


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

« 12 » 06 2020 г.


МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Повышение пропускной способности электрических сетей 110 кВ юга
Приморского края


Исполнитель
студент группы 842-ом1

 12.06.2020 Р.К. Ковальчук
подпись, дата


Руководитель
докт.техн.наук, профессор

 15.06.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

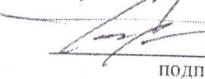
Руководитель
магистерской программы
докт.техн.наук, профессор

 15.06.2020 Н.В. Савина
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 16.06.2020 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Рецензент

 25.06.2020 У.В. Кажинский
подпись, дата


Благовещенск 2020

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
« 06 » 04 2020 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ковальчука Романа Константиновича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Повышение пропускной способности электрических сетей 110 кВ юга Приморского края

(утверждено приказом от 10.03.2020 № 578 -ур)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Приморского края на период до 2023 г., электрическая схема сетей 110-220-500 кВ потокораспределения и уровней напряжения за контрольный день 20 декабря 2017 г. 19 час., нормальная схема электрических соединений на осенне-зимний период 2018-2019 г.г.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика объекта исследования, способы повышения пропускной способности ЛЭП, развитие электрической сети Уссурийского городского округа, анализ установившихся режимов вариантов развития, оценка экономической эффективности

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) математическая модель, техническая проработка вариантов развития, расчёт экономической эффективности, результаты расчёта ЧДД


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

7. Дата выдачи задания 25.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Савина Наталья Викторовна, д.т.н., профессор

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 25.03.2020 г. 

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 129 стр., 26 рисунков, 41 таблица, 4 приложения, 40 источников.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, ПОДСТАНЦИЯ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ НА ГОЛОВНЫХ УЧАСТКАХ, МОЩНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЖИМ РАБОТЫ СЕТИ.

В данной магистерской диссертации было произведено повышение пропускной способности электрических сетей 110 кВ юга Приморского края. Определён эквивалент рассматриваемого участка сети. Осуществлён структурный анализ электрической сети рассматриваемого района. Осуществлён прогноз электрических нагрузок района проектирования. Произведены расчёты нормальных и послеаварийных режимов существующей сети, выполнен анализ этих режимов и выявлены слабые места электрической сети данного района.

На основании результатов расчётов и анализа режимов разработаны варианты развития электрической сети с целью повышения пропускной способности электрических сетей с использованием инновационного оборудования. Проведена техническая проработка предложенных вариантов. Выполнен выбор оптимального варианта подключения на основании расчёта экономической эффективности с учётом фактора надёжности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1 Характеристика сетей 110 кв юга приморского края	10
1.1 Структурный анализ электроэнергетической системы Уссурийского городского округа	10
1.1.1 Характеристика источников питания	11
1.1.2 Характеристика подстанций	14
1.1.3 Характеристика электрических сетей	17
1.1.4 Характеристика потребителей	21
1.2 Расчёт и анализ существующих режимов электроэнергетической сети	22
1.2.1 Прогнозирование нагрузок	23
1.2.2 Анализ нормального режима зимнего максимума существующей сети	28
1.2.3 Анализ послеаварийного режима зимнего максимума существующей сети	32
1.2.4 Анализ нормального режима летнего максимума существующей сети	37
1.2.5 Анализ послеаварийного режима летнего максимума существующей сети	42
2 Способы повышения пропускной способности ЛЭП	48
2.1 Повышение рабочего напряжения	48
2.2 Повышение коэффициента реактивной мощности	51
2.3 Строительство новых и реконструкция действующих линий	55
2.4 Оптимизация электрических режимов	55
2.5 Учёт фактической температуры окружающей среды	57
3 Разработка вариантов развития электрической сети Уссурийского городского округа	58

3.1	Вариант развития электрической сети при повышении напряжения	58
3.2	Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности	59
3.3	Вариант развития электрической сети при повышении напряжения и компенсации реактивной мощности	60
3.4	Вариант развития электрической сети при замене проводника	61
3.5	Вариант развития электрической сети при строительстве переключательного пункта	64
4	Анализ установившихся режимов вариантов развития	68
4.1	Анализ установившихся режимов первого варианта развития	68
4.1.1	Анализ нормального режима	68
4.1.2	Анализ послеаварийного режима	72
4.2	Анализ установившихся режимов второго варианта	77
4.2.1	Анализ нормального режима	77
4.2.2	Анализ послеаварийного режима	82
4.3	Анализ установившихся режимов третьего варианта	87
4.3.1	Анализ нормального режима	87
4.3.2	Анализ послеаварийного режима	92
4.4	Анализ установившихся режимов четвертого варианта	97
4.4.1	Анализ нормального режима	97
4.4.2	Анализ послеаварийного режима	102
4.5	Анализ установившихся режимов пятого варианта	107
4.5.1	Анализ нормального режима	107
4.5.2	Анализ послеаварийного режима	112
5	Оценка экономической эффективности конкурентноспособных вариантов развития электрической сети	118
5.1	Капиталовложения	118
5.2	Издержки	118
5.3	Ущерб от перерывов электроснабжения	119
5.4	Оценка экономической эффективности варианта	120

Заключение	124
Библиографический список	126
Приложение А	130
Приложение Б – Техническая проработка вариантов развития	139
Приложение В – Расчет экономической эффективности	142
Приложение Г – Результаты расчета ЧДД	149

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АДТН – аварийная допустимая токовая нагрузка
- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ДДТН – длительная допустимая токовая нагрузка
- ЕЭС – единая энергосистема;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовый изоляцией
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- РУ – распределительное устройство;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- СТ – силовой трансформатор;
- ЭЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

Основными проблемами функционирования электроэнергетических систем современной электроэнергетики являются: недостаточная пропускная способность линий электропередачи; слабая управляемость электрических сетей, снижение уровня надежности электроснабжения, неоптимальное распределение потоков мощности в сетях разных классов номинального напряжения. Из этого перечня стоит выделить проблему ограничения пропускной способности распределительных электрических сетей, доля которых в ОЭС Востока составляет большую часть от всех сетей. С технической стороны повышение пропускной способности линий электропередачи распределительных сетей с обеспечением требуемого уровня надежности, качества и экологичности электроснабжения затруднено в связи с значительной долей физически и морально устаревшего электрооборудования. Со стороны экономики вопросы снижения капиталовложений на строительство и модернизацию электроэнергетических объектов, уменьшения потерь электроэнергии и эксплуатационных затрат также влияют на решение проблемы по пропускной способности линий. Сложность данных проблем возрастает с дальнейшим развитием энергосистем, напрямую связанным с ростом потребления электроэнергии.

В данной магистерской диссертации разработан вариант развития электрической сети напряжением 110 кВ юга Приморского края с целью повышения пропускной способности.

В качестве объекта исследования выбраны электрические распределительные сети 110 кВ юга Приморского края. Предмет исследования – пропускная способность электрических сетей.

Целью повышения пропускной способности линий 110 кВ юга Приморского края является разработка варианта развития электрической сети, которая в условиях эксплуатации обеспечит надежное и качественное электроснабжение потребителей, отвечающее требованиям экономической эффективности.

Для достижения указанной цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) характеристика объекта исследования;
- 2) разработка и проработка вариантов развития электрической сети с целью повышения пропускной способности линий;
- 3) расчет и анализ нормальных и послеаварийных режимов работы электрической сети возможных вариантов;
- 4) выбор экономически эффективного варианта развития электрической сети с целью увеличения пропускной способности.

Научная новизна заключается в выборе оптимального варианта повышения пропускной способности электрической сети, основанного на систематическом подходе. Практическая значимость содержится в повышении надежности и эффективности передачи электроэнергии.

При выполнении данной магистерской диссертации были использованы программные обеспечения: Windows 7, Microsoft Office 2013 г., MathType 6.3 Equation, Mathcad 15.0, ПВК RastrWin 3.

1.1.1 Характеристика источников питания

Ближайшим источником питания рассматриваемого района является Артёмовская теплоэлектростанция.

Артёмовская ТЭЦ – тепловая электростанция, расположенная в Артёмовском городском округе в городе Артёме.

Выдача энергии данного источника питания осуществляется за счёт четырех генераторов ТВФ-100 суммарной мощностью 400 МВт. Топливом являются каменные и бурые угли, в основном месторождением Приморского края. Более подробная характеристика генерирующего оборудования станции представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Генерирующее оборудование АТЭЦ

№	Тип генератора	Тип турбины	Год ввода	Установленная мощность, МВт
5	ТВФ-100	КТ-115-8,8-2	24.04.2000	100
6	ТВФ-100	КТ-115-8,8-2	01.04.2004	100
7	ТВФ-100	К-100-90-6	25.12.1966	100
8	ТВФ-100	К-100-90-6	30.09.1967	100

Электроэнергии от турбоагрегатов направляются на распределительные устройства классом номинального напряжения 220, 110 и 35 кВ.

Открытое распределительное устройство 220 кВ выполнено по схеме 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин», состоящая из 2 трансформаторных ячеек и 4 линейных ячеек. Данное РУ применяется при 5 и более присоединений на напряжение класса 110-200 кВ при повышенных требованиях к надежности питания каждой воздушной линии и при наличии присоединений, не допускающих даже кратковременную потерю напряжения при плановом выводе выключателей из работы.

Открытое распределительное устройство 110 кВ выполнено по типовой схеме 13 – «Две рабочие системы шин», содержит 8 трансформаторных ячеек и

7 линейных ячеек. Схема применяется при 5 и более присоединениях, повышенных требованиях к сохранению в работе присоединений, но допускающих потерь напряжения при повреждении в зоне сборных шин на время оперативных переключений по переводу присоединений на другую системы шин; при необходимости деления сети [38].

Распределительное устройство 35 кВ аналогично РУ 110 кВ по типовой схеме 13 – «Две рабочие системы шин», состоит из 3 трансформаторных ячеек и 5 линейных.

Распределительные устройства соединены силовыми трансформаторами:

- два автотрансформатора АДЦТН-180000/220/110/35 кВ;
- двухобмоточный трансформатор ТДЦ-125000/220/10 кВ;
- два двухобмоточных трансформатора ТДЦ-125000/110/10 кВ;
- три трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-15000/110/10 кВ;
- двухобмоточный трансформатор РТСН-5500/110/10 кВ.

Электрическая схема Артёмовской ТЭЦ представлена на рисунке 2.

1.1.2 Характеристика подстанций

Электрические подстанции, входящие в эквивалент ЭЭС рассматриваемого района, систематизируют по признакам, таким, как: количество, мощность и тип трансформаторов на подстанции, количество и тип схемы каждого РУ подстанции, способ присоединения подстанции к сети.

В данном эквиваленте были рассмотрены 17 подстанций, общая установленная мощность которых составляет 2606,9 МВА. Количество подстанций 500 кВ – 2, 220 кВ – 2, 110 кВ – 13. Имеются 2 тяговые подстанции, которые отрицательно влияют на качество электрической энергии. В основном все подстанции по числу трансформаторов являются двухтрансформаторными, что говорит о повышенной надежности снабжения потребителей электрической энергией. Большинство распределительных устройств на высокой стороне подстанций выполнены по схемам 5Н – «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» и 13Н – «Две рабочие и обходная системы шин». По типу присоединения большинство подстанций проходные, что характеризует слабую связь в рассматриваемом эквиваленте. Подробная информация по подстанциям представлена в таблице 3.

Таблица 2 – Характеристика подстанций

Название ПС	№ СТ	Марка СТ	Мощность СТ	Схема РУ		Способ присоединения к электрической сети
1	2	3	4	5		6
Владивосток	1	3*АОДЦТН	3*167000	500 кВ	6Н	Узловая
				220 кВ	9Н	
Дальневосточная	1	3*АОДЦТН	3*167000	500 кВ	7Н	Проходная
	2	3*АОДЦТН	3*167000	220 кВ	13Н	
Аэропорт	1	ТРДН	40000	220 кВ	7	Проходная
	2	ТРДН	40000			
Уссурийск-2	1	АТДЦТН	125000	220 кВ	12	Узловая
	2	АТДЦТН	125000			
	3	АТДЦТН	125000			
	4	ТДТН	31500			
	5	ТДТН	31500			
Междуречье	1	ТДН	10000	110 кВ	13Н	Проходная
	2	ТДН	10000			
УКФ	1	ТРДН	25000	110 кВ	5Н	Проходная
	2	ТРДН	25000			
Уссурийск-1	1	ТДТН	31500	110 кВ	13	Узловая
	2	ТДТН	40000			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4		5		6
Кожзавод	1	ТДТН	31500	110 кВ	4Н	Проходная	
	2	ТДТН	40000				
Уссурийск/г	1	ТДТНЖ	40000	110 кВ	5АН	Проходная	
	2	ТДТНЖ	40000				
Надеждинская/г	1	ТДТНЖ	40000	110 кВ	5АН	Проходная	
	2	ТДТНЖ	40000				
Западная	1	ТДТН	40000	110 кВ	13Н	Узловая	
	2	ТДТН	40000				
Кролевцы	1	ТДТН	25000	110 кВ	5Н	Туликовая	
	2	ТДТН	25000				
Шахта 7	1	ТДН	16000	110 кВ	4Н	Проходная	
	2	ТДН	16000				
Тереховка	1	ТМТН	6300	110 кВ	5Н	Проходная	
	2	ТМТН	6300				
Раздольное-2	1	ТДТН	16000	110 кВ	нетип.	Проходная	
Раздольное-1	1	ТДТН	16000	110 кВ	нетип.	Узловая	
Кипарисово	1	ТМН	6300	110 кВ	1	Туликовая	

1.1.3 Характеристика электрических сетей

Распределительные электрические сети Приморского края напряжением 35-110 кВ в основном являются объектами АО «ДРСК», а обслуживание производится филиалом «Приморские электрические сети».

В общем по Приморскому краю электросетевое хозяйство характеризуется достаточной протяженностью (суммарная длина 35-110 кВ – 6587 км.), удовлетворительным техническим состоянием и неэффективными конструктивными исполнениями (нетиповые схемы РУ, участки ВЛ с разными проводниками).

Общая протяженность ВЛ рассматриваемой ЭЭС составляет 656,8 км. Самой длинной линией является ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток, протяженность 95,39 км. Преобладают сталеалюминовые проводники сечением 150 мм², но также имеются и кабель марки N2XS(FL)2Y, российский аналог: ПвП2г. Некоторые участки ВЛ состоят из проводников разных марок сечений, что приводит к высоким потерям электроэнергии и низкой надёжности её передачи.

В районе развития ЭЭС конфигурация сетей 500 кВ – магистральная одноцепная, 220 кВ – также магистральная одноцепная, 110 кВ – сложноразветвленная. Сложноразветвленная распределительная сеть более надежная, но сложна в управлении.

Характеристика ЛЭП представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика ЛЭП

Начало линии	Конец линии	Напряжение	Тип	Марка	Сечение	Длина
1	2	3	4	5	6	7
Дальневосточная	Владивосток	500	ВЛ	АС	3*300/66	95,392
Дальневосточная	Уссурийск-2	220	ВЛ	АСО	300/39	67,8
Дальневосточная	Уссурийск-2	220	ВЛ	АС	300/39	47,7
Уссурийск-2	Владивосток	220	ВЛ	АСО	300/39	51,846
Владивосток	Аэропорт	220	ВЛ	АС	400/64	19,046
Владивосток	Аэропорт	220	КЛ	A2*S(FL)2Y	800/150	1,04
Аэропорт	АТЭЦ	220	ВЛ	АС	400/64	19,046
Аэропорт	АТЭЦ	220	КЛ	A2*S(FL)2Y	800/150	1,04
АТЭЦ	Шахта 7	110	ВЛ	АС	240/32	14
АТЭЦ	оп.162	110	ВЛ	АС	150/24	2,571
АТЭЦ	оп.163	110	ВЛ	АС	150/24	2,571
оп.162	оп.128	110	ВЛ	АС	150/24	7,6
оп.163	оп.129	110	ВЛ	АС	150/24	7,4
оп.128	Кролевецы	110	ВЛ	АС	150/24	1,626

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
оп.129	Кролевцы	110	ВЛ	АС	150/24	1,626
оп.128	Западная	110	ВЛ	АС	150/24	27,4
оп.129	Западная	110	ВЛ	АС	150/24	27,4
Шахта 7	Западная	110	ВЛ	АС	240/32	14
Надеждинская/т	Западная	110	ВЛ	АС	150/24	16,4
Надеждинская/т	Уссурийск/т	110	ВЛ	АС	150/24	46,1
Уссурийск/т	оп.	110	ВЛ	АС	95/16	0,49
оп.	Кожзавод	110	ВЛ	АС	95/16	1,1
Кожзавод	Уссурийск-1	110	ВЛ	АС	120/19	4,8
Уссурийск-1	УКФ	110	ВЛ	АС	240/32	7,62
Уссурийск-1	Тереховка	110	ВЛ	АС	120/19	19,1
Уссурийск-1	АТЭЦ	110	ВЛ	АС	185/29	3,87
Уссурийск-1	АТЭЦ	110	ВЛ	М	95/16	31,6
Тереховка	Раздольное-2	110	ВЛ	АС	120/19	19,6
Раздольное-2	Раздольное-1	110	ВЛ	АС	120/19	0,8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
Раздольное-1	оп. 106	110	ВЛ	АС	120/19	9,1
оп. 106	Кипарисово	110	ВЛ	АС	120/19	0,035
оп. 106	Западная	110	ВЛ	АС	120/19	20,1
УКФ	Междуречье	110	ВЛ	АС	240/32	5,59
Междуречье	Уссурийск-2	110	ВЛ	АС	240/32	10,93
оп.	Уссурийск-2	110	ВЛ	АС	95/16	15,01

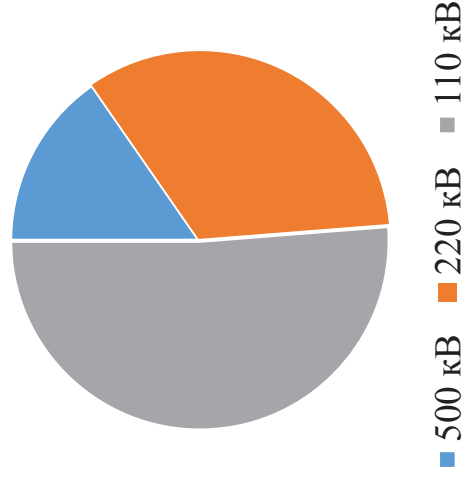


Рисунок 3 – Распределение ЛЭП по классу напряжения

1.1.4 Характеристика потребителей

На территории ЭЭС Приморского края выделено четыре энергорайона электрических сетей:

- Северные электрические сети;
- Западные электрические сети;
- Центральные электрические сети;
- Южные электрические сети.

В таблице 4 представлен перечень крупных энергоузлов края с указанием максимума электрической нагрузки на период 2014-2018 г.

Таблица 4 – Перечень энергоузлов края с указанием максимума электрической нагрузки на период 2014-2018 г.

№	Наименование энергорайона	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Южные ЭС	1338 МВт	1330 МВт	1334 МВт	1362 МВт	1440 МВт
2	Центральные ЭС	363 МВт	341 МВт	364 МВт	376 МВт	397 МВт
3	Западные ЭС	379 МВт	342 МВт	372 МВт	388 МВт	410 МВт
4	Северные ЭС	183 МВт	178 МВт	181 МВт	185 МВт	196 МВт
	Итог по Приморскому краю	2263 МВт	2191 МВт	2251 МВт	2311 МВт	2443 МВт

Из приведенной таблицы видно, что рост электрической нагрузки замечен более характерно в Южных и Центральных ЭС, причиной является динамичное развитие промышленного производства и транспорта в этих районах.

К центральным ЭС относится Уссурийский городской округ, который также относится ко энергорайону №2 (Артемовская ТЭЦ – ПС 220 Уссурийск-2

– ПС 110 кВ ХФЗ). Одним из основных крупных потребителей электрической энергии в данном энергорайоне является ОАО «РЖД», вид деятельности – ж/д перевозки. У данного потребителя за 2014-2018 год наблюдается значительный рост электрической нагрузки (2013 г – 116,97 МВт, 2018 г. – 197 МВт). Для обеспечения потребностей в электрической мощности компании в энергорайоне расположено 5 тяговых подстанций.

1.2 Расчёт и анализ существующих режимов электроэнергетической сети

Анализ существующих режимов позволяет выявить режимные проблемы, определение необходимости и возможности оптимизации режима.

Процесс расчета электрического режима сети состоит из составления математической модели электрической сети рассматриваемого района и решения нелинейного уравнения. При расчете режима сети, состоящей из множества элементов, пользуются программно-вычислительными комплексами. В данной работе будет использован ПВК RastrWin 3.

Программный комплекс RastrWin 3 предназначен для расчета, анализа и оптимизации установившихся режимов электрических сетей и систем. Производителем является РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д.А. Арзамасцева» г. Екатеринбург. Основной пользователь данного комплекса является Системный Оператор Единой Энергетической Системы и его филиалы, а также Федеральная Сетевая Компания, распределительные сетевые компании, например, АО «ДРСК», проектные и научно-исследовательские институты. К особенностям RastrWin 3 можно отнести: интерфейс табличного вида, в котором отображены данные расчетной схемы, структурированные по типу (узлы, ветви, генераторы и т.д.); представление результатов расчета в виде однолинейной графической схемы; использовать встроенный макроязык, позволяющий автоматизировать часто встречающиеся операции; встроенная база данных элементов сети исходного и расчетного характера с возможностью дополнения данных пользователем.

Расчетная модель представляет с собой узлы, соединённые между собой ветвями. Ветви по типу делятся на ЛЭП, трансформаторы и выключатели. Узлы

делятся по типу на базу, нагрузку, генератор. Линии электропередачи задаются П-образной схемой замещения, трансформаторы Г-образной схемой замещения. Узлы задаются классом номинального напряжения, активной и реактивной мощностями нагрузки, активными и реактивными мощностями генерации, заданным напряжением.

В данной работе исходными данными являются электрическая схема сетей 110-220-500 кВ Приморского РДУ потокораспределения за контрольный день 20 декабря 2017 г. 19 ч., схема развития распределительных электрических сетей 35-110 кВ Приморского края на период до 2020 г. С учётом перспективы до 2025 г., нормальная схема электрических соединений на зимний период 2019 г.

1.2.1 Прогнозирование нагрузок

Для расчета и анализа существующего установившегося режима электрической сети рассматриваемого района необходимо использовать максимальные нагрузки существующих подстанций. С помощью заданных коэффициентов ГЭН из максимальных нагрузок можно определить оставшиеся вероятностные характеристики (средняя и эффективная нагрузка). Полученные результаты необходимо спрогнозировать на пятилетний срок, пользуясь формулой сложных процентов. Для минимальных нагрузок (летний режим) прогнозируемые значения определяются при помощи коэффициента летнего снижения нагрузки. Реактивная мощность прогнозируемой нагрузки определяется при помощи значений активной прогнозируемой мощности и заданного коэффициента реактивной мощности.

Так как в качестве исходных данных нагрузок существующих подстанций используется схема потокораспределения за контрольный день декабря (максимальная нагрузка), а информация по типу потребителей и их ГЭН неопределенна, для расчета примем коэффициенты, согласно [36], представленные в таблице 5.

Таблица 5 – Коэффициенты ГЭН

Наименование коэффициента	Значение
Коэффициент летнего снижения $K_{л}$	0,85
Коэффициент формы K_{ϕ}	1,12
Коэффициент максимума K_{\max}	1,2
Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$	0,4

Средняя активная и реактивная мощности определяются по формулам:

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

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

Среднеквадратичная активная и реактивная мощности определяются по формулам:

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot K_{\phi}, \quad (3)$$

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

Прогноз нагрузки осуществляется по формуле сложных процентов:

$$P_i^{прогн} = P_i^{баз} \cdot (1 + \varepsilon)^N \quad (5)$$

где $P_i^{баз}$ – базовая средняя, среднеквадратичная или максимальная активная мощность, МВт;

ε – среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки;

N – срок выполнения прогноза.

Среднегодовой относительный прирост электрической нагрузки составляет 8,7 %, согласно [34]. Срок выполнения прогноза равен 5 годам.

Вероятностные характеристики представлены в таблице 6, результаты прогнозирования представлены в таблице 7.

Таблица 6 –Вероятностные характеристики

Название ПС	Зимний период						Летний период					
	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар
Дальневосточная 220 кВ	36,25	40,72	43,5	14,50	16,29	17,40	30,81	34,61	36,98	12,33	13,85	14,79
Владивосток 220 кВ	159,92	179,64	191,90	63,97	71,86	76,76	135,93	152,70	163,12	54,37	61,08	65,25
Аэропорт 220 кВ	1,75	1,97	2,1	0,70	0,79	0,84	1,49	1,67	1,79	0,60	0,67	0,71
Уссурийск-2 220 кВ	93,92	105,50	112,7	37,57	42,20	45,08	79,83	89,68	95,80	31,93	35,87	38,32
АТЭЦ 220 кВ	42,50	47,74	51	17,00	19,10	20,40	36,13	40,58	43,35	14,45	16,23	17,34
АТЭЦ 110 кВ	88,75	99,70	106,5	35,50	39,88	42,60	75,44	84,74	90,53	30,18	33,90	36,21
Шахта 7 110 кВ	17,08	19,19	20,5	6,83	7,68	8,20	14,52	16,31	17,43	5,81	6,52	6,97
Кролевы 110 кВ	16,00	17,97	19,2	6,40	7,19	7,68	13,60	15,28	16,32	5,44	6,11	6,53
Западная 110 кВ	99,75	112,05	119,7	39,90	44,82	47,88	84,79	95,25	101,75	33,92	38,10	40,70
Надеждинская/ т 110 кВ	6,08	6,83	7,3	2,43	2,73	2,92	5,17	5,81	6,21	2,07	2,32	2,48
Уссурийск/т 110 кВ	13,83	15,54	16,6	5,53	6,22	6,64	11,76	13,21	14,11	4,70	5,28	5,64
Кожзавод 110 кВ	12,00	13,48	14,4	4,80	5,39	5,76	10,20	11,46	12,24	4,08	4,58	4,90
Уссурийск-1 110 кВ	39,92	44,84	47,9	15,97	17,94	19,16	33,93	38,11	40,72	13,57	15,25	16,29
УКФ 110 кВ	10,75	12,08	12,9	4,30	4,83	5,16	9,14	10,26	10,97	3,66	4,11	4,39
Междурье 110 кВ	7,75	8,71	9,3	3,10	3,48	3,72	6,59	7,40	7,91	2,64	2,96	3,16
Тереховка 110 кВ	0,92	1,03	1,1	0,37	0,41	0,44	0,78	0,88	0,94	0,31	0,35	0,37
Раздольное-2 110 кВ	1,00	1,12	1,2	0,40	0,45	0,48	0,85	0,95	1,02	0,34	0,38	0,41
Раздольное-1 110 кВ	7,17	8,05	8,6	2,87	3,22	3,44	6,09	6,84	7,31	2,44	2,74	2,92
Кипарисово 110 кВ	1,58	1,78	1,9	0,63	0,71	0,76	1,35	1,51	1,62	0,54	0,60	0,65

Таблица 7 – Спрогнозированные вероятностные характеристики

Название ПС	Зимний период						Летний период					
	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар	Р _{ср} , МВт	Р _{эф} , МВт	Р _{max} , МВт	Q _{ср} , Мвар	Q _{эф} , Мвар	Q _{max} , Мвар
Дальневосточная 220 кВ	55,01	61,80	66,01	22,00	24,72	26,41	46,76	52,53	56,11	18,70	21,01	22,44
Владивосток 220 кВ	242,68	272,62	291,22	97,07	109,05	116,49	206,28	231,73	247,54	82,51	92,69	99,02
Аэропорт 220 кВ	2,66	2,98	3,19	1,06	1,19	1,27	2,26	2,54	2,71	0,90	1,01	1,08
Уссурийск-2 220 кВ	142,52	160,10	171,03	57,01	64,04	68,41	121,15	136,09	145,38	48,46	54,44	58,15
АТЭЦ 220 кВ	64,50	72,45	77,40	25,80	28,98	30,96	54,82	61,58	65,79	21,93	24,63	26,31
АТЭЦ 110 кВ	134,68	151,30	161,62	53,87	60,52	64,65	114,48	128,60	137,38	45,79	51,44	54,95
Шахта 7 110 кВ	25,93	29,12	31,11	10,37	11,65	12,44	22,04	24,75	26,44	8,81	9,90	10,58
Кролевы 110 кВ	24,28	27,28	29,14	9,71	10,91	11,65	20,64	23,18	24,77	8,26	9,27	9,91
Западная 110 кВ	151,38	170,05	181,65	60,55	68,02	72,66	128,67	144,54	154,40	51,47	57,82	61,76
Надеждинская/т 110 кВ	9,23	10,37	11,08	3,69	4,15	4,43	7,85	8,81	9,42	3,14	3,53	3,77
Уссурийск/т 110 кВ	20,99	23,58	25,19	8,40	9,43	10,08	17,84	20,05	21,41	7,14	8,02	8,57
Кожзавод 110 кВ	18,21	20,46	21,85	7,28	8,18	8,74	15,48	17,39	18,58	6,19	6,96	7,43
Уссурийск-1 110 кВ	60,58	68,05	72,69	24,23	27,22	29,08	51,49	57,84	61,79	20,60	23,14	24,72
УКФ 110 кВ	16,31	18,33	19,58	6,53	7,33	7,83	13,87	15,58	16,64	5,55	6,23	6,66
Междурье 110 кВ	11,76	13,21	14,11	4,70	5,28	5,65	10,00	11,23	12,00	4,00	4,49	4,80
Тереховка 110 кВ	1,39	1,56	1,67	0,56	0,63	0,67	1,18	1,33	1,42	0,47	0,53	0,57
Раздольное-2 110 кВ	1,52	1,70	1,82	0,61	0,68	0,73	1,29	1,45	1,55	0,52	0,58	0,62
Раздольное-1 110 кВ	10,88	12,22	13,05	4,35	4,89	5,22	9,24	10,38	11,09	3,70	4,15	4,44
Кипарисово 110 кВ	2,40	2,70	2,88	0,96	1,08	1,15	2,04	2,29	2,45	0,82	0,92	0,98

1.2.2 Анализ нормального режима зимнего максимума существующей сети

Анализ установившегося режима состоит из:

- анализ уровня напряжений в узлах;
- анализ пропускной способности ВЛ;
- анализ потерь электроэнергии.

Установившимся режимом считается нормальным, когда включены все элементы сети.

Результаты расчета нормального режима зимнего максимума существующей сети представлены в таблицах 8-9, схема потокораспределения показана в рисунке 4.

Математическая модель электрической сети представлена в Приложении А.

Таблица 8 – Напряжения узлов в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
ПС 220 кВ Аэропорт	220	224,38	1,99
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,41	4,06
ПС 110 кВ Шахта-7	110	112,11	1,92
ПС 110 кВ Западная	110	109,25	-0,69
ПС 110 кВ Кролевцы	220	113,85	3,5
ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	109,56	-0,4
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	112,04	1,86
ПС 110 кВ Кожзавод	110	112,01	1,83
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	111,99	1,81
ПС 110 кВ УКФ	110	113,05	2,77
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,10	3,73
ПС 110 кВ Тереховка	110	110,65	0,59
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	109,37	-0,57
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	109,33	-0,61
ПС 110 кВ Кипарисово	110	109,24	-0,69

Таблица 9 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	198	680	877,2	22,5
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	294	860	1070,7	27,5
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	287	860	1070,7	26,8
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	545	605	780,5	69,9
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	366	450	580,5	63,1
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	373	450	580,5	34,2
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	367	450	580,5	63,2
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	373	450	580,5	34,3
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	77	450	580,5	13,2
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	83	450	580,5	14,2
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	292	450	580,5	50,3
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	292	450	580,5	50,4
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	376	605	780,5	48,2
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/г	АС-150/24	66	450	580,5	11,3

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	125	450	580,5	21,5
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	261	330	425,7	61,4
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	213	330	425,7	50,1
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	113	390	425,7	22,5
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	293	605	780,5	37,6
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	400	605	780,5	51,3
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	477	605	780,5	61,1
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	471	330	425,7	110,6
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	474	2040	2631,6	18,0
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	377	680	877,2	43,0
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	266	680	877,2	30,3
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	130	390	503,1	25,9
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	121	390	503,1	24,1
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	111	390	503,1	22,1
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	43	390	503,1	8,6
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16	390	503,1	3,3
оп. 106 – Западная	АС-120/19	31	390	503,1	6,1
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	169	422	544,4	31,0

Примечания

- 1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;
- 2 $I_{\text{ДДТ}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

В соответствии с ГОСТ-32144–2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» в точках передачи электроэнергии отклонения как положительные, так и отрицательные, не должны превышать 10 % от номинального или согласованного значения напряжения в течении 100 % времени интервала в одну неделю. Также согласно рекомендации ПУЭ [30], в режиме максимальных нагрузок уровень напряжения на шинах низкого напряжения подстанций должно быть не ниже 1,05-1,1 от номинального значения, в режиме минимальных нагрузок не ниже номинального значения, в послеаварийном режиме не ниже 0,9 от номинального значения напряжения. В рассматриваемом нормальном режиме уровни напряжений соответствуют требованиям.

В результате расчета нормального установившегося режима при максимуме нагрузки видно, что в сети присутствуют перегруженная ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2, относящаяся к участку Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т. Значение протекающего по проводнику маркой и сечением АС-95,7 равняется 471 А, что составляет 110,6 % от значения ДДТН при температуре минус 5 °С (425,7 А).

Величина потерь активной мощности является показателем эффективности работы ЭЭС. Данное значения относительно общей нагрузки рассматриваемой ЭЭС не должно превышать максимального допустимого – 10 %, рекомендовано значение – 4 %. В нормальном режиме потери активной мощности составляют 23,42 МВт, это 2,4 % от общей нагрузки сети.

1.2.3 Анализ послеаварийного режима зимнего максимума существующей сети

Расчёт послеаварийных режимов выполняется для проверки соответствий рассматриваемой сети требованиям надежности электроснабжения. 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. [36]

В рамках послеаварийного режима рассмотрим наиболее загруженный участком сети: ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т. Результаты расчёта послеаварийного режима зимнего максимума представлены в таблицах 10-11. Схема потокораспределения показана на рисунке 5.

Таблица 10 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
ПС 220 кВ Аэропорт	220	223,73	1,69
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,5	4,96
ПС 110 кВ Шахта-7	110	110,61	0,55
ПС 110 кВ Западная	110	107,00	-2,72
ПС 110 кВ Кролевцы	220	112,72	2,47
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	104,90	-4,64
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	100,73	-8,43
ПС 110 кВ Кожзавод	110	110,99	0,90
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	111,39	1,26
ПС 110 кВ УКФ	110	112,89	2,62
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,31	3,91
ПС 110 кВ Тереховка	110	109,56	-0,40
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	107,80	-2,0
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	107,74	-2,06
ПС 110 кВ Кипарисово	110	107,45	-2,32

Таблица 11 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	246,19	680	877,2	28,065
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	395,81	860	1070,7	36,968
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	388,34	860	1070,7	36,270
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	654,63	605	780,5	83,878
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	439,97	450	580,5	75,791
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	447,64	450	580,5	77,113
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	440,44	450	580,5	75,872
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	448,10	450	580,5	77,191
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	76,72	450	580,5	13,216
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	83,96	450	580,5	14,463
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	365,25	450	580,5	62,920
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	365,68	450	580,5	62,993
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	482,75	605	780,5	61,856
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/г	АС-150/24	218,33	450	580,5	37,610

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	155,40	450	580,5	26,771
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	-	330	425,7	-
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	-	330	425,7	-
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	122,32	390	425,7	24,312
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	572,70	605	780,5	73,381
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	678,95	605	780,5	86,995
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	755,10	605	780,5	96,752
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	-	330	425,7	-
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	491,77	2040	2631,6	18,687
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	358,77	680	877,2	40,900
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	252,98	680	877,2	28,840
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	179,83	390	503,1	35,745
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	170,74	390	503,1	33,938
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	160,44	390	503,1	31,890
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	89,92	390	503,1	17,874
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,66	390	503,1	3,311
оп. 106 – Западная	АС-120/19	75,05	390	503,1	14,917
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	154,41	422	544,4	28,365

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ДДТ}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

После отключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т уровни напряжений в узлах находятся в допустимых пределах. Только ПС Уссурийск/т близок к предельному значению напряжения (100,73 кВ).

Самой загруженной линией является в послеаварийном режиме является ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2. Значение максимального тока, протекающего по проводнику маркой и сечением АС-240, составляет 755,10 А, т.е. 96,75 % от ДДТН при температуре минус 5 °С.

Величина потерь активной мощности в данном режиме составляет 28,29 МВт, это 2,89 % от общей нагрузки сети.

По приведенным данным видно, что «узким местом» в рассматриваемой сети является ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т. Аварийное отключение данной линии влечет за собой падение уровня напряжения на ПС Уссурийск/т.

1.2.4 Анализ нормального режима летнего максимума существующей сети

Рассмотрим нормальный режим летнего максимума с учётом схемы ремонта ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7.

Результаты расчёта нормального режима летнего максимума существующей сети представлены в таблице 12-13, схема потокораспределения показана на рисунке 6

Таблица 12 – Напряжения узлов в нормальном режиме летнего максимума

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	227,22	3,28
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,46	4,60

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4
ПС 110 кВ Шахта-7	110	105,84	-3,79
ПС 110 кВ Западная	110	106,82	-2,89
ПС 110 кВ Кролевцы	220	113,82	3,47
ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	107,95	-1,86
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	112,55	2,32
ПС 110 кВ Кожзавод	110	112,57	2,34
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	112,61	2,37
ПС 110 кВ УКФ	110	113,73	3,39
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,78	4,35
ПС 110 кВ Тереховка	110	110,5	0,45
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	108,42	-1,43
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	108,34	-1,51
ПС 110 кВ Кипарисово	110	107,82	-1,98

Таблица 13 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при 20 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	158,97	680	717,4	22,16
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	141,25	860	875,65	16,13
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	137,14	860	875,65	15,66
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	-	605	638,275	-
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	486,74	450	474,75	102,53
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	495,23	450	474,75	104,31
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	487,30	450	474,75	102,64
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	495,78	450	474,75	104,43
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	63,64	450	474,75	13,41
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	71,64	450	474,75	15,09
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	425,59	450	474,75	89,65
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	426,06	450	474,75	89,74
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	155,26	605	638,275	24,33
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/г	АС-150/24	121,28	450	474,75	25,55

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	155,40	450	474,75	36,77
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	-	330	348,15	83,30
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	-	330	348,15	46,15
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	122,32	390	411,45	19,75
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	572,70	605	638,275	43,22
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	678,95	605	638,275	57,23
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	755,10	605	638,275	67,29
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	-	330	348,15	126,95
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	491,77	2040	2152,2	17,36
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	358,77	680	717,4	43,87
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	252,98	680	717,4	30,99
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	179,83	390	411,45	41,94
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	170,74	390	411,45	40,23
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	160,44	390	411,45	38,07
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	89,92	390	411,45	22,75
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,66	390	411,45	3,43
оп. 106 – Западная	АС-120/19	75,05	390	411,45	19,53
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	154,41	422	445,21	44,46

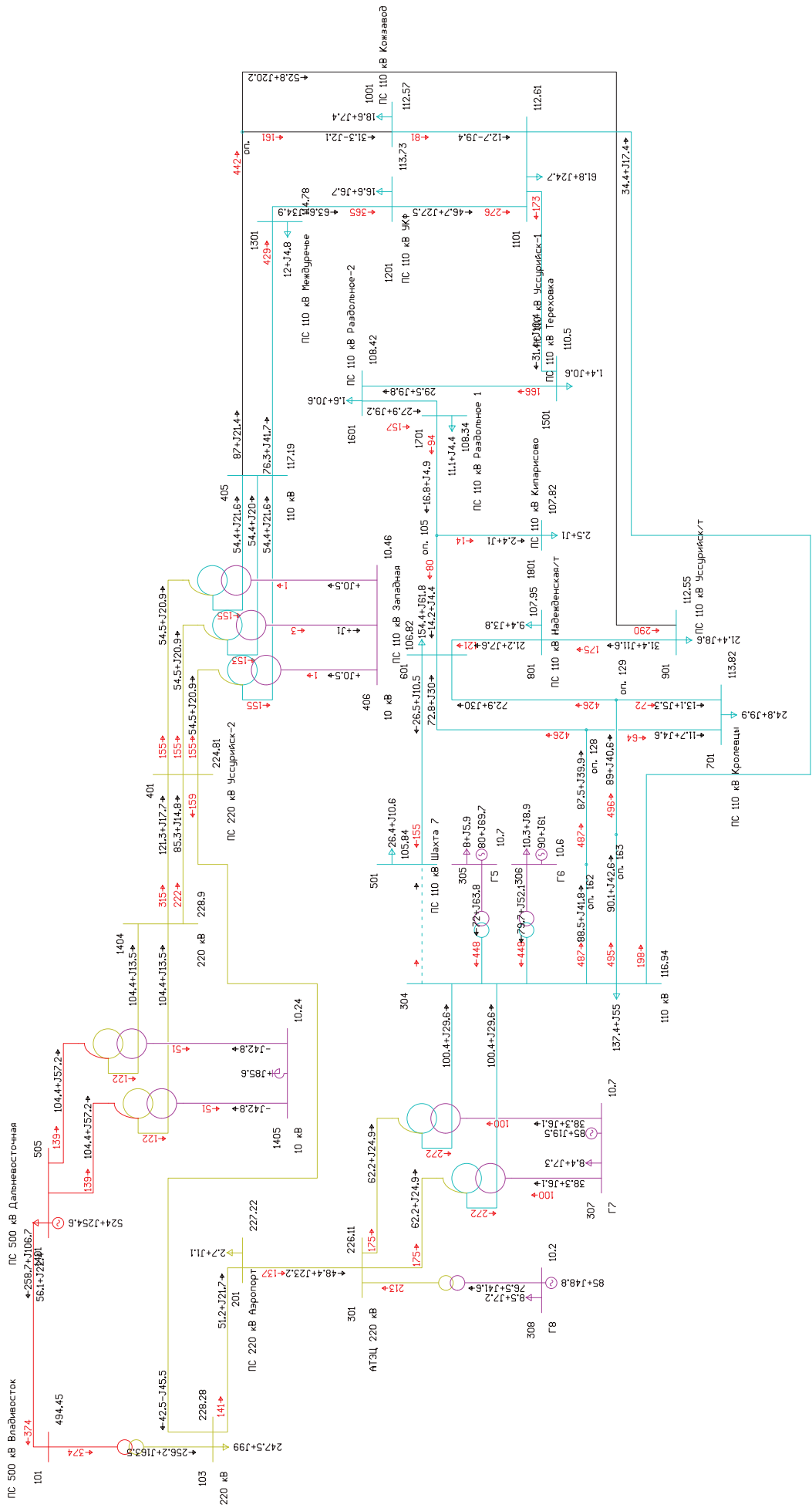


Рисунок 6 – Схема потокораспределения в нормальном режиме легкого максимума

Примечания:

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ДДТ}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

В нормальном режиме при учете схемы ремонта ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 все уровни напряжения находятся в допустимых пределах.

Самой загруженной линией в данной ситуации является ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2, которая является участком ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т. Максимальный ток равен 441,96 А, что составляет 126,95 % от значения ДДТН при температуре 20 °С 348,15 А.

Величина потерь активной мощности в данном режиме составляет 23,21 МВт, это 2,68 % от общей нагрузки сети.

1.2.5 Анализ послеаварийного режима летнего максимума существующей сети

В качестве послеаварийного режима летнего максимума нагрузки с учетом схемы ремонта ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 рассмотрим аварийное отключение самой загруженной линии: ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т. Результаты расчёта послеаварийного режима летнего максимума нагрузки с учётом схемы ремонта ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 представлены в таблице 14-15, схема потокораспределения показана на рисунке 7.

Таблица 14 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме летнего максимума

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	226,58	2,99
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,57	5,67
ПС 110 кВ Шахта-7	110	101,61	-7,63
ПС 110 кВ Западная	110	102,63	-6,70
ПС 110 кВ Кролевцы	220	112,05	1,86
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	100,79	-8,37

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	97,13	-11,70
ПС 110 кВ Кожзавод	110	111,67	1,51
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	112,00	1,82
ПС 110 кВ УКФ	110	113,64	3,31
ПС 110 кВ Междуречье	110	115,11	4,64
ПС 110 кВ Тереховка	110	108,84	-1,05
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	105,73	-3,88
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	105,61	-3,99
ПС 110 кВ Кипарисово	110	104,62	-4,89

Таблица 15 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при 20 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	194,02	680	717,4	27,05
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	238,83	860	875,65	27,28
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	233,77	860	875,65	26,70
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	0,00	605	638,275	0,00
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	623,85	450	474,75	131,41
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	634,73	450	474,75	133,70
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	624,42	450	474,75	131,53
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	635,27	450	474,75	133,81
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	63,59	450	474,75	13,39
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	73,82	450	474,75	15,55
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	562,79	450	474,75	118,54
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	563,39	450	474,75	118,67
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	161,67	605	638,275	25,33
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	192,44	450	474,75	40,53

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	136,96	450	474,75	28,85
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	0,00	330	348,15	0,00
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	0,00	330	348,15	0,00
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	103,38	390	411,45	25,13
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	535,39	605	638,275	83,88
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	625,80	605	638,275	98,05
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	690,39	605	638,275	108,16
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	0,00	330	348,15	0,00
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	390,46	2040	2152,2	18,14
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	298,71	680	717,4	41,64
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	210,81	680	717,4	29,39
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	256,87	390	411,45	62,43
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	249,39	390	411,45	60,61
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	240,12	390	411,45	58,36
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	175,55	390	411,45	42,67
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	14,55	390	411,45	3,54
оп. 106 – Западная	АС-120/19	162,52	390	411,45	39,50
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	172,89	422	445,21	38,83

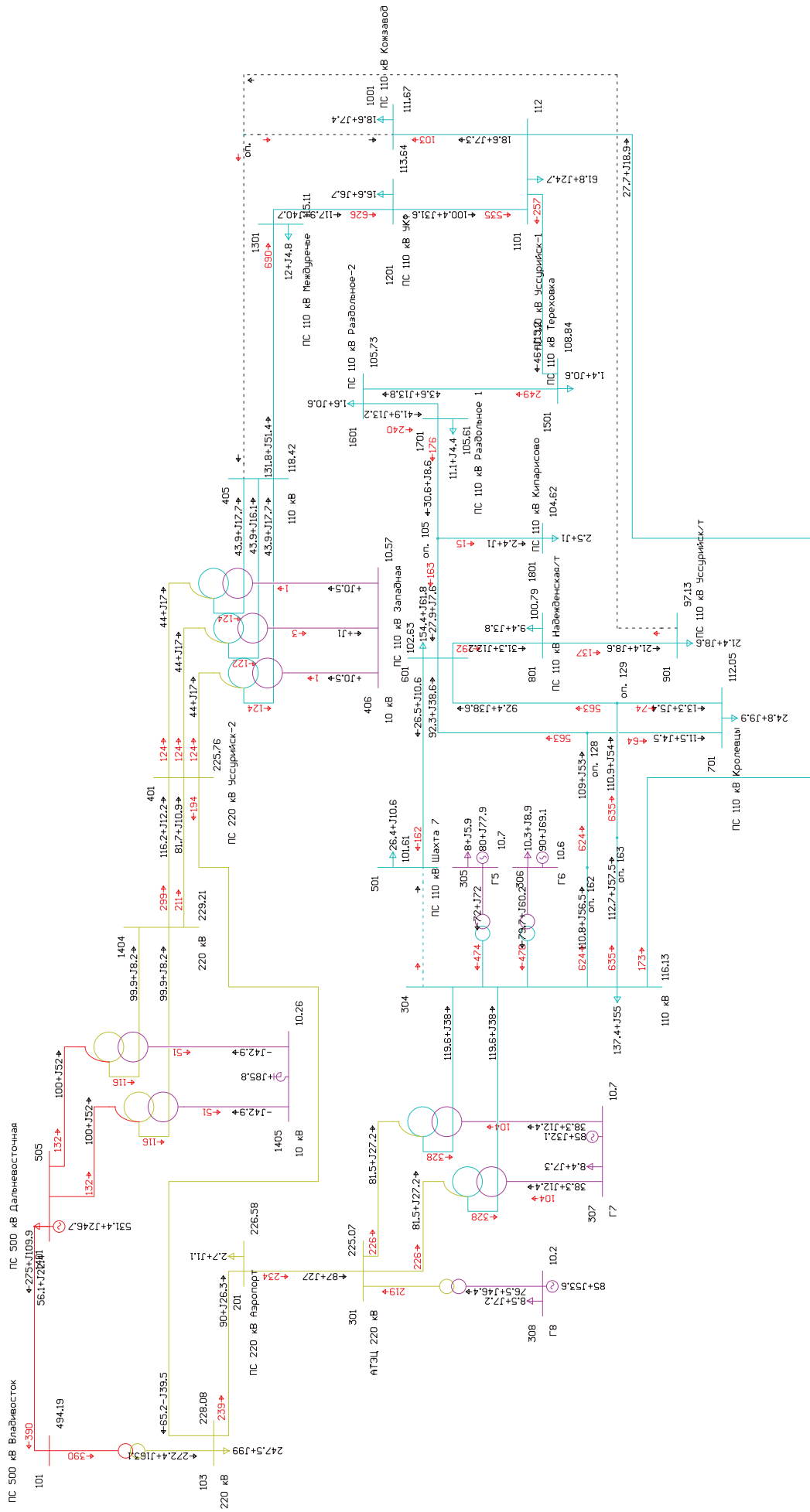


Рисунок 7 – Схема потокораспределения в послеаварийном режиме летнего максимума

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ДДТ}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

В послеаварийной режиме летнего максимума при учете схемы ремонта ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 уровни напряжения находятся в допустимых пределах, кроме ПС 110 кВ Уссурийск/т. Значение напряжения на стороне ВН составляет 97,13 кВ, минус 11,7 % от номинального значения.

При отключении ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т семь из тридцати двух линий превышают значение ДДТН. Самый критичный случай – перегрузка ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129, относящийся к ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1(№2), максимальный ток, протекающий по проводнику с маркой и сечением АС-150, равен 624,42 А, что составляет 133,81 % от значения ДДТН 474,75 А.

Величина потерь активной мощности в данном режиме составляет 30,70 МВт, это 3,65 % от общей нагрузки сети.

Вывод: по приведённым данным характеристики электрических сетей 110 кВ юга Приморского края видно, что ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т является «узким местом». Во всех режимах данная линия превышает значение ДДТН, значения уровней напряжения некоторых подстанций близки к недопустимым. Требуется мероприятия, после которых данная ВЛ будут соответствовать требованиям качества и надежности передачи электроэнергии.

2 СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП

Под пропускной способностью понимается максимальная мощность, которая может быть передана по линии с учетом технических ограничений. К ним относятся: ограничения по статической и динамической устойчивости, допустимому нагреву проводника, максимальным рабочим уровням напряжений по концам линий, минимальному допустимому КПД линии, допустимым токам коммутационной аппаратуры. Повышение пропускной способности является важным технико-экономическим мероприятием, позволяющее отказаться от строительства дополнительных линий и обеспечить передачу потребителю необходимой мощности. Важно не только повышать пропускную способность сооружаемых линий, но и не допускать её аварийного снижения [11].

Пути решения проблемы пропускной способности [4]:

- повышение номинального напряжения;
- повышение режимного (рабочего) напряжения
- повышение коэффициента реактивной мощности за счёт установки компенсирующих устройств;
- увеличения площади сечения проводов линий электропередачи;
- учёт фактической температуры окружающей среды;
- оптимизация электрического режима;

Рассмотрим более подробно несколько мероприятий:

2.1 Повышение рабочего напряжения

Повышение рабочего напряжения влияет на повышение пропускной способности за счёт снижения потерь активной мощности. При этом есть необходимость в усилении изоляции и среднегеометрического расстояния между проводами, что может привести к заменам опор на более высокие и усилению фундамента. Также необходимо учитывать замену трансформаторного и силового оборудования.

Регулировать напряжение на питающем или приёмном участке сети можно при помощи регулирования возбуждения генераторов на электростанциях, путём изменения коэффициента трансформации, используя устройства РПН и ПБВ, а также использование вольтодобавочных трансформаторов.

Вольтодобавочные трансформаторы могут ступенчато за счёт значительного повышения напряжения, обычно на следующий уровень, изменять мощность в широких пределах, однако есть возможность повышения уровня напряжения в процентах от номинального. За счёт контакторов изменение напряжения может выполняться под нагрузкой. Применение данного устройства даёт ряд преимуществ, таких как повышение надежности и стабилизации работы системы и повышения её надежности и повышение напряжения до экономически оптимальных значений.

В источнике [2] описываются принципы функционирования и конструктивные особенности вольтодобавочных трансформаторов. Конструктивно могут быть исполнены как регулируемые и нерегулируемые. Предел регулирования вольтодобавочного трансформатора может быть больше 10 %, связано это с падением напряжения при наличии полного сопротивления линии.

ВДТ могут работать как на повышение напряжения, так и на понижение напряжения и могут иметь несколько ступеней трансформации.

Одна обмотка устройства, включена последовательно с линией, в которой регулируется напряжение. Эта обмотка получает питание от вспомогательного трансформатора, первичная обмотка которого питается от сети или иного источника электроэнергии. Вторичная обмотка вольтодобавочного трансформатора должна быть изолирована на полное напряжение линии. В зависимости от фазы вторичного напряжения вольтодобавочного трансформатора напряжение сети может быть увеличено или уменьшено на величину напряжения вторичной обмотки трансформатора. Вторичное напряжение вольтодобавочного трансформатора следует выбирать так, чтобы при возможных колебаниях напряжения сети рабочая точка на внешней характеристике не выходила за пределы зоны стабилизации.

Вольтодобавочные трансформаторы целесообразно устанавливать во вторичные цепи трансформаторов, связывающих сети разных номинальных напряжений. Это обусловлено тем обстоятельством, что в указанных местах действие вольтодобавочных трансформаторов получается наиболее эффективным даже при изменении схемы сети каждой ступени трансформации. Установка их в сети меньшего напряжения может показаться более выгодной, поскольку в отдельных линиях может оказаться меньшей передаваемая активная мощность. Однако при этом могут возникать и некоторые нежелательные явления, такие, как появление уравнивающих токов в контурах сети одного напряжения, имеющих сравнительно малую протяженность. Эти уравнивающие токи могут вызвать дополнительные потери энергии в большей степени, чем снижают потери энергии в неоднородном контуре.

Существует два вида ВДТ – с продольной компенсацией, и с поперечной. Вольтодобавочные трансформаторы с продольной компенсацией изменяют величину напряжения, а с поперечной компенсацией - фазу напряжения. У продольного ВДТ первичная обмотка питающего трансформатора включена на фазное напряжение, в рассечку той же фазы включена и вторичная обмотка последовательного трансформатора.

У поперечного ВДТ первичная обмотка питающего трансформатора включена на линейное напряжение. Вторичная обмотка последовательного трансформатора включена в рассечку третьей фазы.

Это позволяет использовать их в системах с замкнутыми контурами для перераспределения потоков активной и реактивной энергии между отдельными элементами системы. В случае с повышением передаваемой активной мощностью, рассматривается только ВДТ с продольной компенсацией, в диссертации рассматривается только симметричная трехфазная линия электропередач.

Стоимость вольтодобавочных трансформаторов с поперечным и продольным регулированием значительно дороже, чем с одним из них составляет 0,7 – 1,6 стоимости силового трансформатора аналогичной мощности. В связи с этим они, как правило, не применяются во вновь проектируемых электроустановках.

Для промышленных комплексов, где провалы напряжения происходят не только в установившемся режиме, из-за большого реактивного сопротивления магистральных линий, но и при больших пусковых токах электродвигателей, использование ВДТ является одним из надежных и распространенных решений. Особенно эффективно такое решение для нефтегазовых добычных промыслов, которые обусловлены высокой протяженностью линии, что дает значительное падение напряжений. При увеличении нагрузки, падение напряжения увеличится, уменьшая пропускную способность.

2.2 Повышение коэффициента реактивной мощности

Повышение коэффициента реактивной мощности достигается за счёт подключения в сеть различного оборудования, предназначенного для компенсации реактивной мощности. Так как основными электроприемниками на производственных комплексах являются электроприводы и трансформаторы, из сети потребляется значительная величина реактивной мощности, есть необходимость в её компенсации.

Устройства для компенсации реактивной мощности:

- конденсаторные установки;
- фильтро-компенсирующие устройства
- фильтро-компенсирующие устройства с декомпесатором реактивной мощности или статический компенсатор
- синхронный компенсатор и др.

Конденсаторные установки являются наиболее простым и дешевым способом компенсации реактивной мощности. Секции конденсаторов подключаются к сети через автоматический выключатель в зависимости от необходимости.

Фильтро-компенсирующие устройства позволяют не только скомпенсировать реактивную составляющую мощности, но и улучшить гармонический состав сети.

Статический компенсатор является тем же фильтром, но работает параллельно с декомпесатором, позволяющий не переключать устройство при изменении состава сети. Один из самых удобных, но дорогих способов.

Синхронный компенсатор представляет собой синхронный двигатель, работающий в холостую, то есть не производя механической энергии. Целесообразно использовать такого типа компенсатора на производстве, требующего компенсации больших значений реактивной мощности.

Статический синхронный компенсатор (static synchronous compensator – СТАТКОМ) представляет собой накопитель энергии постоянного тока, подключенный к сети при помощи статического силового преобразователя. Существуют две разновидности СТАТКОМ – исполненные на основе источника напряжения, конденсатор выступает в качестве источника; либо выполненные на основе источника тока, накопитель – индуктивность. В настоящее время СТАТКОМ выполненные на основе источника напряжения более распространены из-за их меньшей цены.

При управлении силовым преобразователем в СТАТКОМ напряжение генерируется на его выходе произвольной формы, а в узел добавляется тока таким образом, чтобы была возможность контролировать параметры напряжения сети.

Таким образом, СТАТКОМ может использоваться для:

- стабилизации напряжения, которая осуществляется динамической компенсацией реактивной мощности;
- восстановления синусоидальной формы токов и напряжений в узле сети;
- устранения несимметрии напряжений в узле сети.

Кроме того, возможна установка батарей конденсаторов большой ёмкости, либо аккумуляторных батарей в ЗПТ СТАТКОМ, что позволяет также использовать СТАТКОМ при аварийных режимах сети в качестве бесперебойного источника питания.

Также одним из способов повышения напряжения в распределительной сети предприятия является применение установок продольно-емкостной компенсации (УПК). [15] приведено описание применения установок продольной емкостной компенсации в распределительных сетях. Исходя из принципа работы установок продольной емкостной компенсации, можно заключить, что устрой-

ство эффективно только при наличии большого индуктивного сопротивления линии и способно стабилизировать напряжение в отдельных точках системы электроснабжения.

Значительным недостатком УПК является необходимость защиты его конденсаторов от пусковых токов и токов короткого замыкания.

Тиристорный выключатель предназначен прежде всего для защиты конденсаторов УПК от короткого замыкания в линии, где установка подключена. Тиристоры открываются в случае достижения мгновенного значения напряжения на конденсаторах выше допустимого.

Охарактеризуем положительные и отрицательные стороны установок продольно-емкостной компенсации, применяемой в сетях среднего уровня напряжения.

Основными преимуществами УПК являются:

- автоматическая, безынерционная добавка напряжения;
- стабилизация напряжения в узлах нагрузки, вплоть до зажимов электроприемников;
- возможность размещения УПК в любой точке линии (в случае ее радиального исполнения)

Указанные преимущества особенно ярко проявляются при соотношении индуктивного сопротивления над активным больше единицы. Основными недостатками УПК являются:

- необходимость применения надежной защиты от коротких замыканий в линии;
- ограничение эффективности УПК в зависимости от конфигурации сети. УПК наиболее эффективны для радиальных линий и менее эффективны для магистральных;
- возможность возникновения субгармонических колебаний при неправильном выборе индуктивного сопротивления УПК по отношению к индуктивному сопротивлению линии;

- применение большего количества конденсаторов, что вследствие приводит к большим габаритам размерам установки.

Таким образом УПК является достаточно эффективным средством повышения пропускной способности ЛЭП на среднем уровне напряжения, однако его применение ограничено факторами, представленными в его недостатках выше.

В настоящее время одним из самых распространённых способов увеличения передаваемой мощности является применение поперечной емкостной компенсации. В этом случае увеличение пропускной способности достигается компенсацией реактивной составляющей тока нагрузки.

При использовании поперечной компенсации необходимо учитывать, что наибольший эффект ее применения достигается при условии подключения конденсаторов как можно ближе к нагрузке.

Очевидно, что для достижения заданного угла линии при переменной нагрузке, необходимо использовать регулируемую дискретно установку поперечной компенсации. Такие установки широко используются в сетях среднего напряжения.

Основными преимуществами поперечной компенсации являются:

- простота конструкции;
- обеспечения заданного значения $\text{tg}\varphi$ на входе системы электроснабжения предприятия;

К недостаткам следует отнести:

- зависимость генерации реактивной мощности от напряжения;
- относительно большие габариты;

Таким образом, можно заключить, что установки поперечной емкостной компенсации являются эффективным средством увеличения значений передаваемой мощности и актуальны для использования в распределительных сетях промышленных предприятий. В определенных случаях значение передаваемой мощности можно увеличить до его максимальных значений (пропускной способ-

ности). Следует отметить, что устройства продольной и поперечной компенсации зачастую применяются совместно. Этому посвящен ряд научных работ, в которых показана эффективность их совместного включения [16].

2.3 Строительство новых и реконструкция действующих линий

В данной ситуации возможны варианты: размещения дополнительных линий на существующих опорах, либо строительство новых линий в том же коридоре. Предпочтительным будет размещение дополнительных линий на существующих опорах, так как нехватка ширины коридора препятствует строительству новой ВЛ. Однако в промышленно развитых странах экономически целесообразно реконструкция действующих линий.

Замена действующих проводов на новые традиционные с большим сечением является наиболее простым способом реконструкции ЛЭП, но данный способ требует усиление конструкции (опоры, изолирующие подвесы, фундаменты), связано это с увеличением массы проводника.

Более дорогим методом является замена действующего проводника на так называемые компактные провода типа AERO-Z, ACCC, TACS/ACS, GTACSR и др. Каждый тип проводника имеет ряд отличительных особенностей, но есть и схожесть. В отличие от традиционных сталеалюминевых проводов поверхность компактных практически идеально гладкое, а вместо стального сердечника используют алюминиевые проволоки. Такие особенности позволяют увеличить пропускную способность ЛЭП, не меняя механических напряжений в опорах.

2.4 Оптимизация электрических режимов

Оптимизация электрических режимов также может увеличить максимальное значение передаваемой мощности по линиям электропередачи.

Для начала нужно определить, что из себя представляет понятие оптимизация электрических режимов. В источнике [6] автор подробно расписал задачи оптимизации режимов электроэнергетических систем и электрических сетей, ход проведения оптимизации режима питающих сетей по напряжению, реактивной мощности и коэффициентам трансформации. Содержание курса базируется

на знаниях высшей математики, программирования на ЭВМ, электрических машин, математических задач энергетики.

Оптимизация режимов соответствует требованиям достижения наибольшего народнохозяйственного эффекта и проводится по критерию минимума расхода условного топлива при учете ограничений по использованию отдельных видов топлива.

Оптимизация режима питающей сети является одним из основных организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии. В источнике [27] рассматриваются принципиальные вопросы в области планирования и управления режимами электрических сетей: потери электроэнергии, компенсация реактивной мощности, качество электроэнергии.

Эффективность оптимизации режимов зависит от информационной обеспеченности и степени практической реализации результатов. Рекомендуется проведение не менее 16 расчетов в год, для каждого из четырех характерных периодов (зима, весна, лето и осень), расчеты оптимальных режимов для часов максимальных суточных нагрузок и ночных провалов нагрузок для двух типов суток - рабочих и нерабочих. При отсутствии информации о нагрузках подстанций для некоторых из указанных 16 режимов (например, весеннего или осеннего периодов) расчеты рекомендуются по приближенно вычисленным нагрузкам [12].

В работе [28] разработан новый подход к решению задачи оптимизации суточного графика нагрузки энергоагрегатов тепловых электростанций по критерию минимизации затрат на топливо, с учетом стоимости потерь в электрической сети и стоимости простоя энергоагрегатов на тепловых электростанциях. В работе рассмотрен ряд моделей электроэнергетических систем для решения задачи выбора оптимального состава включенных энергоблоков и алгоритм оптимального распределения нагрузки между энергоблоками с учетом стоимости потерь в электрической сети. В результате слияния разработанных алгоритмов получена методика оптимизации режима ЭЭС с учетом стоимости потерь в электрической сети.

2.5 Учёт фактической температуры окружающей среды

Повышение среднего значения рабочей температуры проводника основываясь на статических данных о погодных условиях позволяет значительно увеличить нагрузку линии, если при проектировании учёт внешних факторов был произведен с большим запасом. Данный способ обуславливается малыми затратами, но сложность использования заключается в неопределенности реальных условий окружающей среды, которая сохраняет риск сверхдопустимого провеса проводов.

Динамический контроль и регулирования нагрузки на основе данных в реальном времени исключает опасные режимы работы ВЛ и позволяет диспетчеру оперативно повышать или понижать нагрузки линии. Такой метод позволяет увеличить допустимую нагрузку на 5-20 %.

3 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ УССУРИЙСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Разработка вариантов развития электрической сети необходима для повышения пропускной способности проблемного участка сети, выявленного в результате расчетов и анализа серии режимов в электрических сетях Уссурийского городского округа.

По результатам расчета и анализа серии режимов необходимо разработать мероприятия по повышению пропускной способности ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т.

3.1 Вариант развития электрической сети при повышении напряжения

Первый вариант развития электрической сети относится к малозатратным мероприятиям по повышению пропускной способности ЛЭП. Предельная передаваемая мощность по линии пропорциональна квадрату напряжения, таким образом при повышении напряжения до максимального рабочего можно добиться увеличения пропускной способности линии. Схема развития варианта №1 представлена на рисунке 8.

В данном варианте рассматривается повышение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2.

Повышение напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 произведем путём изменения положения отпайки РПН автотрансформаторов АТ-ДЦТН-125000/220. Согласно [37], пределы регулирования данного автотрансформатора составляют $\pm 6 \cdot 2$ %, т.е. при номинальном напряжении 110 кВ пределы регулирования составляют 96,8-123,2 кВ, не учитывая потерю напряжения в оборудовании.



Рисунок 8 – Схема варианта №1

3.2 Вариант развития электрической сети при компенсации реактивной мощности

Следующий вариант представляет изменение коэффициента реактивной мощности на шинах подстанций от максимального значения, предусмотренного приказом Минэнерго №380, до нуля. Таким мероприятием является глубокая компенсация реактивной мощности.

Для рассматриваемого участка сети компенсация реактивной мощности будет проводиться на ПС 110 кВ Уссурийск-1, ПС 110 кВ Кожзавод. Схема развития варианта №2 показана на рисунке 9.

Коэффициент реактивной мощности при глубокой компенсации равен $\text{tg}\varphi_{\text{пред}} = 0$, следовательно мощность компенсирующего устройства равна:

$$Q_{KV} = Q_{\text{max}} \cdot \quad (6)$$

Максимальная реактивная мощность, на ПС Уссурийск-1 составляет $Q_{KV.Усс-1} = 21,48$ Мвар, на ПС Кожзавод – $Q_{KV.Кож} = 8,7$ Мвар.

В качестве КУ на шины 10 кВ на ПС Уссурийск-1 выберем 6хУКЛ56-6,3-4950К, на ПС Кожзавод – 2хУКЛ56-6,3-4500 К.



Рисунок 9 – Схема варианта №2

3.3 Вариант развития электрической сети при повышении напряжения и компенсации реактивной мощности

Данный вариант предполагает комплексное воздействие первого и второго варианта, т.е. глубокая компенсация реактивной мощности и повышение номинального напряжения до максимального рабочего центра питания рассматриваемого участка сети.

В данном варианте комплексно выполняем путь развития варианта №1 и варианта №2, т.е. повышаем напряжения с помощью РПН и устанавливаем БСК на ПС Уссурийск-1 и ПС Кожзавод.

Схема варианта №3 представлена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Схема варианта №3

3.4 Вариант развития электрической сети при замене проводника

Четвертый вариант относится к крупнозатратным и предполагает повышение пропускной способности путём совершенствования конструкции и материалов электрической сети, т.е. замена проводника на большее сечение.

Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т включает в себя:

- замена проводника участка «ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – оп.»;
- замена проводника участка «ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод»
- замена проводника участка «ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск/т».

При реконструкции ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т необходимо заменить все проводники данного участка маркой и сечения АС-95/16 общей протяжённостью 16,6 км.

В таблице 16 представлены токи, протекающие по ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 –Кожзавод –Уссурийск/т.

Таблица 16 – Расчетные токи участков ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т

Наименование участка	Расчетный ток, А	Текущие марка и сечение проволочника	Необходимость в замене проводника
Уссурийск-2 – оп.	494,55	АС-95/16	требуется
Оп. – Кожзавод	412,65	АС-95/16	требуется
оп. – Уссурийск/т	328,65	АС-95/16	требуется

Провода маркой и сечением провода АС-95/16 заменим на АССС Helsinki 160.

Энергоэффективные провода с композитным сердечником марки АССС (Aluminium Composite Core Conductor) является передовой технологией, производимой заводом ООО «Сим-Росс-Ламифил». Конструктивно продукт представляет собой алюминиевый провод с сердечником, состоящий из гибридного композитного материала с высокопрочными карбоновыми нитями. По сравнению с стальным сердечником (провода серии АС) композитный обеспечивает более меньший тепловой провис, благодаря низкому коэффициенту теплового расширения, и имеет меньший вес, что позволяет увеличить диаметр провода при сохранении удельного веса.

Преимущества провода с композитным сердечником АССС перед АС при том же диаметре:

- значение номинального тока вдвое выше, следовательно, пропускная способность увеличивается в 2 раза;
- Прочность на разрыв провода на 20-25 % выше, удельный вес на 50–60 % меньше;
- Потери электроэнергии в проводе ниже на 20-30 %;

– стойкость к воздействию среды выше (отсутствие коррозии и возникновение электролиза между алюминиевыми проволоками и композитным сердечником);

– более компактное строение и гладкая поверхность провода, позволяющие снизить нагрузку на опоры при обледенении и ветровых нагрузок.

Срок эксплуатации провода АССС не менее 50 лет.

Для наглядности эффективности провода АССС в таблице приведем основные характеристики Helsinki 160 и АС-95/16.

Таблица 17 –Характеристика проводов марки АС-95/16 и АССС Helsinki 160

Характеристика	АС-95/16	Helsinki 160
Сечение общее, мм ²	111,33	181,7
Масса провода, кг/м	0,385	0,480
Внешний диаметр, мм	13,5	15,65
Сечение сердечника, мм ²	15,91	28,0
Допустимая токовая нагрузка при прокладке на воздухе, А	330	813
Электрическое сопротивление, Ом/км	0,3007	0,1824
Разрывное усилие провода, Н	33369	69000

По приведенным данным видно, что при вдвое большем сечении провод АССС имеет вдвое меньшее электрическое сопротивление, вдвое большее разрывное усилие провода и допустимая токовая нагрузка при прокладке на воздухе в сравнении с АС-95. При этом масса и внешний диаметр одинаковы в обоих типах, что позволяет произвести замену проводника без необходимости замен опор.

Схема варианта №4 показана на рисунке 11.



Рисунок 11 – Схема варианта №4

3.5 Вариант развития электрической сети при строительстве переключательного пункта

Вариант №5 предполагает строительство переключательного пункта с связями с АТЭЦ, ПС 110 кВ Уссурийск-1 и ПС 110 кВ Кожзавод. Данное решение включает в себя:

- строительство переключательного пункта 110 кВ Уссурийск;
- строительство ВЛ 110 кВ П.П. Уссурийск – Кожзавод.

Переключательный пункт – энергообъект, обеспечивающий прием и распределение электрической энергии без её преобразования.

Для переключательного пункта 110 кВ Уссурийск выберем схему РУ 6Н – «Треугольник». Данная схема распределительного устройства предназначена для проходных или ответвительных однострансформаторных подстанций с двухсторонним питанием, может быть начальным этапом более сложной схемы. Имея 3 соединения, схема подходит для переключательного пункта.

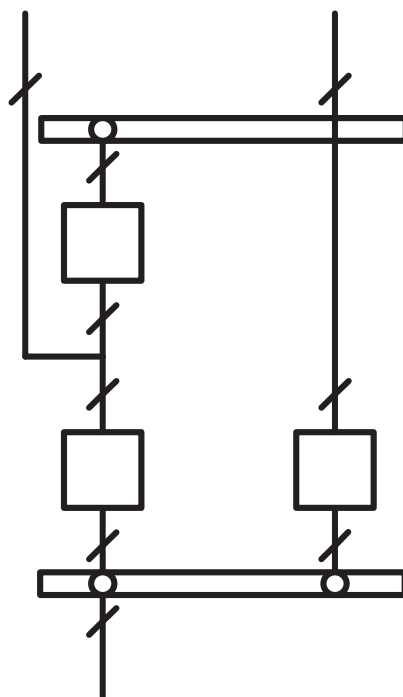


Рисунок 12 –Схема РУ 6Н "Треугольник"

Переключательный пункт на напряжение 110 кВ выполним в виде КРУЭ. Для выбора электрооборудования, входящее в состав КРУЭ, рассчитаем токи короткого замыкания на шинах П.П. Уссурийск. Подробный расчет токов КЗ представлен в Приложении Б.

Предварительно выбираем КРУЭ, состоящее из ячеек типа ЯТЭ – 110Л/3150У2. Одна ячейка включает в себя комплект модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующих заземлителей, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов воздушных или кабельных, токопроводов и т.д. В таблице 18 приведены паспортные данные КРУЭ ЯТЭ – 110Л/3150У2.

Таблица 18 –Выбор КРУЭ 110 кВ

Параметры	Расчетные данные	Паспортные данные
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	110	110/126
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	440	3150

1	2	3
Номинальный ток отключения выключателей, кА	24,26	40
Электродинамическая стойкость, кА	65,188	100
Термическая стойкость, Ка ² /с	1489,06	4800
Наибольший ток включения, кА	24,26	100

Выбор провода ВЛ 110 кВ П.П. Уссурийск – Кожзавод будем проводить по экономическим токовым интервалам. Для этого необходимо определить расчетное значение тока, протекающего по линии.

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (7)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки, при числе часов использования максимальной нагрузки в год равным 5832, значение принимаем равным 1,2;

I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, кА.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{нескij}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\psi}}, \quad (8)$$

Активная и реактивная мощности определяются по нормальному режиму максимума нагрузки в зимний период.

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{18.2^2 + 15^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,124 \text{ кА},$$

$$I_p = 1 \cdot 1,2 \cdot 0,124 = 0,149 \text{ кА}.$$

По экономическим интервалам токовых нагрузок для сталеалюминевых проводов для ОЭС Сибири выбираем АС-150/24.

Схема варианта №5 представлена на рисунке 12.



Рисунок 13 – Вариант №5 развития электрической сети

4 АНАЛИЗ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ

4.1 Анализ установившихся режимов первого варианта развития

Рассмотрим нормальный и послеаварийный режимы максимума нагрузки зимнего периода.

4.1.1 Анализ нормального режима

Результаты расчёта нормального режима представлены в таблицах 19-20, схема потокораспределения показана на рисунке 10.

Таблица 19 – Напряжения узлов в нормальном режиме зимнего максимума варианта №1

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
ПС 220 кВ Аэропорт	220	224,39	1,99
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,01	0,13
ПС 110 кВ Шахта-7	110	113,65	3,32
ПС 110 кВ Западная	110	111,33	1,21
ПС 110 кВ Кролевцы	110	115,14	4,67
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	112,45	2,22
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	117,12	6,47
ПС 110 кВ Кожзавод	110	117,05	6,41
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	116,75	6,14
ПС 110 кВ УКФ	110	118,41	7,65
ПС 110 кВ Междуречье	110	119,89	8,99
ПС 110 кВ Тереховка	110	114,69	4,27
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	112,67	2,43
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	112,59	2,35
ПС 110 кВ Кипарисово	110	112,14	1,95

Таблица 20 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума варианта №1

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	220,36	680	877,2	25,12
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	261,32	860	1070,7	24,41
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	253,18	860	1070,7	23,65
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	508,50	605	780,5	65,15
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	341,29	450	580,5	58,79
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	347,24	450	580,5	59,82
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	341,71	450	580,5	58,87
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	347,66	450	580,5	59,89
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	75,88	450	580,5	13,07
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	81,49	450	580,5	14,04
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	267,51	450	580,5	46,08
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	267,84	450	580,5	46,14
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	339,69	605	780,5	43,52
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	97,40	450	580,5	16,78

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	155,90	450	580,5	26,86
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	284,98	330	425,7	66,94
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	239,70	330	425,7	56,31
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	126,59	390	425,7	25,16
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	351,10	605	780,5	44,99
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	448,22	605	780,5	57,43
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	518,39	605	780,5	66,42
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	521,17	330	425,7	122,43
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	476,66	2040	2631,6	18,11
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	397,05	680	877,2	45,26
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	280,80	680	877,2	32,01
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	153,40	390	503,1	30,49
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	145,86	390	503,1	28,99
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	135,91	390	503,1	27,01
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	65,23	390	503,1	12,97
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	155,90	390	503,1	26,86
оп. 106 – Западная	АС-120/19	284,98	390	503,1	66,94
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	239,70	422	544,4	56,31

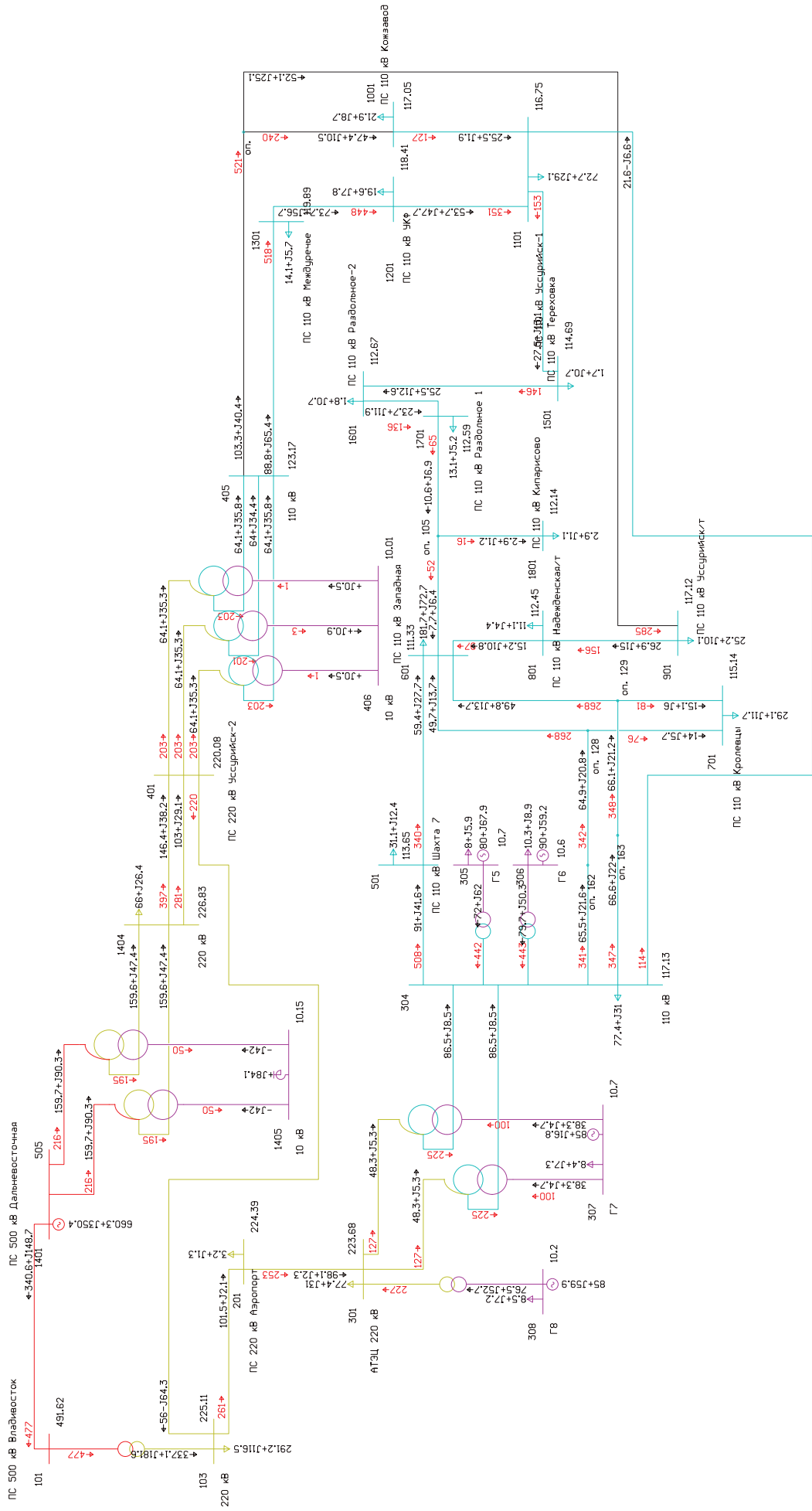


Рисунок 14 –Схема потокораспределения для нормального режима зимнего максимума варианта №01

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

После повышения напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 все уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самый низкий уровень – на стороне 10 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2, самый высокий – ПС 110 кВ Междуречье.

Повышение напряжения в центре питания способствует увеличению передаваемой мощности по рассматриваемому участку сети (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т), что введет к увеличению процента загрузки линии. Самый загруженной линией является ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2, максимальный ток равен 521,17 А, загрузка составляет 122,43 %.

Потери активной мощности при данном варианте находятся в эффективных пределах, значение составляет 24,08 МВт – 2,47 % от общей нагрузки (976 МВт).

4.1.2 Анализ послеаварийного режима

В качестве послеаварийного режима рассмотрим самый загруженный участок сети кроме рассматриваемого (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т).

Результаты расчёта послеаварийного режима варианта №1 представлены в таблице 21-22, схема потокораспределения показана на рисунке 14.

Таблица 21 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №1

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	224,05	1,84
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,20	2,03
ПС 110 кВ Шахта-7	110	112,57	2,33

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
ПС 110 кВ Западная	110	109,92	-0,07
ПС 110 кВ Кролевцы	220	114,21	3,83
,ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	110,77	0,70
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	114,74	4,31
ПС 110 кВ Кожзавод	110	114,30	3,91
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	112,66	2,42
ПС 110 кВ УКФ	110	112,02	1,84
ПС 110 кВ Междуречье	110	111,82	1,66
ПС 110 кВ Тереховка	110	111,33	1,21
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	110,06	0,06
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	110,02	0,01
ПС 110 кВ Кипарисово	110	109,93	-0,07

Таблица 22 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №1

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	221,95	680	877,2	25,30
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	316,98	860	1070,7	29,61
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	309,11	860	1070,7	28,87
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	536,56	605	780,5	68,75
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	360,29	450	580,5	62,07
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	366,58	450	580,5	63,15
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	360,76	450	580,5	62,15
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	367,04	450	580,5	63,23
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	76,36	450	580,5	13,15
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	82,29	450	580,5	14,18
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	286,09	450	580,5	49,28
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	286,44	450	580,5	49,34
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	366,82	605	780,5	47,00
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	85,94	450	580,5	14,81

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	146,99	450	580,5	25,32
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	280,47	330	425,7	65,88
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	628,30	330	425,7	147,59
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	509,74	390	425,7	101,32
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	186,79	605	780,5	23,93
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	78,47	605	780,5	10,06
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	-	605	780,5	-
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	908,67	330	425,7	213,45
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	485,40	2040	2631,6	18,44
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	386,61	680	877,2	44,07
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	273,11	680	877,2	31,13
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	113,00	390	503,1	22,46
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	104,65	390	503,1	20,80
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	94,45	390	503,1	18,77
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	22,11	390	503,1	4,39
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,29	390	503,1	3,24
оп. 106 – Западная	АС-120/19	8,66	390	503,1	1,72
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	189,30	422	544,4	34,77

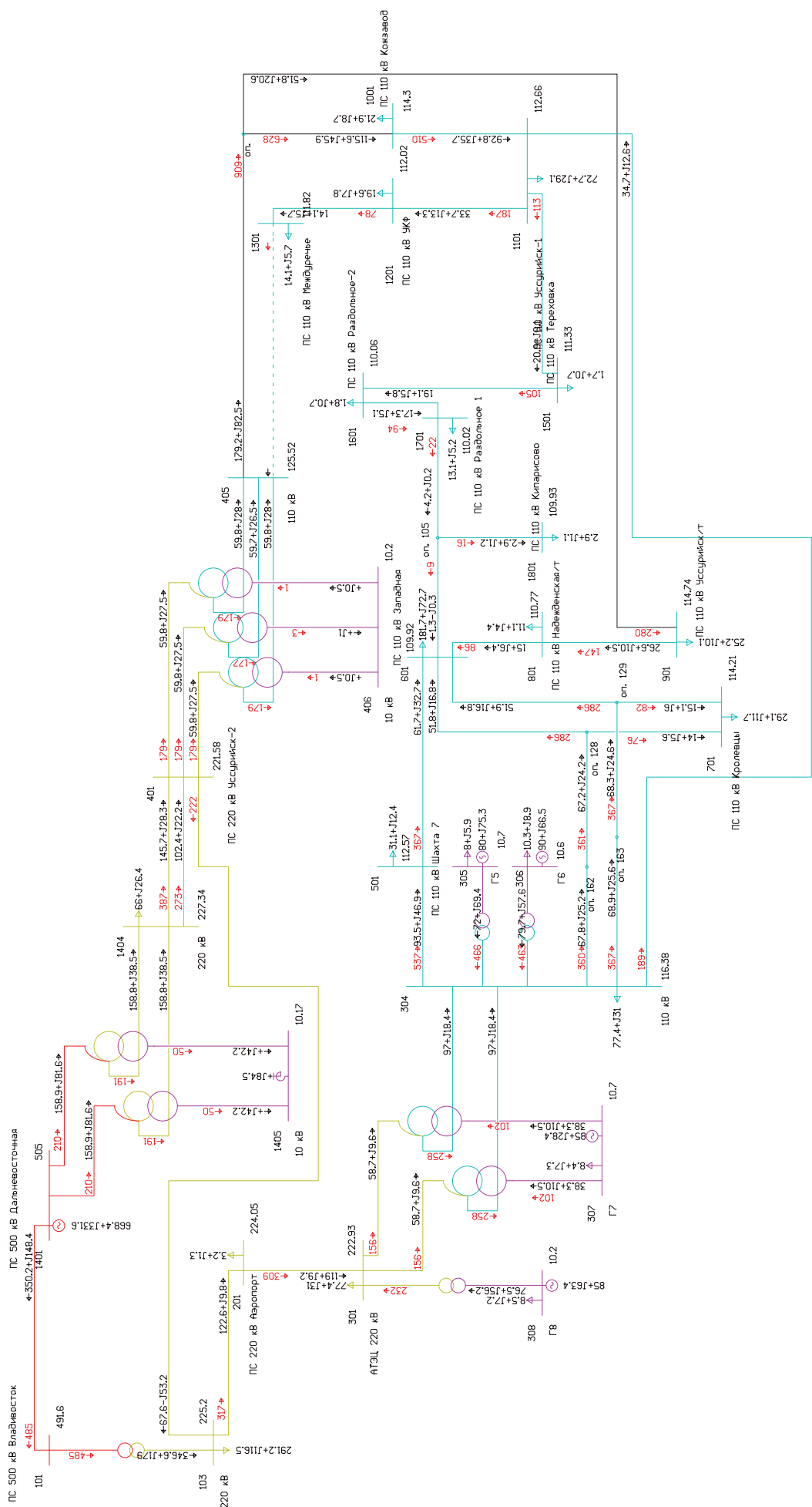


Рисунок 15 –Схема потокораспределения для послеаварийного режима варианта №01

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

После отключения самой загруженной линии – ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2 уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самым низким уровнем напряжения на ПС 110 кВ Западная, самый высокий – Уссурийск/т.

В послеаварийном режиме некоторые участки рассматриваемой сети имеют критические значения перегрузки. К таким относятся: ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод (147,59 % при максимальном токе 628,3 А), ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1 (101,32 % при максимальном токе 509,74 А), ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2 (213,45 % при максимальном токе 908,67 А).

Потери активной мощности равны 32,19 МВт, что составляет 3,29 % от общей нагрузки.

Анализ режимов работы электрической сети при первом варианте развития показал, что повышение напряжения увеличивает пропускную способность за счет уменьшения потерь активной мощности при передаче электроэнергии в рассматриваемом участке сети, что может быть эффективным при малой нагрузке линии. Но в данном случае нагрузка рассматриваемого участка критична, рассматриваемая электрическая сеть при таком режиме работы не отвечает требованиям качества и надежности электрической сети.

4.2 Анализ установившихся режимов второго варианта

4.2.1 Анализ нормального режима

Второй вариант предполагает глубокую компенсацию реактивной мощности на ПС 110 кВ Уссурийск-1 и ПС 110 кВ Кожзавод.

Таблица 23 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №2

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	225,18	2,35
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,55	5,54
ПС 110 кВ Шахта-7	110	112,98	2,71
ПС 110 кВ Западная	110	110,36	0,33
ПС 110 кВ Кролевцы	110	114,60	4,18
ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	110,99	0,90
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	114,33	3,93
ПС 110 кВ Кожзавод	110	114,37	3,98
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	114,45	4,04
ПС 110 кВ УКФ	110	115,26	4,78
ПС 110 кВ Междуречье	110	116,13	5,57
ПС 110 кВ Тереховка	110	112,75	2,5
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	111,10	1,00
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	111,04	0,94
ПС 110 кВ Кипарисово	110	110,77	0,70

Таблица 24 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума варианта №2

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	186,64	680	877,2	21,28
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	285,21	860	1070,7	26,64
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	277,92	860	1070,7	25,96
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	529,18	605	780,5	67,80
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	355,54	450	580,5	61,25
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	361,75	450	580,5	62,32
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	355,99	450	580,5	61,32
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	362,18	450	580,5	62,39
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	76,10	450	580,5	13,11
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	81,94	450	580,5	14,12
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	281,37	450	580,5	48,47
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	281,72	450	580,5	48,53
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	360,25	605	780,5	46,16
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	71,07	450	580,5	12,24

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	132,08	450	580,5	22,75
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	266,28	330	425,7	62,55
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	219,70	330	425,7	51,61
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	120,69	390	425,7	23,99
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	284,25	605	780,5	36,42
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	388,85	605	780,5	49,82
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	463,97	605	780,5	59,45
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	457,04	330	425,7	107,36
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	467,07	2040	2631,6	17,75
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	374,11	680	877,2	42,65
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	263,56	680	877,2	30,05
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	138,56	390	503,1	27,54
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	130,37	390	503,1	25,91
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	120,19	390	503,1	23,89
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	47,68	390	503,1	9,48
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,16	390	503,1	3,21
оп. 106 – Западная	АС-120/19	32,12	390	503,1	6,38
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	132,18	422	544,4	24,28

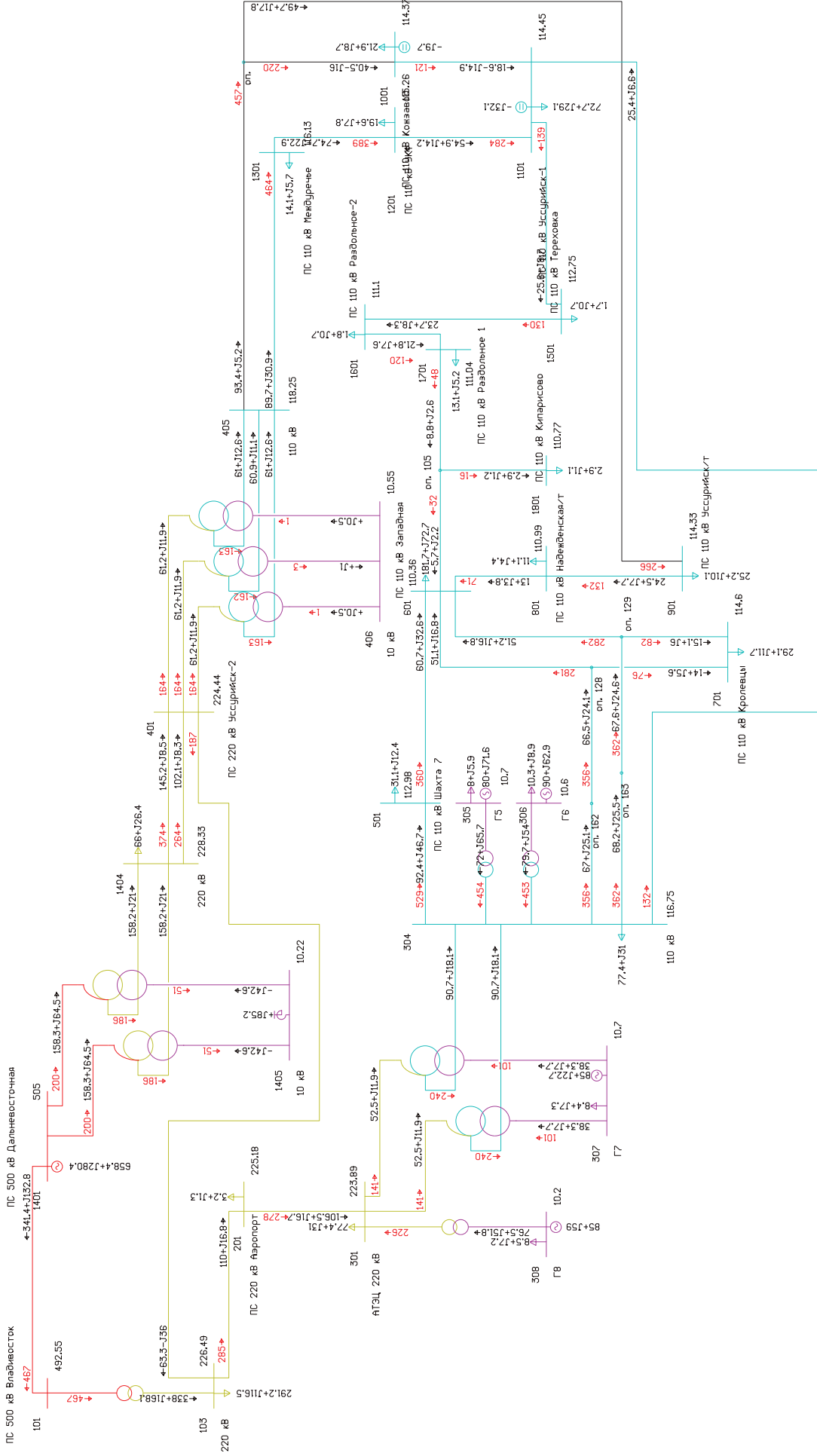


Рисунок 16 – Схема потокораспределения для нормального режима варианта №3

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

При глубокой компенсации реактивной мощности на ПС 110 кВ Уссурийск-1 и ПС 110 кВ Кожзавод уровни напряжения в рассматриваемых узлах находятся в допустимых пределах. Самый низкий уровень напряжения наблюдается на ПС 110 кВ Западная, самый высокий на ПС 110 кВ Междуречье.

Самой загруженной линией при данном режиме работы электрической сети является ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2. Значение максимального тока, протекающего по линии, составляет 457,04 А, линия перегружена на 7,36 %.

Потери активной мощности составляют 22,52 МВт, это 2,3 % от общей нагрузки сети.

4.2.2 Анализ послеаварийного режима

В качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение самого загруженного элемента сети – ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7.

Таблица 25 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №2

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	224,80	2,18
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,44	4,37
ПС 110 кВ Шахта-7	110	103,49	-5,92
ПС 110 кВ Западная	110	104,68	-4,84
ПС 110 кВ Кролевцы	110	112,87	2,61
ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	106,19	-3,46
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	112,19	1,99
ПС 110 кВ Кожзавод	110	112,3	2,09
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	112,49	2,26

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
ПС 110 кВ УКФ	110	113,49	3,17
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,51	4,10
ПС 110 кВ Тереховка	110	109,71	-0,27
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	106,97	-2,75
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	106,87	-2,85
ПС 110 кВ Кипарисово	110	106,12	-3,53

Таблица 26 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №2

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	182,3	680	877,2	20,8
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	276,2	860	1070,7	25,8
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	268,9	860	1070,7	25,1
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	0,0	605	780,5	0,0
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	575,9	450	580,5	99,2
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	585,9	450	580,5	100,9
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	576,4	450	580,5	99,3
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	586,4	450	580,5	101,0
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	75,5	450	580,5	13,0
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	85,0	450	580,5	14,6
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	502,7	450	580,5	86,6
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	503,2	450	580,5	86,7
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	186,7	605	780,5	23,9
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	152,9	450	580,5	26,3

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	216,6	450	580,5	37,3
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	353,0	330	425,7	82,9
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	207,0	330	425,7	48,6
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	117,7	390	425,7	23,4
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	315,3	605	780,5	40,4
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	422,0	605	780,5	54,1
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	498,3	605	780,5	63,8
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	510,6	330	425,7	119,9
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	472,3	2040	2631,6	17,9
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	388,9	680	877,2	44,3
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	274,2	680	877,2	31,3
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	215,7	390	503,1	42,9
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	207,2	390	503,1	41,2
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	196,6	390	503,1	39,1
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	121,2	390	503,1	24,1
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,9	390	503,1	3,4
оп. 106 – Западная	АС-120/19	105,7	390	503,1	21,0
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	212,9	422	544,4	39,1

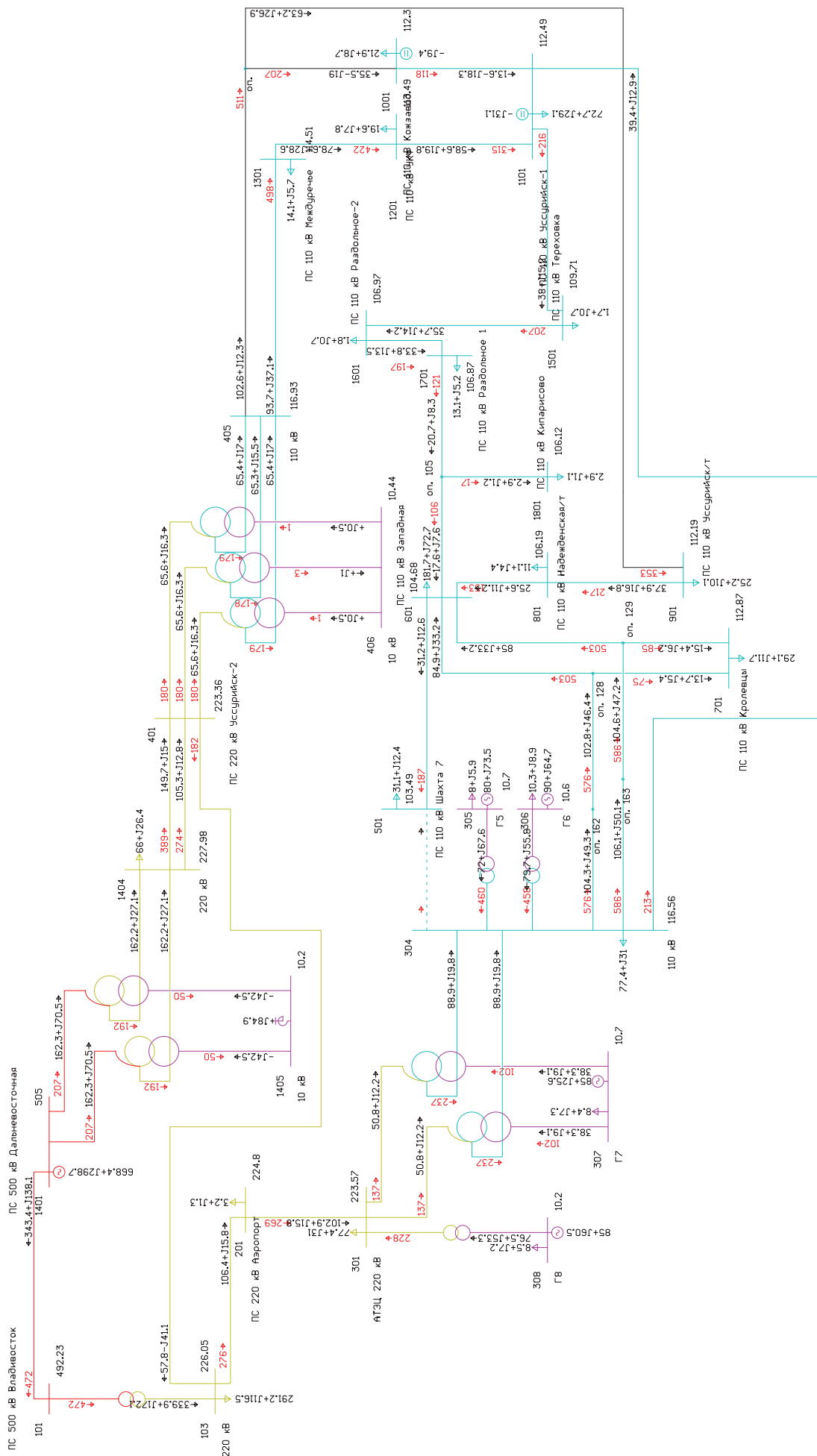


Рисунок 17 –Схема потогораспределения для послеавиационного режима варианта №2

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{длт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

После отключения самой загруженной линии (ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7) уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самый низкий уровень напряжения на ПС 110 кВ Шахта-7, самый высокий на ПС 220 кВ Уссурийск-2.

В послеаварийном режиме наблюдается несколько перегруженных линий. К ним относятся: ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163 (максимальный ток равен 585,9 А, нагрузка 100,9 %), ВЛ 110 кВ оп. 163 – оп. 129 (максимальный ток 586,4 А, нагрузка 101 %) и ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2 (максимальный ток 510,6 А, нагрузка 119,9 %).

Потери активной мощности равны 32,75 МВт, что составляет 3,35 % от общей нагрузки.

Повышение пропускной способности путем глубокой компенсации происходит за счет уменьшения потоков реактивной мощности, протекающие в рассматриваемых участках. На рассматриваемом участке (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т) виден эффект компенсации, но он недостаточен для надежного и качественного функционирования электрической сети.

4.3 Анализ установившихся режимов третьего варианта

4.3.1 Анализ нормального режима

Третий вариант предусматривает совместное выполнения мероприятий первого и второго варианта развития сети.

Таблица 27 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №3

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	225,06	2,30

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,14	1,36
ПС 110 кВ Шахта-7	110	114,40	4,00
ПС 110 кВ Западная	110	112,29	2,08
ПС 110 кВ Кролевцы	110	115,78	5,26
ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	113,69	3,36
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	119,13	8,3
ПС 110 кВ Кожзавод	110	119,12	8,29
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	118,87	8,06
ПС 110 кВ УКФ	110	120,34	9,40
ПС 110 кВ Междуречье	110	121,68	10,62
ПС 110 кВ Тереховка	110	116,50	5,91
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	114,15	3,77
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	114,06	3,69
ПС 110 кВ Кипарисово	110	113,45	3,14

Таблица 28 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума варианта №3

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	206	680	877,2	877,2
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	252	860	1070,7	1070,7
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	244	860	1070,7	1070,7
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	493	605	780,5	780,5
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	331	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	336	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	331	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	337	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	75	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	81	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	257	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	258	450	580,5	580,5
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	325	605	780,5	780,5
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	118	450	580,5	580,5

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	173	450	580,5	29,8
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	296	330	425,7	69,6
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	227	330	425,7	53,4
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	122	390	425,7	24,2
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	329	605	780,5	42,1
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	427	605	780,5	54,7
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	497	605	780,5	63,7
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	498	330	425,7	117,0
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	469	2040	2631,6	17,8
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	391	680	877,2	44,6
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	276	680	877,2	31,5
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	169	390	503,1	33,6
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	162	390	503,1	32,3
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	153	390	503,1	30,4
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	87	390	503,1	17,2
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16	390	503,1	3,1
оп. 106 – Западная	АС-120/19	75	390	503,1	15,0
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	152	422	544,4	27,9

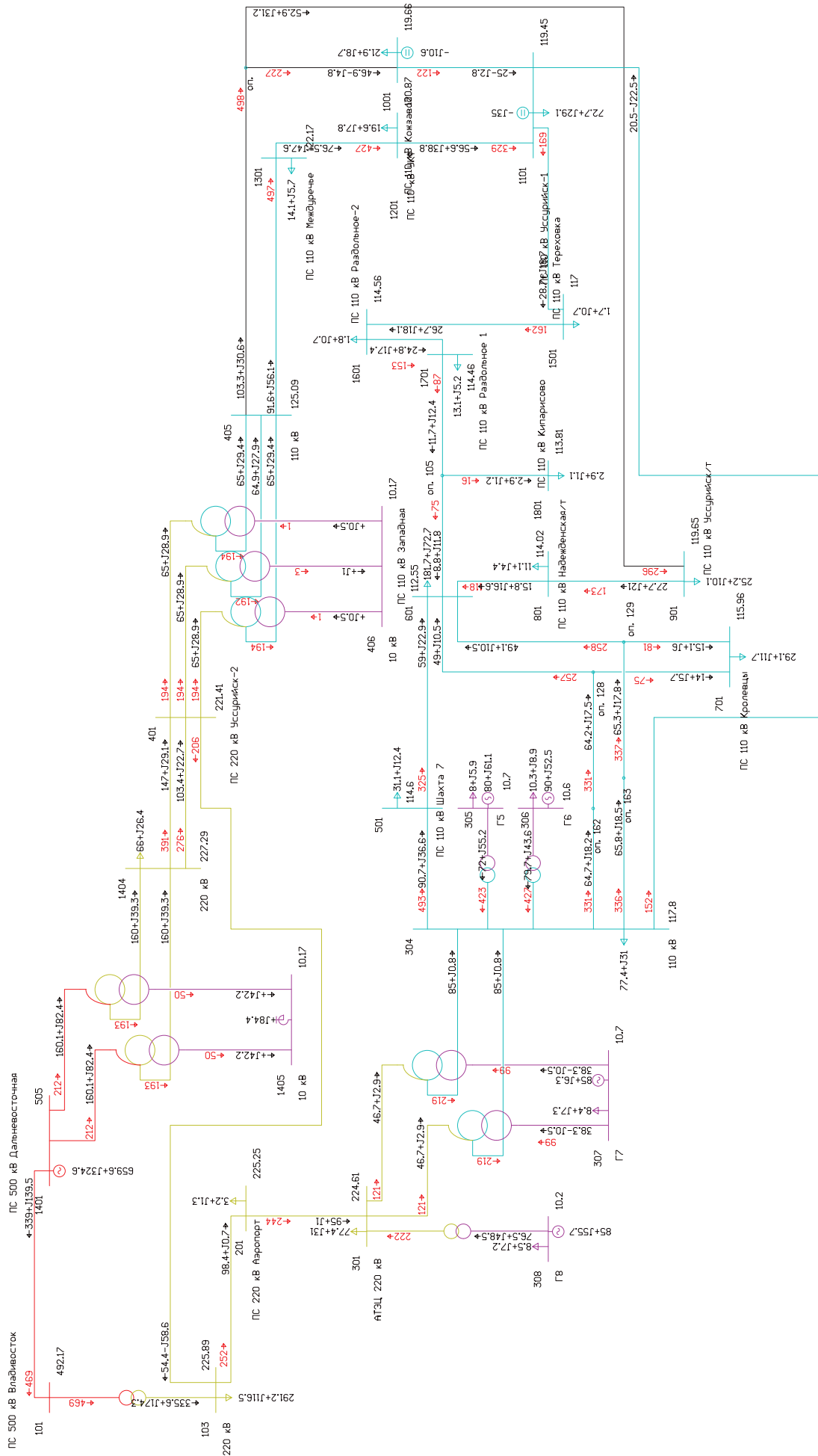


Рисунок 18 –Схема потогораспределения для нормального режима варианта №3

Примечания

- 1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;
- 2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

При реализации третьего варианта развития сети уровни напряжения в рассматриваемых узлах находятся в допустимых пределах. Самый низкий уровень напряжения находится на ПС 110 кВ Уссурийск-2, самый высокий на ПС 110 кВ Междуречье.

Самой загруженной линией в данном режиме работы является ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2, максимальный ток 498 А, что составляет 117 % от длительного допустимого значения токовой нагрузки. Потери активной мощности составляют 23,48 МВт, это 2,4 % от общей нагрузки.

4.3.2 Анализ послеаварийного режима

В качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение самого загруженного элемента сети – ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье

Таблица 29 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №3

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	223,87	1,76
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,34	3,35
ПС 110 кВ Шахта-7	110	113,57	3,24
ПС 110 кВ Западная	110	111,20	1,09
ПС 110 кВ Кролевцы	220	115,07	4,61
ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	112,4	2,19
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	117,31	6,65
ПС 110 кВ Кожзавод	110	116,99	6,35
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	115,55	5,05
ПС 110 кВ УКФ	110	114,93	4,48

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,74	4,31
ПС 110 кВ Тереховка	110	113,80	3,45
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	112,07	1,88
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	112,01	1,83
ПС 110 кВ Кипарисово	110	111,7	1,55

Таблица 30 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №3

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	212,48	680	877,2	212,48
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	309,32	860	1070,7	309,32
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	301,39	860	1070,7	301,39
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	519,55	605	780,5	519,55
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	348,69	450	580,5	348,69
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	354,77	450	580,5	354,77
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	349,11	450	580,5	349,11
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	355,18	450	580,5	355,18
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	75,868	450	580,5	75,868
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	81,588	450	580,5	81,588
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	274,93	450	580,5	274,93
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	275,26	450	580,5	275,26
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	350,5	605	780,5	350,5
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	102,68	450	580,5	102,68

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	160,69	450	580,5	27,681
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	289,01	330	425,7	67,891
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	АС-95/16	589,89	330	425,7	138,57
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	487,06	390	425,7	96,811
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	182,03	605	780,5	23,323
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	76,48	605	780,5	9,7994
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	0	605	780,5	0
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	872,68	330	425,7	205
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	478,37	2040	2631,6	18,178
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	381,18	680	877,2	43,454
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	269	680	877,2	30,665
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	126,72	390	503,1	25,187
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	119,34	390	503,1	23,722
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	109,43	390	503,1	21,751
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	40,827	390	503,1	8,115
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,029	390	503,1	3,186
оп. 106 – Западная	АС-120/19	30,818	390	503,1	6,1257
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	173,81	422	544,4	31,928

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

После отключения ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2 уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самый низкий уровень напряжения на ПС 110 кВ Западная, самый высокий уровень на ПС Уссурийск/т.

Самой загруженной линией в послеаварийном режиме работы являются: ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2 (максимальный ток 872,68 А, загрузка 205 %) и ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод (максимальный ток 589,89 А, загрузка 138,57 %). Повышение напряжения при глубокой компенсации реактивной мощности ухудшает состояние режима работы электрической сети. Наблюдаются критические значения загрузки линий, что недопустимо для надёжного и качественного функционирования электрической сети.

Значение потерь активной мощности равняется 30,81 МВт, что составляет 3,16 %.

4.4 Анализ установившихся режимов четвертого варианта

4.4.1 Анализ нормального режима

Таблица 31 – Напряжения узлов в нормальном режиме зимнего максимума варианта №4

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	224,40	2,00
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,38	3,82
ПС 110 кВ Шахта-7	110	112,25	2,04
ПС 110 кВ Западная	110	109,44	-0,51
ПС 110 кВ Кролевцы	220	113,96	3,60
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	109,85	-0,14
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	112,60	2,37

Продолжение таблицы 31

1	2	3	4
ПС 110 кВ Кожзавод	110	112,56	2,33
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	112,34	2,13
ПС 110 кВ УКФ	110	113,20	2,91
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,12	3,74
ПС 110 кВ Тереховка	110	110,96	0,87
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	109,64	-0,33
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	109,59	-0,37
ПС 110 кВ Кипарисово	110	109,48	-0,47

Таблица 32 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума варианта №4

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{\text{ДДТ}}$ при 25 °С, А	$I_{\text{ДДТ}}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{\text{ДДТ}}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	198,89	680	877,2	22,67
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	290,40	860	1070,7	27,12
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	283,05	860	1070,7	26,44
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	541,49	605	780,5	69,38
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	363,90	450	580,5	62,69
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	370,26	450	580,5	63,78
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	364,38	450	580,5	62,77
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	370,72	450	580,5	63,86
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	76,47	450	580,5	13,17
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	82,46	450	580,5	14,21
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	289,54	450	580,5	49,88
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	289,88	450	580,5	49,94
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	372,23	605	780,5	47,69
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	67,46	450	580,5	11,62

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	127,96	450	580,5	22,04
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	Helsinki 160	264,04	813	1048,8	25,18
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	Helsinki 160	232,30	813	1048,8	22,15
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	117,69	390	425,7	23,39
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	267,79	605	780,5	34,31
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	374,75	605	780,5	48,02
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	451,32	605	780,5	57,83
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	Helsinki 160	496,65	813	1048,8	47,36
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	473,61	2040	2631,6	18,00
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	377,25	680	877,2	43,01
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	266,18	680	877,2	30,34
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	131,30	390	503,1	26,10
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	122,61	390	503,1	24,37
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	112,50	390	503,1	22,36
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	43,39	390	503,1	8,62
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16,35	390	503,1	3,25
оп. 106 – Западная	АС-120/19	30,10	390	503,1	5,98
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	161,11	422	544,4	29,60

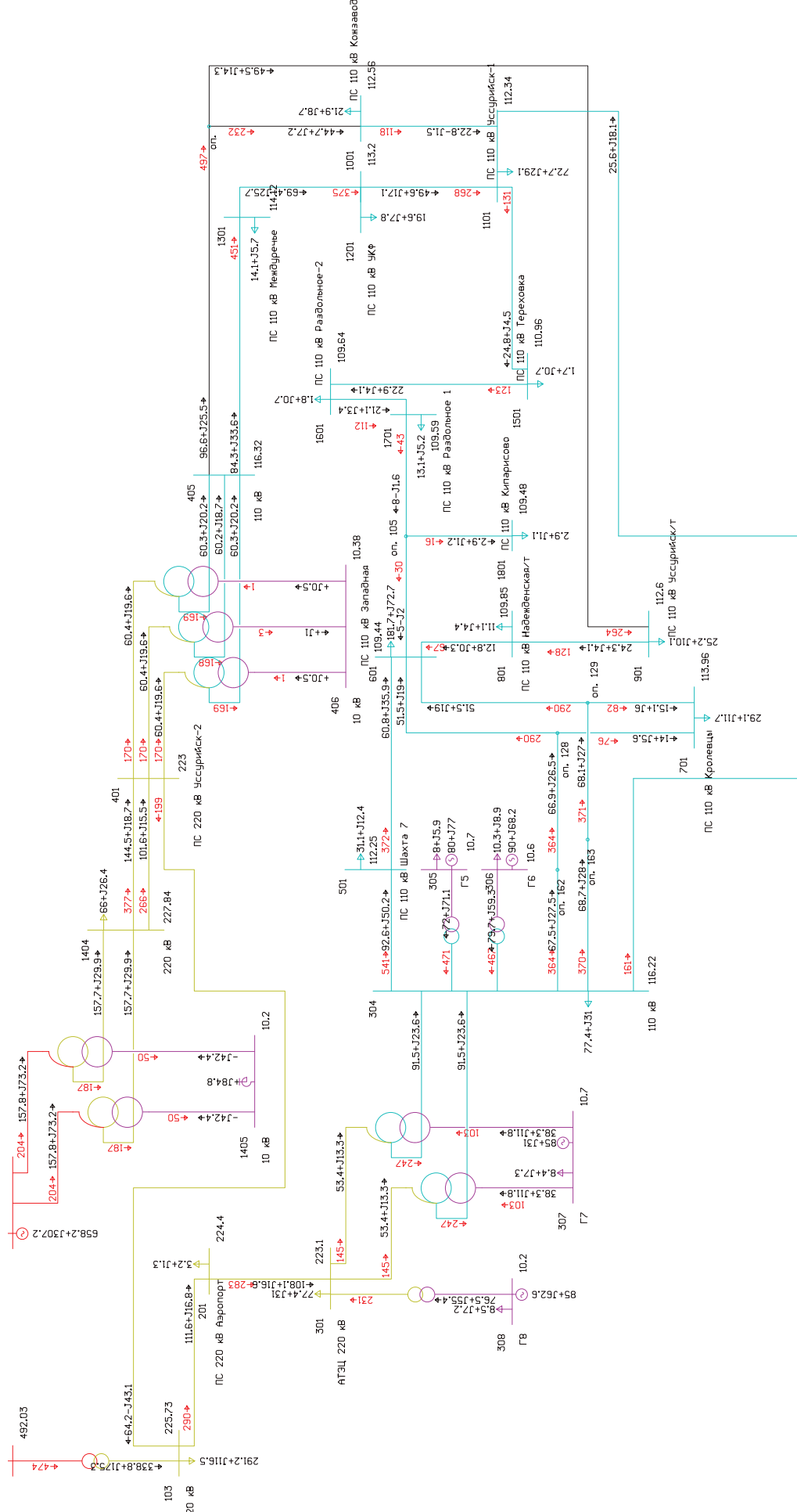


Рисунок 20 – Схема потогораспределения для нормального режима варианта №4

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

При замене проводов на ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т уровни напряжения на рассматриваемых узлах находятся в допустимых пределах. Самый низкий уровень напряжения наблюдается на ПС 110 кВ Западная, самый высокий уровень на ПС Уссурийск-2.

В нормальном режиме работы перегруженных линий не наблюдается. Замена проводников на рассматриваемом участке ЛЭП повысила пропускную способность в два раза. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7.

Потери активной мощности составляют 22,11 МВт, 2,26 % от общей нагрузки.

4.4.2 Анализ послеаварийного режима

В качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение самого загруженного элемента сети – ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7

Таблица 33 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №4

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	224,02	1,83
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,26	2,59
ПС 110 кВ Шахта-7	110	102,34	-6,96
ПС 110 кВ Западная	110	103,54	-5,87
ПС 110 кВ Кролевцы	220	112,19	1,99
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	104,90	-4,64
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	110,48	0,44
ПС 110 кВ Кожзавод	110	110,49	0,44

Продолжение таблицы 33

1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	110,38	0,34
ПС 110 кВ УКФ	110	111,41	1,28
ПС 110 кВ Междуречье	110	112,46	2,26
ПС 110 кВ Тереховка	110	107,85	-1,95
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	105,39	-4,19
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	105,29	-4,28
ПС 110 кВ Кипарисово	110	104,68	-4,83

Таблица 34 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума варианта №4

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	196,75	680	877,2	22,43
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	282,18	860	1070,7	26,35
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	274,76	860	1070,7	25,66
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	-	605	780,5	-
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	590,16	450	580,5	101,66
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	600,45	450	580,5	103,44
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	590,73	450	580,5	101,76
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	601,00	450	580,5	103,53
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	75,87	450	580,5	13,07
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	85,56	450	580,5	14,74
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	516,88	450	580,5	89,04
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	517,45	450	580,5	89,14
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	188,83	605	780,5	24,19
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/т	АС-150/24	148,29	450	580,5	25,54

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	212,99	450	580,5	36,69
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	Helsinki 160	351,98	813	1048,8	33,56
ВЛ 110 кВ оп. – Кожзавод	Helsinki 160	208,46	813	1048,8	19,88
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	96,07	390	425,7	19,10
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	299,59	605	780,5	38,39
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	408,30	605	780,5	52,32
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	486,01	605	780,5	62,27
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	Helsinki 160	557,22	813	1048,8	53,13
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	479,21	2040	2631,6	18,21
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	393,37	680	877,2	44,84
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	277,74	680	877,2	31,66
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	АС-120/19	208,73	390	503,1	41,49
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	199,86	390	503,1	39,73
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	189,08	390	503,1	37,58
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	112,97	390	503,1	22,45
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	17,09	390	503,1	3,40
оп. 106 – Западная	АС-120/19	97,26	390	503,1	19,33
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Уссурийск-1	М-95	242,61	422	544,4	44,57

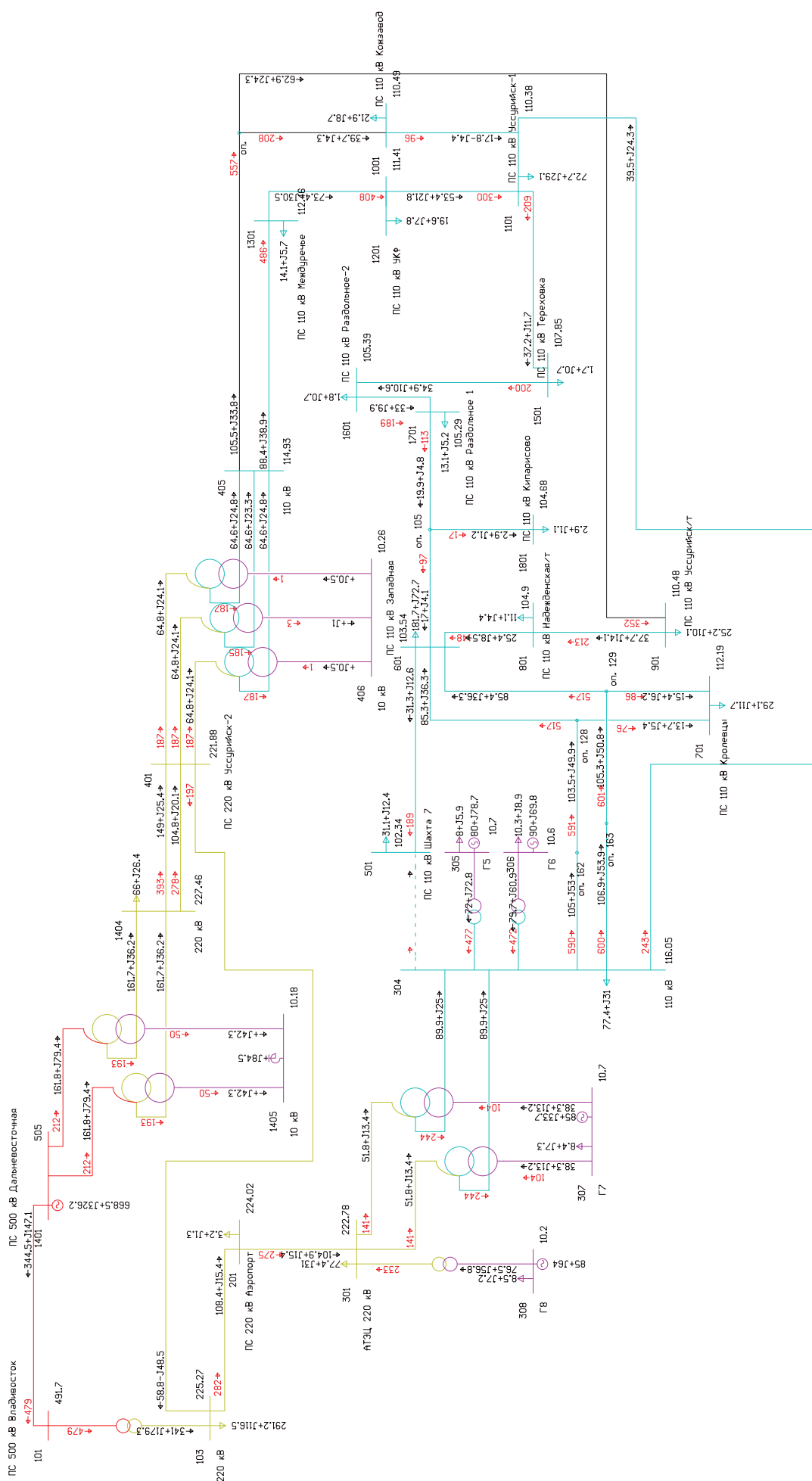


Рисунок 21 –Схема потогораспределения для послеаварийного режима варианта №4

Примечания

1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;

2 $I_{\text{длт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

При отключении самой загруженной линии уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самый высокий уровень напряжения наблюдается на ПС Уссурийск-2, самый низкий на ПС Шахта-7.

Наблюдаются перегруженные линии, отходящие от Артёмовской ТЭЦ (ВЛ 110 кВ оп. 162 – оп. 128, ВЛ 110 кВ оп. 163 – оп. 129, ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп. 162, ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп. 163). Рассматриваемый участок (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т) загружен оптимально. Реконструкция ВЛ с заменой старого провода на новый с композитным сердечником повысил пропускную способность рассматриваемого участка вдвое, не меняя вес и габариты конструкции.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 32,42 МВт, что составляет 3,3 %. Данное значения является показателем эффективной работы сети.

4.5 Анализ установившихся режимов пятого варианта

4.5.1 Анализ нормального режима

Таблица 35 – Напряжения узлов в нормальном режиме зимнего максимума варианта №5

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	223,58	1,63
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,45	4,53
ПС 110 кВ Шахта-7	110	113,38	3,07
ПС 110 кВ Западная	110	110,54	0,49
ПС 110 кВ Кролевцы	220	115,10	4,63
ПС 110 кВ Надеждинская/т	110	110,99	0,90
ПС 110 кВ Уссурийск/т	110	113,94	3,58

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4
ПС 110 кВ Кожзавод	110	112,37	2,15
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	112,39	2,18
ПС 110 кВ УКФ	110	113,46	3,15
ПС 110 кВ Междуречье	110	114,54	4,13
ПС 110 кВ Тереховка	110	111,32	1,20
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	110,3	0,27
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	110,26	0,24
ПС 110 кВ Кипарисово	110	110,290	0,26

Таблица 36 – Анализ пропускной способности линий в нормальном режиме зимнего максимума варианта №5

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max}, A	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}, \%$
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	203	680	877,2	23,2
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	319	860	1070,7	29,8
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	312	860	1070,7	29,1
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	562	605	780,5	75,0
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	357	450	580,5	61,5
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	363	450	580,5	62,6
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	357	450	580,5	61,6
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	364	450	580,5	62,6
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	76	450	580,5	13,0
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	82	450	580,5	14,1
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	283	450	580,5	48,8
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	284	450	580,5	48,9
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	364	605	780,5	46,7
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/г	АС-150/24	119	450	580,5	20,5

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	175	450	580,5	30,2
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	308	330	425,7	72,3
ВЛ 110 кВ П.П. Уссурийск – Кожзавод	АС-150/24	104	450	580,5	17,8
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	23	390	425,7	4,5
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	397	605	780,5	50,9
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	503	605	780,5	64,5
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	579	605	780,5	74,2
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	309	330	425,7	72,5
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	479	2040	2631,6	18,2
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	372	680	877,2	42,5
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	263	680	877,2	30,0
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	95	390	503,1	18,8
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	85	390	503,1	16,8
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	21	390	503,1	4,1
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово	АС-120/19	16	390	503,1	3,2
оп. 106 – Западная	АС-120/19	18	390	503,1	3,6
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – П.П. Уссурийск	М-95	234	422	544,4	42,9
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – П. П. Уссурийск	М-95	132	422	544,4	24,3

Примечания

- 1 I_{\max} – максимальный ток, протекающий по линии, А;
- 2 $I_{\text{ддт}}$ – длительная допустимая токовая нагрузка, А.

При строительстве переключательного пункта Уссурийск уровни напряжения находятся в допустимых пределах. Самый высокий уровень наблюдается на ПС 110 кВ Кролевцы, самый низкий уровень на ПС 110 кВ Раздольное-1.

В нормальном режиме работы эклектической сети отсутствуют перегруженные линии. Самой загруженной линией является ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 (максимальный ток 562 А, загрузка 75 %). Рассматриваемый проблемный участок загружен оптимально.

Потери активной мощности составляют 22,8 МВт, это 2,34 % от общей нагрузки. Режим работы сети по данному показателю является эффективным.

4.5.2 Анализ послеаварийного режима

В качестве послеаварийного режима рассмотрим отключение самой загруженной линии – ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7.

Таблица 37 – Напряжения узлов в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №5

Наименование ПС	Номинальное напряжение, кВ	Расчетный модуль напряжения, кВ	Отклонение напряжения от номинального, %
1	2	3	4
ПС 220 кВ Аэропорт	220	221,57	0,71
ПС 220 кВ Уссурийск-2	10	10,33	3,32
ПС 110 кВ Шахта-7	110	103,48	-5,93
ПС 110 кВ Западная	110	104,66	-4,85
ПС 110 кВ Кролевцы	110	113,35	3,05
,ПС 110 кВ Надеждинская/г	110	105,95	-3,69
ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	111,44	1,31
ПС 110 кВ Кожзавод	110	110,75	0,68

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4
ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	110,70	0,63
ПС 110 кВ УКФ	110	111,87	1,70
ПС 110 кВ Междуречье	110	113,02	2,75
ПС 110 кВ Тереховка	110	108,41	-1,44
ПС 110 кВ Раздольное-2	110	106,18	-3,47
ПС 110 кВ Раздольное-1	110	106,10	-3,55
ПС 110 кВ Кипарисово	110	105,59	-4,01

Таблица 38 – Анализ пропускной способности линий в послеаварийном режиме зимнего максимума варианта №5

Наименование линии	Марка и сечение	I_{\max} , А	$I_{ДДТ}$ при 25 °С, А	$I_{ДДТ}$ при -5 °С, А	$\frac{I_{\max}}{I_{ДДТ}}$, %
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Владивосток	АС-300/39	198	680	877,2	22,6
ВЛ 220 кВ Владивосток – Аэропорт	АС-400/39	310	860	1070,7	28,9
ВЛ 220 кВ Аэропорт – АТЭЦ	АС-400/64	303	860	1070,7	28,3
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7	АС-240/32	-	605	780,5	-
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.162	АС-150/24	580	450	580,5	99,9
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163	АС-150/24	590	450	580,5	101,6
ВЛ 110 кВ оп.162 – оп.128	АС-150/24	580	450	580,5	100,0
ВЛ 110 кВ оп.163 – оп.129	АС-150/24	590	450	580,5	101,7
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Кролевцы	АС-150/24	75	450	580,5	12,9
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Кролевцы	АС-150/24	85	450	580,5	14,6
ВЛ 110 кВ оп. 128 – Западная	АС-150/24	507	450	580,5	87,4
ВЛ 110 кВ оп. 129 – Западная	АС-150/24	508	450	580,5	87,5
ВЛ 110 кВ Шахта-7 – Западная	АС-240/32	187	605	780,5	23,9
ВЛ 110 кВ Западная – Надеждинская/г	АС-150/24	184	450	580,5	31,7

1	2	3	4	5	6
ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Уссурийск/т	АС-150/24	247	450	580,5	42,5
ВЛ 110 кВ Уссурийск/т – оп.	АС-95/16	385	330	425,7	90,3
ВЛ 110 кВ П.П. Уссурийск – Кожзавод	АС-150/24	129	450	580,5	22,3
ВЛ 110 кВ Кожзавод – Уссурийск-1	АС-120/19	15	390	425,7	3
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – УКФ	АС-240/32	409	605	780,5	52,5
ВЛ 110 кВ УКФ – Междуречье	АС-240/32	517	605	780,5	66,3
ВЛ 110 кВ Междуречье – Уссурийск-2	АС-240/32	594	605	780,5	76,2
ВЛ 110 кВ оп. – Уссурийск-2	АС-95/16	385	330	425,7	90,5
ВЛ 500 кВ Владивосток – Дальневосточная	АС-3*300/66	485	2040	2631,6	18,4
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	388	680	877,2	44,2
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/39	274	680	877,2	31,2
ВЛ 110 кВ Тереховка – Раздольное-2	АС-120/19	176	390	503,1	34,9
ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Раздольное-1	АС-120/19	165	390	503,1	32,8
ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – оп. 106	АС-120/19	89	390	503,1	17,7
ВЛ 110 кВ оп. 106 – Кипарисово оп. 106 – Западная	АС-120/19	73	390	503,1	14,6
ВЛ 110 кВ АТЭЦ – П.П. Уссурийск	М-95	310	422	544,4	56,9
ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – П. П. Уссурийск	М-95	183	422	544,4	33,5

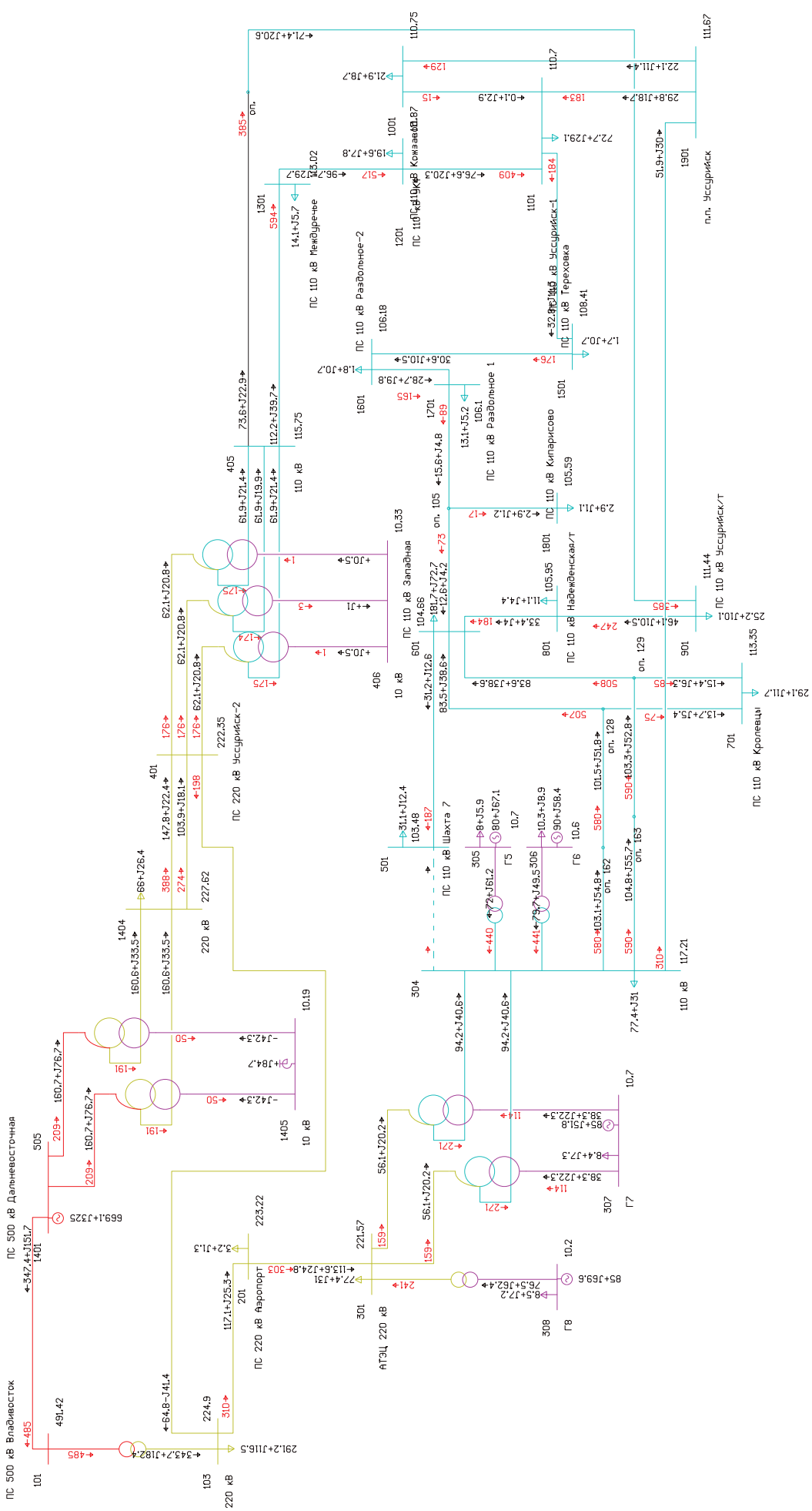


Рисунок 23 – Схема поточкораспределения для послеаварийного режима варианта №5

При отключении ВЛ 110 кВ АТЭЦ – Шахта-7 напряжения в точках передачи электрической энергии находятся в допустимых пределах. Самый высокий уровень напряжения на ПС 220 кВ Уссурийск-2, самый низкий уровень наблюдается на ПС 110 кВ Шахта-7.

В послеаварийном режиме наблюдаются перегруженные линии, отходящие от Артёмовской ТЭЦ (ВЛ 110 кВ АТЭЦ – оп.163, ВЛ 110 кВ оп.163– оп.129, ВЛ 110 Кв оп.162 – оп.128). Рассматриваемый проблемный участок (ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т) загружен не превышая значение ДДТН. Изменение конфигурации сети с помощью переключательного, в зависимости от режима работы, положительно влияет на пропускную способность наблюдаемого участка сети.

Потери активной мощности в послеаварийном режиме составляют 33,05 МВт, это 3,38 % от общей нагрузки сети.

Для дальнейших экономических расчётов примем вариант №5 и вариант №6.

Вывод: в результате проведения серии расчётов и анализа режимов предложенных вариантов наибольший эффект показывают вариант №4 и вариант №5. При реализации первого варианта ожидаемый эффект не наблюдается, рассматриваемый участок сети остаётся перегруженным. При выполнении второго варианта наблюдается слабый эффект при компенсации реактивной мощности, но недостаточный, чтобы разгрузить участок рассматриваемой сети. Совместное проведение мероприятий варианта №1 и варианта №2 ухудшает состояния режима работы электрической сети, рассматриваемый участок сети критически загружен, ожидаемый эффект не наблюдается. Наблюдается. Реконструкция сети, предложенная в варианте 4, повышает пропускную способность рассматриваемого участка сети. Вариант 5, предполагающий строительство переключательного пункта, даёт ожидаемый эффект повышения пропускной способности. По условиям функционирования электроэнергетической сети для оценки экономической эффективности выбираем вариант №4 и вариант №5.

5 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Оценка экономической эффективности конкурентоспособных вариантов, выбранных по техническому анализу, служит для определения оптимального варианта развития электрической сети.

5.1 Капиталовложения

Капитальные вложения в развитие электрической сети делятся на два слагаемых:

- капиталовложения на строительство(реконструкцию) подстанций;
- капиталовложения на строительство (реконструкцию) ЛЭП.

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (9)$$

Стоимость электрического оборудования пересчитываются с учётом коэффициента инфляции $K_{инф} = 6,51$, при условии, что цены взяты за 2000 год [36].

Подробный расчет капиталовложений представлен в Приложении В. Результаты расчета представлены в таблице

Таблица 39 –Капиталовложения

Элементы сети	К для варианта №4, тыс.руб	К для варианта №5, тыс.руб
ВЛ	31131,86	147168,57
Переключательный пункт	-	416676,46
Сумма	31131,86	563845,025

5.2 Издержки

Издержки определяются по формуле:

$$I = I_{AM} + I_{Э.Р.} + I_{\Delta W} . \quad (10)$$

Подробный расчет эксплуатационных издержек варианта №4 и варианта №5 показан в Приложении В. Результаты расчет представлены в таблице 41.

Таблица 40 – Издержки

Издержки	<i>I</i> для варианта №4, тыс. руб.	<i>I</i> для варианта №5, тыс. руб.
<i>I</i> _{Э.Р.}	249,05	20417,15
<i>I</i> _{А.М.}	1556,59	28192,25
<i>I</i> _{ΔW}	19333,74	595,65
<i>I</i>	21139,389	49205,05

5.3 Ущерб от перерывов электроснабжения

Ущерб от нарушения и отказа электроснабжения является комплексным показателем надежности снабжения потребителей электроэнергией, относящейся к экономической категории.

В данной работе определяется основной ущерб и ущерб внезапности.

Основной ущерб обусловлен перерывом в электроснабжении, при условии сохранности производственного процесса, оборудования, отсутствия брака, т.е. ущерб из-за невыполнения плана по производству.

Ущерб внезапности обусловлен фактором неожиданности, последующие за собой нарушения технологического процесса, брак, неисправность оборудования и т.д.

Основной ущерб определяется по формуле:

$$Y_{осн} = Y_0 \cdot W_{нед} . \quad (11)$$

Ущерб внезапности определяется как:

$$Y_{вн} = Y_{осн} \cdot P_{треб} \cdot \quad (12)$$

Суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{осн} + Y_{вн} \cdot \quad (13)$$

Подробный расчет величины ущерба для варианта №4 и варианта №5 представлен в Приложении В.

Результаты расчета показаны в таблице 24.

Таблица 41 – Ущерб

Ущерб	У для варианта №4, тыс. руб.:	У для варианта №5, тыс. руб.:
$Y_{осн}$	1617,52	20646,83
$Y_{вн}$	131,25	131,25
Y_{Σ}	1748,72	20778,08

5.4 Оценка экономической эффективности варианта

Объем продаж электроэнергии потребителю в год:

$$O_{pi} = W_i T, \quad (14)$$

где W_i – полезно отпущенная электроэнергия потребителю за год, МВт*ч;

T – одноставочный тариф для потребителей, тыс. руб/МВт*ч.

Полезно отпущенная электроэнергия определяется:

$$W_i = P_H \cdot T_{\max} \cdot \quad (15)$$

Прибыль от реализации продукции определяется по формуле:

$$P_{\text{би}} = O_{Pi} - I_i - K_i - Y_i. \quad (16)$$

Величина прибыли после вычета налогов определяется, как:

$$P_{\text{чи}} = P_{\text{би}} - H_i \quad (17)$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход определяется как:

$$\text{ЧДД} = \sum_{i=0}^{T_p} \mathcal{E}_i \cdot \frac{1}{(1+d)^i}. \quad (18)$$

Инвестирование капиталовложений в реконструкцию сетей 3 года.



Рисунок 24 – График ЧДД варианта №4

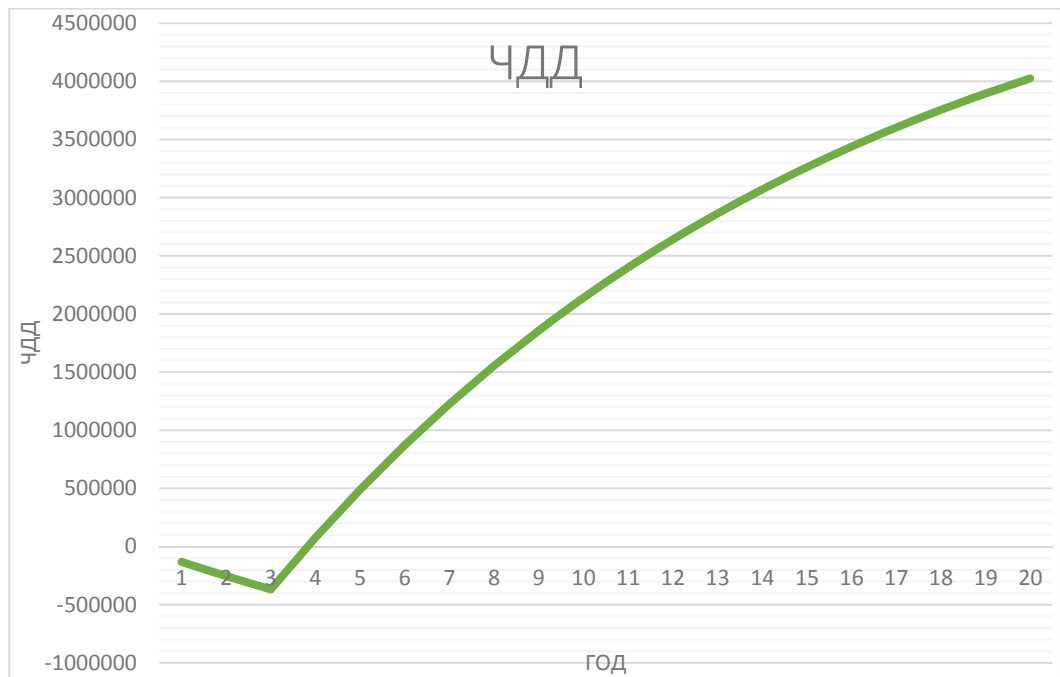


Рисунок 25 –График ЧДД варианта №5

Судя по графику, срок окупаемости варианта №4 равен 3 годам. Значение ЧДД является положительным, проект является инвестиционно-привлекательным. Срок окупаемости варианта №5 равен 3 годам 10 месяцам. Проект также является инвестиционно-привлекательным.

Рентабельность инвестиций определяется по формуле:

$$R_i = \frac{\mathcal{E}_i - I_t^i - H_t}{K}, \quad (19)$$

где K – суммарные капитальные вложения;

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

I_t^i – годовые издержки без учета затрат на амортизацию;

H_t – налог на прибыль.

Для варианта №4:

$$R_i = \frac{606723,39 - 20959,75 - 0,2 \cdot 819280}{203251,83} = 2,076$$

Рентабельность составляет 207,6 %

Для варианта №5:

$$R_i = \frac{606723,39 - 21012,8 - 0,2 \cdot 819280}{563845} = 0,748.$$

Рентабельность составляет 74,8 %

Подробный расчёт ЧДД представлен в Приложении Г.

При сравнении расчётов экономической эффективности двух вариантов инновационного развития электрической сети Уссурийского городского округа Приморского края можно сделать вывод о том, что вариант с заменой проводов на АССС Helsinki 160 с композитным сердечником на ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т является наиболее эффективным путем развития, отвечающим требованиям качества и надёжности электроснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации были рассмотрены вопросы необходимости развития распределительных электрических сетей Уссурийского городского округа.

Первоначально была проведена характеристика объекта исследования, включающая в себя климато-географическая характеристика Уссурийского городского округа, структурный анализ электрической сети и анализ существующих режимов работы этой сети. В результате был выбран участок сети ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т, характерная проблема которого является низкая пропускная способность.

Путём решения данной проблемы является разработка нескольких вариантов развития электрической сети, начиная от малозатратных мероприятий (повышение напряжения) и заканчивая строительством переключательного пункта, позволяющий в реальном времени изменять конфигурацию электрической сети. Помимо разработки вариантов необходимо произвести их техническую проработку, в результате которой были выбраны инновационные электрические оборудования.

Чтобы оценить надежность и эффективность работы сети, для каждого разработанного варианта были произведены серии расчётов установившихся нормальных и послеаварийных режимов электрической сети и их анализ. В результате из всех разработанных режимов были выбраны наиболее эффективные: замена провода на рассматриваемом проблемном участке на АССС Helsinki 160 с композитным сердечником, строительство переключательного пункта Уссурийск.

Для двух выбранных вариантов развития была произведена оценка экономической эффективности, состоящая из расчета капиталовложений, издержек и затрат на ущерб электроснабжения. Оценка производилась по чистому дисконтированному доходу, коэффициенту рентабельности и сроку окупаемости.

Таким образом, в магистерской диссертации был разработан вариант развития электрических сетей Уссурийского городского округа, отвечающий требованиям экономичности, надежности и качества электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Алюминиевый композитный усиленный провод АССС [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://kabel-news.ru/netcat_files/90/100 – 25.04.2020. – 21.03.2020.
- 2 Бурман, А. П., Розанов Ю. К., Шакарян Ю. Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2014.
- 3 Бушуев, В. В. Энергоэффективность как направление новой энергетической политики России / В. В. Бушуев // Энергосбережение. – 2014. – №4, – С. 54-60.
- 4 Герасименко, А. А. Уточнение технической и коммерческой составляющих потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях Текст. / А. А. Герасименко, Д.А. Куценов, Г.С. Тимофеев // Известия вузов. Электромеханика. – 2005. – № 5. – С. 38-53.
- 5 Глазунов, А. А. Электрические сети и системы. / А. А. Глазунов. – М. : Госатомиздат, 1960. – 365 с.
- 6 Герман, Л. А. Силовой тиристорный ключ для дискретно регулируемой установки поперечной компенсации реактивной мощности / Л. А. Герман, А.С. Серебряков // Вестник НГИЭИ. – 2010. – Том 2 : – № 1. – С. 35-40
- 7 Гук, Ю. Б. Проектирование электрической част станций и подстанций. – М. : Энергоатомиздат, 2016. – 265 с.
- 8 Глобальный эксперт в кабельных системах Nexans [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.nexans.ru/eservice>. – 14.05.2020.
- 9 Дорофеев, В. В., Макаров, А. А. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт. – 2009. – №4. – С. 28-34.
- 10 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко – М. : ЭНАС, 2016. - 456 с.

11 Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик – М. : Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

12 Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем [Электронный ресурс]. – http://kaenk.gov.kz/upload/files/npa/npa_4_160414.doc – 25.05.2020.

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

14 Инновационные конструкции неизолированных проводов [Электронный ресурс] – <http://www.unco.ru>. – 25.05.2020.

15 Кобец, Б. Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid : моногр. /Б. Б. Кобец, И. О. Волкова.– М. : ИАЦ Энергия, 2010. - 208 с.

16 Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Воропай Н. И., Ефимов Д. Н., Колосок И. Н., Курбацкий В. Г. – М. : ОАО "НТЦ ФСК ЕЭС", 2012. – 219 с.

17 Кобелев, А. В. Режимы работы электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика» / А. В. Кобелев, С. В. Кочергин, Е. А. Печагин. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 80 с. — 978-5-8265-1411-5. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64564.html>

18 Кузьмин, С. В. Принцип построения и математическое моделирование статического компенсатора реактивной мощности в тяговой сети переменного тока. / С. В. Кузьмин – СПб : Известия Петербургского университета путей сообщения, 2011. – 65 с.

19 Коломойцев, К. Б. Регулируемые вольтодобавочные устройства / К.Б. Коломойцев // Электрик. – 2005. – №7. С. 18-19.

20 Клевцов, А. В. Средства оптимизации потребления электроэнергии [Электронный ресурс] / Клевцов, А.В. – Электрон. текстовые данные. – М. : СОЛОН-ПРЕСС, 2014. – 240 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/8651.html>. – 20.05.2020

21 Костин, В. Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: Учеб. пособие. / В. Н. Костин – СПб. : СЗТУ, 2003. – 120 с.

22 Кабышев, А. В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий / А. В. Кабышев. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2012. – 145 с.

23 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118–2003. – М. : ЗАО НПЦ ПБ, 2010. – 57 с.

24 Мясоедов Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2013. – 139 с.

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

26 Неуймин, В. Г. Пособия по работе с программой RastrWin / В. Г. Неуймин. – Екатеринбург: «УПИ – Энерго», 2009. – 93 с.

27 Павлюченко, Д. А. Разработка и исследование генетических алгоритмов для анализа и оптимизации режимов электроэнергетических систем / дис ... канд. тех. наук : 05.14.07 / Д. А. Павлюченко ; – Новосибирск, 2003. – 176 с.

28 Подрезова, Д. В. Разработка методики оптимизации режима электроэнергетической системы с учетом стоимости потерь в электрической сети / дис. ... канд. тех. наук : 05.14.02 / Д. В. Подрезова ; – Москва, 2012. – 177 с.

29 Поспелов, Г. Е., Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т.Федин - Уч. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Выш. шк., 1988. – 308 с.

30 Правило устройств электроустановок седьмое издание: ПУЭ. – М. : Издательство «Э», 2016. – 465 с.

31 Рашитов, П. А. Разработка и исследование алгоритмов управления мощными полупроводниковыми фазоповоротными устройствами для объектов единой национальной электрической сети России : дис..... канд. техн. наук : 05.09.12 / П А Рашитов. – Москва, 2014. – 176 с.

32 РД 143 – 34.0 – 20527 – 98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М. : 2001. – 131 с.

33 Солопов, Р. В. Разработка метода критериального программирования для оптимизации режимов электроэнергетической системы / дис..... канд. техн. наук : 05.14.02 / Р. В. Солопов. – Москва, 2013. – 158 с.

34 Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 5-летний период : отчёт о НИР (промежуточ.) / АО «Научно-технический центр единой энергетической системы (Московское отделение)» ; рук. С. А. Портянков ; исполн. : М. С. Волков – М., 2019. – 244 с.

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

36 Савина Н. В, Электроэнергетические системы и сети : методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина. – Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2013. – 59 с.

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

38 СТО 59012820 – 29.240.30.003 – 2009. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения – М. : ОАО «СО ЕЭС», 2009. – 132 с.

39 Стальные многогранные опоры ЛЭП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electropostavka.ru/stal-mnogogran-opor/>. – 24.05.2016

40 Электроэнергетические системы и сети : учеб. Пособие для бакалавриата и магистратуры / В. Я. Ушаков. – М : Издательство Юрат, 2016. – 446 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Вкладка «Узлы»

Тип	Но- мер	Название	U_ном	Район	Р_н	Q_н	Р_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	dV
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нагр	101	ПС 500 кВ Владивосток	500	1	0	0	0	0	0	0	0	0	494,48	-1,10
Нагр	103	220 кВ	220	1	291,22	116,49	0	0	0	0	0	0	228,66	3,94
Нагр	201	ПС 220 кВ Аэропорт	220	1	3,19	1,27	0	0	0	0	0	0	228,28	3,76
Нагр	301	АТЭЦ 220 кВ	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	227,86	3,57
Нагр	302	н-ль1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,47	2,03
Нагр	303	н-ль2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	224,47	2,03
Нагр	304	110 кВ	110	1	77,4	30,96	0	0	0	0	0	0	118,01	7,28
Ген	305	Г5	10	1	8	5,9	95	59,58	10,7	-100	100	0	10,70	7,00
Ген	306	Г6	10	1	10,3	8,9	90	74,41	10,8	-100	100	0	10,80	8,00
Ген	307	Г7	10	1	8,4	7,3	85	20,26	10,8	-100	100	0	10,80	8,00
Ген	308	Г8	10	1	8,5	7,2	80	62,65	10,4	-100	100	0	10,40	4,00
Нагр	401	ПС 220 кВ Уссурийск-2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	226,12	2,78
Нагр	402	н-ль1	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,24	0,11
Нагр	403	н-ль2	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,24	0,11
Нагр	404	н-ль3	220	1	0	0	0	0	0	0	0	0	220,24	0,11
Нагр	405	110 кВ	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	118,12	7,38
Нагр	406	10 кВ	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,54	5,42
Нагр	501	ПС 110 кВ Шахта 7	110	1	31,11	12,44	0	0	0	0	0	0	114,04	3,67
Нагр	601	ПС 110 кВ Западная	110	1	181,65	72,66	0	0	0	0	0	0	111,23	1,11
Нагр	701	ПС 110 кВ Кролевцы	110	1	29,14	11,65	0	0	0	0	0	0	115,75	5,23
Нагр	801	ПС 110 кВ Надежден- ская/г	110	1	11,08	4,43	0	0	0	0	0	0	111,50	1,36

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Нагр	901	ПС 110 кВ Уссурийск/г	110	1	25,19	10,08	0	0	0	0	0	0	113,80	3,45
Нагр	1001	ПС 110 кВ Кожзавод	110	1	21,85	8,74	0	0	0	0	0	0	113,77	3,42
Нагр	1101	ПС 110 кВ Уссурийск-1	110	1	72,69	29,08	0	0	0	0	0	0	113,73	3,39
Нагр	1201	ПС 110 кВ УКФ	110	1	19,58	7,83	0	0	0	0	0	0	114,74	4,31
Нагр	1301	ПС 110 кВ Междуречье	110	1	14,11	5,65	0	0	0	0	0	0	115,75	5,22
Нагр	128	оп. 128	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,82	5,30
Нагр	129	оп. 129	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	115,83	5,30
Нагр	162	оп. 162	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,45	6,78
Нагр	163	оп. 163	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	117,44	6,77
Нагр	1	оп.	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	113,88	3,53
База	1401	ПС 500 кВ Дальнево- сточная	500	1	0	0	568,54	174,91	505	0	0	0	505,00	1,00
Нагр	1402	н-ль1	500	1	0	0	0	0	0	0	0	0	501,08	0,22
Нагр	1403	н-ль2	500	1	0	0	0	0	0	0	0	0	501,08	0,22
Нагр	1404	220 кВ	220	1	66,01	26,41	0	0	0	0	0	0	230,45	4,75
Нагр	1405	10 кВ	10	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10,52	5,23
Нагр	1501	ПС 110 кВ Тереховка	110	1	1,67	0,67	0	0	0	0	0	0	112,48	2,25
Нагр	1601	ПС 110 кВ Раздольное-2	110	1	1,82	0,73	0	0	0	0	0	0	111,28	1,16
Нагр	1701	ПС 110 кВ Раздольное 1	110	1	13,05	5,22	0	0	0	0	0	0	111,24	1,12
Нагр	1801	ПС 110 кВ Кипарисово	110	1	2,88	1,15	0	0	0	0	0	0	111,18	1,07
Нагр	105	оп. 105	110	1	0	0	0	0	0	0	0	0	111,18	1,07

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Таблица 2 – Вкладка "Ветви"

Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	G	B	Кт/г	N_анц	БД_анц	P_нач	Q_нач	I_max
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Тр-р	101	103	ПС 500 кВ Владивосток - 220 кВ	0,97	61,1	0,5	8,016	0,484	9	2,00	-	-	398,31
Тр-р	301	302	АТЭЦ 220 кВ - н-ль1	0,3	30,4	2,36	18,9	1	0	0,00	285,76	186,32	156,65
Тр-р	301	303	АТЭЦ 220 кВ - н-ль2	0,3	30,4	2,36	18,9	1	0	0,00	-55,74	-26,73	156,65
Тр-р	302	304	н-ль1 - 110 кВ	0,3	0	0	0	0,526	0	0,00	-93,82	-28,61	252,29
Тр-р	303	304	н-ль2 - 110 кВ	0,3	0	0	0	0,526	0	0,00	-93,82	-28,61	252,29
Тр-р	302	307	н-ль1 - Г7	0,6	54,2	0	0	0,0478	0	0,00	38,28	4,88	99,25
Тр-р	303	307	н-ль2 - Г7	0,6	54,2	0	0	0,0478	0	0,00	38,28	4,88	99,25
Тр-р	301	308	АТЭЦ 220 кВ - Г8	1,4	51,5	2,3	10,67	0,04339	0	0,00	71,18	47,56	216,91
Тр-р	304	305	110 кВ - Г5	0,37	12,3	8,2	46,97	0,08677	0	0,00	86,62	44,57	476,61
Тр-р	304	306	110 кВ - Г6	0,37	12,3	8,2	46,97	0,08677	0	0,00	79,32	56,40	476,19
Тр-р	401	402	ПС 220 кВ Уссурийск-2 - н-ль1	0,55	59,2	1,2	11,8	1	0	0,00	-54,16	-24,31	151,57
Тр-р	401	403	ПС 220 кВ Уссурийск-2 - н-ль2	0,55	59,2	1,2	11,8	1	0	0,00	-54,15	-24,31	151,54
Тр-р	401	404	ПС 220 кВ Уссурийск-2 - н-ль3	0,55	59,2	1,2	11,8	1	0	0,00	-54,16	-24,31	151,57
Тр-р	402	405	н-ль1 - 110 кВ	0,48	0	0	0	0,53661	6	1,00	-53,94	-20,32	151,10
Тр-р	403	405	н-ль2 - 110 кВ	0,48	0	0	0	0,53661	6	1,00	-53,88	-18,78	149,59
Тр-р	404	405	н-ль3 - 110 кВ	0,48	0	0	0	0,53661	6	1,00	-53,94	-20,32	151,10
Тр-р	402	406	н-ль1 - 10 кВ	3,2	131	0	0	0,0478	0	0,00	0,01	0,51	1,35
Тр-р	403	406	н-ль2 - 10 кВ	3,2	131	0	0	0,048	0	0,00	-0,03	-1,03	2,70
Тр-р	404	406	н-ль3 - 10 кВ	3,2	131	0	0	0,0478	0	0,00	0,01	0,51	1,35
ЛЭП	401	103	ПС 220 кВ Уссурийск-2 - 220 кВ	5,08	22,24	0	-16,87	0	0	0,00	-49,73	36,84	158,02
ЛЭП	103	201	220 кВ - ПС 220 кВ Аэропорт	1,48	8,14	0	-59,7	0	0	0,00	-43,50	-1,39	110,39

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	201	301	ПС 220 кВ Аэропорт - АТЭЦ 220 кВ	1,47941	8,1366	0	-59,7	0	0	0,00	-40,28	-2,97	103,01
ЛЭП	304	501	110 кВ - ПС 110 кВ Шахта 7	1,68	5,67	0	-39,34	0	0	0,00	-97,74	-54,71	549,29
ЛЭП	304	162	110 кВ - оп. 162	0,509	1,07982	0	6,9417	0	0	0,00	-70,22	-27,49	369,11
ЛЭП	304	163	110 кВ - оп. 163	0,509	1,07982	0	6,9417	0	0	0,00	-71,44	-27,98	375,55
ЛЭП	162	128	оп. 162 - оп. 128	1,5048	3,192	0	-20,52	0	0	0,00	-70,00	-27,16	369,58
ЛЭП	163	129	оп. 163 - оп. 129	1,4652	3,108	0	-19,98	0	0	0,00	-71,22	-27,63	376,01
ЛЭП	128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевы	0,32195	0,68	0	-4,39	0	0	0,00	-14,00	-5,56	75,20
ЛЭП	129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевы	0,32	0,68	0	-4,39	0	0	0,00	-15,14	-6,00	81,27
ЛЭП	128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	5,43	11,51	0	-73,98	0	0	0,00	-55,33	-20,60	295,91
ЛЭП	129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	5,43	11,51	0	-73,98	0	0	0,00	-55,40	-20,62	296,26
ЛЭП	501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	1,68	5,67	0	-39,34	0	0	0,00	-65,14	-37,69	382,26
ЛЭП	601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	3,25	6,89	0	-44,28	0	0	0,00	7,89	0,94	41,22
ЛЭП	801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Усурийск/т	9,13	19,36	0	124,47	0	0	0,00	18,97	4,86	101,41
ЛЭП	901	1	ПС 110 кВ Усурийск/т - оп.	0,15	0,21	0	-1,28	0	0	0,00	44,43	13,95	236,25
ЛЭП	1	1001	оп. - ПС 110 кВ Кожзавод	0,34	0,48	0	-2,87	0	0	0,00	-36,99	-1,69	187,73
ЛЭП	1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Усурийск-1	1,2	2,05	0	-12,77	0	0	0,00	-15,11	7,06	84,64
ЛЭП	1101	1201	ПС 110 кВ Усурийск-1 - ПС 110 кВ УКФ	0,91	3,09	0	-21,41	0	0	0,00	42,82	24,36	250,10

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	1201	1301	ПС 110 кВ УКФ - ПС 110 кВ Междуречье	0,67	2,26	0	-15,71	0	0	0,00	62,56	32,49	354,72
ЛЭП	1301	405	ПС 110 кВ Междуречье - 110 кВ	1,31	4,43	0	-30,71	0	0	0,00	76,94	38,77	429,76
ЛЭП	1	405	оп. - 110 кВ	4,59	6,51	0	-39,18	0	0	0,00	81,70	15,53	421,61
Тр-р	1401	1402	ПС 500 кВ Дальневосточная - н-ль1	0,58	61,1	0,5	8	1	0	0,00	-	-35,49	165,50
Тр-р	1401	1403	ПС 500 кВ Дальневосточная - н-ль2	0,58	61,1	0,5	8	1	0	0,00	-	-35,49	165,50
Тр-р	1402	1404	н-ль1 - 220 кВ	0,39	0	0	0	0,46	0	0,00	140,16	-28,47	164,79
Тр-р	1403	1404	н-ль2 - 220 кВ	0,39	0	0	0	0,46	0	0,00	-	-28,47	164,79
Тр-р	1402	1405	н-ль1 - 10 кВ	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0,00	0,00	0,00	0,00
Тр-р	1403	1405	н-ль2 - 10 кВ	2,9	113,5	0	0	0,021	0	0,00	0,00	0,00	0,00
ЛЭП	101	1401	ПС 500 кВ Владивосток - ПС 500 кВ Дальневосточная	3,243	29,6	3,053	-379	0	0	0,00	285,74	186,31	398,28
ЛЭП	1404	401	220 кВ - ПС 220 кВ Уссурийск-2	4,68	20,46	0	-125,9	0	0	0,00	-	-19,39	321,64
ЛЭП	1404	401	220 кВ - ПС 220 кВ Уссурийск-2	6,64	29,09	0	-179	0	0	0,00	125,87	-11,28	227,25
ЛЭП	1101	1501	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	4,76	8,16	0	-50,81	0	0	0,00	-21,36	-4,80	111,88
ЛЭП	1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	4,88	8,37	0	-52,14	0	0	0,00	-19,49	-4,50	103,47
ЛЭП	1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	0,2	0,34	0	-2,13	0	0	0,00	-17,51	-4,17	93,39
ЛЭП	1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	2,27	3,89	0	-24,21	0	0	0,00	-4,44	1,03	23,65

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ЛЭП	105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	0,01	0,01	0	-0,09	0	0	0,00	-2,88	-1,15	16,10
ЛЭП	105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	5	8,58	0	-53,47	0	0	0,00	-1,42	1,79	11,88
ЛЭП	304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Уссурийск-1	6,76	14,84	0	-95,96	0	0	0,00	-36,96	-16,94	201,59

Таблица 3 – Вкладка "Трансформаторы"

N	Название	Марка	Тип	S	N_B	N_C	N_H	N_H2	N_0
1	АТ1 АТЭЦ	0	АТ	False	301	304	0	0	302
2	АТ2 АТЭЦ	0	АТ	False	301	304	0	0	303
3	АТ1 Уссурийск-2	0	АТ	False	401	405	406	0	402
4	АТ2 Уссурийск-2	0	АТ	False	401	405	406	0	403
5	АТ3 Уссурийск-2	0	АТ	False	401	405	406	0	404
6	АТ1 Дальневосточная	0	АТ	False	1401	1404	1405	0	1402
7	АТ2 Дальневосточная	0	АТ	False	1401	1404	1405	0	1403

Таблица 4 – Вкладка "Токовая загрузка ЛЭП"

N_нач	N_кон	Название	I_нач	I_кон	N_I(t)/ДДТН	Iдоп_расч/ДДТН	I/I_доп/ДДТН
1	2	3	4	5	6	8	9
401	103	ПС 220 кВ Уссурийск-2 - 220 кВ	158,02	156,69	1	877,2	18,0137
103	201	220 кВ - ПС 220 кВ Аэропорт	109,88	110,39	1	1070,7	10,3097

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
201	301	ПС 220 кВ Аэропорт - АТЭЦ 220 кВ	102,16	103,01	1	830	1070,7	9,62127
304	501	110 кВ - ПС 110 кВ Шахта 7	548,04	549,29	1	605	780,45	70,3813
304	162	110 кВ - оп. 162	368,94	369,11	1	450	580,5	63,5854
304	163	110 кВ - оп. 163	375,38	375,55	1	450	580,5	64,695
162	128	оп. 162 - оп. 128	369,09	369,58	1	450	580,5	63,666
163	129	оп. 163 - оп. 129	375,53	376,01	1	450	580,5	64,7732
128	701	оп. 128 - ПС 110 кВ Кролевцы	75,09	75,20	1	450	580,5	12,9535
129	701	оп. 129 - ПС 110 кВ Кролевцы	81,16	81,27	1	450	580,5	13,9995
128	601	оп. 128 - ПС 110 кВ Западная	294,27	295,91	1	450	580,5	50,9752
129	601	оп. 129 - ПС 110 кВ Западная	294,63	296,26	1	450	580,5	51,0362
501	601	ПС 110 кВ Шахта 7 - ПС 110 кВ Западная	381,00	382,26	1	605	780,45	48,979
601	801	ПС 110 кВ Западная - ПС 110 кВ Надежденская/т	41,22	40,98	1	450	580,5	7,10135
801	901	ПС 110 кВ Надежденская/т - ПС 110 кВ Уссурийск/т	101,41	99,60	1	450	580,5	17,469
901	1	ПС 110 кВ Уссурийск/т - оп.	236,25	236,22	1	330	425,7	55,4959
1	1001	оп. - ПС 110 кВ Кожзавод	187,73	187,73	1	330	425,7	44,1001
1001	1101	ПС 110 кВ Кожзавод - ПС 110 кВ Уссурийск-1	84,64	84,29	1	390	503,1	16,8241
1101	1201	ПС 110 кВ Уссурийск-1 - ПС 110 кВ УКФ	250,10	249,40	1	605	780,45	32,0455
1201	1301	ПС 110 кВ УКФ - ПС 110 кВ Междуречье	354,72	354,24	1	605	780,45	45,4507
1301	405	ПС 110 кВ Междуречье - 110 кВ	429,76	428,81	1	605	780,45	55,0652
1	405	оп. - 110 кВ	421,61	421,08	1	330	425,7	99,0387

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
101	1401	ПС 500 кВ Владивосток - ПС 500 кВ Дальневосточная	398,28	349,88	1	2040	2631,6	15,1343
1404	401	220 кВ - ПС 220 кВ Усуурйск-2	319,08	321,64	1	680	877,2	36,6667
1404	401	220 кВ - ПС 220 кВ Усуурйск-2	223,60	227,25	1	680	877,2	25,9058
1101	1501	ПС 110 кВ Усуурйск-1 - ПС 110 кВ Тереховка	111,12	111,88	1	605	780,45	14,3354
1501	1601	ПС 110 кВ Тереховка - ПС 110 кВ Раздольное-2	102,68	103,47	1	605	780,45	13,2576
1601	1701	ПС 110 кВ Раздольное-2 - ПС 110 кВ Раздольное 1	93,36	93,39	1	605	780,45	11,9667
1701	105	ПС 110 кВ Раздольное 1 - оп. 105	23,65	23,35	1	605	780,45	3,03035
105	1801	оп. 105 - ПС 110 кВ Кипарисово	16,10	16,10	1	605	780,45	2,06295
105	601	оп. 105 - ПС 110 кВ Западная	11,88	9,43	1	605	780,45	1,52245
304	1101	110 кВ - ПС 110 кВ Усуурйск-1	198,92	201,59	1	422	544,38	37,0303

Таблица 5 – Вкладка "Анцапфы"

N_bd	Названия	ЕИ	+/-	Тип	Место	Кнейт	V_нр	V_рег	N_анц	Шаг	N_анц	Шаг
1	АТДЦТН-125000/220	%	+	РПН	СН	1	230	121	6	-2	6	2
2	АОДЦТН-167000/500	%	+	РПН	ВН	1	500	242	8	-1,5	8	1,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

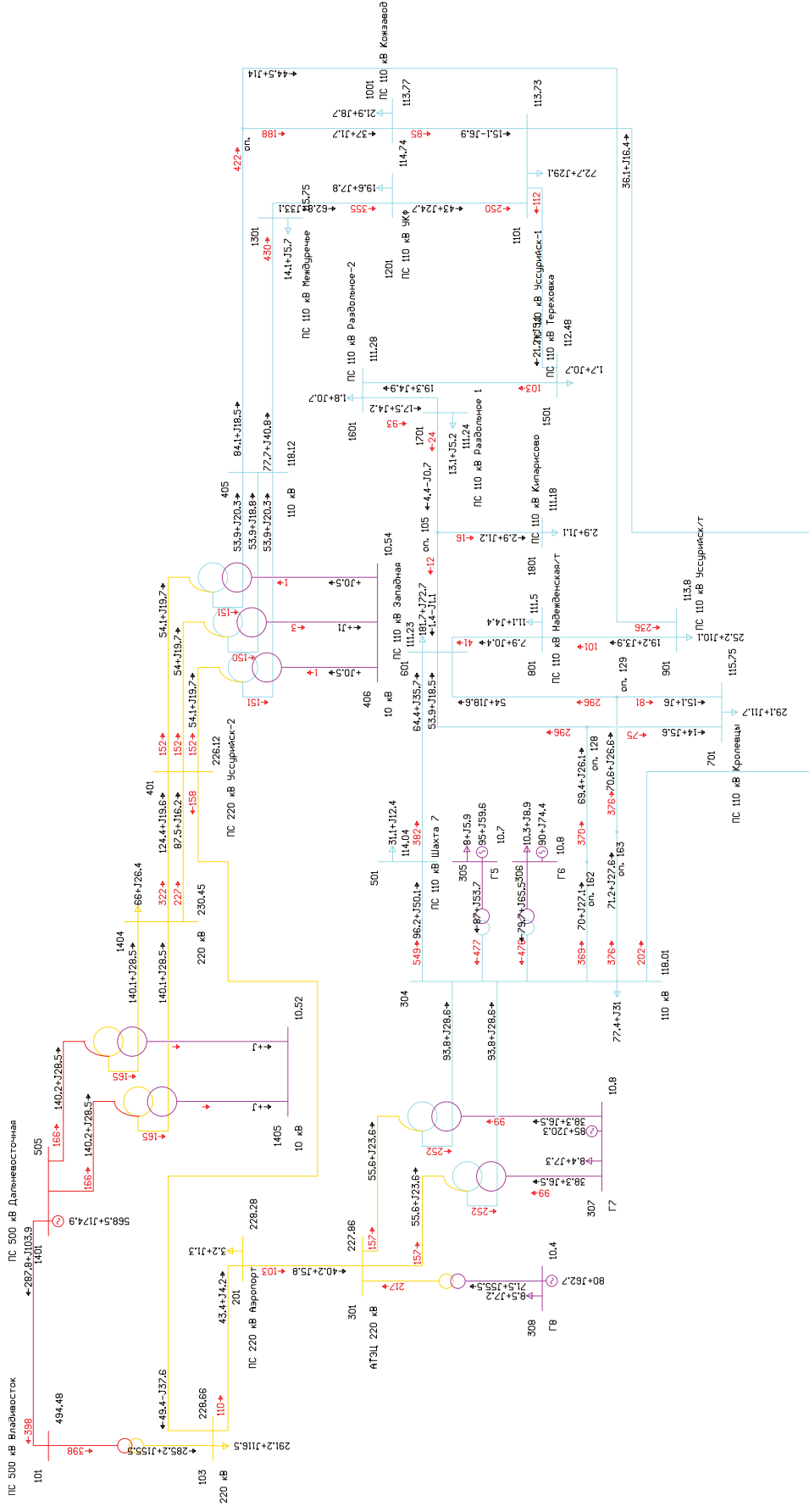


Рисунок А.1 – Схема потокораспределения

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Техническая проработка вариантов развития

Расчет токов короткого замыкания

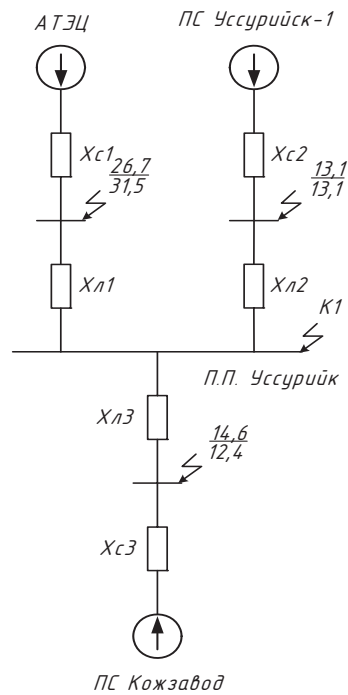


Рисунок Б.1 - Схема замещения прямой последовательности

Исходная данные:

Длина линий:

Уссурийск-1 - П.П. Уссурийск:

$$l_{\text{усс_ппусс}} := 8.25 \text{ км}$$

Кожзавод - П.П. Уссурийск

$$l_{\text{кож_ппусс}} := 11.12 \text{ км}$$

АТЭЦ - П.П. Уссурийск

$$l_{\text{атэц_ппусс}} := 11.12 \text{ км}$$

Токи КЗ на шинах ПС Уссурийск-1, ПС Кожзавод и АТЭЦ

$$I_{\text{кЗ}_{\text{усс1}}} := 13.1 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кЗ}_{\text{кож}}} := 14.6 \text{ кА}$$

$$I_{\text{кЗ}_{\text{атэц}}} := 26.7 \text{ кА}$$

$$U_{\text{бк1}} := 115 \text{ кВ}$$

$$S_{\text{баз}} := 100 \text{ МВА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Техническая проработка вариантов развития

$$I_{бк1} := \frac{100}{\sqrt{3} \cdot U_{бк1}} = 0.502 \text{ кА}$$

Сопротивление системы:

$$X_{сис1} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot I_{к3_{атэц}} \cdot U_{бк1}} = 0.019 \text{ о.е.}$$

$$X_{сис2} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot I_{к3_{уssc1}} \cdot U_{бк1}} = 0.038 \text{ о.е.}$$

$$X_{сис3} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot I_{к3_{кож}} \cdot U_{бк1}} = 0.034 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{л1} := 0.42 \cdot l_{атэц_ппусc} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{бк1}^2} = 0.035 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} := 0.42 \cdot l_{уssc_ппусc} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{бк1}^2} = 0.026 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3} := 0.42 \cdot l_{кож_ппусc} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{бк1}^2} = 0.035 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{эквк1} := \frac{1}{\frac{1}{X_{сис1} + X_{л1}} + \frac{1}{X_{сис2} + X_{л2}} + \frac{1}{X_{сис3} + X_{л3}}} = 0.021 \text{ о.е.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{к3к1} := \frac{1}{X_{эквк1}} \cdot I_{бк1} = 24.26 \text{ кА}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{к2к1} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к3к1} = 21.01 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{удк1} := \sqrt{2} \cdot 1.9 \cdot I_{к3к1} = 65.188 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Техническая проработка вариантов развития

Максимально рабочий ток:

$$I_{\max_{\text{раб}}} := 0.422 \text{ А.}$$

Выбор и проверка выключателей

Тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$W_k := I_{k3_{k1}}^2 \cdot (2.5 + 0.03) = 1489.06 \text{ кА}^2\text{с}$$

Предварительно выбираем элегазовый выключатель ВГТ-110 П

$$I_{\text{ном}Q} := 2500 \text{ А}$$

$$I_{\text{отклном}} := 40 \text{ кА}$$

$$\beta_{\text{норм}} := 40 \%$$

$$I_{\text{тер}} := 40 \text{ кА}$$

$$t_{\text{тер}} := 3 \text{ с.}$$

Наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$t_{\text{св}} := 0.035 \text{ с.}$$

$$\tau := 0.01 + t_{\text{св}} = 0.045 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая короткого замыкания:

$$i_{\text{ат}} := \sqrt{2} \cdot I_{k3_{k1}} \cdot e^{\frac{-\tau}{0.03}} = 7.655 \text{ кА}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{\text{аном}} := \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{отклном}}}{100} = 22.627 \text{ кА}$$

Термическая стойкость:

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

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет экономической эффективности

Капиталовложения

Коэффициент инфляции:

$$K_{инф} := 6.51$$

Зональные повышающие коэффициенты к базисной стоимости электросетевых объектов:

$$K_{зонвл} := 1.7 \quad K_{зонпс} := 1.6$$

вариант №4

Реконструкция участка сети ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 - Кожзавод - Уссурийск/т

Стоимость реконструкции ВЛ, тыс. руб.:

стоимость вновь устанавливаемого оборудования, тыс. руб.:

$$K_{нов} := 1100 \cdot (16.6) = 18260$$

стоимость демонтажа, тыс. руб.:

$$K_{дем} := 6.36 \cdot (16.6) = 105.576$$

Остаточная стоимость демонтируемого оборудования не учитывается, т.к. оборудование отработало нормативный эксплуатационный срок.

$$K_{рек} := (K_{нов} + K_{дем}) \cdot K_{инф} \cdot K_{зонвл} = 203251.83 \quad \text{тыс.руб.}$$

Затраты на издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб:

$$\alpha_{рэвл} := 0.008$$

$$Ирэ := K_{рек} \cdot \alpha_{рэвл} = 1626.015$$

Издержки на амортизацию, тыс. руб.:

$$T_{сл} := 20 \quad \text{лет}$$

$$Иам := \frac{K_{рек}}{T_{сл}} = 10162.591$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.:

Потери электроэнергии на ВЛ, МВт:

$$P_{эф_{оп_усс2}} := 90.16 \quad \text{МВт} \quad Q_{эф_{оп_усс2}} := 23.8 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{эф_{оп_кож}} := 41.72 \quad \text{МВт} \quad Q_{эф_{оп_кож}} := 6.72 \quad \text{Мвар}$$

$$P_{эф_{оп_усст}} := 46.2 \quad \text{МВт} \quad Q_{эф_{оп_усст}} := 13.35 \quad \text{Мвар}$$

$$R_{оп_усс2} := 2.82 \quad \text{Ом} \quad R_{оп_кож} := 0.21 \quad \text{Ом} \quad R_{оп_усст} := 0.73 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет экономической эффективности

$$\Delta P_{\text{оп_усс2}} := \frac{P_{\text{эфоп_усс2}}^2 + Q_{\text{эфоп_усс2}}^2}{110^2} \cdot R_{\text{оп_усс2}} = 2.026$$

$$\Delta P_{\text{оп_кож}} := \frac{P_{\text{эфоп_кож}}^2 + Q_{\text{эфоп_кож}}^2}{110^2} \cdot R_{\text{оп_кож}} = 0.031$$

$$\Delta P_{\text{оп_усст}} := \frac{P_{\text{эфоп_усст}}^2 + Q_{\text{эфоп_усст}}^2}{110^2} \cdot R_{\text{оп_усст}} = 0.14$$

$$\Delta P_{\Sigma} := \Delta P_{\text{оп_усс2}} + \Delta P_{\text{оп_кож}} + \Delta P_{\text{оп_усст}} = 2.197$$

Время использования максимальной нагрузки, ч:

$$T_{\text{max}} := 5500$$

$$\Delta W := \Delta P_{\Sigma} \cdot T_{\text{max}} = 12083.588 \quad \text{МВт*ч}$$

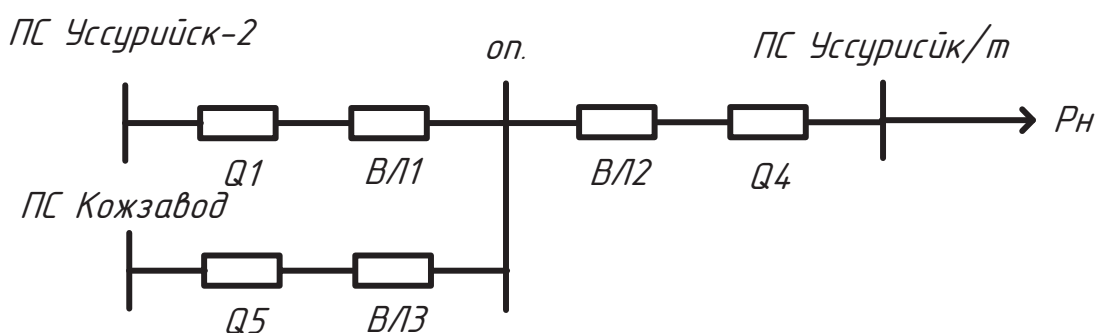
$$c\Delta W := 1.6 \quad \text{тыс.руб/МВт*ч}$$

$$И\Delta W := \Delta W \cdot c\Delta W = 19333.74 \quad \text{тыс.руб:}$$

Суммарные издержки, тыс. руб:

$$И := И_{\text{рэ}} + И_{\text{ам}} + И\Delta W = 31122.347$$

Расчет ущерба от перерыва электроснабжения:



Параметры потока отказов элементов электрической сети:

$$\omega_{\text{вл}} := \frac{3.9}{100} \quad \text{отказов/год} \quad \omega_Q := 0.03 \quad \text{отказов/год}$$

$$\omega_{\text{вл.пл}} := 2.9 \quad \text{отказов/год} \quad \omega_{\text{Q.пл}} := 0.14 \quad \text{отказов/год}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет экономической эффективности

$$T_{ВЛ} := 13 \text{ ч}$$

$$T_{ВQ} := 20 \text{ ч}$$

$$T_{ПЛ_{ВЛ}} := 15 \text{ ч}$$

$$T_{ПЛQ} := 8 \text{ ч}$$

$$8760 \cdot 1.5 \cdot 10^{-3} = 13.14$$

$$T_{Г} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ ч}$$

Вероятность отказа Усурийск-2 -оп.:

$$q_1 := \frac{(\omega_{ВЛ} \cdot 15.01 \cdot T_{ВЛ}) + (\omega_{ВЛ.ПЛ} \cdot 15.01 \cdot T_{ПЛ_{ВЛ}}) + (\omega_Q \cdot T_{ВQ} + \omega_{Q.ПЛ} \cdot T_{ПЛQ})}{T_{Г}} = 0.076$$

Вероятность отказа Кожзавод -оп.:

$$q_2 := \frac{(\omega_{ВЛ} \cdot 1.1 \cdot T_{ВЛ}) + \left(\omega_{ВЛ.ПЛ} \cdot 1.1 \cdot T_{ПЛ_{ВЛ}} \dots \right. \\ \left. + \omega_Q \cdot T_{ВQ} + \omega_{Q.ПЛ} \cdot T_{ПЛQ} \right)}{T_{Г}} = 5.722 \times 10^{-3}$$

Вероятность отказа Усурийск-2 - Кожзавод - Усурийск/т:

$$q_3 := q_1 \cdot q_2 + \frac{(\omega_{ВЛ} \cdot 1.1 \cdot T_{ВЛ}) \dots \\ + (\omega_{ВЛ.ПЛ} \cdot 1.1 \cdot T_{ПЛ_{ВЛ}}) \dots \\ + (\omega_Q \cdot T_{ВQ} + \omega_{Q.ПЛ} \cdot T_{ПЛQ})}{T_{Г}} = 0.006155$$

Общая вероятность отказа:

$$q := q_3 = 0.006$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} := 25 \cdot 10^3 \cdot q \cdot T_{Г} = 1347935.151 \text{ кВт*ч}$$

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч:

$$У_0 := 0.8$$

Основной ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб:

$$У_{осн} := У_0 \cdot W_{нед} \cdot 10^{-3} \cdot 1.5 = 1617.522$$

Удельный ущерб внезапности при полном погашении схемы, у.е./кВт*ч:

$$У_{0_{ВН}} := 3.5$$

Мощность, на которую ограничились потребителя:

$$P_{треб} := 25 \cdot 10^3 \text{ кВт}$$

Внезапный ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб:

$$У_{ВН} := У_{0_{ВН}} \cdot P_{треб} \cdot 10^{-3} \cdot 1.5 = 131.25$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет экономической эффективности

Суммарный ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб:

$$У\Sigma := Уосн + Увн = 1748.772$$

Норматив дисконтирования:

$$E := 0.1$$

Общие затраты варианта №16

$$З1 := E \cdot K_{рек} + И + У\Sigma = 53196.302$$

вариант №2

Строительство переключательного пункта Уссурийск с строительством ВЛ 110 кВ
Кожзавод - ПП Уссурийск и демонтажом ВЛ 110 кВ оп. - Кожзавод

Стоимость строительства линии.:

Удельная стоимость километра линии 110 кВ, тыс.руб.:

$$K_{110кВ} := 1100$$

Площадь постоянного отвода земли, м²:

$$S_{вл} := 70$$

Стоимость земли, тыс.руб/м²:

$$K_{зем} := 0.007$$

Затраты на вырубку просеки, тыс.руб/км:

$$K_{прос} := 95$$

Общие затраты на строительство ВЛ:

$$K_{вл} := \left[K_{110кВ} \cdot (11.12) + S_{вл} \cdot K_{зем} \cdot (11.12) \dots \right] \cdot K_{инф} \cdot K_{зонвл} = 147123.025$$
$$+ K_{прос} \cdot (11.12)$$

Капиталовложение на демонтаж ВЛ 110 кВ оп. - Кожзавод

стоимость демонтажа, тыс. руб.:

$$K_{дем2} := 6.36 \cdot (1.1) \cdot K_{инф} = 45.544$$

Остаточная стоимость демонтируемого оборудования не учитывается, т.к. оборудование отработало нормативный эксплуатационный срок.

Капиталовложение в строительство переключательного пункта:

Стоимость КРУЭ 110 кВ, тыс. руб.:

$$K_{круэ} := 11000 \cdot 3 = 33000$$

Площадь отвода земли строительства КРУЭ, м²:

$$S_{пп} := 500$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет экономической эффективности

Постоянная часть затрат, тыс. руб:

$$K_{\text{пост}} := 7000$$

Общие затраты на строительство ПС, тыс.руб:

$$K_{\text{пп}} := (K_{\text{круэ}} + K_{\text{пост}} + S_{\text{пп}} \cdot K_{\text{зем}}) \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_{\text{зонпс}} = 416676.456$$

Общие капиталовложения, тыс.руб.:

$$K_{\Sigma} := K_{\text{вл}} + K_{\text{пп}} + K_{\text{дем}_2} = 563845.025$$

Затраты на издержки:

Издержки на ремонт и эксплуатацию, тыс. руб:

$$\alpha_{\text{рэвл}} := 0.049$$

$$I_{\text{рэ}} := K_{\text{пп}} \cdot \alpha_{\text{рэвл}} = 20417.146$$

Издержки на амортизацию, тыс. руб.:

$$T_{\text{сл}} := 20 \text{ лет}$$

$$I_{\text{ам}} := \frac{K_{\Sigma}}{T_{\text{сл}}} = 28192.251$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб.:

$$P_{\text{эф}}_{\text{ппус_кож}} := 16.96 \text{ МВт} \quad Q_{\text{эф}}_{\text{ппус_кож}} := 9.2 \text{ Мвар}$$

$$R_{\text{лос_нах}} := 2.2 \text{ Ом}$$

Потери в линиях:

$$\Delta P_{\text{ппус_кож}} := \frac{P_{\text{эф}}_{\text{ппус_кож}}^2 + Q_{\text{эф}}_{\text{ппус_кож}}^2}{110^2} \cdot R_{\text{лос_нах}} = 0.068 \text{ МВт}$$

$$\Delta W_{\text{вл}} := (\Delta P_{\text{ппус_кож}}) \cdot T_{\text{мах}} = 372.282 \text{ МВт*ч}$$

Суммарные потери:

$$\Delta W := \Delta W_{\text{вл}} = 372.282 \text{ МВт*ч}$$

Издержки на потери электроэнергии, тыс. руб:

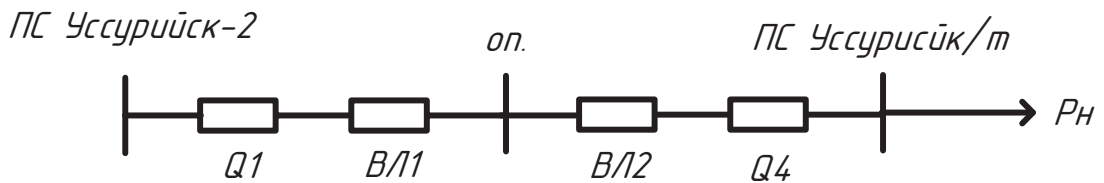
$$I_{\Delta W} := c_{\Delta W} \cdot \Delta W = 595.651$$

Суммарные издержки, тыс. руб:

$$I := I_{\text{рэ}} + I_{\text{ам}} + I_{\Delta W} = 49205.048$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет экономической эффективности

Расчет ущерба от перерыва электроснабжения:



$$\omega_{\text{ВЛ}} := \frac{3.9}{100} \text{ отказов/год} \quad \omega_{\text{Q}} := 0.03 \text{ отказов/год}$$

$$\omega_{\text{ВЛ.ПЛ}} := 2.8 \text{ отказа элементов / отказов/год} \quad \omega_{\text{Q.ПЛ}} := 0.14 \text{ отказов/год}$$

$$T_{\text{ВЛ}} := 13 \text{ ч} \quad T_{\text{VQ}} := 20 \text{ ч}$$

$$T_{\text{ПЛ.ВЛ}} := 15 \text{ ч} \quad T_{\text{ПЛ.Q}} := 8 \text{ ч}$$

$$T_{\Gamma} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ ч}$$

Вероятность отказа Уссурийск-2 -оп.:

$$q_1 := \frac{(\omega_{\text{ВЛ}} \cdot 15.01 \cdot T_{\text{ВЛ}}) + (\omega_{\text{ВЛ.ПЛ}} \cdot 15.01 \cdot T_{\text{ПЛ.ВЛ}}) + (\omega_{\text{Q}} \cdot T_{\text{VQ}} + \omega_{\text{Q.ПЛ}} \cdot T_{\text{ПЛ.Q}})}{T_{\Gamma}} = 0.073$$

Вероятность отказа Уссурийск-2 - Кожзавод - Уссурийск/т:

$$q_2 := \frac{(\omega_{\text{ВЛ}} \cdot 1.1 \cdot T_{\text{ВЛ}}) + (\omega_{\text{ВЛ.ПЛ}} \cdot 1.1 \cdot T_{\text{ПЛ.ВЛ}}) + (\omega_{\text{Q}} \cdot T_{\text{VQ}} + \omega_{\text{Q.ПЛ}} \cdot T_{\text{ПЛ.Q}})}{T_{\Gamma}} = 0.005534$$

Общая вероятность отказа:

$$q := q_1 + q_2 = 0.079$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} := 25 \cdot 10^3 \cdot q \cdot T_{\Gamma} = 17205694.25 \text{ кВт*ч}$$

Средняя величина удельного основного ущерба, у.е./кВт*ч:

$$Y_0 := 0.8$$

Основной ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб:

$$Y_{\text{осн}} := Y_0 \cdot W_{\text{нед}} \cdot 10^{-3} \cdot 1.5 = 20646.833$$

Удельный ущерб внезапности при полном погашении схемы, у.е./кВт*ч:

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В
Расчет экономической эффективности

$$U_{0_{\text{ВН}}} := 3.5$$

Мощность, на которую ограничили потребителя:

$$P_{\text{Треб}} := 25 \cdot 10^3 \text{ кВт}$$

Внезапный ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб:

$$U_{\text{ВН}} := U_{0_{\text{ВН}}} \cdot P_{\text{Треб}} \cdot 10^{-3} \cdot 1.5 = 131.25$$

Суммарный ущерб от перерыва электроснабжения, тыс. руб:

$$U_{\Sigma} := U_{\text{осн}} + U_{\text{ВН}} = 20778.083$$

Норматив дисконтирования:

$$E := 0.1$$

Общие затраты варианта №2

$$32 := E \cdot K_{\Sigma} + I + U_{\Sigma} = 126367.634$$

Разница между вариантами, %:

$$\Delta := \frac{32 - 31}{32} \cdot 100 = 57.904 \quad \%$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Результаты расчета ЧДД

Таблица Г.1 – Результат расчета ЧДД варианта №4

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.р уб.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
И(тыс.р уб.)	67750,6 1	67750, 61	67750,6 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Рср(МВ т)	0	0	0	20959 ,76	20959 ,76	20959 ,76	20959 ,755	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8	2095 9,8
ОР(тыс руб)	0	0	0	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
Пбб(тыс руб)	0	0	0	81928 0	81928 0	81928 0	81928 0	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80	8192 80
Пчт(тыс руб)	67750,6 1	67750, 61	67750,6 1	79832 0,25	79832 0,25	79832 0,25	79832 0,25	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2	7983 20,2
Коэф- фици- ент ЧДД	51490,4 636	51490, 4636	51490,4 636	60672 3,39	60672 3,39	60672 3,39	60672 3,39	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4	6067 23,4
ЧДД	0,92592 5926	0,8573 3882	0,79383 2241	0,735 0299	0,680 5832	0,630 1696	0,583 4904	0,540 269	0,500 249	0,463 193	0,428 883	0,397 114	0,367 698	0,340 461	0,315 242	0,291 89	0,270 269	0,250 249	0,231 712	0,214 548
Итого	47676,3 552	44144, 7733	40874,7 9011	44595 9,8	41292 5,74	38233 8,65	35401 7,27	3277 93,8	3035 12,7	2810 30,3	2602 13,3	2409 38,2	2230 90,9	2065 65,7	1912 64,5	1770 96,8	1639 78,5	1518 31,9	1405 85,1	1301 71,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Результаты расчета ЧДД

Таблица Г.2 – Результат расчета ЧДД варианта №5

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
К(тыс.р уб.)	187948, 342	-18794	-187948	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
И(тыс.р уб.)	0	0	0	21012	21012	21012	21012	21012	21012	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8	21012,8
Рср(МВ Т)	0	0	0	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2	39,2
ОР(тыс руб)	0	0	0	81928 0	81928 0	81928 0	81928 0	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80	81928 80
Пб(тыс руб)	187948, 342	187948, 342	187948, 3417	79826 7,2	79826 7,2	79826 7,2	79826 7,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2	79826 67,2
Пч(тыс руб)	142840, 74	142840, 74	142840, 7397	60668 3,07	60668 3,07	60668 3,07	60668 3,07	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1	60668 83,1
Коэф- фици- ент ЧДД	0,92592 5926	0,8573 3882	0,79383 2241	0,735 0299	0,680 5832	0,630 1696	0,583 4904	0,540 269	0,500 249	0,463 193	0,428 883	0,397 114	0,367 698	0,340 461	0,315 242	0,291 89	0,270 269	0,250 249	0,231 712	0,214 548
ЧДД	132259, 944	122462, 911	113391, 5845	44593 0,17	41289 8,3	38231 3,25	35399 3,75	3277 72	3034 92,6	2810 11,6	2601 96	2409 22,2	2230 76,1	2065 52	1912 51,8	1770 85	1639 67,6	1518 21,8	1405 75,8	1301 62,8
Итого	132259, 944	254722, 855	368114, 4399	77815, 729	49071 4,03	87302 7,28	12270 21	1554 793	1858 286	2139 297	2399 493	2640 415	2863 492	3070 043	3261 295	3438 380	3602 348	3754 170	3894 746	4024 908