

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

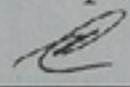
Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

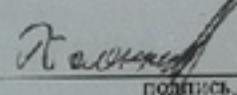
 Н.В. Савина

« 21 » 06 2019 г.

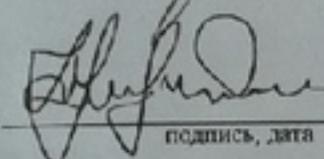
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение энергоэффективности объектов ООО «Транснефть-Дальний Восток» на примере нефтеперекачивающей станции – 26 с питанием от подстанции НПС-26

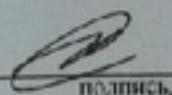
Исполнитель
студент группы 742-Ом

 18.06.2019 И.Ю. Полевников
подпись, дата

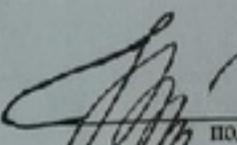
Руководитель
профессор,
канд. техн. наук

 18.06.2019 О.В. Мясоедов
подпись, дата

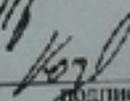
Руководитель
магистерской
программы

 21.06.2019 Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 19.06.2019 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Рецензент

 21.06.2019 В.А. Козлов
подпись, дата

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 Тимонова
Мари Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка организационной структуры ООО «Трансгаз-Восток» по
применению энергосберегающих технологий - 26 слайдов от презентации НПС-26
(утверждено приказом от 06.03.19 № 534-УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по организаци-
онной структуре, организационная схема, организационная структура

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

анализ организационной структуры района, выбор организацион-
ной структуры, анализ организационной структуры района (схема) 4РП

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Чертежи, таблицы-4

организационная структура - 4 шт

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

7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мельников Ю.В.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Магистерская работа содержит 90 с., 16 рисунков, 43 таблицы, 8 приложений, 23 источника.

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, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, НАГРУЖЕННОСТЬ ТРУБОПРОВОДА

В данной работе произведена разработка схем подключения НПС-26 в Амурской области. 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 НПС-26 с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов.

Исследованы критерии эффективности использования ЧРП магистральных насосов на нефтепроводах, основанных на влиянии снижения цикличности загрузки.

Проведена оценка и формализация учета изменения межремонтных интервалов и снижения затрат на ремонт электродвигателей.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ	9
1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы района	9
1.1.1 Характеристика источников питания	9
1.1.2 Структурный анализ ЛЭП	17
1.1.3 Структурный анализ ПС	19
1.2 Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети	22
1.2.1 Моделирование существующего участка электрической сети	24
1.2.2 Анализ режимов существующей сети	24
2 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	32
2.1 Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе	32
2.2 Техническая проработка вариантов развития электрической сети	35
2.2.1 Вариант развития электрической сети при подключении НПС-26 к ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга	35
2.2.2 Вариант развития электрической сети при подключении НПС-26 к РУ 220 кВ ПС Амурская	46
3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ	52
3.1 Капиталовложения	52
3.2 Расчет эксплуатационных издержек	54
3.3 Определение величины ущерба от перерывов электроснабжения	56
3.4 Оценка экономической эффективности проекта	58
4 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЧРП НА НАСОСНОМ ОБОРУДОВАНИИ И ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОВОЙ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА	66

ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧРП	
4.1 Проблемы обоснования применения ЧРП на нефтепроводах	66
5 УЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧРП НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ	69
5.1 Особенности эксплуатации нефтепроводов с ЧРП	69
5.1.1 Оценка снижения затрат на ремонт электродвигателей вследствие снижения числа пусков и изменения межремонтных интервалов	71
5.1.2 Анализ увеличения межремонтного интервала трубопровода с применением ЧРП и снижения затрат на ремонт дефектов трубопровода	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	88
ПРИЛОЖЕНИЯ	91

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЗ – короткое замыкание;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередачи;

МН – магистральный нефтепровод;

МНА – магистральный насосный аппарат;

МТ – магистральный трубопровод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЭ – руководство по эксплуатации;

РД – руководящий документ;

РУ – Распределительное устройство;

ЧРП – частотно-регулируемый привод.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии ПАО «Транснефть» от общего в РФ составляет порядка 1,3 %. В системе трубопроводного транспорта нефти сформирован ряд мероприятий энергосбережения и повышения энергетической эффективности для достижения целей энергетической политики РФ по сокращению удельной энергоемкости предприятий.

Необходимо учитывать, что дальнейшее сокращение энергопотребления весьма затруднительно, т.к. Удельное потребление электроэнергии на осуществление транспорта нефти заключается в степенной зависимости от количества перекачиваемой нефти, увеличение объема которой приводит к повышению энергопотребления.

Целью исследования является повышение энергоэффективности трубопроводного транспорта нефти.

Задачами исследования являются:

- 1) разработка конкурентно-способных вариантов развития электрической сети;
- 2) анализ структуры энергопотребления в нефтепроводном транспорте с целью выбора наиболее перспективных направлений исследований для разработки комплекса энергосберегающих мероприятий;
- 3) расчет по усовершенствованной методике сроков окупаемости ЧРП на МНА с учетом влияния эксплуатационных факторов.

В магистерском исследовании были использованы следующие программно-вычислительные комплексы: MathCad prime 3.1, КОМПАС-График.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

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

Структурный анализ электроэнергетической системы района

Структурный анализ электроэнергетической системы района включает в себя следующие задачи:

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

Характеристика источников питания

Зейская ГЭС

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

В Дальневосточной энергосистеме Зейская ГЭС осуществляет следующие функции:

- выдача мощности и выработка электроэнергии;
- регулирование частоты;
- прием суточных и недельных неравномерностей нагрузки по энергосистеме;
- аварийного резерва, как кратковременного по мощности, так и длительного по энергии.

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

Генераторное напряжение – 15,75 кВ.

Установленная мощность – 1330 МВт.

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

СВ – синхронный вертикальный.

1130 – наружный диаметр сердечника статора, см.

220 – длина сердечника статора, см.

Количество полюсов – 44.

ХЛ4 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ.

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

До 2025 года планируется произвести замену всех 6 гидроагрегатов.

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

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

РУ ВН ЗГЭС:

УНОМ: 500 кВ.

Схема РУ: полуторная, ОРУ, с подключением автотрансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей.

Количество ячеек: 2 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

Выключатели: установлены по 3 выключателя на два присоединения.

Таблица 2 – Генераторы

Марка	Кол-во	$P_{НОМ}$, МВт	$U_{НОМ}$, кВ	Номинальная частота вращения, об/мин	Угонная частота вращения, об/мин
СВ-1130/220-44 ХЛ4					
СВ-1130/220-44 ХЛ4					

РУ СН ЗГЭС:

$U_{НОМ}$: 220 кВ.

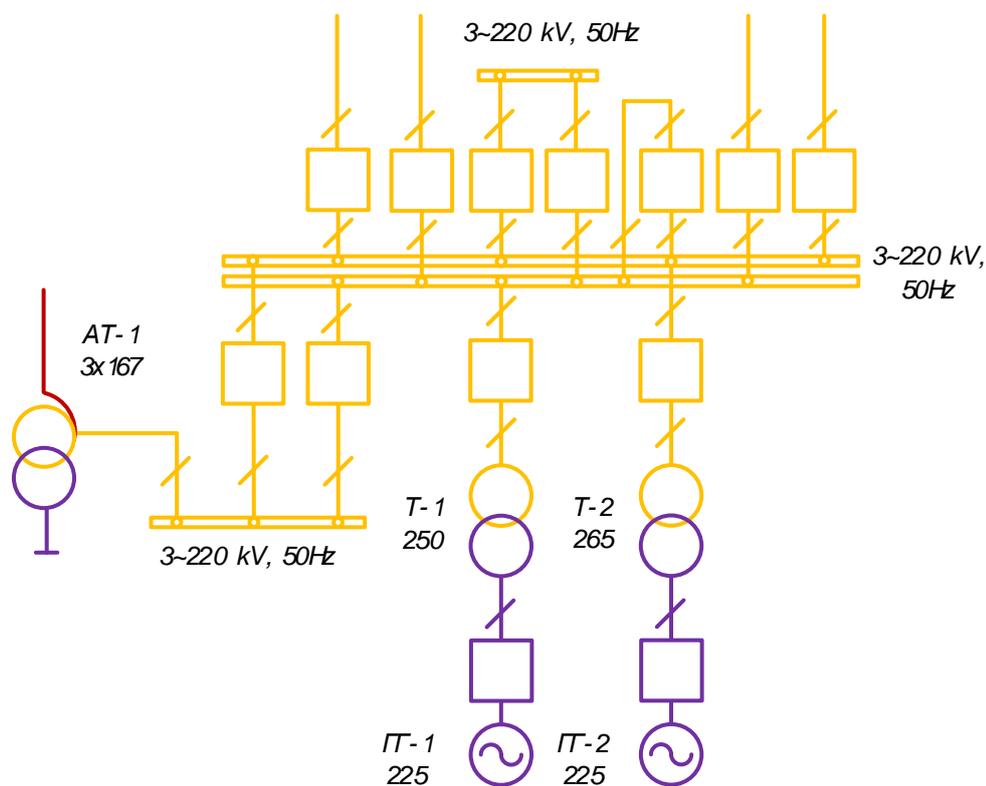


Рисунок 2 – Схема ЗГЭС 220 кВ

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

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

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

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

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
ТЦ-250000/220/15,75								

Таблица 4 – Генераторы

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

Бурейская ГЭС

Основные функции в Дальневосточной энергосистеме:

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

Строительство Бурейской ГЭС позволило:

- создать около 10 тыс. рабочих мест строительных специальностей;
- сократить отток высококвалифицированных рабочих кадров;
- вести крупномасштабное жилищное и социальное строительство в Амурской области;
- разместить заказы в проектных институтах, машиностроительных заводах, предприятиях стройиндустрии и др.

Значение Бурейской ГЭС для Дальнего Востока:

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

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

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

– созданы предпосылки для экспорта высокотехнологичной продукции – электроэнергии.

Установленная электрическая мощность составляет 2010 МВт.

РУ ВН БГЭС:

$U_{\text{НОМ}}$: 500 кВ

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

Количество ячеек: 3 линейные, 3 трансформаторные.

Трансформаторы напряжения: установлены по 1 на шину.

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

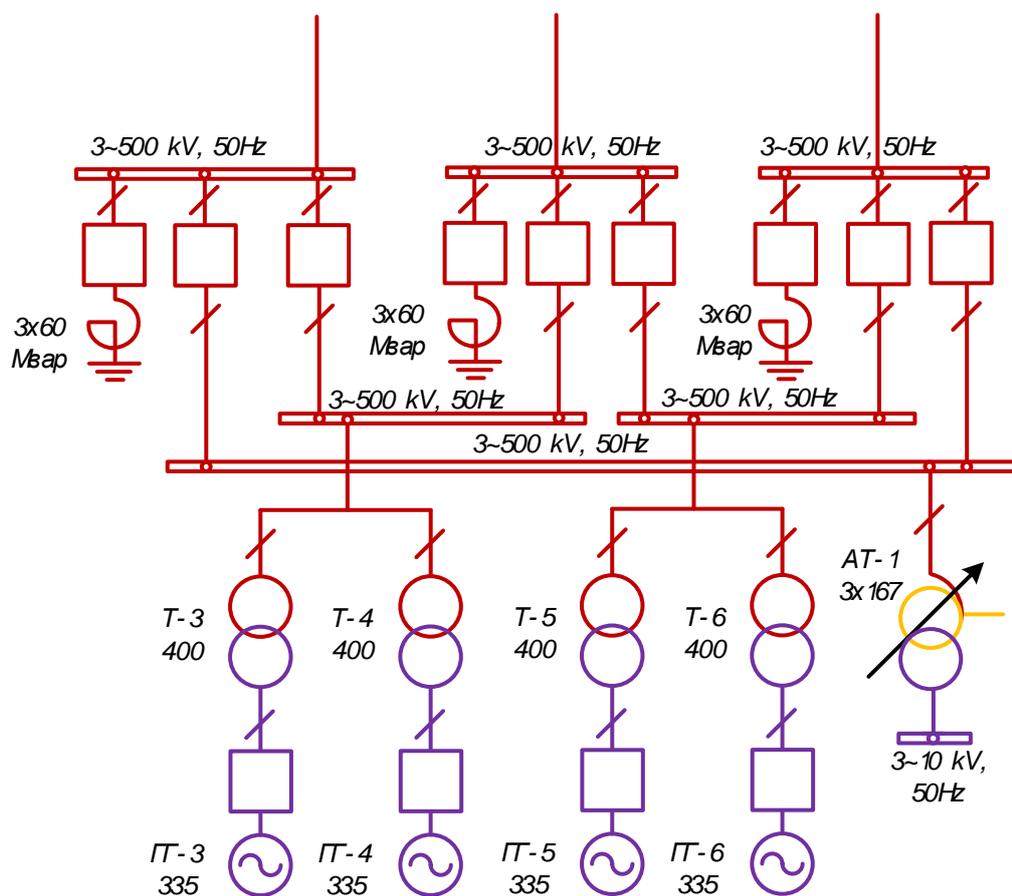


Рисунок 3 – Схема БГЭС 500 кВ

Таблица 5 – Силовые трансформаторы

Марка	Кол-во	U _к , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	ΔQ _х , кВАр	I _х , %
		В-С	В-Н	С-Н				
АОДЦТН-			35					0,4
ТДЦ-400000/500/15,75								

Таблица 6 – Генераторы

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

РУ СН БГЭС:

U_{НОМ}: 220 кВ.

Таблица 8 – Генераторы

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

Структурный анализ ЛЭП

Таблица 9 – Линии электропередачи на рассматриваемом участке сети

Наименование линии	$U_{НОМ}$, кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Бурейская ГЭС – Амурская		АС-3х330		ВЛ
Зейская ГЭС – Амурская		2 х АС-3х330		ВЛ
Амурская – Шимановск-т		АС-240		ВЛ
Амурская – Шимановск-т, отпайка на Ледяная-т		АС-240		ВЛ
Амурская – Белогорск-т, отпайка на Белогорск		АС-240		ВЛ
Амурская – Короли-т, отпайка на Белогорск		АС-240		ВЛ
Амурская – Ледяная		АСО-300		ВЛ
Ледяная – Шимановск, отпайка на Ледяная-т		АС-240		ВЛ
Короли-тяга – Завитая		АСО-300		ВЛ
Бурейская ГЭС – Завитая		2 х АС-400	2 х 79,5	ВЛ
Шимановск-т – Мухинская-т		АС-240		ВЛ
Мухинская-т – НПС-24		АС-240		ВЛ
НПС-24 – Чалганы-т		АС-240		ВЛ
Чалганы-т – Ключевая		АС-240		ВЛ
Сиваки – Ключевая		АСО-300		ВЛ
Ключевая – Светлая		АСО-300		ВЛ
Ключевая – Магдагачи		АС-300		ВЛ
Зейская ГЭС – Магдагачи		АС-400		ВЛ

Отдельно выделяются ЛЭП, выполненные разными сечениями.

Таблица 10 – Линии, выполненные разными сечениями

Наименование линии	U _{НОМ} , кВ	Сечение линии	Длина линии, км	Тип линии
Благовещенская – Амурская		АСО-300		ВЛ
		АСО-400		
Амурская – Белогорск-т		АС-240		ВЛ
		АС-300		
Амурская – Короли-т		АС-240		ВЛ
		АС-300		
Ледяная - Шимановск		АСО-300		ВЛ
		АС-240		
Белогорск-т – Завитая		АС-240		ВЛ
		АСО-300		
Шимановск – Мухинская-т		АС-300		ВЛ
		АС-240		
Мухинская-т – Сиваки		АСО-300		ВЛ
		АС-240		
Зейская ГЭС – Светлая №1		АС-300		ВЛ
		АС-240		
Зейская ГЭС – Светлая №2		АС-300		ВЛ
		АС-240		

Таблица 11 – Распределение ЛЭП по классам номинального напряжения

U _{НОМ} , кВ	Суммарная протяженность, км

Таблица 12 – Интервальная оценка сечений

U _{НОМ} , кВ	Сечение	Суммарная протяженность, км
	АС-3х330	
	АС-240	
	АС-300	

	АСО-300	
	АС-400	
	АСО-400	

Структурный анализ ПС

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

Таблица 13 – ПС по способу присоединения к сети

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

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

Таблица 14 – ПС по схемам РУ

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

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

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

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

Таблица 15 – Количество и марки установленных на ПС трансформаторов

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

Рассматриваемый участок электрической сети имеет сложную структуру с замкнутыми контурами с сильными и слабыми связями. Слабыми связями обладают проходные и отпаечные подстанции 220 кВ, поскольку связность этих подстанций ограничивается связью в основном с двумя другими элементами сети. Сильными связями обладают узловые подстанции Амурская, Мухинская-тяга, Ключевая, которые имеют не менее четырех связных элементов.

Всего в рассматриваемом районе 19 подстанций, из них большинство являются двухтрансформаторными, по виду присоединения к сети проходными.

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

Расчёт и анализ установившихся режимов существующей сети

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

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

- схема нормального зимнего режима электрических соединений Амурских электрических сетей, зимний режим 2017 г;
- нормальная схема электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в ОЗ Амурского РДУ 08.06.2015 г;
- схема потокораспределения Амурских электрических сетей за 20.12.2017 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:

$$P$$
$$P$$
$$P$$
$$D \quad O$$
$$e \quad r$$
$$=$$

рбзз с

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки; принимаем равный 0,0313, согласно СиПР ЕЭС РФ 2017-2023 гг.;

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

Определим прогнозируемые мощности для ПС Короли-тяга.

$$P_{\text{прог}} = 23,4 \cdot 1 + 0,03135 = 27,3 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{прог}} = 6,8 \cdot 1 + 0,03135 = 7,9 \text{ МВар}.$$

Аналогично определяются прогнозируемые мощности для всех ПС сети.

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

При выполнении расчетов установившихся режимов решаются следующие задачи:

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

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

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

Моделирование существующего участка электрической сети

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

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

Анализ режимов существующей сети

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

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

Таблица 16 – Отклонение напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	
	Амурская 10			
	Зейская ГЭС 35			
	Бурейская ГЭС 35			
	Бурейская ГЭС 220			

При этом напряжение на шинах 220 кВ Бурейской ГЭС задано согласно схеме потокораспределения, принятой в качестве исходных данных. Напряжение в остальных узлах можно отрегулировать с помощью устройств РПН.

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

Таблица 17 – Загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I_{\max} , А	$I_{\text{доп}}$, А	I
Бурейская ГЭС 220 – Завитая 1, 2			
Ключевая – Светлая			
Зейская ГЭС 220 – Магдагачи			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 1 с.			
Светлая – Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 2 с.			
Светлая – Энергия 2 с.			
отп. Хвойная – Завитая			

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

В нормальном режиме потери активной мощности в сети составили 29,34 МВт, что составляет 1,23 % от суммарной мощности нагрузки в рассматриваемом районе.

Схема нормального режима сети показана на рисунке 1.

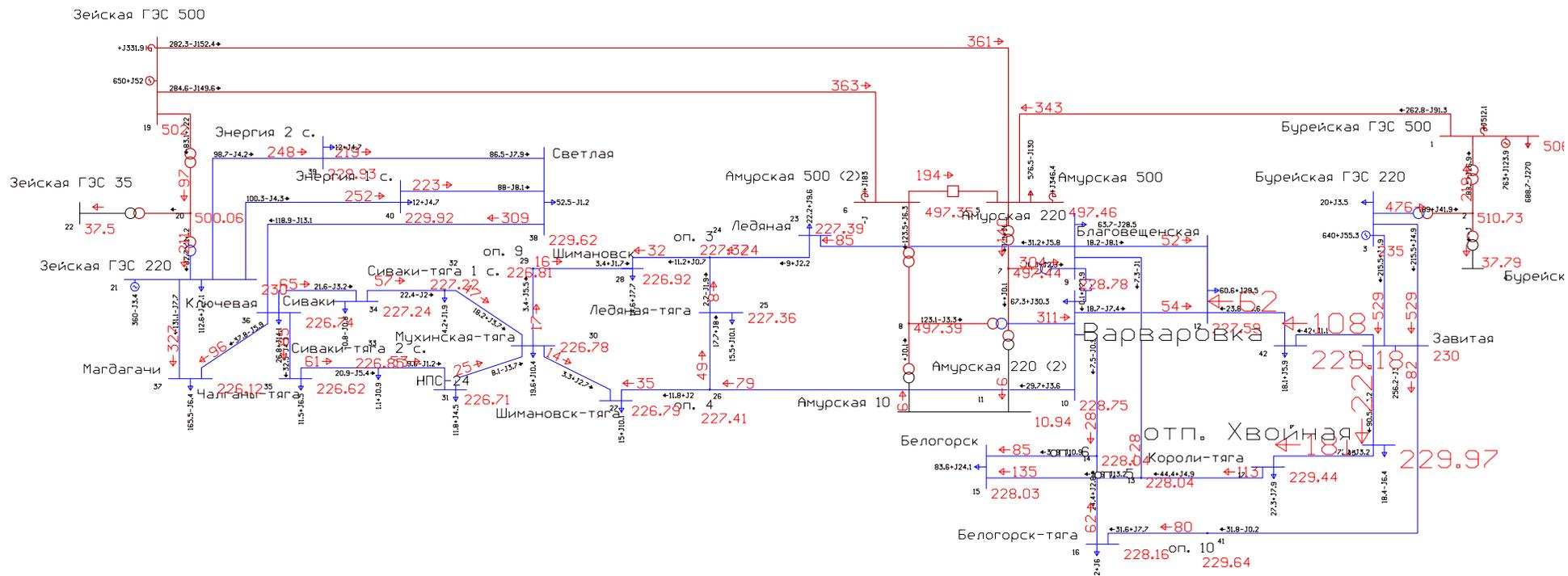


Рисунок 3 – Схема нормального режима

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

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

Рассмотрены следующие варианты послеаварийного режима:

- отключена ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская;
- отключен один из автотрансформаторов ПС Амурская.

Расчёт послеаварийных режимов приведён в приложении В.

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

Таблица 18 – Отклонения напряжения в узлах сети

Номер	Название	U_ном, кВ	V, кВ	
	Бурейская ГЭС 35			
	Зейская ГЭС 35			
	Бурейская ГЭС 220			

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

Таблица 19 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	
Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
отп. Хвойная – Завитая			
отп. Хвойная – Короли-тяга			
оп. 5 – Короли-тяга			
Белогорск-тяга – оп. 10			
Ключевая – Светлая			
Варваровка – Завитая			
Зейская ГЭС 220 – Магдагачи			
оп. 10 – Завитая			
Амурская 220 (2) – оп. 6			
Амурская 220 – оп. 5			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 1 с.			
оп. 6 – Белогорск-тяга			
Светлая – Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 2 с.			
Светлая – Энергия 2 с.			
Благовещенская – Варваровка			
оп. 5 – Белогорск			

Из приведенной выше таблицы видно, что в послеаварийном режиме при отключении ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская, обе цепи ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая будут перегружены на 3,3 %. Принимая во внимание, что расчеты проводятся для режима максимальных нагрузок (зима), можно применить поправочный коэффициент на температуру окружающего воздуха. Для температуры $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже этот коэффициент равен 1,29. Тогда загрузка ВЛ 220 кВ Бурейская ГЭС – Завитая составит 80 %.

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

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

Таблица 20 – Потери активной мощности в существующей сети

Режим	Потери активной мощности, МВт
Нормальный режим	
Отключена ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	
Отключен один автотрансформатор ПС Амурская	

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

Схемы послеаварийных режимов сети показаны на рисунках 2 и 3.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗВИТИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Данный пункт посвящён проектированию развития электрической сети путём включения в существующую схему энергорайона вводимых объектов.

Разработка вариантов развития электрической сети в рассматриваемом районе

Задача раздела: Разработка и описание нескольких вариантов развития электрической сети и их обоснование.

Согласно «Схеме и программе развития электроэнергетики Амурской области на период 2017 – 2021 годов» предполагаемая электрическая мощность НПС-26 составит 10,7 МВт, ввод нагрузки – 2019 год. С учетом перспективы развития мощность нагрузки составит порядка 16,3 МВт. Ближайшим центром питания является ПС 220 кВ Белогорск. Минимальное расстояние от проектируемой ПС НПС-26 до ПС 220 кВ Белогорск (по прямой линии) составит около 10 км. С помощью формулы Илларионова найдем рациональное напряжение проектируемого участка сети.

$$U_{РАЦ} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{\frac{16,3}{2}}}} = 70,1 \text{ кВ.}$$

Исходя из полученного значения целесообразно принять значение номинального напряжения проектируемой сети равным 110 кВ.

Единственным центром питания для сети 110 кВ в районе проектирования является ПС 220 кВ Белогорск. Максимальная нагрузка по автотрансформаторам АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Белогорск согласно данным КЗ 2015-2017 гг., составляет 31,37 МВА.

Таблица 4 – Нагрузка АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Белогорск

КЗ 2017	КЗ 2016	КЗ 2015
S,МВА	S,МВА	S,МВА
31,37		

Суммарная нагрузка по договорам ТПр составляет 5,2 МВт (5,6 МВА). С учетом строительства Амурского нефтеперерабатывающего завода, в нормальном режиме планируется питать одну из секций 110 кВ ПС 110 НПЗ по ВЛ 110 кВ Белогорск – Среднебелая – НПЗ с нагрузкой 18 МВА.

Таким образом с учетом строительства Амурского нефтеперерабатывающего завода резерв мощности по стороне 110 кВ ПС 220 кВ Белогорск составит 11,18 МВА (в режиме n-1 загрузка оставшегося в работе АТ составит 105 %).

Принимая во внимание тот факт, что мощность подключаемой нагрузки НПС-26 (16,3 МВт) превышает резерв трансформаторной мощности ПС Белогорская, необходимо рассматривать возможность подключения объекта к сети 220 кВ.

Вариант 1. Предусматривает подключение НПС-26 к существующей ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга с отпайкой на ПС Белогорск (далее ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга). Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220/10 кВ НПС-26;
- подключение НПС-26 заходом ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга.

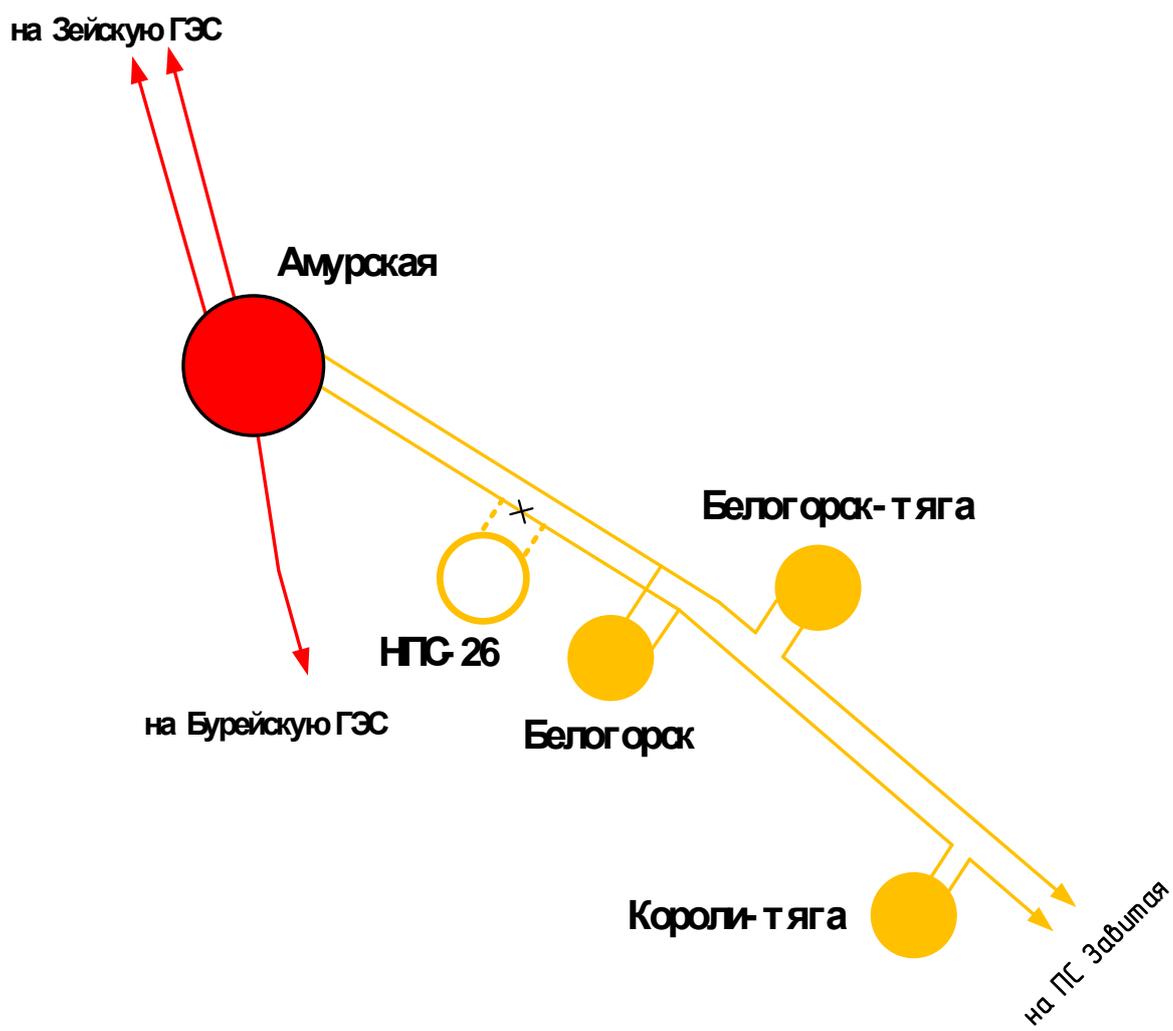


Рисунок 4 – Карта-схема варианта 1

Вариант 2. Предусматривает подключение объектов НПС-26 от РУ 220 кВ ПС Амурская. Данный вариант подразумевает:

- строительство ПС 220/10 кВ НПС-26;
- строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Амурская – НПС-26.

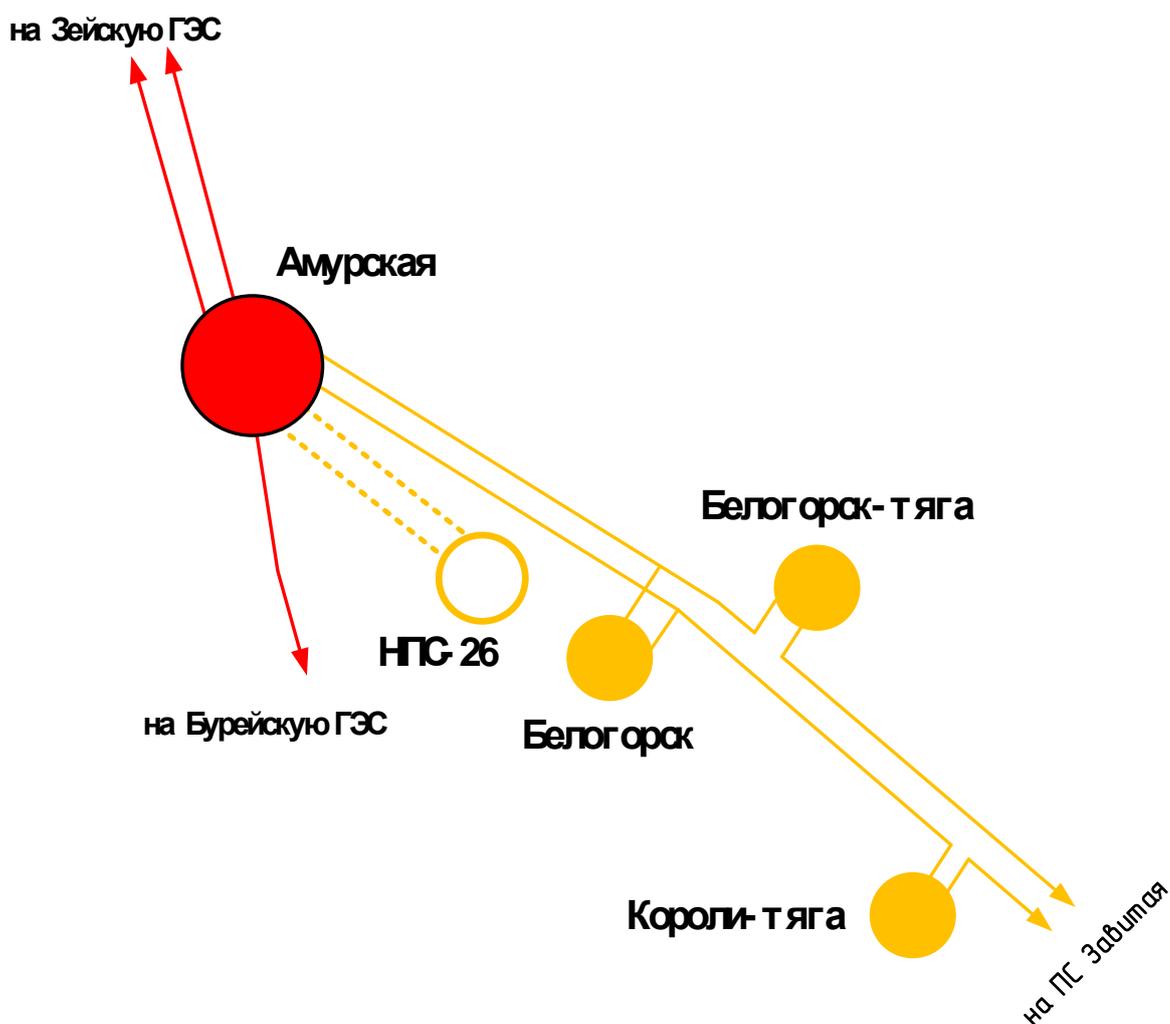


Рисунок 5 – Карта-схема варианта 2

Техническая проработка вариантов развития электрической сети

В задачи данного раздела входит техническое обоснование предложенных вариантов, выбор необходимого оборудования и проверка осуществимости функционирования различных режимов сети.

Вариант развития электрической сети при подключении НПС-26 к ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга

Исходя из географической близости, для минимизации капиталовложений в строительство электросетевых объектов, подключение ПС 220 кВ НПС-26 к существующим электрическим сетям предусмотрено заходами ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга протяженностью 5 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС НПС-26 предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН-25000/220/10, поскольку в каталогах заводов-изготовителей нет трансформаторов на напряжение 220 кВ с меньшей номинальной мощностью. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{17,55}{2 \cdot 25} = 0,35$$

В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{17,55}{25} = 0,7.$$

Поскольку в таком случае коэффициент загрузки не превышает 1 можно сказать, что такой режим работы трансформаторов допустим и не требуется проводить тепловой расчет.

Для ПС НПС-26 выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «четырёхугольник», которая применяется на напряжении 110-750 кВ для двухтрансформаторных ПС, питаемых по 2-м ВЛ, при необходимости секционирования транзитной ВЛ. В этой схеме каждое присоединение коммутируется двумя выключателями. В то же время эта схема является очень экономичной. Такая схема позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов (7).

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение НПС-26 к сети, будут выполнены проводом марки ACCR 297-T16 Ostrich производства

компании ЗМ™, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

Провод ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) – высокотемпературный алюминиевый композитный усиленный провод для высоковольтных воздушных линий электропередачи, который позволяет передавать до трех раз больше мощности по сравнению с общеприменимым сталеалюминиевым проводом такого же сечения при соблюдении всех требований и ограничений по безопасности. Провод ACCR относится к классу высокотемпературных проводов с малым провесом (HTLS – High Temperature Low Sag), и главным его назначением является значительное увеличение пропускной способности линий без замены или значительной реконструкции существующей инфраструктуры. Композитный провод ACCR является неизолированным витым многожильным проводом, который состоит из сердечника и внешних токоведущих жил.

Внешние токоведущие жилы провода ACCR выполнены из температуроустойчивого сплава алюминий-цирконий (Al-Zr). Сплав Al-Zr имеет прочность, аналогичную стандартному алюминию, но за счет лигирования цирконием, сохраняет эту прочность при более высокой температуре. Обычный алюминий допускается использовать в длительных режимах при температуре до 70 °С согласно ПУЭ и, как показали многочисленные исследования, до 90 °С без ущерба прочности. При температуре 120-150 °С алюминий «отжигается» и необратимо теряет прочность. Это очень важно, поскольку отожженный алюминий внешнего повива провода АС не способен далее нести механическую нагрузку, в игре остается только стальной сердечник, а при определенных внешних условиях, например -40 °С и ниже – может и вовсе разрушиться. Сплав Al-Zr провода ACCR сохраняет свои свойства вплоть до 210 °С в длительном режиме работы, при этом допускаются кратковременные пиковые нагрузки до 240 °С.

Композитный сердечник образуют несколько проволок диаметром от 1,9 мм до 2,9 мм. Каждая проволока представляет собой алюминий высокой

чистоты, в который внедрены более 25 тысяч микрометровых в диаметре и непрерывных по всей длине продольных волокон оксида алюминия (Al_2O_3). Таким образом, каждая проволока сердечника представляет собой матрицу. Этим сердечником обеспечиваются уникальность, прочность и надежность композитного провода ACCR. Внешне композитный сердечник выглядит подобно стандартному алюминиевому проводу, но его физические и механические свойства сильно отличаются как от алюминиевого, так и от стального аналогов:

- прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;
- масса композитного сердечника в 2 раза меньше стального и всего на % больше массы чистого алюминия;
- коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше алюминиевого и в 2 раза меньше стального;
- жесткость – в 3 раза выше алюминиевого сердечника.

Производство сердечника провода технологически сложный процесс. Проволоки сердечника изготавливаются из технического алюминия на заводе компании 3М в г. Сент Пол (St.Paul), США. Сечение проволок и их количество в сердечнике влияют на цену и механические характеристики конечного продукта, поэтому подбор оптимального провода для реконструкции является наиболее сложной задачей. Каждый провод изготавливается непосредственно под строительные длины проектируемой линии электропередачи из стандартизованных проволок сердечника и внешнего повива. Для оптимизации производства композитный провод 3М ACCR производится на нескольких предприятиях. После производства проволок сердечника из отдельных проволок скручивается сердечник будущего провода. После чего из стандартных проволок Al Zr навиваются проволоки внешнего повива и получается провод ACCR.

Для наглядности проведем сравнительный анализ проводов ACCR 297-T16 и AC-240/32 в виде таблицы, приведенной ниже.

Характеристика	АС-240/32	А
Сечение по алюминию, мм ²		
Диаметр провода, мм		
Вес, кг/км		
Активное сопротивление при 20 °С, Ом/км		
Длительно допустимый ток нагрузки, А		

Как видно из таблицы, имея меньшие размеры, провод ACCR 297-T16 обладает почти в 2 раза меньшей массой и в 1,5 раза большим длительно допустимым током нагрузки, что говорит о большей пропускной способности данного провода.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН проектируемой ПС НПС-26. Расчёт приведён в приложении Г. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на РУ 220 кВ.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны элегазовые, вакуумные и т.д.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

U

a

п где $U_{\text{ап.уст.}}$ – номинальное напряжение аппарата;

· $U_{\text{уст.ном.}}$ – номинальное напряжение установки.

У При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие [10]:

с

т I

≤ p

Д а

У б

$I_{\text{раб.мак}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

т а

В

К

. Г

$t_{тер}$ – время протекания тока термической стойкости.

Ф Выключатель проверяется на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$I_{тер}$ – ток термической стойкости выключателя;

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right)$$

Г

~~Ф~~
H

ϵ содержание апериодической составляющей.

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{\epsilon}{100}\right) = 103,945 \text{ кА.}$$

e

$i_{откл.ном}$ Расчётное значение апериодической составляющей определяется по номинальному току отключения выключателя; формуле [10].

t

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot e^{\frac{-0,01}{T_a}}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,75 \cdot e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 4,812 \text{ кА}$$

e

У

с Проверка на электродинамическую стойкость осуществляется согласно условию:

о

в

и

Ф Г

д Подробный расчет приведен в приложении Г. После проверки выключателей по всем условиям видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям.

$i_{дин.стой}$ – ток электродинамической стойкости выключателя.

д

в

Результаты по выбору сведены в таблицы 22 и 23.

Таблица 22 – Выбор выключателей на стороне 220 кВ ПС НПС-26

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
66 А	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{п0} = 4,75 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{п0}$
$i_{уд} = 11,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$\text{кА}^2\text{с}$	$\text{кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 4,812 \text{ кА}$	$i_{аном} = 103,945 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной группы автотрансформаторов 500 кВ ПС Амурская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Д и в таблицах 24-27.

Таблица 24 – Токовая нагрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I
Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
Ключевая – Светлая			
Зейская ГЭС 220 – Магдагачи			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 1 с.			
Светлая – Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 2 с.			
Светлая – Энергия 2 с.			
отп. Хвойная – Завитая			

Таблица 25 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	
	Амурская 10			
	Бурейская ГЭС 35			

Таблица 26 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Iдоп_расч, А	I
Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
Ключевая – Светлая			
Зейская ГЭС 220 – Магдагачи			
Светлая – Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 2 с.			
Светлая – Энергия 2 с.			
отп. Хвойная – Завитая			
отп. Хвойная – Короли-тяга			

Таблица 27 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	
	Амурская 10			
	Бурейская ГЭС 35			

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 25 и 27 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 24 и 26 представлены оптимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 30 % и являются недогруженными.

Вариант развития электрической сети при подключении НПС-26 к РУ 220 кВ ПС Амурская

Подключение ПС 220 кВ НПС-26 к РУ 220 кВ ПС Амурская предусмотрено двумя ВЛ протяженностью 60 км.

Исходя из установленной электрической мощности нагрузки на ПС НПС-26 предусмотрена установка двух трансформаторов марки ТДН-25000/220/10, поскольку в каталогах заводов-изготовителей нет трансформаторов на напряжение 220 кВ с меньшей номинальной мощностью. В нормальном режиме, когда оба трансформатора будут находиться в работе, их коэффициент загрузки составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{17,55}{2 \cdot 25} = 0,35$$

В случае, если один из трансформаторов будет отключен (плановый ремонт, повреждение и т.д.), коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора составит:

$$K_3^{н.р.} = \frac{17,55}{25} = 0,7.$$

Поскольку в таком случае коэффициент загрузки не превышает 1 можно сказать, что такой режим работы трансформаторов допустим и не требуется проводить тепловой расчет.

Для ПС НПС-26 выбираем следующие типовые схему РУ:

Схема РУ ВН (220 кВ): «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» (4Н) – применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных ПС, питаемых по двум ЛЭП. Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

Схема РУ НН (10 кВ): «одна рабочая секционированная выключателем система шин» (9).

Проектируемые ЛЭП, обеспечивающие подключение НПС-26, будут выполнены инновационным проводом марки АССР 297-T16 Ostrich производства компании ЗМ™, который будет выступать в качестве инновационного оборудования.

Для данного варианта развития был проведён расчёт токов короткого замыкания на шинах ВН и НН проектируемой ПС НПС-26. Подробный расчёт приведён в приложении Е. По данным расчёта были выбраны выключатели присоединений на РУ 220 кВ.

Результаты по выбору сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор выключателей на стороне 220 кВ ПС НПС-26

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_c = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_c$
$I_{раб}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{раб}$
$I_{н0} = 7,74 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} > I_{н0}$
$i_{уд} = 19,48 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{дин} > i_{уд}$
$B_{к.расч}$ $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном}$ $\text{кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} > B_{к.расч}$
$i_a = 7,84 \text{ кА}$	$i_{аном} = 103,945 \text{ кА}$	$i_{аном} > i_a$

После проверки выключателей по всем условиям видно, что выбранные выключатели удовлетворяют всем требованиям. Принимаем к установке выключатели ВЭБ-220-50/2500 УХЛ1 на РУ 220 кВ ПС НПС-26.

Для данного варианта развития произведен расчёт нормального и послеаварийного режимов. В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим при отключении одной группы автотрансформаторов 500 кВ ПС Амурская, поскольку она является одним из наиболее нагруженных элементов сети. Результаты расчета режимов для данного варианта подключения представлены в приложении Ж и таблицах 29-32.

Таблица 29 – Отклонение напряжения в нормальном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	
	Зейская ГЭС 35			
	Бурейская ГЭС 35			

Таблица 30 – Отклонение напряжения в послеаварийном режиме

Номер	Название	U_ном, кВ	U, кВ	
	Зейская ГЭС 35			
	Бурейская ГЭС 35			

Таблица 31 – Токовая загрузка ЛЭП в нормальном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	
Бурейская ГЭС 220 - Завитая			
Бурейская ГЭС 220 - Завитая			
Ключевая - Светлая			
Зейская ГЭС 220 - Магдагачи			
Зейская ГЭС 220 - Энергия 1 с.			
Светлая - Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 - Энергия 2 с.			
Светлая - Энергия 2 с.			
отп. Хвойная - Завитая			

Таблица 32 – Токовая загрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

Название	I max, А	Идоп_расч, А	

Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
Бурейская ГЭС 220 – Завитая			
Ключевая – Светлая			
Зейская ГЭС 220 – Магдагачи			
Светлая – Энергия 1 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 1 с.			
Светлая – Энергия 2 с.			
Зейская ГЭС 220 – Энергия 2 с.			
отп. Хвойная – Завитая			
отп. Хвойная – Короли-тяга			

Как можно видеть из результатов расчета режимов, уровни напряжения в сети и токовая нагрузка ЛЭП находятся в допустимых пределах благодаря наличию замкнутых контуров со сложными связями, обеспечивающих резервирование. В таблицах 29 и 30 представлены узлы, отклонение которых превышает 5 % от номинального значения. В таблицах 31 и 32 представлены оптимально загруженные ЛЭП. Остальные ЛЭП, не перечисленные в таблицах, имеют коэффициент загрузки менее 30% и являются недогруженными.

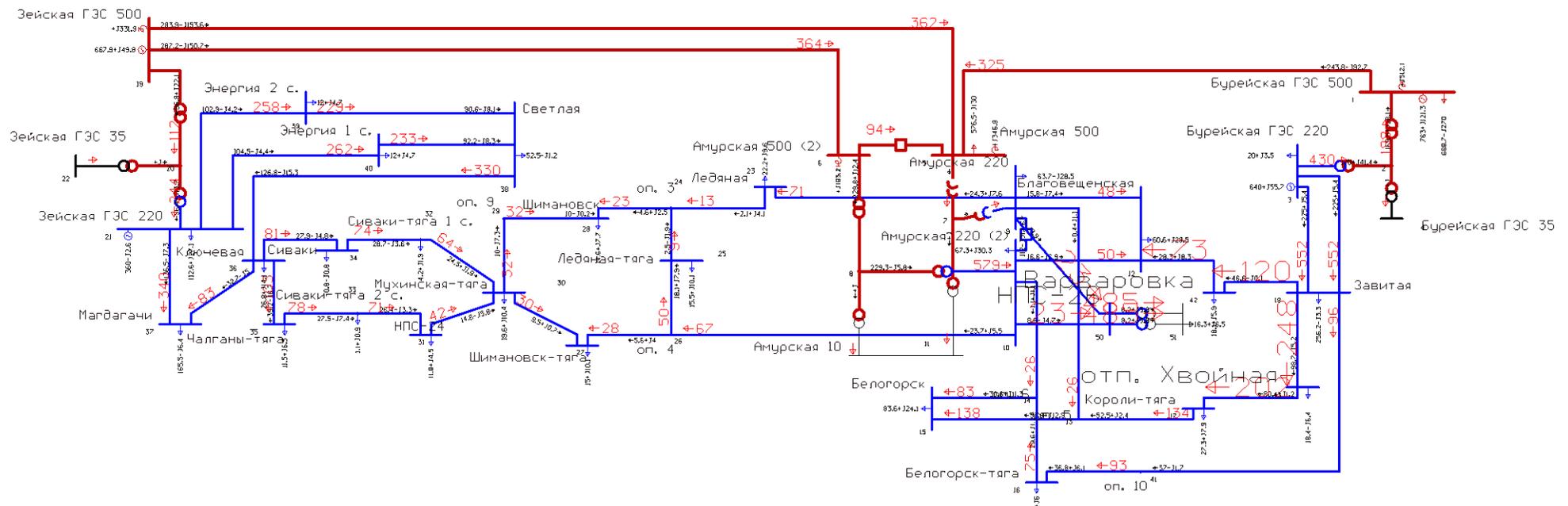


Рисунок 9 – Послеаварийный режим при подключении к РУ 220 кВ ПС Амурская

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СЕТИ

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

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.

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) отдельные ячейки выключателей;
- 2) трансформаторы (АТ);
- 3) компенсирующие и регулирующие устройства;
- 4) постоянная часть затрат;
- 5) ПА;

б) 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

з
а) 2,0 % – временные здания и сооружения;

б) 9,0 % – прочие работы и затраты;

в) 12,0 % – содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль;

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

т

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

п

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

п $K_{инф}$ – 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;

$K_{ПА}$ – стоимость противоаварийной автоматики (для ПС 220 кВ и выше);

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \cdot K_{ВЛ*} \cdot K_{инф}$$

г

д l – длина трассы;

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

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции $K_{инф}$ (таблица 4.9), что цены взяты за 2000 год.

Расчёт капиталовложений для варианта №1 приведён в приложении Ж, для варианта №2 в приложении З. Результаты расчета капиталовложений для варианта №1 сведены в таблицу 33, для варианта №2 представлены в таблице 34.

Таблица 33 – Капиталовложения для варианта №1

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	
Трансформаторы	
Ячейки выключателей	
Постоянная часть затрат	
Противоаварийная автоматика	

Таблица 34 – Капиталовложения для варианта №2

Элементы сети	<i>K</i> , тыс.руб
Воздушные линии	
Трансформаторы	
Ячейки выключателей	
Постоянная часть затрат	
Противоаварийная автоматика	

Суммарные капиталовложения для вариантов развития сети:

- вариант №1: $K_{\text{общ}} = 1077952$ тыс.руб;
- вариант №2: $K_{\text{общ}} = 2900928$ тыс.руб.

Расчет эксплуатационных издержек

Задачей данного раздела является определение эксплуатационных издержек.

Издержки находят по формуле:

где I_{AM} – амортизационные отчисления на реновацию;

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

$I_{ΔW}$ – затраты на потери электроэнергии.

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}$$

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

ВЛ и ПС ($\alpha_{тэоВЛ} = 0,8 \%$; $\alpha_{тэоПС} = 4,9 \%$).

Издержки на потери электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}$$

Г

Д $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, принята 1,2 тыс.руб/МВт·ч.

ΔW Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и – потери электроэнергии, МВт·ч; включают в себя потери в ВЛЭП, трансформаторах и компенсирующих устройствах. В данном расчёте потери в сети определялись расчётом соответствующего режима в ПК RastrWin.

Амортизационные отчисления на реновацию:

$$I_{AM} = K \cdot a_p$$

где K – капиталовложение в соответствующие оборудование;

Е Расчёт эксплуатационных издержек варианта №1 приведён в приложении
 М
 Ж, а для варианта №2 в приложении 3. Результаты расчета представлены в
 Б
 таблице 35.

Таблица 35 – Издержки

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

и
 а
 т

№2				
----	--	--	--	--

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:

где u_0 – средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт·ч;

P_n – мощность нагрузки потребителя, кВт;

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

$u_{вн}$ – удельная величина ущерба внезапности при полном отключении, у.е./кВт;

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

Мощность технологической брони определяется:

$$P_{техн.бр} = P_n \cdot \sigma_{техн.бр},$$

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

Величина полного ущерба при отключении электроснабжения за год:

$$Y = y \cdot T_{cp} \cdot c,$$

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

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

Подробный расчёт величины ущерба для варианта №1 приведён в приложении Ж, для варианта №2 в приложении З. Результаты расчета для вариантов №1 и №2 представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет величины ущерба для вариантов №1 и №2

Вариант	у, кВт/ч	T_{cp} , ч	У, тыс.руб
№1			
№2			

Оценка экономической эффективности проекта

В задачи данного раздела входит сравнение предлагаемых вариантов по экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности варианта №1

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

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{Pt} = W_t \cdot T$$

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

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

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

где P_H – активная мощность нагрузки потребителя, МВт;

T_{max} – время использования максимума нагрузки в год, принято равным 6200 ч.

Прибыль от реализации продукции определится:

$$П_{6t} = O_{Pt} - I_t - K_t - Y_t, \quad (26)$$

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:

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

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

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

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

Г

д T_p – расчетный период, принимаем равным 20 лет;

е t – год, к которому приводятся платежи.

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.

Расчет произведен с помощью программы Microsoft Office Excel 2013.

Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 10 и 11.

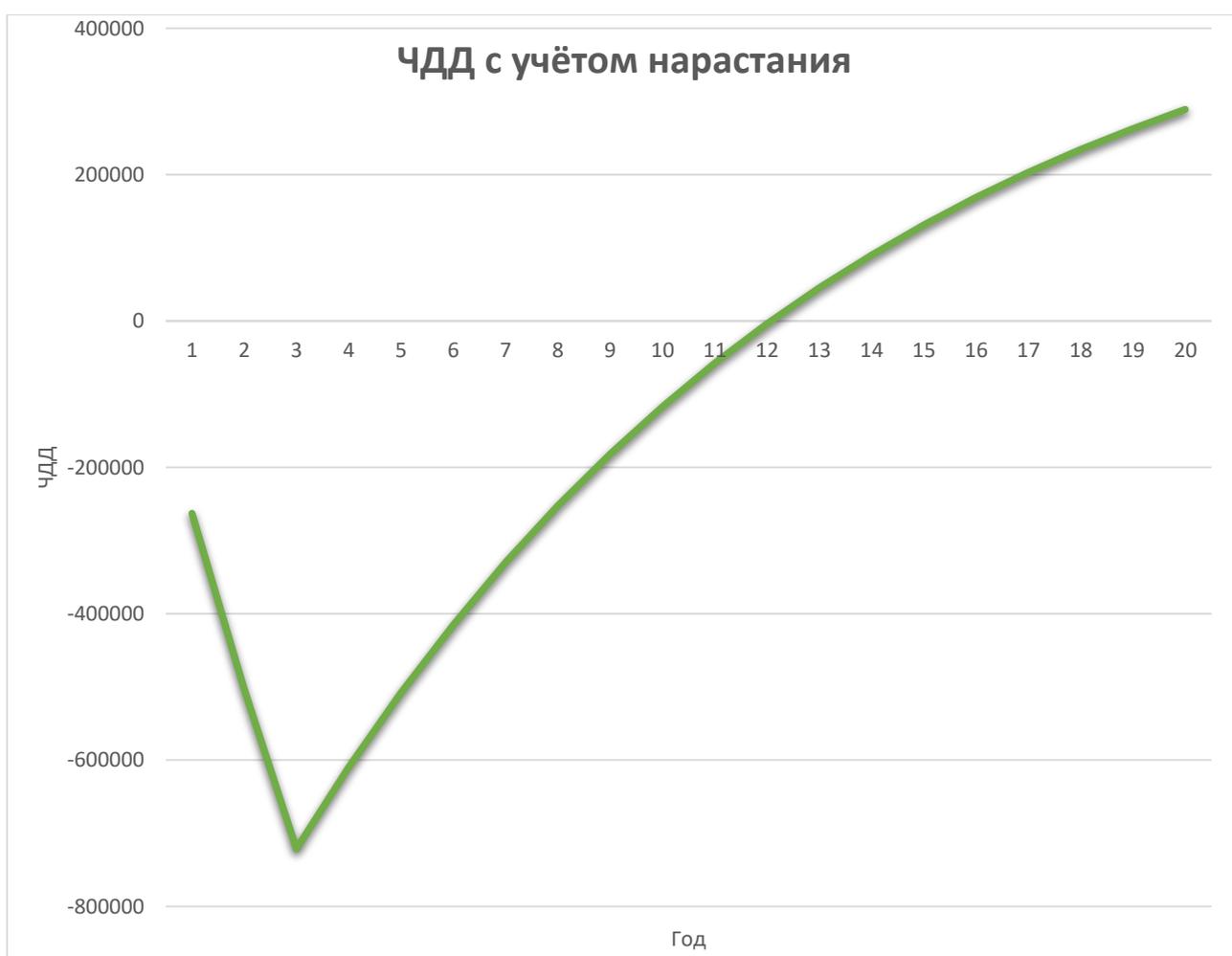


Рисунок 10 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
К(тыс.руб.)	-359317.333	-359317.333	-359317.3333	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
И(тыс.руб.)	0	0	0	-100036.8	-100036.8	-100036.8	-100036.8	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	-100037	
Рср(МВт)	0	0	0	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	
ОРт(тыс.руб)	0	0	0	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	
У(тыс.руб)	0	0	0	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	-2788	
Пбт(тыс.руб)	-359317.333	-359317.333	-359317.3333	200355.16	200355.2	200355.16	200355.16	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	200355.2	
Пчт(тыс.руб)	-287453.867	-287453.867	-287453.8667	160284.13	160284.1	160284.13	160284.13	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	160284.1	
Коэффициент ЧДД	0.913242009	0.834010967	0.761653851	0.6955743	0.635228	0.5801166	0.5297868	0.483824	0.441848	0.403514	0.368506	0.336535	0.307338	0.280674	0.256323	0.234085	0.213777	0.19523	0.178292	0.162824	
ЧДД	-262514.947	-239739.677	-218940.3446	111489.52	101816.9	92983.484	84916.423	77549.25	70821.23	64676.92	59065.68	53941.26	49261.43	44987.6	41084.57	37520.15	34264.98	31292.22	28577.37	26098.06	289152.092
Итого	-262514.947	-502254.624	-721194.9687	-609705.4	-507888.5	-414905	-329988.6	-252439	-181618	-116941	-57875.6	-3934.29	45327.14	90314.74	131399.3	168919.5	203184.4	234476.7	263054	289152.1	-2535432.9

Рисунок 11 – Результаты расчёта ЧДД

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

Е

М

где K – суммарные капитальные вложения;

В

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

D

I_t – общие годовые издержки без учёта затрат на амортизацию;

E

H_t - налог на прибыль.

Ч

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации

(4 год):

а

t

$$R_t = \frac{303180 - 100036,8 - 0,2 \cdot 200355,16}{1077952} = 0,151$$

i

о

«Простым» сроком окупаемости называется продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. Начальный момент в нашем случае – начало строительства сетевого объекта. Моментом окупаемости

D

S

называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧД становится и в дальнейшем остается положительным.

М

T

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.

Данный вариант развития сети является эффективным т.к. окупается в начале пятого года, т.е. на втором году эксплуатации, а также рентабельность проекта составляет 15,1 %. Простой срок окупаемости составил 4 года, дисконтированный срок окупаемости составил 13 лет.

Внутренней нормой доходности называют такое положительное число E_B (норматив дисконтирования), при котором при норме дисконта $E_B = E_{н.д.}$ ЧДД проекта обращается в 0, при всех больших E_B ЧДД – отрицателен [1]. ЧДД становится отрицательным.

Значение внутренней нормы доходности больше чем норма дисконта $0,145 > 0,095$, это означает, что проект эффективен.

3.4.2 Оценка экономической эффективности варианта №2

Расчёт экономической эффективности варианта №2 аналогичен предыдущему варианту. Результаты расчёта ЧДД представлены на рисунках 12 и 13.

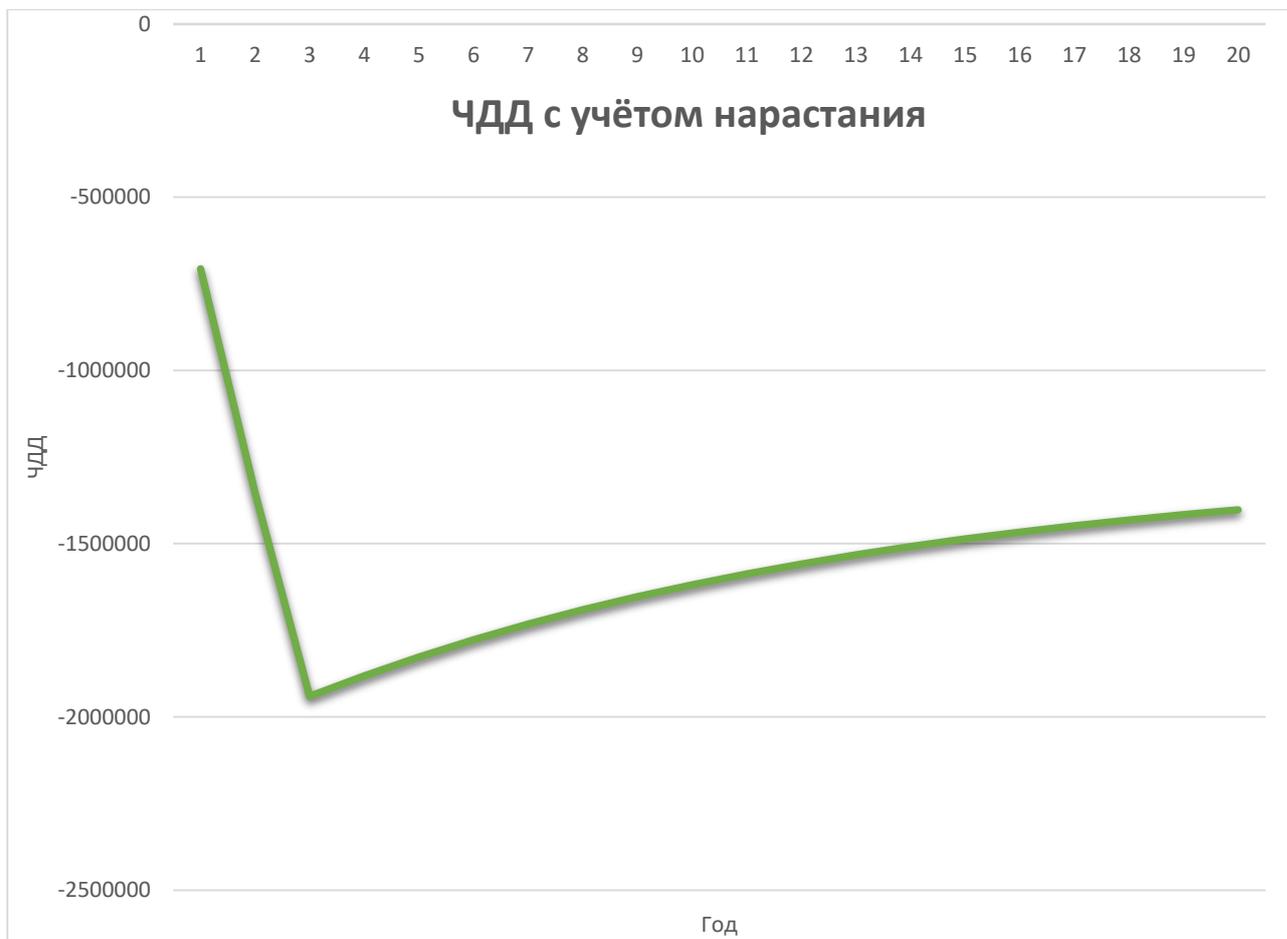


Рисунок 12 – График ЧДД

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
К(тыс.руб.)	-966976	-966976	-966976	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
И(тыс.руб.)	0	0	0	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	-194322	
Рср(МВт)	0	0	0	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	
ОРт(тыс.руб)	0	0	0	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	303180	
У(тыс.руб)	0	0	0	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	-2105	
Пбт(тыс.руб)	-966976	-966976	-966976	106752.98	106753	106752.98	106752.98	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	106753	
Пчт(тыс.руб)	-773580.8	-773580.8	-773580.8	85402.381	85402.38	85402.381	85402.381	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	85402.38	
Коэффициент ЧДД	0.913242009	0.834010967	0.761653851	0.69555743	0.635228	0.5801166	0.5297868	0.483824	0.441848	0.403514	0.368506	0.336535	0.307338	0.280674	0.256323	0.234085	0.213777	0.19523	0.178292	0.162824	
ЧДД	-706466.484	-645174.871	-589200.7957	59403.701	54249.95	49543.338	45245.057	41319.69	37734.87	34461.07	31471.3	28740.91	26247.41	23970.24	21890.63	19991.44	18257.02	16673.08	15226.56	13905.53	-1402510.4
Итого	-706466.484	-1351641.36	-1940842.151	-1881438	-1827188	-1777645	-1732400	-1691080	-1653346	-1618884	-1587413	-1558672	-1532425	-1508455	-1486564	-1466573	-1448316	-1431642	-1416416	-1402510	-31019918

Рисунок 13 – Результаты расчёта ЧДД

Рентабельность в год после выхода на режим нормальной эксплуатации:

$$R_t = \frac{303180 - 194322 - 0,2 \cdot 106753}{2900928} = 0,03$$

Данный вариант развития сети является неэффективным, т.к. рентабельность проекта составляет всего 3 %, и, как видно из графика ЧДД, данный вариант не окупается за рассматриваемый период (20 лет).

Сведем результаты оценки экономической эффективности обоих вариантов в сравнительную таблицу, представленную ниже.

Таблица 42 – Сравнение экономической эффективности вариантов

Вариант	Дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД	Рентабельность, %
№1			
№2	-	-	

При сравнении результатов расчётов экономической эффективности двух вариантов развития электрической сети при подключении НПС-26 можно сделать вывод о том, что вариант подключения объектов к ВЛ 220 кВ Амурская – Короли-тяга является более экономически выгодным.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЧРП НА НАСОСНОМ ОБОРУДОВАНИИ И ОСНОВАНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НОВОЙ МЕТОДИКИ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧРП

Проблемы обоснования применения ЧРП на нефтепроводах

Последнее время в ПАО «Транснефть» все чаще рассматривается возможность применения частотно-регулируемых электроприводов нефтеперекачивающих станциях.

Оптимизация работы МН с помощью применения ЧРП обеспечивает:

- устранение появления гидравлических ударов и сокращение за этот счет аварийных разрывов трубопровода;
- понижение расхода электроэнергии за счет использования ЧРП вместо регулятора давления (для участков с дросселированием);
- рост надежности работы механических элементов (по критерию повышения индекса надежности изготовления насоса);
- рост срока службы ЭД, насоса (отсутствие прямых пусков ЭД).

Главным преимуществом частотного регулирования магистральных насосов являются экономичность и плавность регулирования режимов работы. Дополнительными положительными факторами являются: снижение количества включений – отключений магистральных насосов и плавный выход на нормальный режим перекачки, что приводит к снижению волн давления в трубопроводах как при переходе от одного технологического режима к другому, так и в условиях нестабильности технологических режимов. В результате это увеличивает долговечность магистрального нефтепровода; значительно снижает возможность порывов трубопроводов и загрязнения внешней среды нефтепродуктами; позволяет без толчков сбавлять давление на выходах промежуточных нефтеперекачивающих станциях до минимального давления, установленных режимами работы нефтепровода; позволяет исключить

дросселирование и частично отказаться от применения на нефтеперекачивающих станциях сменных роторов.

Для привода магистральных насосов в основном используют нерегулируемые синхронные двигатели номиналом до 8000 кВт, с пусковыми токами порядка несколько тысяч ампер. Использование ЧРП приводит к уменьшению пусковых токов и повышению срока службы электродвигателей насосов при плавном пуске. Кроме того, применение ЧРП создает возможность реализации эффективных интеллектуальных систем управления технологическим режимом перекачки.

Стоит заметить, что несмотря на положительные качества, внедрение ЧРП на перекачивающих станциях происходит спорно. Один из основных поводов затруднительного внедрения частотно-регулируемого электропривода является высокая стоимость преобразователей частоты, а также отсутствие группы настоящих критериев и методики оценки реальной эффективности частотно-регулируемого электропривода на эксплуатируемых нефтепроводах.

Главной задачей применения ЧРП на нефтеперекачивающих станциях всегда рассматривалось снижение затрат электроэнергии на перекачку. Но проведенные в последние годы исследования показали, что часто установка ЧРП либо не позволяет экономить электроэнергию при перекачке, либо уменьшение потребления электроэнергии настолько низко, что срок окупаемости ЧРП может быть несколько десятков лет и установка их становится экономически не выгодной.

Результат от использования ЧРП должен быть сильнее, чем принято сейчас считать, в связи с присутствием серьезного превышения фактической цикличности из-за большой неравномерности работы нефтепровода при выполнении плановых и аварийных остановок МН, смены графиков приема и поставки нефти в системе МН, смены маршрутов поставки нефти потребителям. Кроме того, уменьшение цикличности работы МН при использовании ЧРП приведет к уменьшению скорости роста дефектов на

линейной части МН, и как следствие, к росту надежности эксплуатации МН и дополнительному результату от снижения эксплуатационных затрат.

Поэтому актуальной задачей является анализ остальных критериев оценки эффективности применения ЧРП на нефтеперекачивающей станции с учетом эксплуатационных факторов.

5 УЧЕТ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧРП НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Особенности эксплуатации нефтепроводов с ЧРП

Большая стоимость ЧРП (20 – 165 млн. руб.) не дает возможность повсеместному применению такого привода без полного анализа его эффективности.

На сегодняшний день доказано, что использование ЧРП на НПС снижает не только расход электроэнергии на перекачку, но и количество пусков и остановок насосных агрегатов, а также понизить скачки внутреннего давления в трубопроводе при переходе от одного режима перекачки к другому, что увеличивает надежность трубопровода и снижает расходы на эксплуатацию.

На данный момент регулирование режима перекачки нефтепродуктов по магистральным трубопроводам выполняется путем подбора комбинации числа включенных НА. При этом редко удается обеспечить плановый суточный объем перекачки при фиксированном числе включенных НА. В таком случае применяется перекачка со сменой режимов, при которой нефтепровод циклично работает с разным количеством насосов. Минусом такого способа перекачки является необходимость выполнять большое число пусков ЭД и большое количество включений/отключений НА. При этом металл труб МН работает в условиях циклического изменения давления внутри трубопровода. Циклическое изменение давления приводит к повышению возможности развития дефектов в нефтепроводе, что снижает ресурс трубы и является причиной сокращения межремонтного периода. Особенно сказывается циклическое нагружение на нефтепроводах, эксплуатируемых более 20 лет, что связано с ухудшением их технического состояния. Установка ЧРП позволяет либо избавиться от циклической перекачки, либо уменьшить перепады давления до величин, при которых они могут не оказывать влияние на предел усталости.

Эти особенности указывают на необходимость учета факторов, повышающих надежность трубопровода при использовании ЧРП, для объективного определения эффективности его применения. Поэтому дальнейшим предметом исследования явился анализ и формализация учета изменения межремонтных интервалов и уменьшения затрат на ремонт ЭД и НА по причине уменьшения количества пусков при использовании ЧРП, а также повышение межремонтного интервала трубопровода и уменьшение затрат на ремонт неисправностей нефтепровода вследствие применения ЧРП.

Актуальной задачей в ходе анализа методов объективного обоснования применения ЧРП являлась оценка критериев эффективности использования ЧРП на нефтепроводах в Амурской области, основанных на влиянии снижения цикличности нагружения. Это позволило применять методику обоснования применения ЧРП, которая учитывает, как экономию электроэнергии, так и критерии увеличения надежности ЭД, НА и нефтепровода, вызванной уменьшением числа пусков МНА и цикличности нагружения металла трубопровода.

Оценка экономической эффективности применения ЧРП включает:

- анализ снижения затрат на электроэнергию при перекачке;
- анализ повышения межремонтных интервалов в следствии уменьшения числа пусков при применении ЧРП;
- оценка повышения межремонтного интервала нефтепровода вследствие применения ЧРП и снижения затрат на ремонт дефектов трубопровода.

Допущения. Чтобы снизить давление необходимо уменьшить скорость вращения МН НПС у которых на выходе используется регулирование давления. Поэтому расход электроэнергии и режим работы изменится только на НПС с ЧРП. На других НПС потребление электроэнергии не изменится

При переходе с режима цикличной перекачки на режим с ЧРП производительность МН, частота вращения НА и давление на входах и выходах

НПС выбираются по результатам технологического расчета. Один или несколько НА будут работать с частотой вращения ниже минимальной.

Любое включение НА или технологическое переключение на участке ЛЧ МН, которое вызывает увеличение внутреннего давления на выходе НПС свыше 0,2 МПа считается одним циклом нагружения.

Разность между давлением до включения насосного агрегата (технологического переключения) НПС и давлением после его включения (технологического переключения), математически округленная до значения кратного 0,2 МПа называется – перепадом внутреннего давления на выходе НПС. Годовая цикличность, считается как сумма включений насосных агрегатов участка ЛЧ МТ за год для каждого значения перепада внутреннего давления на выходе НПС.

Годовая цикличность нагружения участка ЛЧ МТ приводится к эквивалентному нагружению с шагом 2,0 МПа. В формуле () определена годовая цикличность нагружения участка ЛЧ МТ $N_{прив}$.

N

п

где N_i – число включений насосных агрегатов (технологических переключений) с перепадом внутреннего давления на выходе НПС, равным P_i ;

ΔP_i – перепад внутреннего давления на выходе НПС, МПа.

Сбор информации о годовой цикличности нагружения участка ЛЧ МТ осуществляется в режиме реального времени посредством применения автоматических систем управления и контроля.

Оценка снижения затрат на ремонт электродвигателей вследствие снижения числа пусков и изменения межремонтных интервалов

К скорейшему износу как механических, так и электрических частей электродвигателя вследствие динамических нагрузок при пуске и больших пусковых токов соответственно приводят многочисленные включения ЭД в режимах циклической перекачки. К повышенному износу изоляции приводит

перегрев статора при включении ЭД в режимах циклической перекачки что приводит к сокращению срока службы как изоляции так и ЭД. Вследствие понижается интервал между проведением текущих ремонтов ЭД и долговечность ЭД.

Периодичность работ по текущему ремонту синхронных ЭД МНА определяется в соответствии с РД-29.020.00-КТН-027-17 и составляет 5000-ч. работы ЭД или 60 включений ЭД. Таким образом один пуска равен 83,3-100 ч наработки ЭД.

Согласно РД-29.160.30-КТН-267-10 один пуск приравнивается к 200 ч наработки, следовательно межремонтный интервал сокращается на 200 ч

При проведении расчета в данной работе определено, что каждое включение снижает ресурс ЭД на 100ч. Тогда при уменьшении количества включений за один год на количество с использованием ЧРП остаточный ресурс вырастет на значение.

При включении ЭД происходит повышенный износ изоляции обмотки статора в следствии высокого нагрева. Т.к. после успешного включения ЭД температура снижается до нормальной не скачкообразно, а постепенно то износ изоляции происходит и в период охлаждения изоляции

В случае использования ЧРП износ изоляции обмотки статора ЭД уменьшается на

$$\Delta$$
$$=$$

где T – увеличение износа изоляции за цикл пуска по сравнению с износом при номинальном токе.

При этом интервал между капитальными ремонтами вследствие снижения

ч

и

с

л

а

Вводимый коэффициент увеличения межремонтного интервала $K_{тр}$ (в относительных единицах) электродвигателя определяет снижение затрат на проведение текущего ремонта ЭД

$$K_{тр} = \frac{t}{p}$$

где t – межремонтный период электродвигателя, ч, принимаемый согласно формулы (1); p – фактический срок службы электродвигателя вследствие прямых пусков. В предположении, что межремонтный интервал вырос, среднегодовые затраты на проведение текущих ремонтов ЭД снижаются на

$$\frac{t}{p}$$

Аналогично введем коэффициент увеличения интервала между капитальными ремонтами ЭД (в относительных единицах) за год.

где $Z_{КРi}$ – затраты на капитальный ремонт i -го электродвигателя, тыс. руб. приведенные к одному году, снижаются на

$$\frac{P}{Z}$$

где $Z_{КРi}$ – затраты на ремонт обмотки i -го электродвигателя во время капитального ремонта, тыс. руб.

Результаты расчетов по (1) и (2) суммируются для всех электродвигателей технологического участка, на которых используется ЧРП (рис. 1).

$$\frac{P}{Z}$$

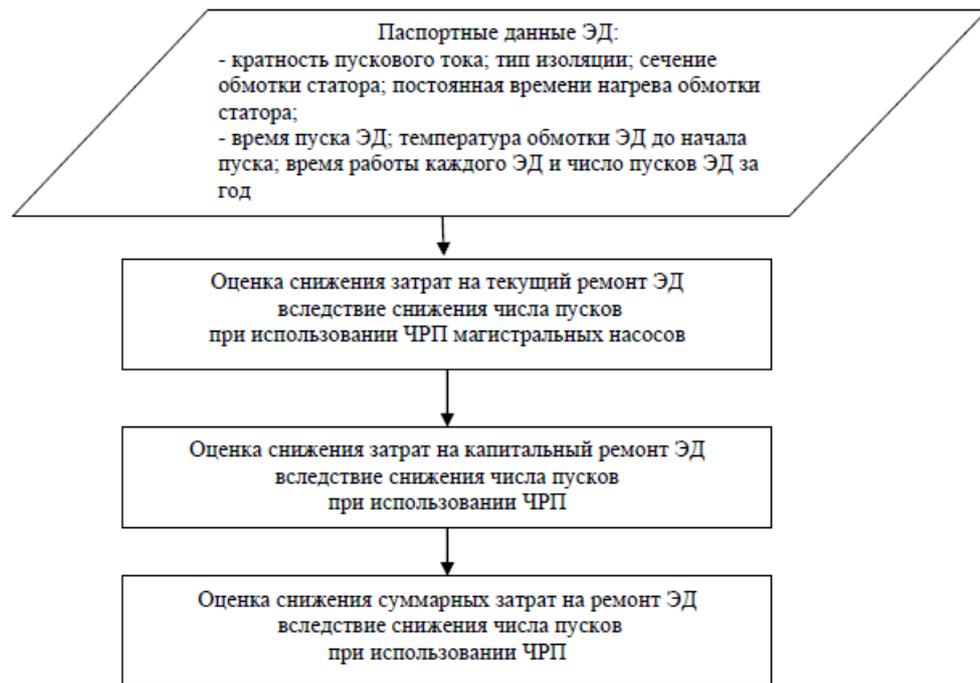


Рисунок 14 – Алгоритм последовательности проведения оценки изменения межремонтных интервалов, сроков службы и снижения затрат на ремонт ЭД

Результатами расчетов являются снижение затрат на текущий ремонт и снижение затрат на ремонт обмотки статора.

Анализ увеличения межремонтного интервала трубопровода с применением ЧРП и снижения затрат на ремонт дефектов трубопровода

При использовании ЧРП исключается циклическая перекачки нефтепродуктов, что влечет за собой снижение перепадов давления в трубопроводе, следовательно, уменьшается динамика развития дефектов внутри трубопровода

Рассмотрим последовательность анализа повышения межремонтного периода при применении ЧРП на нефтепроводе и анализа снижения затрат на ремонт трубопровода.

В соответствии с [19] для каждой трубы участка трубопровода расчёт предельного срока безопасной эксплуатации T_A , год, проводится по формуле

=
.
.

где N_{\min} – количество циклов развития трещины от ее начального состояния;

- прогнозируемая годовая цикличность нагружения участка МН;
- коэффициент запаса прочности по долговечности (принимается равным 10);
- коэффициент пересчета долговечности, определяемый для каждой трубы в зависимости от отношения перепадов давлений при стендовых испытаниях труб и при прогнозируемой годовой цикличности нагружения и от соответствия проектной и требуемой по [20] категорией участка.

В соответствии с [19] для действующего МНА, эксплуатируемого без ЧРП, прогнозируемая годовая цикличность определяется как наибольшее значение приведенной цикличности нагружения за последние 3 года работы на всем участке между соседними резервуарными парками.

Срок безопасной эксплуатации – период работы трубопровода, в течение которого гарантируется его безотказная работа при разрешенном (допустимом) рабочем давлении, нормативных внутренних и внешних воздействиях и устранении дефектов, выявленных по результатам технического диагностирования.

Если трубопровод эксплуатируется *без использования ЧРП*, то срок безопасной эксплуатации определяется по формуле (выше), где вместо прогнозируемого значения цикличности нагружения подставляется фактическое значение цикличности нагружения N_{Φ} при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП, принимаемое по исходным данным и/или определяемое по сведениям о СРР.

Обозначим срок безопасной эксплуатации для этого случая через $T_{А.Ф.}$. При этом формула (выше) принимает вид

T

A

.

Ф

=

.

где N_{Φ} – фактическое значение цикличности нагружения участка МН при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП, принимаемое по исходным данным и/или определяемое по сведениям о СРР.

Если трубопровод эксплуатируется с использованием ЧРП, то в качестве прогнозируемой годовой цикличности нагружения участка МН N_g должна быть принята фактическая цикличность нагружения $N_{\text{ЧРП}}$, определенная по методике для работы МН с использованием ЧРП. В соответствии с фактической цикличностью нагружения принимается равной приведенной годовой цикличности нагружения за соответствующий период.

Обозначим срок безопасной эксплуатации для этого случая через $T_{\text{А.ЧРП}}$.

Тогда формула (37) принимает вид

Т

А

. Г

Д

В формулах (38) и (39) N_{min} – это количество циклов развития трещины от первоначальной цикличности нагружения до предельной. По формулам (38) и (39) это значение N_{min} одинаково. Одинаковые значения в этих формулах имеют также коэффициенты k и n .

При одинаковых значениях N_{min} , k и n из формул (38) и (39) следует, что срок безопасной эксплуатации (остаточный ресурс) трубы на конец исследуемого периода времени (года) обратно пропорционален цикличности нагружения за этот период времени.

к

Т

Ф

Здесь $k_{\text{Б.Э}} = T_{\text{А.ЧРП}}/T_{\text{А.Ф}}$ – коэффициент изменения срока безопасной эксплуатации трубы при работе МН с использованием ЧРП по сравнению со

Р

П

Т

А

сроком безопасной эксплуатации трубы при работе МН за тот же период времени без использования ЧРП

k

C Отношение $N_{\Phi}/N_{\text{ЧРП}}$ представляет собой коэффициент снижения цикличности нагружения $k_{\text{с.ц.}}$.

Ц Коэффициент снижения цикличности нагружения $k_{\text{с.ц.}}$ представляет собой отношение цикличности нагружения при работе МН без использования ЧРП к расчетному (прогнозному) значению цикличности нагружения при работе МН с использованием ЧРП. Определение цикличности нагружения при работе МН без использования ЧРП выполняется по [66]. При определении цикличности нагружения с использованием ЧРП учитываются не только включения (технологические переключения переключения), но и изменения режимов работы МН, обусловленные повышением частоты вращения НА.

P Тогда из (40) и (41) получаем, что коэффициент изменения срока безопасной эксплуатации трубы при работе МН с использованием ЧРП по сравнению с работой МН без использования ЧРП равен коэффициенту снижения цикличности нагружения

k

B При известном сроке безопасной эксплуатации трубы в режимах без использования ЧРП T_A срок безопасной эксплуатации трубы при использовании ЧРП может быть найден по формуле

=

\mathcal{X}

A

C Увеличение срока безопасной эксплуатации труб участка МН позволяет увеличить интервалы между ремонтными работами по устранению дефектов.

\mathcal{U}

П

—

При этом ремонтные работы на участке МН смещаются на последующие периоды времени и их количество, а соответственно и затраты на ремонт в год, уменьшаются.

При межремонтном интервале T_{MR} число ремонтов трубы за интервал времени T при работе трубопровода *без использования ЧРП* будет равно

n

R

= где n_{P1} – число ремонтов труб участка МН между соседними НПС за интервал времени T при работе трубопровода без использования ЧРП;

T $T_{MR,Ф}$ – фактическое среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение исследуемого года без использования ЧРП.

R При работе трубопровода *с использованием ЧРП* число ремонтов трубы за интервал времени T будет равно

Φ

n

R

= где n_{P2} – число ремонтов труб участка МН между соседними НПС за интервал времени T при работе трубопровода с использованием ЧРП;

T $T_{MR,ЧРП}$ – среднее значение межремонтного интервала при работе трубопровода в течение исследуемого года с использованием ЧРП.

R Длительность межремонтного интервала зависит от срока безопасной эксплуатации и может быть принята пропорциональной сроку безопасной эксплуатации

R

$\frac{T}{H}$

M

R Тогда из (44) и (45) с учетом (40) следует, что

χ

n

Φ

\neq

π

Г

Д Таким образом, количество ремонтов по устранению дефектов участка трубопровода между соседними станциями в год уменьшается пропорционально коэффициенту снижения цикличности нагружения.

При известном значении уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, снижение затрат на ремонт трубопровода участка трубопровода между соседними НПС при использовании ЧРП определяется по выражению

З

=

Д где $n_{\text{дпр}_i}$ – среднее уменьшение количества дефектов определенного типа, подлежащих ремонту на i -м участке между соседними станциями в течение принятого срока окупаемости;

i $Z_{\text{ср}_i}$ – средние затраты на ремонт одного дефекта определенного типа. Уменьшение количества дефектов, подлежащих ремонту, должно определяться с учетом информации о параметрах фактически имеющихся дефектов и их развития во времени под влиянием цикличности нагружения.

Р Для точного расчета и/или рассмотрения полного перечня дефектов трубопровода требуется определение точной величины уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту, которое должно определяться с учетом информации о параметрах фактически имеющихся дефектов и их развитии во времени под влиянием цикличности нагружения.

Для этого применяется методика, разработанная АО «Транснефть-Диаскан». Методика позволяет применить информацию о параметрах фактически имеющихся дефектов в трубопроводе по известному значению коэффициента снижения цикличности нагружения, для расчетов развития дефектов во времени, и определения уменьшения количества дефектов, подлежащих ремонту в течение всего срока службы трубопровода [66].

Предельный срок эксплуатации дефектов определяется по формуле [65, 66, 68], год:

=

T

где N_g – годовая цикличность, цикл/год;

– (предельное количество циклов) определяется при решении уравнения:

H

п где $H_{\text{пред}}$ – предельная глубина дефекта;

p H_0 – начальная глубина дефекта;

e $k_{v_уст}$ – коэффициент запаса по скорости роста дефекта;

Д $V_{\text{уст}}$ – скорость роста усталостной трещины.

H Так как уменьшение количества дефектов $n_{\text{ДПР}_i}$, подлежащих ремонту, неизвестно, то снижение затрат на ремонт трубопровода определяется следующим образом.

= Принимаем среднее значение затрат на один ремонт при использовании ЧРП таким же, как и при эксплуатации МН без использования ЧРП. Тогда умножая обе части (3.17) на среднее значение затрат на один ремонт, получаем

v

З

p

= где Z_{p1} – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН без использования ЧРП;

З Z_{p2} – затраты на ремонт по устранению дефектов при работе МН с использованием ЧРП.

· Тогда снижение затрат на ремонт трубопровода между соседними станциями равно разности затрат Z_{p1} и Z_{p2}

.

ц

=

З

Р Так как коэффициент снижения цикличности нагружения определяется отдельно для каждого участка трубопровода между соседними станциями, то снижение затрат на ремонт трубопровода также должно определяться отдельно для каждого участка между соседними станциями.

З Формулы (47), (51), (52) получены в предположении, что длительность межремонтного интервала пропорциональна сроку безопасной эксплуатации, и что развитие всех дефектов во времени вследствие снижения цикличности нагружения происходит равномерно. Применение данных формул возможно при отсутствии сведений об уменьшении количества дефектов, подлежащих ремонту.

С Снижение затрат на ремонт труб всего технологического участка складывается из суммы снижения затрат на ремонт труб каждого участка между соседними станциями

З

$$TУ=1nΔ3i \tag{53}$$

Т где n – число участков между соседними станциями в составе технологического участка;

i – номер участка между соседними станциями.

$nΔ3i$ Результатами расчетов является снижение затрат на ремонт трубопровода n т.о. снижение затрат на ремонт трубы при устранении дефектов трубопровода оценивается либо по снижению числа дефектов, подлежащих ремонту, либо по увеличению межремонтного интервала трубопровода вследствие снижения цикличности нагружения при использовании ЧРП.

Δ

З

i

$$(53)$$

i

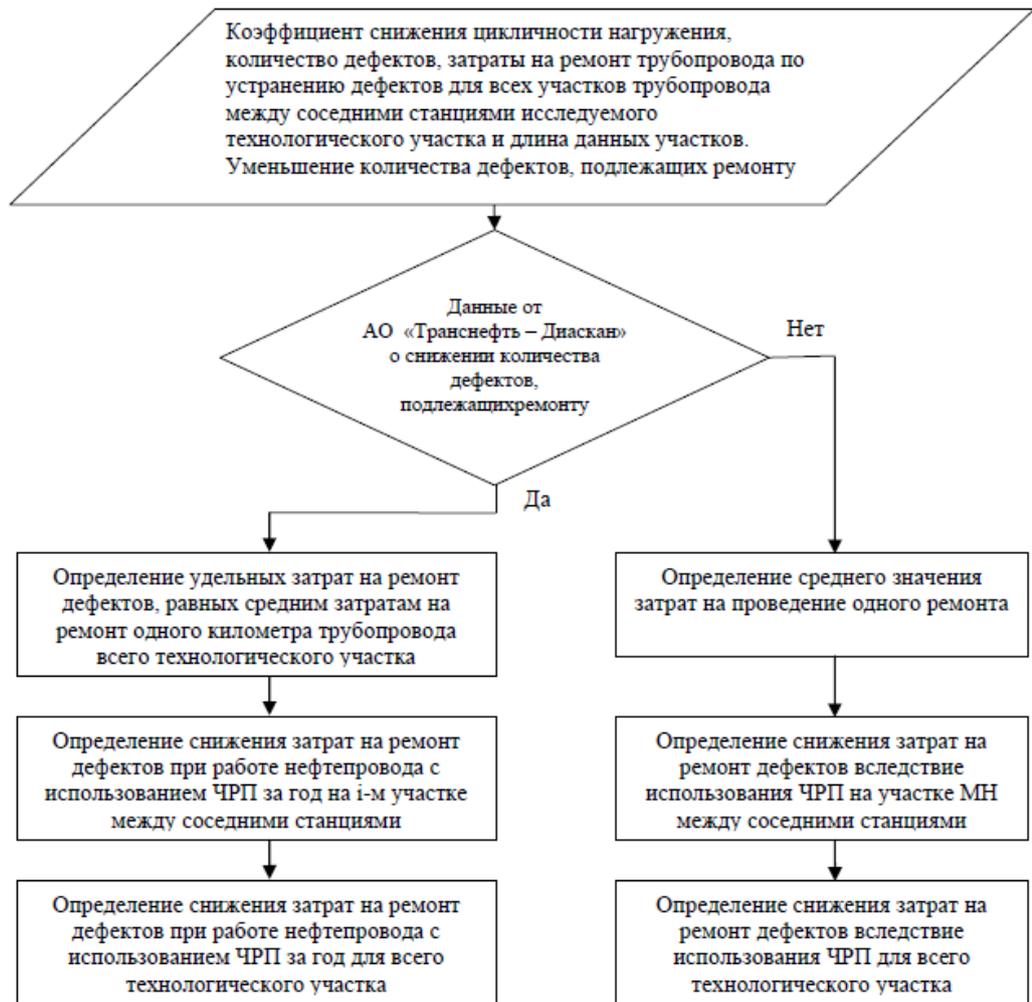


Рисунок 15 – Оценка экономической эффективности ЧРП

Данная методика анализа экономической эффективности применения ЧРП магистральных насосов на НПС позволяет оценивать экономическую эффективность применения ЧРП путем упрощенного экономического расчета экономии затрат на оплату электроэнергии с учетом изменения продолжительности межремонтных циклов трубопровода на основании данных о цикличности нагружения и изменения межремонтных сроков и сроков службы электродвигателей.

Годовую экономию после внедрения ЧРП определяется по формуле

$$= \frac{\Delta Z_{\text{э}}}{Z_{\text{э}}}$$

где $\Delta Z_{\text{э}}$ – Снижение затрат на оплату электроэнергии;

$\Delta Z_{\text{эд}}$ – Снижение затрат на проведение ремонтов ЭД;

$\Delta Z_{\text{ту}}$ – Снижение затрат на ремонт трубопровода;

$Z_{\text{обсл}}$ – Годовые затраты на обслуживание ЧРП;

Срок окупаемости ЧРП определяется по формуле.

где $Z_{\text{чрп}}$ – стоимость ЧРП;

$N_{\text{чрп}}$ – количество устанавливаемых ЧРП;

$K_{\text{м}}$ – Коэффициент, учитывающий затраты на строительные, монтажные и другие работы.

Коэффициент $K_{\text{м}}$ определяется по структуре затрат на НПС с ЧРП магистральных насосов.

Экономическая эффективность применения ЧРП на участке НПС 24 – НПС 26 – НПС 27.

Таблица 43 – Срок окупаемости ЧРП с учетом эксплуатационных факторов

Снижение затрат, тыс.руб				Срок окупаемости лет
На оплату электроэнергии	На ремонт ЭД	На ремонт трубы	Итого	
85461,9	4654,91	505,74	90622,55	5,2

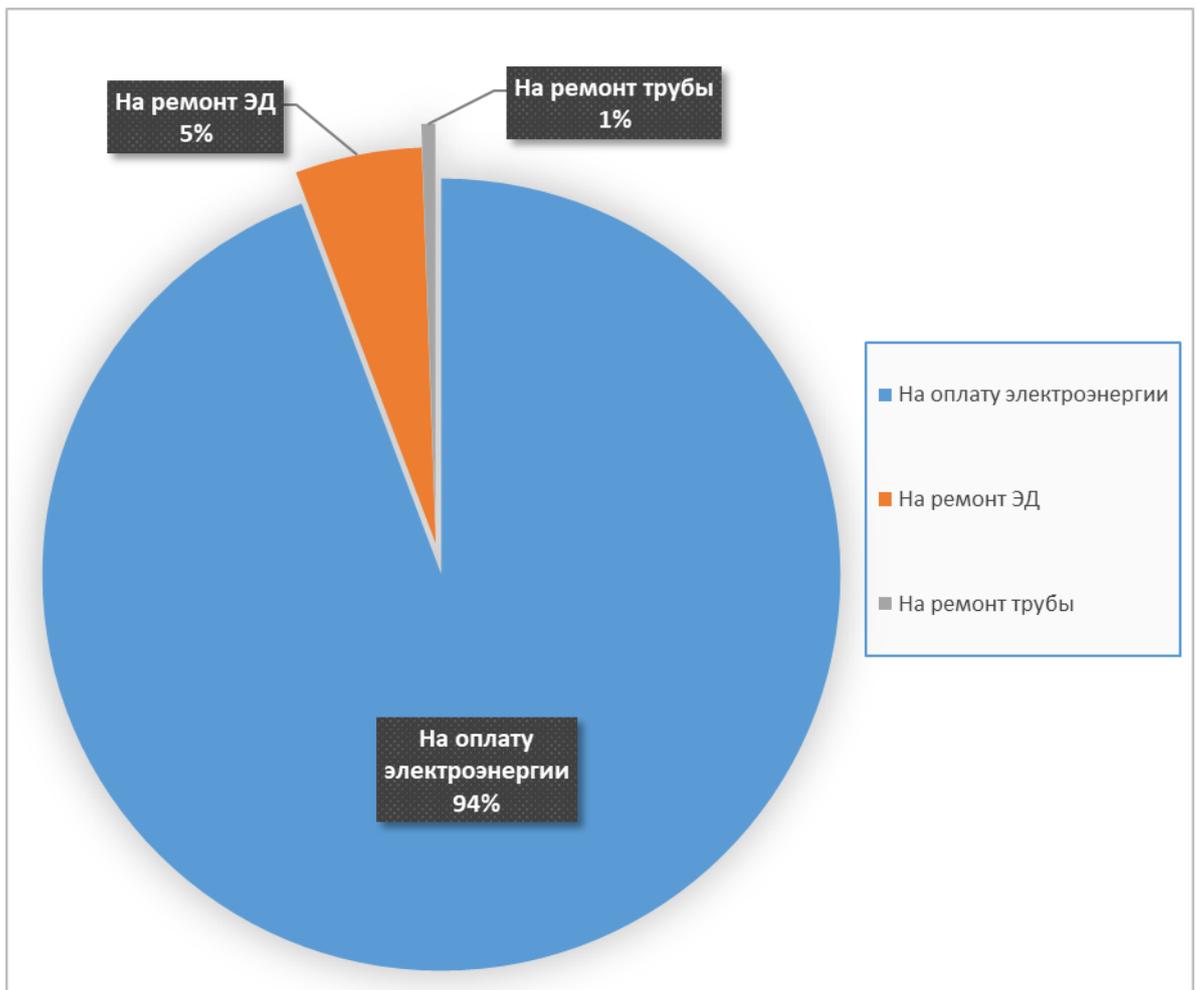


Рисунок 16 – Диаграмма распределения средств экономии

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения работы был проведён структурный и режимный анализ участка существующей электрической сети Амурской области. Выявлены слабые места электрической сети данного района.

Рассчитаны вероятностные характеристики электрических нагрузок, определяющиеся с целью проектирования надёжной и экономически выгодной электрической сети.

Рассмотрены несколько вариантов развития электрической сети данного района проектирования с применением инновационного оборудования и использования элементов активно-адаптивной сети, позволяющие повысить надёжность электроснабжения потребителей электроэнергии, уменьшить потери электроэнергии в сети.

Произведено техническое обоснование вариантов, осуществлено проектирование подстанций, линий электропередачи, сделан выбор необходимых элементов электрической сети с целью повышения функционирования сети.

Выполнены расчёты нормальных и послеаварийных режимов электрической сети для каждого из предлагаемых вариантов развития.

Осуществлён выбор оптимального варианта инновационного развития электрической сети на основании расчётов экономической эффективности.

Исследованы критерии эффективности использования ЧРП магистральных насосов на нефтепроводах, основанных на влиянии снижения цикличности загрузки.

Проведена оценка и формализация учета изменения межремонтных интервалов и снижения затрат на ремонт электродвигателей

Проведенные расчеты на выбранных участках не показали соизмеримость всех трех составляющих: экономия на оплату электроэнергии, на ремонт электродвигателей и на ремонт трубопровода. На данном участке не учтены новые

критериев (экономия на ремонте электродвигателей и трубопроводов) сильно не повлияет на рост срока окупаемости.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алюминиевый композитный усиленный провод 3МTM ACCR [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.kabel-news.ru/netcat_files/ – 13.10.2017.
- 2 Алюминиевый композитный усиленный провод 3МTM ACCR: Спецификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://solutions.3mrussia.ru/3MContentRetrievalAPI/BlobServlet?lmd=1423555230000&locale=ru_RU&assetType=MMM_Image&assetId=1319240836570&blobAttribute=ThumbnailImage – 13.10.2017.
- 3 Бахтизин, Р.Н. Влияние высокомолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти / Р.Н. Бахтизин, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев // SOCAR – 2016. – № 1. – С. 42-50.
- 4 Бахтизин, Р.Н. Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти / Р.Н. Бахтизин, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев // SOCAR – 2016. – № 2. – С. 43-49.
- 5 Долгосрочная программа развития ПАО «Транснефть»: Приложение 2. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Транснефть» 2016 – 2021 г.г. – М. : ПАО «Транснефть», 2016. – 180 с.
- 6 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоритические основы: учебное пособие / В.Г. Китушин // Серия «Учебники НГТУ». – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 256 с.
- 7 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153–34.20.118-2003 Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03. – № 281.
- 8 ОР-03.100.50-КТН-092-13. Порядок разработки инструкции по управлению технологическим участком магистрального нефтепровода (пуск, перевод с одного режима работы на другой, остановка). – М. : ОАО «АК «Транснефть»,

9 ОР-03.220.99-КТН-092-08. Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть». – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2017. – 75 с.

10 ОР-75.200.00-КТН-085-13. Порядок организации планирования и оформления остановок магистральных нефтепроводов. – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2017. – 117 с.

11 ОР-91.140.50-КТН-121-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Требования к планированию и учету потребления электроэнергии (мощности) организациями системы «Транснефть». – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 59 с.

12 РД-23.040.00-КТН-011-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами. – М. : ПАО «Транснефть», 2016. – 153 с.

13 РД-23.040.00-КТН-012-17. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативных и технических документов. – М. : ПАО «Транснефть», 2016. – 151 с.

14 РД-23.040.00-КТН-098-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика проведения анализа и установления причин возникновения дефектов и изменения их параметров на ЛЧ МН ТС ВСТО. – М. : ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 57 с.

15 Ревель-Муроз, П.А. К вопросу комплексного подхода к расчету эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов / П.А. Ревель-Муроз // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 1 (28). – С. 50-52.

16 Ревель-Муроз, П.А. К вопросу оценки увеличения межремонтного интервала трубопровода при использовании ЧРП / П.А. Ревель-Муроз // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № – С. 37-40.

17 Ревель-Муроз, П.А. Методика оценки энергоэффективности объектов действующих магистральных нефтепроводов / П.А. Ревель-Муроз // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – т. 7.

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

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

20 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.

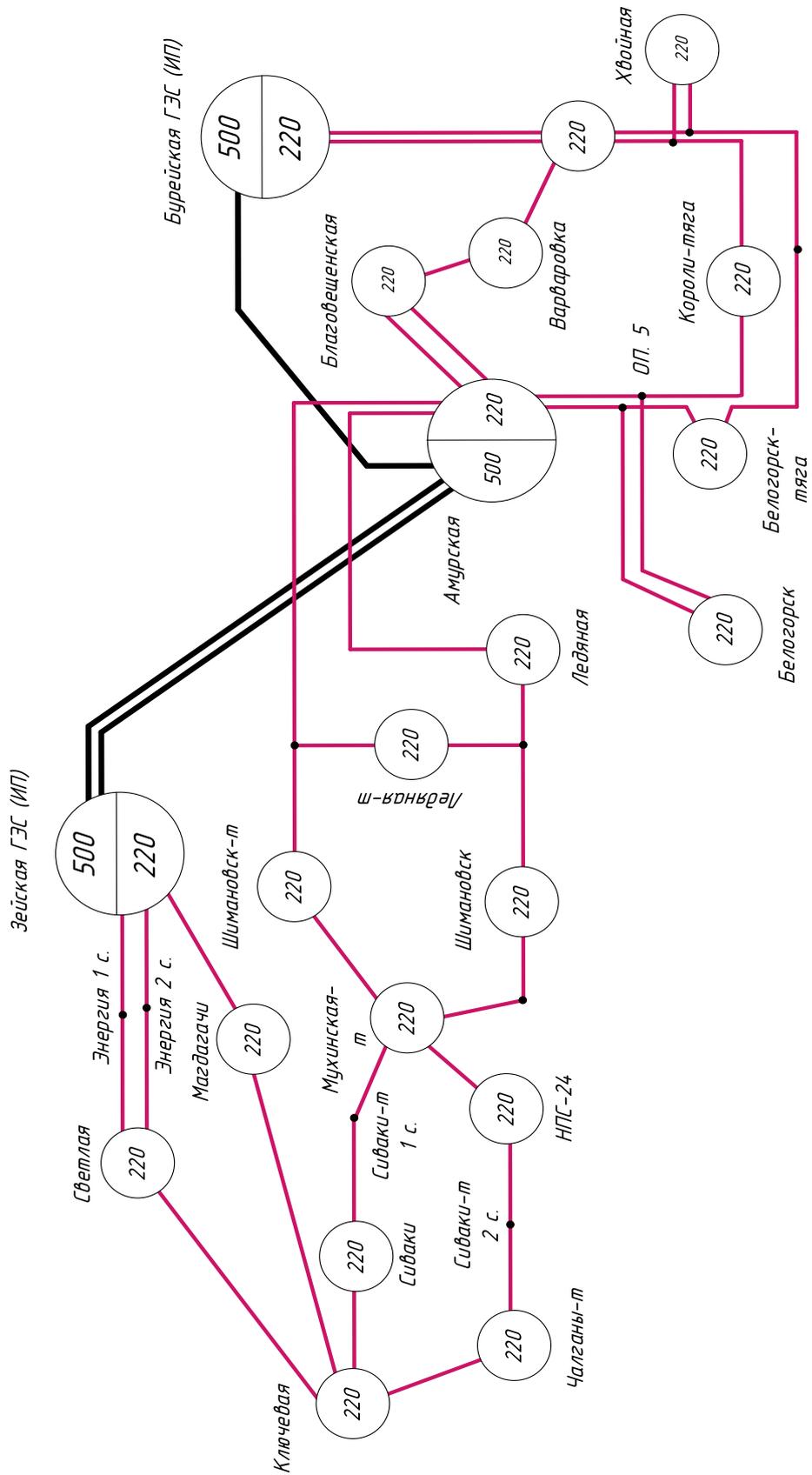
21 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2017-2021 годов от 25.08.2017.

22 Тарифы на электроэнергию [Электронный ресурс]. – Режим доступа: – 01.12.2017

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Граф рассматриваемого эквивалента сети



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

Таблица Б.1 – «Узлы» для нормального режима

Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
Нагр	5	Амурская 500	500	576.5	-130.0						1 400.0	497.51	-0.50
Ген+	6	Амурская 500 (2)	500				0.0	501.0	-180.0	0.0	740.0	497.40	-0.52
Нагр	7	Амурская ср.т.	500									497.51	-0.50
Нагр	20	Зейская ГЭС ср.т.	500									500.06	0.01
Нагр	2	Бурейская ГЭС ср.т.	500									510.73	2.15
Нагр	8	Амурская ср.т. (2)	500									497.46	-0.51
Нагр	9	Амурская 220	220	63.7	-28.5							228.81	4.01
Нагр	10	Амурская 220 (2)	220	67.3	30.3							228.79	3.99
Нагр	11	Амурская 10	10									10.94	9.45
Нагр	22	Зейская ГЭС 35	35									37.50	7.16
Нагр	4	Бурейская ГЭС 35	35									37.79	7.98
Ген	3	Бурейская ГЭС 220	220	20.0	3.5	640.0	54.8	235.0	-500.0	1 000.0		235.00	6.82
Ген	21	Зейская ГЭС 220	220	112.6	27.1	360.0	-3.5	230.0	-500.0	1 000.0		230.00	4.55
База	19	Зейская ГЭС 500	500			649.7	51.5	502.0	-2 000.0	2 000.0	1 317.0	502.00	0.40
Ген	1	Бурейская ГЭС 500	500	688.7	-270.0	763.0	123.6	506.0	-2 000.0	2 000.0	2 000.0	506.00	1.20
Нагр	12	Благовещенская	220	60.6	29.5							227.63	3.47
Нагр	16	Белогорск-тяга	220	7.2	6.0							228.20	3.73
Нагр	17	Короли-тяга	220	27.3	7.9							229.48	4.31
Нагр	15	Белогорск	220	83.6	24.1							228.08	3.67
Нагр	18	Завитая	220	256.2	-3.3							230.03	4.56
Нагр	23	Ледяная	220	22.2	9.6							227.42	3.37
Нагр	24	оп. 3	220									227.40	3.36
Нагр	28	Шимановск	220	14.6	7.7							226.95	3.16
Нагр	25	Ледяная-тяга	220	15.5	10.1							227.39	3.36
Нагр	26	оп. 4	220									227.44	3.38
Нагр	27	Шимановск-тяга	220	15.0	10.1							226.82	3.10
Нагр	13	оп. 5	220									228.08	3.67
Нагр	14	оп. 6	220									228.08	3.67
Нагр	29	оп. 9	220									226.83	3.11
Нагр	32	Сиваки-тяга 1 с.	220	4.2	1.9							227.24	3.29
Нагр	33	Сиваки-тяга 2 с.	220	1.0	0.9							226.87	3.12
Нагр	40	Энергия 1 с.	220	12.0	4.7							229.92	4.51
Нагр	39	Энергия 2 с.	220	12.0	4.7							229.93	4.51
Нагр	30	Мухинская-тяга	220	19.6	10.4							226.81	3.09
Нагр	31	НПС-24	220	11.8	4.6							226.74	3.06
Нагр	34	Сиваки	220	-0.8	-0.8							227.26	3.30
Нагр	36	Ключевая	220	26.8	14.1							226.76	3.07
Нагр	38	Светлая	220	52.5	-1.2							229.62	4.37
Нагр	37	Магдагачи	220	165.5	-6.4							226.13	2.78
Нагр	35	Чалганы-тяга	220	11.5	6.5							226.64	3.02
Нагр	41	оп. 10	220									229.68	4.40
Нагр	42	Варваровка	220	18.1	5.9							229.22	4.19
Нагр	43	отп. Хвойная	220	18.4	-6.4							230.00	4.55

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.2 – «Ветви» для нормального режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I загр.
Тр-р	1	2	Бурейская ГЭС 500 - Бур...	0.58	61.10	24.2	1.000	188	27	217	
Тр-р	19	20	Зейская ГЭС 500 - Зейск...	0.58	61.10	24.2	1.000	-83	-22	99	
Тр-р	5	7	Амурская 500 - Амурская...	0.58	61.10	24.2	1.000	-121	-7	140	
Тр-р	6	8	Амурская 500 (2) - Амурс...	0.58	61.10	24.2	1.000	-123	-6	143	
Тр-р	2	3	Бурейская ГЭС ср.т. - Бу...	0.39			0.460	189	42	219	
Тр-р	20	21	Зейская ГЭС ср.т. - Зейс...	0.39			0.460	-83	-14	97	
Тр-р	7	9	Амурская ср.т. - Амурск...	0.39			0.460	-120	3	140	
Тр-р	8	10	Амурская ср.т. (2) - Аму...	0.39			0.460	-123	4	143	
Тр-р	2	4	Бурейская ГЭС ср.т. - Бу...	2.90	113.50		0.074	0	0	0	
Тр-р	20	22	Зейская ГЭС ср.т. - Зейс...	2.90	113.50		0.075	0	0	0	
Тр-р	7	11	Амурская ср.т. - Амурск...	2.90	113.50		0.022	0	0	0	
Тр-р	8	11	Амурская ср.т. (2) - Аму...	2.90	113.50		0.022	0	0	0	
ЛЭП	9	12	Амурская 220 - Благове...	12.76	55.86	-343.7		-18	8	52	7.5
ЛЭП	10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	9.73	54.47	-350.2		-19	7	54	6.6
ЛЭП	9	13	Амурская 220 - оп. 5	8.35	30.02	-179.4		-7	1	28	4.6
ЛЭП	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	8.05	28.95	-173.1		-8	1	28	4.6
ЛЭП	13	15	оп. 5 - Белогорск	0.01	0.02	-0.1		-52	-13	135	22.1
ЛЭП	14	15	оп. 6 - Белогорск	0.01	0.03	-0.2		-32	-11	85	14.0
ЛЭП	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	6.74	29.52	-181.6		44	5	113	16.3
ЛЭП	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	0.83	3.65	-22.4		24	3	62	9.0
ЛЭП	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	7.48	26.88	-160.6		32	8	82	13.5
ЛЭП	41	18	оп. 10 - Завитая	5.72	25.02	-154.0		32	0	82	11.9
ЛЭП	43	18	отп. Хвойная - Завитая	0.10	0.39	-2.3		90	-3	227	32.9
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	5.96	33.39	-214.6		-215	-5	529	63.4
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	5.96	33.39	-214.6		-215	-5	529	63.4
ЛЭП	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	7.85	84.60	-1 010.0		-263	92	343	18.1
ЛЭП	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	10.34	109.86	-1 284.1		-284	150	370	19.6
ЛЭП	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	10.49	111.34	-1 301.4		-282	153	369	19.5
Выкл	5	6	Амурская 500 - Амурская...					158	-54	194	
Выкл	9	10	Амурская 220 - Амурская...					0	-29	73	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.3 – «Ветви» для нормального режима

ЛЭП	9	23	Амурская 220 - Ледяная	4.53	19.85	-122.2		-31	-6	85	12.3
ЛЭП	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	5.71	20.52	-122.6		-30	-4	79	13.0
ЛЭП	23	24	Ледяная - оп. 3	0.31	1.10	-6.6		-9	-2	24	3.9
ЛЭП	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	0.31	1.10	-6.6		2	-2	8	1.3
ЛЭП	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	0.28	1.00	-6.0		18	8	49	8.1
ЛЭП	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	4.95	17.78	-106.3		-12	-2	36	5.8
ЛЭП	27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	6.63	23.83	-142.4		3	3	14	2.3
ЛЭП	24	28	оп. 3 - Шимановск	3.87	16.93	-104.2		-11	-1	32	4.7
ЛЭП	28	29	Шимановск - оп. 9	5.17	22.62	-139.2		3	2	16	2.4
ЛЭП	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	0.30	1.09	-6.5		3	-6	17	2.8
ЛЭП	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	1.82	6.53	-39.0		8	-4	25	4.1
ЛЭП	30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	5.55	24.31	-149.6		18	4	47	6.9
ЛЭП	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	4.79	17.23	-103.0		20	-1	53	8.7
ЛЭП	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	0.33	1.18	-7.0		22	-2	57	9.4
ЛЭП	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	5.64	20.26	-121.1		21	-5	61	10.0
ЛЭП	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	2.92	10.48	-62.7		32	-5	85	14.0
ЛЭП	34	36	Сиваки - Ключевая	7.62	33.33	-205.1		22	-3	65	9.4
ЛЭП	36	37	Ключевая - Магдагачи	5.36	23.44	-144.2		-38	6	98	14.1
ЛЭП	36	38	Ключевая - Светлая	11.00	48.18	-296.5		119	-13	309	44.8
ЛЭП	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	1.25	4.50	-26.9		86	-8	219	35.9
ЛЭП	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	1.22	4.39	-26.2		88	-8	223	36.5
ЛЭП	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	10.02	56.08	-360.5		-131	8	330	39.5
ЛЭП	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	0.21	0.93	-5.7		-100	4	252	36.5
ЛЭП	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	0.21	0.92	-5.6		-99	4	248	35.9
ЛЭП	12	42	Благовещенская - Варва...	10.42	46.55	-287.0		24	10	65	9.4
ЛЭП	42	18	Варваровка - Завитая	7.60	34.00	-209.5		42	1	108	15.7
ЛЭП	43	17	отп. Хвойная - Короли-т...	1.39	5.36	-34.2		-72	-3	181	26.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.4 – «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Iдоп_р...	I/dop ▾
1	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	531	533	ВН	835.0	63.9
2	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	531	533	ВН	835.0	63.9
3	36	38	Ключевая - Светлая	388	390	ВН	690.0	56.5
4	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	383	382	ВН	835.0	45.8
5	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	263	263	ВН	610.0	43.2
6	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	293	293	ВН	690.0	42.5
7	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	259	259	ВН	610.0	42.4
8	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	289	289	ВН	690.0	41.9
9	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	604	632	ВН	1 891.0	33.4
10	43	18	отп. Хвойная - Завитая	231	231	ВН	690.0	33.4
11	43	17	отп. Хвойная - Короли-т...	188	189	ВН	690.0	27.4
12	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	153	153	ВН	610.0	25.1
13	13	15	оп. 5 - Белогорск	140	140	ВН	610.0	22.9
14	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	301	410	ВН	1 891.0	21.7
15	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	123	125	ВН	610.0	20.5
16	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	122	122	ВН	610.0	19.9
17	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	119	120	ВН	610.0	19.7
18	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	125	117	ВН	690.0	18.1
19	34	36	Сиваки - Ключевая	120	123	ВН	690.0	17.8
20	30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	111	111	ВН	690.0	16.1
21	42	18	Варваровка - Завитая	110	106	ВН	690.0	15.9
22	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	92	84	ВН	610.0	15.2
23	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	89	90	ВН	610.0	14.8
24	14	15	оп. 6 - Белогорск	85	85	ВН	610.0	14.0
25	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	77	77	ВН	610.0	12.6
26	41	18	оп. 10 - Завитая	84	81	ВН	690.0	12.2
27	27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	73	74	ВН	610.0	12.1
28	28	29	Шимановск - оп. 9	75	77	ВН	690.0	11.1
29	12	42	Благовещенская - Варва...	76	61	ВН	690.0	11.0
30	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	70	69	ВН	690.0	10.2
31	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	50	49	ВН	610.0	8.1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.5 – «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская»

32	9	12	Амурская 220 - Благове...	55	49	ВН	690.0	8.0
33	36	37	Ключевая - Магдагачи	50	45	ВН	690.0	7.3
34	23	24	Ледяная - оп. 3	42	43	ВН	610.0	7.0
35	10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	56	52	ВН	825.0	6.8
36	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	35	41	ВН	610.0	6.7
37	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	39	23	ВН	610.0	6.3
38	9	13	Амурская 220 - оп. 5	38	22	ВН	610.0	6.2
39	24	28	оп. 3 - Шимановск	37	41	ВН	690.0	5.9
40	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	19	32	ВН	610.0	5.3
41	9	23	Амурская 220 - Ледяная	24	37	ВН	690.0	5.3
42	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	7	7	ВН	610.0	1.2
43	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...			ВН	1 891.0	

Таблица Б.6 – «Отклонение напряжения» для режима с отключенной ВЛ 500 кВ «Зейская ГЭС – Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
11	Амурская 10	10	10.63	6.34
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.17
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.79	7.98
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.7 – «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_р...	ИЛ_dop ▾
1	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	551	550	ВН	835.0	65.9
2	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	551	550	ВН	835.0	65.9
3	36	38	Ключевая - Светлая	321	325	ВН	690.0	47.2
4	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	340	338	ВН	835.0	40.7
5	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	231	231	ВН	610.0	37.8
6	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	260	260	ВН	690.0	37.7
7	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	227	227	ВН	610.0	37.2
8	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	256	256	ВН	690.0	37.1
9	43	18	отп. Хвойная - Завитая	246	246	ВН	690.0	35.7
10	43	17	отп. Хвойная - Короли-т...	200	200	ВН	690.0	29.0
11	13	15	оп. 5 - Белогорск	138	138	ВН	610.0	22.6
12	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	365	358	ВН	1 891.0	19.3
13	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	364	356	ВН	1 891.0	19.2
14	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	131	132	ВН	690.0	19.1
15	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	299	327	ВН	1 891.0	17.3
16	42	18	Варваровка - Завитая	116	119	ВН	690.0	17.2
17	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	98	99	ВН	610.0	16.3
18	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	93	92	ВН	610.0	15.3
19	41	18	оп. 10 - Завитая	92	94	ВН	690.0	13.7
20	14	15	оп. 6 - Белогорск	83	83	ВН	610.0	13.6
21	36	37	Ключевая - Магдагачи	87	86	ВН	690.0	12.6
22	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	69	74	ВН	610.0	12.1
23	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	70	70	ВН	610.0	11.5
24	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	64	69	ВН	610.0	11.3
25	34	36	Сиваки - Ключевая	68	77	ВН	690.0	11.1
26	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	64	67	ВН	610.0	10.9
27	12	42	Благовещенская - Варва...	74	72	ВН	690.0	10.8
28	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	74	74	ВН	690.0	10.7
29	9	23	Амурская 220 - Ледяная	67	73	ВН	690.0	10.6
30	30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	59	60	ВН	690.0	8.7
31	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	50	50	ВН	610.0	8.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица Б.8 – «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

32	9	12	Амурская 220 - Благове...	45	48	ВН	690.0	6.9
33	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	36	38	ВН	610.0	6.3
34	10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	46	51	ВН	825.0	6.1
35	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	27	28	ВН	610.0	4.6
36	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	19	28	ВН	610.0	4.6
37	27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	21	26	ВН	610.0	4.2
38	28	29	Шимановск - оп. 9	22	27	ВН	690.0	4.0
39	9	13	Амурская 220 - оп. 5	3	24	ВН	610.0	4.0
40	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	4	24	ВН	610.0	3.9
41	24	28	оп. 3 - Шимановск	16	24	ВН	690.0	3.4
42	23	24	Ледяная - оп. 3	12	13	ВН	610.0	2.1
43	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	8	9	ВН	610.0	1.4

Таблица Б.9 – «Отклонение напряжения» для режима с одним отключенным автотрансформатором на ПС «Амурская»

Номер	Название	U_ном	V	dV
11	Амурская 10	10	10.92	9.25
22	Зейская ГЭС 35	35	37.51	7.16
4	Бурейская ГЭС 35	35	37.79	7.98
3	Бурейская ГЭС 220	220	235.00	6.82

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчёт режимов электрической сети варианта №1 в ПВК RastrWin

Таблица В.1 – «Узлы» для нормального режима

	Тип	Номер	Название	U_ном	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	Нагр	5	Амурская 500	500	576.5	-130.0						1 400.0	497.14	-0.57
2	Ген+	6	Амурская 500 (2)	500				0.0	501.0	-180.0	0.0	740.0	497.03	-0.59
3	Нагр	7	Амурская ср.т.	500									496.93	-0.61
4	Нагр	20	Зейская ГЭС ср.т.	500									500.07	0.01
5	Нагр	2	Бурейская ГЭС ср.т.	500									510.73	2.15
6	Нагр	8	Амурская ср.т. (2)	500									496.88	-0.62
7	Нагр	9	Амурская 220	220	63.7	-28.5							228.54	3.88
8	Нагр	10	Амурская 220 (2)	220	67.3	30.3							228.52	3.87
9	Нагр	11	Амурская 10	10									10.93	9.32
10	Нагр	22	Зейская ГЭС 35	35									37.50	7.16
11	Нагр	4	Бурейская ГЭС 35	35									37.79	7.98
12	Ген	3	Бурейская ГЭС 220	220	20.0	3.5	640.0	59.2	235.0	-500.0	1 000.0		235.00	6.82
13	Ген	21	Зейская ГЭС 220	220	112.6	27.1	360.0	-2.8	230.0	-500.0	1 000.0		230.00	4.55
14	База	19	Зейская ГЭС 500	500			666.9	55.3	502.0	-2 000.0	2 000.0	1 317.0	502.00	0.40
15	Ген	1	Бурейская ГЭС 500	500	688.7	-270.0	763.0	125.6	506.0	-2 000.0	2 000.0	2 000.0	506.00	1.20
16	Нагр	12	Благовещенская	220	60.6	29.5							227.33	3.33
17	Нагр	16	Белогорск-тяга	220	7.2	6.0							227.52	3.42
18	Нагр	17	Короли-тяга	220	27.3	7.9							229.08	4.13
19	Нагр	15	Белогорск	220	83.6	24.1							227.37	3.35
20	Нагр	18	Завитая	220	256.2	-3.3							229.70	4.41
21	Нагр	23	Ледяная	220	22.2	9.6							227.17	3.26
22	Нагр	24	оп. 3	220									227.15	3.25
23	Нагр	28	Шимановск	220	14.6	7.7							226.73	3.06
24	Нагр	25	Ледяная-тяга	220	15.5	10.1							227.15	3.25
25	Нагр	26	оп. 4	220									227.20	3.27
26	Нагр	27	Шимановск-тяга	220	15.0	10.1							226.59	3.00
27	Нагр	13	оп. 5	220									227.37	3.35
28	Нагр	14	оп. 6	220									227.37	3.35
29	Нагр	29	оп. 9	220									226.64	3.02
30	Нагр	32	Сиваки-тяга 1 с.	220	4.2	1.9							227.08	3.22
31	Нагр	33	Сиваки-тяга 2 с.	220	1.0	0.9							226.71	3.05
32	Нагр	40	Энергия 1 с.	220	12.0	4.7							229.92	4.51
33	Нагр	39	Энергия 2 с.	220	12.0	4.7							229.93	4.51
34	Нагр	30	Мухинская-тяга	220	19.6	10.4							226.62	3.01
35	Нагр	31	НПС-24	220	11.8	4.6							226.55	2.98
36	Нагр	34	Сиваки	220	-0.8	-0.8							227.10	3.23
37	Нагр	36	Ключевая	220	26.8	14.1							226.64	3.02
38	Нагр	38	Светлая	220	52.5	-1.2							229.61	4.37
39	Нагр	37	Магдагачи	220	165.5	-6.4							226.04	2.75
40	Нагр	35	Чалганы-тяга	220	11.5	6.5							226.51	2.96
41	Нагр	41	оп. 10	220									229.18	4.17
42	Нагр	42	Варваровка	220	18.1	5.9							228.90	4.04
43	Нагр	43	отп. Хвойная	220	18.4	-6.4							229.67	4.39
44	Нагр	44		220									227.55	3.43
45	Нагр	45	НПС-26	220									227.43	3.38
46	Нагр	46		220									227.42	3.37
47	Нагр	47		10	16.3	6.5							10.51	5.11

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица В.2 – «Ветви» для нормального режима

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач	I max	I зарп.
Тр-р	1	2	Бурейская ГЭС 500 - Бур...	0.58	61.10	24.2	1.000	185	27	214	
Тр-р	19	20	Зейская ГЭС 500 - Зейск...	0.58	61.10	24.2	1.000	-86	-22	102	
Тр-р	5	7	Амурская 500 - Амурская...	0.58	61.10	24.2	1.000	-126	-8	147	
Тр-р	6	8	Амурская 500 (2) - Амурс...	0.58	61.10	24.2	1.000	-129	-8	150	
Тр-р	2	3	Бурейская ГЭС ср.т. - Бу...	0.39			0.460	186	42	215	
Тр-р	20	21	Зейская ГЭС ср.т. - Зейс...	0.39			0.460	-85	-14	100	
Тр-р	7	9	Амурская ср.т. - Амурск...	0.39			0.460	-126	1	146	
Тр-р	8	10	Амурская ср.т. (2) - Аму...	0.39			0.460	-129	1	150	
Тр-р	2	4	Бурейская ГЭС ср.т. - Бу...	2.90	113.50		0.074	0	0	0	
Тр-р	20	22	Зейская ГЭС ср.т. - Зейс...	2.90	113.50		0.075	0	0	0	
Тр-р	7	11	Амурская ср.т. - Амурск...	2.90	113.50		0.022	0	0	0	
Тр-р	8	11	Амурская ср.т. (2) - Аму...	2.90	113.50		0.022	0	0	0	
ЛЭП	9	12	Амурская 220 - Благове...	12.76	55.86	-343.7		-19	8	53	7.6
ЛЭП	10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	9.73	54.47	-350.2		-19	7	55	6.7
ЛЭП	9	44	Амурская 220 -	7.02	25.23	-150.8		-15	-1	43	7.1
ЛЭП	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	8.05	28.95	-173.1		-13	-1	41	6.8
ЛЭП	13	15	оп. 5 - Белогорск	0.01	0.02	-0.1		-45	-10	117	19.1
ЛЭП	14	15	оп. 6 - Белогорск	0.01	0.03	-0.2		-39	-14	105	17.1
ЛЭП	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	6.74	29.52	-181.6		47	7	120	17.3
ЛЭП	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	0.83	3.65	-22.4		26	4	66	9.6
ЛЭП	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	7.48	26.88	-160.6		33	9	87	14.2
ЛЭП	41	18	оп. 10 - Завитая	5.72	25.02	-154.0		33	1	85	12.4
ЛЭП	43	18	отп. Хвойная - Завитая	0.10	0.39	-2.3		93	-1	233	33.8
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	5.96	33.39	-214.6		-217	-7	534	63.9
ЛЭП	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	5.96	33.39	-214.6		-217	-7	534	63.9
ЛЭП	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	7.85	84.60	-1 010.0		-260	89	342	18.1
ЛЭП	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	10.34	109.86	-1 284.1		-292	148	376	19.9
ЛЭП	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	10.49	111.34	-1 301.4		-290	151	375	19.9
Выкл	5	6	Амурская 500 - Амурская...					159	-55	196	
Выкл	9	10	Амурская 220 - Амурская...					1	-29	73	
ЛЭП	9	23	Амурская 220 - Ледяная	4.53	19.85	-122.2		-30	-6	82	11.9
ЛЭП	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	5.71	20.52	-122.6		-29	-4	76	12.5
ЛЭП	23	24	Ледяная - оп. 3	0.31	1.10	-6.6		-8	-2	21	3.4
ЛЭП	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	0.31	1.10	-6.6		2	-2	8	1.3
ЛЭП	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	0.28	1.00	-6.0		18	8	49	8.1
ЛЭП	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	4.95	17.78	-106.3		-11	-2	33	5.4
ЛЭП	27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	6.63	23.83	-142.4		4	3	16	2.7
ЛЭП	24	28	оп. 3 - Шимановск	3.87	16.93	-104.2		-10	-1	30	4.3
ЛЭП	28	29	Шимановск - оп. 9	5.17	22.62	-139.2		5	2	18	2.6
ЛЭП	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	0.30	1.09	-6.5		5	-6	19	3.1
ЛЭП	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	1.82	6.53	-39.0		9	-4	28	4.5
ЛЭП	30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	5.55	24.31	-149.6		19	4	50	7.3
ЛЭП	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	4.79	17.23	-103.0		21	-1	56	9.2
ЛЭП	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	0.33	1.18	-7.0		24	-2	60	9.9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица В.3 – «Ветви» для нормального режима

33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	5.64	20.26	-121.1		22	-5	64	10.4
35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	2.92	10.48	-62.7		34	-5	88	14.5
34	36	Сиваки - Ключевая	7.62	33.33	-205.1		23	-3	67	9.8
36	37	Ключевая - Магдагачи	5.36	23.44	-144.2		-37	6	95	13.8
36	38	Ключевая - Светлая	11.00	48.18	-296.5		120	-13	313	45.3
38	39	Светлая - Энергия 2 с.	1.25	4.50	-26.9		87	-8	221	36.2
38	40	Светлая - Энергия 1 с.	1.22	4.39	-26.2		89	-8	224	36.8
21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	10.02	56.08	-360.5		-132	7	332	39.8
21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	0.21	0.93	-5.7		-101	4	254	36.8
21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	0.21	0.92	-5.6		-99	4	250	36.2
12	42	Благовещенская - Варва...	10.42	46.55	-287.0		23	10	64	9.2
42	18	Варваровка - Завитая	7.60	34.00	-209.5		41	1	107	15.5
43	17	отп. Хвойная - Короли-т...	1.39	5.36	-34.2		-74	-5	188	27.2
46	13	- оп. 5	1.33	4.78	-28.6		2	-2	11	
44	45	- НПС-26	0.94	1.56	-13.0		-15	-9	44	
45	46	НПС-26 -	0.94	1.56	-13.0		2	-2	7	
45	47	НПС-26 -	3.54	82.00	9.0	0.047	-8	-11	34	
45	47	НПС-26 -	3.54	82.00	9.0	0.046	-8	3	22	

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица В.4 – «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенным АТ 500 кВ на ПС Амурская

	N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	Место	Идоп_р...	I/I_dop ▾
1	3 ▾	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	556	556	ВН	835.0	66.5
2	3	18	Бурейская ГЭС 220 - Зав...	556	556	ВН	835.0	66.5
3	36	38	Ключевая - Светлая	326	330	ВН	690.0	47.8
4	21	37	Зейская ГЭС 220 - Магда...	343	341	ВН	835.0	41.1
5	38	40	Светлая - Энергия 1 с.	233	233	ВН	610.0	38.2
6	21	40	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	263	263	ВН	690.0	38.0
7	21	39	Зейская ГЭС 220 - Энерг...	258	258	ВН	690.0	37.5
8	38	39	Светлая - Энергия 2 с.	229	229	ВН	610.0	37.5
9	43	18	отп. Хвойная - Завитая	253	253	ВН	690.0	36.7
10	43	17	отп. Хвойная - Короли-т...	207	207	ВН	690.0	30.0
11	13	17	оп. 5 - Короли-тяга	139	138	ВН	690.0	20.1
12	13	15	оп. 5 - Белогорск	121	121	ВН	610.0	19.8
13	19	6	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	372	366	ВН	1 891.0	19.7
14	19	5	Зейская ГЭС 500 - Амурс...	370	363	ВН	1 891.0	19.6
15	1	5	Бурейская ГЭС 500 - Аму...	294	325	ВН	1 891.0	17.2
16	42	18	Варваровка - Завитая	115	118	ВН	690.0	17.1
17	35	36	Чалганы-тяга - Ключевая	101	103	ВН	610.0	16.9
18	14	15	оп. 6 - Белогорск	101	101	ВН	610.0	16.6
19	16	41	Белогорск-тяга - оп. 10	98	96	ВН	610.0	16.1
20	41	18	оп. 10 - Завитая	96	98	ВН	690.0	14.2
21	33	35	Сиваки-тяга 2 с. - Чалга...	72	77	ВН	610.0	12.7
22	36	37	Ключевая - Магдагачи	84	83	ВН	690.0	12.2
23	32	34	Сиваки-тяга 1 с. - Сиваки	74	74	ВН	610.0	12.1
24	34	36	Сиваки - Ключевая	72	80	ВН	690.0	11.6
25	31	33	НПС-24 - Сиваки-тяга 2 с.	68	70	ВН	610.0	11.5
26	14	16	оп. 6 - Белогорск-тяга	78	78	ВН	690.0	11.4
27	10	26	Амурская 220 (2) - оп. 4	61	66	ВН	610.0	10.8
28	12	42	Благовещенская - Варва...	73	71	ВН	690.0	10.7
29	9	23	Амурская 220 - Ледяная	64	70	ВН	690.0	10.1
30	30	32	Мухинская-тяга - Сивак...	63	64	ВН	690.0	9.2
31	25	26	Ледяная-тяга - оп. 4	50	50	ВН	610.0	8.2

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица В.5 – «Токовая загрузка ЛЭП» для режима с отключенным АТ 500 кВ на ПС Амурская

32	9	12	Амурская 220 - Благове...	45	48	ВН	690.0	7.0
33	30	31	Мухинская-тяга - НПС-24	40	42	ВН	610.0	6.8
34	10	12	Амурская 220 (2) - Благо...	47	51	ВН	825.0	6.2
35	9	44	Амурская 220 -	22	33	ВН	610.0	5.5
36	10	14	Амурская 220 (2) - оп. 6	17	32	ВН	610.0	5.3
37	29	30	оп. 9 - Мухинская-тяга	30	31	ВН	610.0	5.1
38	27	30	Шимановск-тяга - Мухин...	25	29	ВН	610.0	4.7
39	28	29	Шимановск - оп. 9	26	30	ВН	690.0	4.4
40	26	27	оп. 4 - Шимановск-тяга	16	26	ВН	610.0	4.3
41	24	28	оп. 3 - Шимановск	12	21	ВН	690.0	3.1
42	23	24	Ледяная - оп. 3	10	11	ВН	610.0	1.7
43	24	25	оп. 3 - Ледяная-тяга	8	9	ВН	610.0	1.4
44	45	46	НПС-26 -	21	22	ВН		
45	44	45	- НПС-26	33	35	ВН		
46	46	13	- оп. 5	22	24	ВН		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результаты расчета цикличности нагружения за год

Участок	Цикличность нагружения без чрп	Цикличность нагружения с ЧРП	Коэффициент снижения цикличности нагружения ксц
1 НПС 24- НПС 26	315	219	1,44
2 НПС 26 – НПС 27	211	150	1,4
3 Итого	526	369	1,43

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Результат расчета снижения затрат на ремонт трубопровода
технологического участка НПС 24 – НПС 26 – НПС 27

Участок	Прогназируемое среднее значение затрат на проведение одного ремонта, тыс. руб	Коэффициент снижения цикличности нагружения ксц	Снижения затрат на ремонт трубопровода тыс. руб
НПС 24 – НПС 26	1000,34	1,44	305,66
НПС 26 – НПС 27	700,28	1,4	200,08
Итого			505,74

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Результаты снижения расхода ээ на год

Расход ээ без чрп, кВт·ч	Расход ээ с чрп, кВт·ч (в среднем экономия 25 % по данным расчетов других лч)	Снижение расхода	Экономия затрат на ээ тысруб
170923795,274	128192846,454	42730948,82	85461,897

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Результат расчетов изменения межремонтных сроков и сроков службы ЭД при использовании ЧРП по сравнению с работой в режимах циклической перекачки без использования ЧРП за период январь-декабрь

№ ЭД МНА	Снижения числа пусков за год вследствие исключения циклической передачи при использовании ЧРП	Увеличение интервала между текущими ремонтами	Увеличение интервала между капитальными ремонтами (увеличение срока службы изоляции)
НПС 24			
ЭД МНА 1	10	1000	78,2
ЭД МНА 2	12	1200	93,84
ЭД МНА 3	14	1400	109,8
ЭД МНА 4	11	1100	86,02
НПС 26			
ЭД МНА 1	13	1300	101,66
ЭД МНА 2	15	1500	117,3
ЭД МНА 3	11	1100	86,02
ЭД МНА 4	10	1000	78,2
НПС 27			
ЭД МНА 1	2	200	15,64
ЭД МНА 2	3	300	23,46
ЭД МНА 3	5	500	39,1
ЭД МНА 4	2	200	15,64

ПРИЛОЖЕНИЯ И

Результат расчетов изменения межремонтных сроков и сроков службы ЭД при использовании ЧРП по сравнению с работой в режимах циклической перекачки без использования ЧРП за период январь-декабрь

№ НПС	Снижение затрат на текущий ремонт, тыс.руб		Снижение затрат на капитальный ремонт, тыс.руб		Суммарное снижение затрат
	К _{тр} , в отн.ед.	При З _{тр} =2500тыс., руб./тек.рем	К _{кр} , в отн.ед.	При З _{кр} =4000тыс., руб./тек.рем	
НПС 24					
ЭД МНА 1	0,17	425	0,0039	15,6	440,6
ЭД МНА 2	0,2	500	0,0047	18,8	518,8
ЭД МНА 3	0,23	575	0,0055	22	597
ЭД МНА 4	0,18	450	0,0043	17,2	467,2
НПС 26					
ЭД МНА 1	0,22	550	0,0051	20,4	570,4
ЭД МНА 2	0,25	625	0,0059	23,6	648,6
ЭД МНА 3	0,18	450	0,0043	17,2	467,2
ЭД МНА 4	0,17	425	0,0039	15,6	440,6
НПС 27					
ЭД МНА 1	0,03	75	0,00078	3,12	78,12
ЭД МНА 2	0,05	125	0,0012	4,8	129,8
ЭД МНА 3	0,083	207,5	0,002	8	215,5
ЭД МНА 4	0,03	75	0,00078	3,12	78,12
итого					4651,94