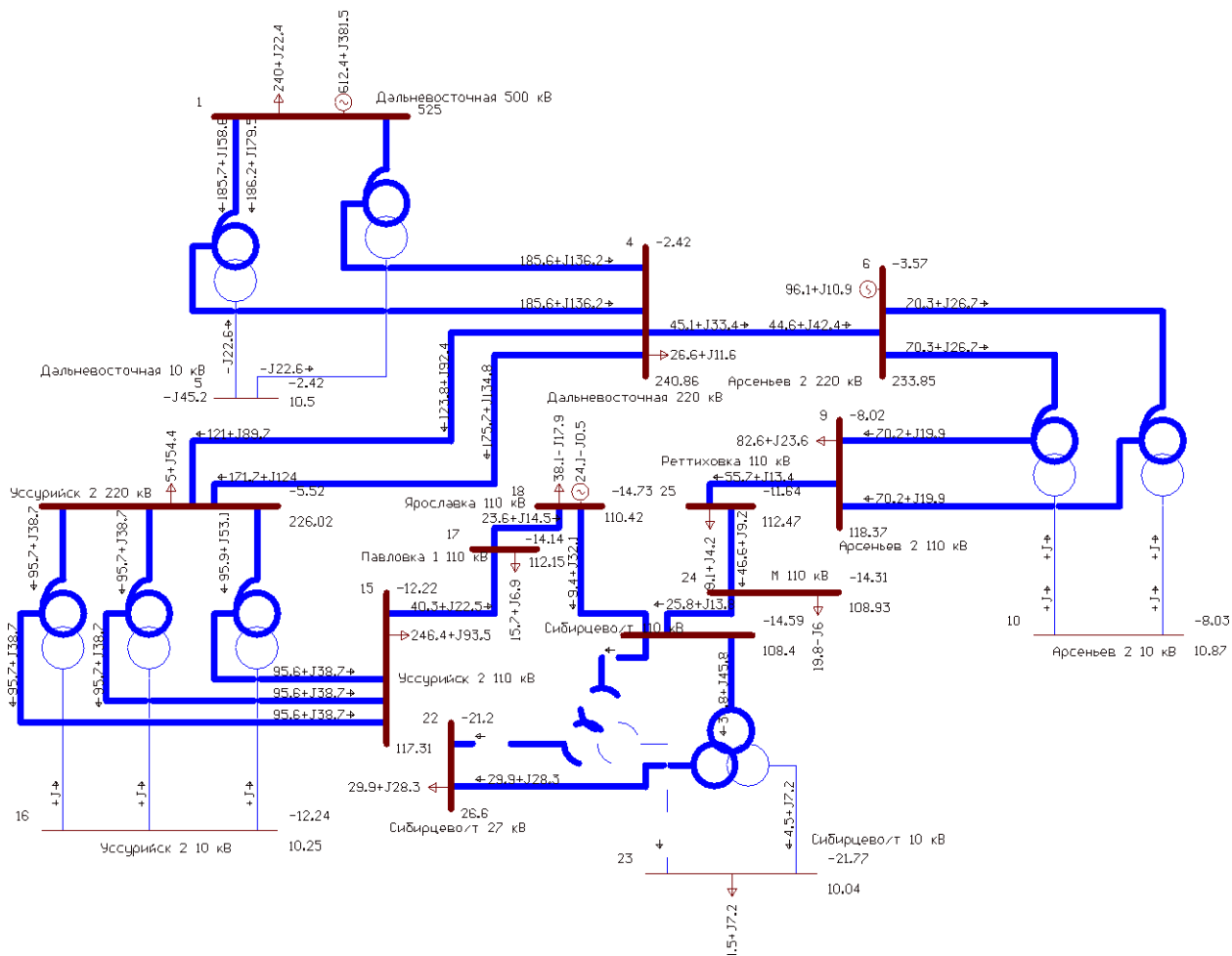


Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500		240	22,4	612,4	381,5	525	-200	200	525	5	
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500									505,13	1,03	-2,43
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500									505,13	1,03	-2,43
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220		26,6	11,6						240,86	9,48	-2,42
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10					-45,2	10,5	-200	200	10,5		-2,42
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220				96,1	10,9				233,85	6,29	-3,57
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220									227,79	3,54	-8,03
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220									227,79	3,54	-8,03
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110		82,6	23,6						118,37	7,61	-8,02
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10									10,87	3,52	-8,03
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220		5	54,4						226,02	2,74	-5,52
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220									213,51	-2,95	-12,24
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220									213,51	-2,95	-12,24
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220									213,51	-2,95	-12,24
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110		246,4	93,5						117,31	6,65	-12,22
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10									10,25	-2,4	-12,24
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110		15,7	6,9						112,15	1,95	-14,14
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110		38,1	-17,9	24,1	-0,5				110,42	0,38	-14,73
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110									108,4	-1,45	-14,59
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110											-17,98
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110									106,64	-3,05	-21,33
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28		29,9	28,3						26,6	-3,28	-21,22
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10		4,5	7,2						10,04	-4,38	-21,77
Нагр	24	М 110 кВ	110		19,8	-6						108,93	-0,97	-14,31
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110		9,1	4,2						112,47	2,25	-11,64

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-186	-180	284	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-186	-180	284	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,477	2	3	-186	-136	263	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,477	2	3	-186	-136	263	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-23	26	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-23	26	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					-45	-33	152	24,9
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-27	186	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-70	-27	186	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-20	185	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-70	-20	185	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	7,6	16,8	-109					-58	-16	294	35,4
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6	13,48	-85,8					-47	-9	245	29,5
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					-26	-14	156	25,5
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-35	-46	307	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,136	16	1	-35	-46	307	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25						
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-30	-28	223	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095						
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-5	-7	47	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	2,7	6,12	-39					9	32	177	21,3
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,45	7,6	-49,4					23	15	144	17,4
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	6,7	14,8	-96,2					39	21	230	27,7
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-53	280	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-53	280	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-96	-53	280	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-39	279	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-39	279	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-96	-39	279	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-176	-135	541	78,4
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-124	-92	385	55,7

Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода.

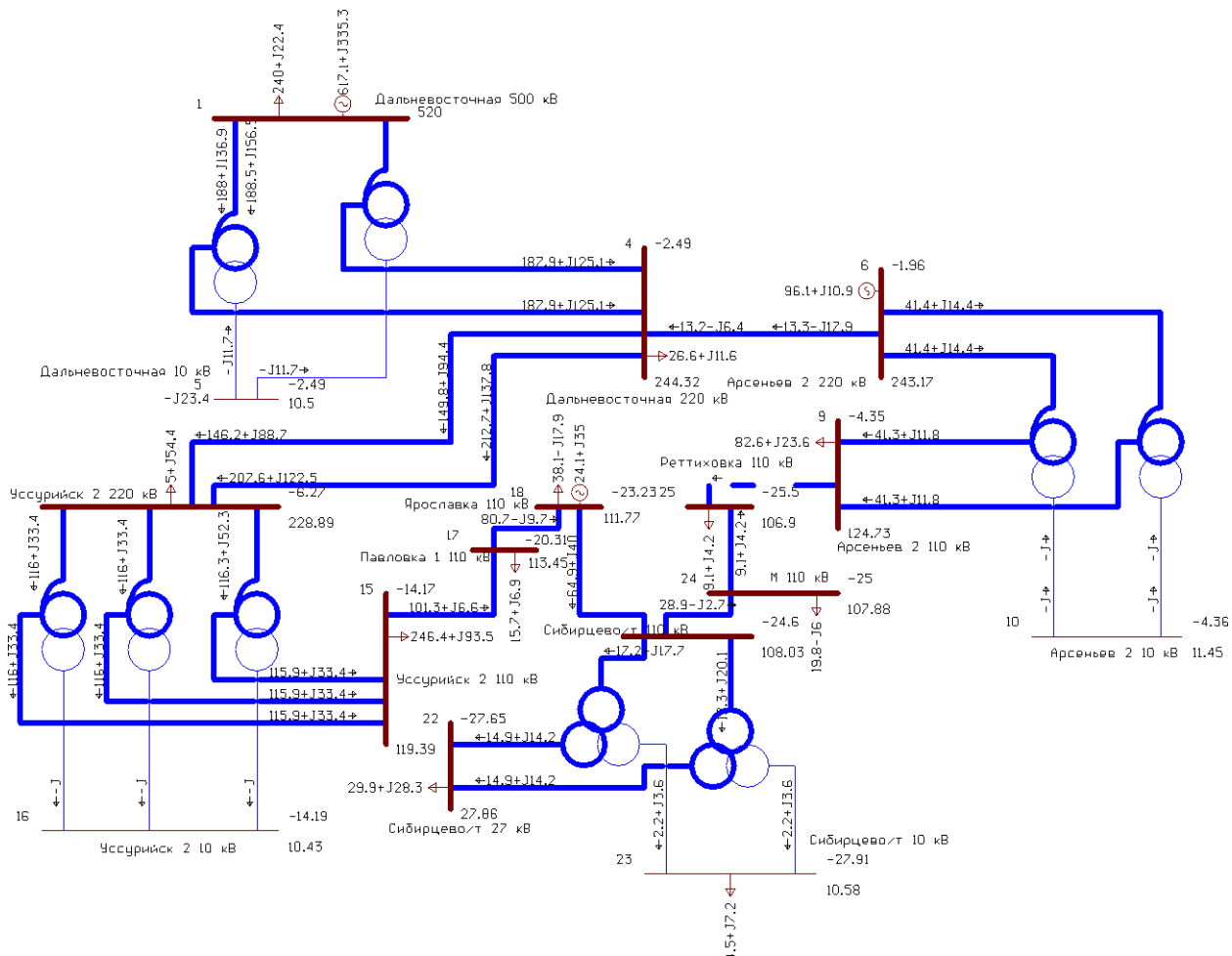


Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода

Тип	Номер	Название	U_ном	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V	dV	Delta
База	1	Дальневосточная 500 кВ	500		240	22,4	617,1	335,3	520	-200	200	520	4	
Нагр	2	Дальневосточная Н1	500									502,65	0,53	-2,5
Нагр	3	Дальневосточная Н2	500									502,65	0,53	-2,5
Нагр	4	Дальневосточная 220 кВ	220		26,6	11,6						244,32	11,05	-2,49
Ген	5	Дальневосточная 10 кВ	10					-23,4	10,5	-200	200	10,5		-2,49
Нагр	6	Арсеньев 2 220 кВ	220				96,1	10,9				243,17	10,53	-1,96
Нагр	7	Арсеньев 2 Н1	220									239,95	9,07	-4,36
Нагр	8	Арсеньев 2 Н2	220									239,95	9,07	-4,36
Нагр	9	Арсеньев 2 110 кВ	110		82,6	23,6						124,73	13,39	-4,35
Нагр	10	Арсеньев 2 10 кВ	10									11,45	9,05	-4,36
Нагр	11	Уссурийск 2 220 кВ	220		5	54,4						228,89	4,04	-6,27
Нагр	12	Уссурийск 2 Н1	220									217,33	-1,21	-14,19
Нагр	13	Уссурийск 2 Н2	220									217,33	-1,21	-14,19
Нагр	14	Уссурийск 2 Н3	220									217,33	-1,21	-14,19
Нагр	15	Уссурийск 2 110 кВ	110		246,4	93,5						119,39	8,54	-14,17
Нагр	16	Уссурийск 2 10 кВ	10									10,43	-0,65	-14,19
Нагр	17	Павловка 1 110 кВ	110		15,7	6,9						113,45	3,14	-20,31
Нагр	18	Ярославка 110 кВ	110		38,1	-17,9	24,1	35				111,77	1,61	-23,23
Нагр	19	Сибирцево/т 110 кВ	110									108,03	-1,79	-24,6
Нагр	20	Сибирцево/т Н1	110									111,55	1,41	-27,71
Нагр	21	Сибирцево/т Н2	110									111,55	1,41	-27,71
Нагр	22	Сибирцево/т 27 кВ	28		29,9	28,3						27,86	1,3	-27,65
Нагр	23	Сибирцево/т 10 кВ	10		4,5	7,2						10,58	0,78	-27,91
Нагр	24	М 110 кВ	110		19,8	-6						107,88	-1,93	-25
Нагр	25	Реттиховка 110 кВ	110		9,1	4,2						106,9	-2,82	-25,5

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max	I_загр.
Тр-р	1	2	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н1	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-189	-156	272	
Тр-р	1	3	Дальневосточная 500 кВ - Дальневосточная Н2	0,58	61,1	24,2	1,5	1			-189	-156	272	
Тр-р	2	4	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-188	-125	259	
Тр-р	3	4	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 220 кВ	0,39				0,486	1	3	-188	-125	259	
Тр-р	2	5	Дальневосточная Н1 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-12	13	
Тр-р	3	5	Дальневосточная Н2 - Дальневосточная 10 кВ	2,9	113,5			0,021			0	-12	13	
ЛЭП	4	6	Дальневосточная 220 кВ - Арсеньев 2 220 кВ	9,16	32,93	-196,8					13	-6	53	8,7
Тр-р	6	7	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-41	-14	104	
Тр-р	6	8	Арсеньев 2 220 кВ - Арсеньев 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-41	-14	104	
Тр-р	7	9	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-41	-12	103	
Тр-р	8	9	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 110 кВ	0,48				0,52	4	2	-41	-12	103	
Тр-р	7	10	Арсеньев 2 Н1 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	8	10	Арсеньев 2 Н2 - Арсеньев 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	9	25	Арсеньев 2 110 кВ - Реттиховка 110 кВ	7,6	16,8	-109								
ЛЭП	25	24	Реттиховка 110 кВ - М 110 кВ	6	13,48	-85,8					9	4	54	6,5
ЛЭП	24	19	М 110 кВ - Сибирцево/т 110 кВ	0,8	2,69	-18,7					29	-3	156	25,5
Тр-р	19	20	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н1	0,9	35,5	24,2	4,8	1,099	14	1	-17	-20	142	
Тр-р	19	21	Сибирцево/т 110 кВ - Сибирцево/т Н2	0,9	35,5	24,2	4,8	1,099	14	1	-17	-20	142	
Тр-р	20	22	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	107	
Тр-р	21	22	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 27 кВ	0,9				0,25			-15	-14	107	
Тр-р	20	23	Сибирцево/т Н1 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
Тр-р	21	23	Сибирцево/т Н2 - Сибирцево/т 10 кВ	0,9	20,7			0,095			-2	-4	22	
ЛЭП	19	18	Сибирцево/т 110 кВ - Ярославка 110 кВ	2,7	6,12	-39					64	38	395	47,6
ЛЭП	18	17	Ярославка 110 кВ - Павловка 1 110 кВ	3,45	7,6	-49,4					79	-13	414	49,8
ЛЭП	17	15	Павловка 1 110 кВ - Уссурийск 2 110 кВ	6,7	14,8	-96,2					96	-3	491	59,1
Тр-р	11	12	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н1	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-116	-52	322	
Тр-р	11	13	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н2	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-116	-52	322	
Тр-р	11	14	Уссурийск 2 220 кВ - Уссурийск 2 Н3	0,55	59,2	11,8	1,2	1			-116	-52	322	
Тр-р	12	15	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-116	-33	321	
Тр-р	13	15	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-116	-33	321	
Тр-р	14	15	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 110 кВ	0,48				0,55	1	2	-116	-33	321	
Тр-р	12	16	Уссурийск 2 Н1 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	13	16	Уссурийск 2 Н2 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
Тр-р	14	16	Уссурийск 2 Н3 - Уссурийск 2 10 кВ	3,2	131			0,048			0	0	0	
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	4,67	20,46	-125,9					-213	-138	608	88,1
ЛЭП	4	11	Дальневосточная 220 кВ - Уссурийск 2 220 кВ	6,63	29,04	-178,7					-150	-94	431	62,5

Приложение В. Расчёт в программе RastWin 3 с заменой провода



Приложение Г.
Тепловой расчет трансформатора

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

ТДТНЖ 40000/110/27.5

$S_{НОМ} := 40000$ кВА

$P_K := 135000$ Вт

$P_{ХХ} := 50000$ Вт

Нагрузки эквивалентного графика по участкам:

$S_1 := 24333$ кВА $S_5 := 44694$ кВА $S_9 := 32775$ кВА

$S_2 := 16387$ кВА $S_6 := 44197$ кВА $S_{10} := 27809$ кВА

$S_3 := 14898$ кВА $S_7 := 43949$ кВА $S_{11} := 34265$ кВА

$S_4 := 20112$ кВА $S_8 := 38486$ кВА $S_{12} := 36251$ кВА

$t := 2$ ч

3 ПРЕОБРАЗОВАНИЕ МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГРАФИКА
НАГРУЗКИ В ДВУХСТУПЕНЧАТЫЙ:

Начальная нагрузка K_1 эквивалентного графика:

$$K_1 := \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t + S_2^2 \cdot t + S_3^2 \cdot t + S_4^2 \cdot t + S_8^2 \cdot t + S_9^2 \cdot t + S_{10}^2 \cdot t + S_{11}^2 \cdot t + S_{12}^2 \cdot t}{9 \cdot t}} = 0.712$$

Участок перегрузки:

$$K_2' := \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_5^2 \cdot t + S_6^2 \cdot t + S_7^2 \cdot t}{3 \cdot t}} = 1.107$$

$S_{max} := 44694$ кВА

$$K_{max} := \frac{S_{max}}{S_{НОМ}} = 1.117$$

$$0.9 \cdot K_{max} = 1.006$$

$$K_2 := 0.9 \cdot K_{max} = 1.006$$

Расчётная продолжительность перегрузки:

$$h := \frac{(K_2')^3 \cdot 6 \cdot t}{(0.9 \cdot K_{max})^2} = 16.099 \text{ ч}$$

Преобразованный двухступенчатый график представлен на рисунке 3.

4 РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРЫ НАИБОЛЕЕ НАГРЕТОЙ ТОЧКИ И
ОТНОСИТЕЛЬНОГО ИЗНОСА ИЗОЛЯЦИИ.

Постоянная времени нагрева трансформатора согласно ГОСТ:

$T_{ПН} := 3.5$ часа

Продолжение приложение Г.
Тепловой расчет трансформатора

Определяется температура нагрева масла:

$v_{M.НОМ}$ -превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды при номинальных условиях

Для системы охлаждения М и Д:

$$v_{M.НОМ} := 55 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$x := 0.9$$

Отношение потерь короткого замыкания к потерям хх.:

$$d := \frac{P_K}{P_{ХХ}} = 2.7$$

$v_{о.э}$ - эквивалентная зимняя температура, принимаемая по справочным данным

$$\Theta_{\text{охл}} := -18.6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$v_{M.K1} := v_{M.НОМ} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_1^2}{1 + d} \right)^x = 36.828 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура масла не превышает предельно допустимые (°С)

Определяется температура наиболее нагреток точки обмотки:

$v_{ННТ.М.НОМ}$ -суммарный перепад температуры между наиболее нагретой точкой изоляции и верхними слоями масла при номинальных условиях.

Для системы охлаждения М,Д:

$$v_{ННТ.М.НОМ} := 23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$y := 1.6$$

$$v_{ННТ.М.K1} := v_{ННТ.М.НОМ} \cdot K_1^y = 13.362 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки:

$$\Theta_{ННТ.K1} := \Theta_{\text{охл}} + v_{M.K1} + v_{ННТ.М.K1} = 31.59 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме нагрева:

$$v_{M.K2} := v_{M.НОМ} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot K_2^2}{1 + d} \right)^x = 55.407 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$v_{M.h} := v_{M.K1} + (v_{M.K2} - v_{M.K1}) \cdot \left(1 - e^{\frac{-h}{T_{ПН}}} \right) = 55.22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Продолжение приложение Г.
Тепловой расчет трансформатора

$$v_{\text{ННТ.М.К2}} := v_{\text{ННТ.М.НОМ}} \cdot K_2^y = 23.207 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Н}} := \Theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.Н}} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 59.827 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки при загрузке установившейся нагрузке К2

$$\Theta_{\text{ННТ.К2}} := \Theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.К2}} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 60.014 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале нагрева:

$$v_{\text{М.Н.0}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.К2}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot \left(\frac{0}{T_{\text{ПН}}} \right) \cdot (1 - e^{-\frac{0}{T_{\text{ПН}}}}) = 36.828 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Н.0}} := \Theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.Н.0}} + v_{\text{ННТ.М.К2}} = 41.435 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмотки в переходном тепловом режиме снижения температуры:

$$t := 24 - h - 6 = 1.901 \text{ ч}$$

$$v_{\text{М.Т}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.Н}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot e^{-\frac{t}{T_{\text{ПН}}}} = 47.511 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Т}} := \Theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.Т}} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 42.274 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Температура наиболее нагретой точки обмоток в начале снижения температуры:

$$t := 0$$

$$v_{\text{М.Т.0}} := v_{\text{М.К1}} + (v_{\text{М.Н}} - v_{\text{М.К1}}) \cdot e^{-\frac{t}{T_{\text{ПН}}}} = 55.22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Theta_{\text{ННТ.Т.0}} := \Theta_{\text{ОХЛ}} + v_{\text{М.Т.0}} + v_{\text{ННТ.М.К1}} = 49.982 \text{ } ^\circ\text{C}$$