


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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02. Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы
«Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

«09» 06 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Белогорского района Амурской области при подключении второй очереди маслозавода.

Исполнитель
студент группы 6420м



04.06.2018

подпись, дата

Ф.В. Гаврилов

Руководитель
магистерской диссертации
профессор, кандидат
технических наук



07.06.2018

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель научного
содержания программы
магистратуры
профессор, доктор
технических наук



09.06.18

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль
доцент, кандидат
технических наук
Рецензент



07.06.18

подпись, дата

А.Н. Козлов



09.06.18

подпись, дата

Н.В. Перова

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о.зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 11 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Гаврилова Фёдора Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Инновационное развитие электрических сетей 35-110 кВ Белогорского района Амурской области при подключении второй очереди маслозавода 27.10.2017 №2651-уч
(утверждено приказом от _____ № _____)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): 02.06.2018.
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: результаты зимних и летних контрольных замеров по подстанциям Белогорского района Амурской области, однолинейная электрическая схема Белогорского района
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующих сетей 35-110 кВ Белогорского района Амурской области, перспективы развития Белогорского района Амурской области, инновационное развитие электрических сетей Белогорского района Амурской области на основе концепции Smart grid, технико – экономическая оценка показателей вариантов проектирования развития электрической сети.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 3 листа графической части, 22 таблицы.

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

7. Дата выдачи задания 01.03.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович профессор, кандидат технических наук

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

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 94 с., 21 рисунок, 48 формул, 23 таблицы, 30 источников.

СХЕМА СЕТИ, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НАГРУЗКА, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА, ТРАНСФОРМАТОРЫ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ПОТЕРИ, КАПИТАЛО-ВЛОЖЕНИЕ, РЕЖИМ.

В магистерской диссертации рассмотрены характеристика Белогорского района. Анализ состояния существующих электрических сетей. Сравнение классической и инновационной концепций развития электроэнергетики. Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid в сопоставлении с действующей классической концепцией. Оценка предпосылок и перспектив развития отечественной энергетики на платформе Smart grid. Разработка двух технически осуществимых вариантов проектирования развития электрической сети - по классическим принципам и с применением элементов активно-адаптивной сети. Расчет и анализ установившихся режимов. Технико-экономические показатели проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Анализ существующих сетей 35-110 кВ Белогорского района Амурской области	9
1.1 Характеристика района проектирования и существующей электрической сети	9
1.2 Анализ источников питания	18
1.3 Аварийность существующей электрической сети Белогорского района Амурской области	19
1.4 Потери электроэнергии существующей электрической сети Белогорского района Амурской области	21
Выводы	23
2 Перспективы развития Белогорского района Амурской области	24
2.1 Реконструкция сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области на основе классических принципов проектирования	25
2.2 Разработка однолинейной схемы	30
2.3 Расчет и анализ расчетных режимов работы проектируемой сети	34
Выводы	37
3 Инновационное развитие электрических сетей Белогорского района Амурской области на основе концепции Smart grid	38
3.1 Оценка предпосылок и перспектив развития отечественной энергетики на платформе Smart grid на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в контексте типичных для отрасли задач и проблем	38
3.2 Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid в сравнении с действующей классической концепцией	47
3.3 Разработка варианта развития сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области с использованием принципов построения активно-	

адаптивной сети	50
3.4 Структурно-топологический анализ проектируемой сети	50
3.5 Расчет и анализ расчетных режимов работы проектируемой сети	55
Выводы	63
4 Техничо – экономическая оценка показателей вариантов проектирования развития электрической сети	65
Выводы	88
Заключение	89
Библиографический список	91

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВР	- автоматический ввод резерва
БК	- батареи конденсаторов
ВН	- высокое напряжения
ВЛ	- воздушная линия
ВНД	- внутренняя норма доходности
РПН	- устройство регулирования под нагрузкой
ПБВ	- устройство регулирования без возбуждения
КУ	- компенсирующее устройство
ПС	- подстанция
ПВК	- программно вычислительный комплекс
ДРСК	- Дальневосточная распределительная сетевая компания
ЧДД	- чистый дисконтированный доход
ИД	- индекс доходности
ОРУ	- открытое распределительное устройство

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время перед энергетическими организациями стоит задача масштабной модернизации электросетевого хозяйства через внедрение инновационных технологий и решений. Для этого создается принципиально новая технологическая платформа энергетической системы – интеллектуальная электрическая сеть с активно-адаптивными элементами.

Эта проблема актуальна, так как позволяет обеспечить качественно новый уровень надежности, экономичности и безопасности электрических сетей и всей электроэнергетической системы России. Электрические сети будущего позволяют самостоятельно контролировать состояние и режим работы всех участников процесса электроснабжения и автоматически выполнять решения для бесперебойного электроснабжения потребителей. При этом электрическая сеть насыщается активными элементами, позволяющими в зависимости от ситуации изменять ее физические характеристики, увеличивая пропускную способность и регулируя качество поставляемой электроэнергии.

Целью магистерской диссертации является проектирование развития электрической сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области с использованием принципов построения активно-адаптивной сети, в сопоставлении с ее развитием на основе классических принципов.

Активно-адаптивной сеть представляет собой комплекс мероприятий направленных на повышение эффективной работы как энергосистемы в целом, так и надёжности и качества электроснабжения потребителей.

Во-первых, это средства связи позволяющие собирать информацию о всём работающем оборудовании, как генерирующем, так и потребляющем электроэнергию (вплоть до каждого электроприёмника) в режиме реального времени.

Во-вторых, это система, основанная на микропроцессорной технике, должна обеспечивать не только сбор таких данных, но и производить

соответствующие, воздействия и на генераторы, и на потребителя, то есть производить оптимизацию электрического режима по полученным параметрам.

Другие технологии активно-адаптивной сети включают современные компоненты, в которых применяются новейшие достижения в области сверхпроводимости, накопления энергии, электроники и диагностики, передовые методы управления для мониторинга основных компонентов, а также усовершенствованные интерфейсы и программное обеспечение для оказания помощи человеку в принятии решений в условиях более сложной, автономной сети.

Для реализации поставленной цели в рамках данной диссертации решаются следующие задачи:

1. Классификация предпосылок и общих принципов развития отечественной энергетики на платформе Smart Grid, в сравнении с классической концепцией развития;

2. Оценка перспектив развития распределительных сетей Амурской области на платформе Smart Grid;

3. Проведение структурного анализа существующей электрической сети района проектирования;

4. Разработка двух технически осуществимых вариантов развития сети - на основе классических принципов и с использованием принципов построения активно-адаптивной сети. Проведение анализа установившихся режимов для каждого варианта;

5. Технико-экономическое сопоставление вариантов развития сети - на основе классических принципов и с использованием принципов построения активно-адаптивной сети.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad, RastrWin3.

1 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ СЕТЕЙ 35-110 КВ БЕЛОГОРСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

1.1 Характеристика района проектирования и существующей электрической сети

Амурская область расположена в юго-восточной части РФ. Площадь 363,7 тыс. кв. км, население 1157,7 тыс. чел. Расстояние от ее центра до Москвы по железной дороге – 7982 км, по воздуху – 6480. Горные и возвышенные участки занимают 60 %, равнинные – 40 % территории области. Первые расположены преимущественно в северных и средних районах. В средней и северной частях областей – глыбовые и глыбово-складчатые горные хребты. Все они низкие или средневысокие, на вершинах каменистые россыпи. Наибольшая высота в пределах области – 2312 м, на востоке Станового хребта, который протянулся на 800 км вдоль северной границы несколькими параллельными цепями и образован протерозойскими структурами.

Амурская область находится в лесной зоне умеренного географического пояса северного полушария. Ее климат ультраконтинентальный с муссонными чертами. Годовая суммарная солнечная радиация 107 – 117 ккал на 1 кв. см. Господствует умеренный континентальный воздух, зимой вторгается арктический. Преобладает западный перенос воздушных масс, развита циклонная деятельность. Континентальность климата в Амурской области (81-100 %) больше, чем на любой другой территории земного шара, лежащей в тех же широтах. Среднегодовая температура воздуха колеблется от 0° до –8°. Средняя температура воздуха в июле – от 17° на севере до 21° на юге. Годовое количество осадков – от 430 мм на западе до 800 мм на востоке.

Почвы Амурской области буро-таежные горные и равнинные (59 % территории), болотные, лесные подбелы, бурые лесные, горно-тундровые, пойменные, луговые подбелы, лугово-черноземовидные.

Белогорский район расположен в южной части Амурской области. Район расположен в зоне 1-6 – балльной сейсмичности.

Климат района резкоконтинентальный с суровой длинной зимой и коротким жарким летом.

Таблица 1 – Природно-климатические условия Белогорского района Амурской области

Месяц	Температура воздуха в градусах			Кол-во осадков (мм.)	Снежный покров, см	Относительная влажность воздуха, %	Направление ветра	Скорость ветра м/сек
	Много-летняя	Абсолютная						
		Мах.	Мин.					
Январь	-30,8	-3,9	-49,8	5,7	29	71	ю-в	0,4
Февраль	-23,8	2	-47,8	3,6	34	70	с	0,8
Март	-12,6	10,4	-43	11,4	36	64	с	1,2
Апрель	-0,2	24,2	-29,5	27,2	19	60	с	2,1
Май	9,1	31,5	-7,9	52,2	-	59	с	2,3
Июнь	15,5	33,7	-4,2	94,2	-	74	с	1,4
Июль	19,1	37,1	2,1	127,5	-	81	с	1,6
Август	17,1	33,5	1,2	154,8	-	82	с	1,4
Сентябрь	9,5	29,5	-9	80,9	-	78	с	1,2
Октябрь	-1,1	27,1	-27,5	38,5	8	68	ю-з	1,3
Ноябрь	-17,1	7	-43,9	28,2	19	76	ю-з	1,3
Декабрь	-28,9	-2,9	-48,7	12,6	25	75	ю-в	0,7
Средние за год:	-3,6	37,1	49,8	636,8	-	-	-	-

Приведенные в таблице 1 данные свидетельствуют о довольно низкой среднегодовой температуре - 3,6° и особом режиме распределения осадков в течение года. Среднегодовое количество осадков составляет 636 мм, из них 59% выпадает в течение трех летних месяцев - июнь, июль, август. Снежный покров маломощен, средняя глубина его 25-36 см, по северу района 53-60 см, лежит с октября по апрель. В конце июля и начале августа наиболее сильно развита циклоническая деятельность, из-за которой увеличивается выпадение осадков, часты ливни. С октября происходит заметное убывание количества осадков.

Ветровой режим тесно связан с общей циркуляцией атмосферы, в частности, с господствующим западным переносом воздушных масс, наблюдается общее преобладание ветров северо-западного направления,

хорошо выражена и их сезонность. Зимой обычно бывают ветры северо-западные, а летом преимущественно южных румбов, слабые. Весной и осенью при перестройке циркуляции атмосферы и смене направлений воздушных масс ветер становится порывистым, порой очень сильным. Если средние годовые скорости его 1-3,5 м/сек то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости становятся равными 2-2,5 м/сек., а в отдельные дни достигают 10-15 м/сек.

На основании карт районирования территории Амурской области, в соответствии с Правилами устройства электроустановок [16], Белогорский район относится по ветровому давлению на уровне 10 м над поверхностью земли к району III - 650 Па (32 м/сек), по толщине стенки гололеда - к району III- от 15,1 до 20 мм.

Карта-схема существующей электрической сети Белогорского района показана на рисунке 1.

Схема электрической сети Белогорского района замкнутая радиально-магистральная, включает в себя пять ПС 110/35/10 кВ («Возжаевка», «Некрасовка») и шестнадцать ПС 35/10 кВ («Лохвицы», «Томичи», «Князевка», «Пригородная», «Тупиковая», «Киселеозерка», «Никольская», «Индустрия», «Заречная», «Нагорная», «Комсомольская», «Васильевка», «Промышленная», «Амурсельмаш», «Коммунальная», «Томь»).

Назначением каждой из ПС и ее «местоположением» в электрической сети определяется тип схемы электрических соединений подстанций. ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск». Схема РУ 220 кВ - «Одна секционированная система шин с обходной». Схема РУ 110 кВ- «Две рабочие и обходная системы шин», Схема РУ 35 кВ- «Одна секционированная система шин».

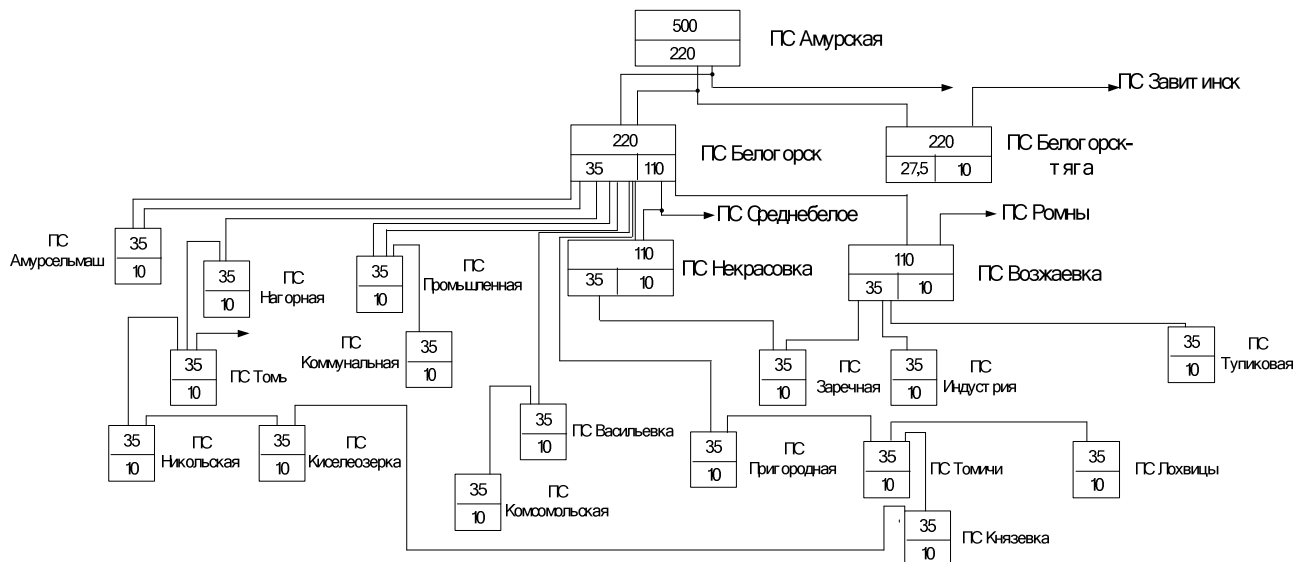


Рисунок 1 – Карта- схема электрической сети Белогорского района

ПС 110/35/10 кВ «Возжаевка» - с тремя РУ с двумя трехобмоточными трансформаторами. Схема РУ 110 кВ - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии».

ПС 110/6 кВ «Некрасовка» - с двумя РУ с одним трехобмоточным трансформатором. Схема РУ 110 кВ - «Блок линия-трансформатор». Нейтраль 35 кВ защищена от перенапряжений через вентильный разрядник.

ПС 35/10 кВ «Лохвицы» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Томичи» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии. Распределительное устройство имеет два трансформаторных и два линейных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Князевка» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Пригородная» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Тупиковая» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «одна система шин».

ПС 35/10 кВ «Киселеозерка» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Никольская» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Индустрия» с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «одна система шин».

ПС 35/10 кВ «Заречная» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Нагорная» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных и два линейных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Комсомольская» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «одна система шин».

ПС 35/10 кВ «Васильевка» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Промышленная» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения и три линейных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Амурсельмаш» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна секционированная система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения.

ПС 35/10 кВ «Коммунальная» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «одна система шин».

ПС 35/10 кВ «Томь» - с двумя РУ с двумя двухобмоточными трансформаторами. Схема РУ 35 кВ - «Одна система шин». Распределительное устройство имеет два трансформаторных присоединения и три линейных присоединения.

Однолинейная схема существующей сети показана на рисунке 1.

Максимальная и минимальная загрузки ВЛ 220 кВ, обеспечивающих питание ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск», согласно ведомостям зимнего и летнего контрольного замера 2017 года, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные по нагрузке ВЛ 220 кВ

Диспетчерское наименование ВЛ	Загрузка ВЛ				Допустимый ток
	Зима		Лето		
	МВА	А	МВА	А	А
ВЛ 220 кВ Амурская-Белогорск/т. с отпайками на ПС Белогорск, ПС Свободный	60+j26	163	32,3+j16,1	89,4	630
ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/т. с отпайками на ПС Белогорск	31,5+j5,9	79,8	15,5+j2	39,3	590

ПС 220/110/35/10 кВ «Белогорск» работает на четыре класса напряжения: 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ и 10 кВ. На ПС установлены два автотрансформатора АТ1 и АТ2 (АТДЦТН-63000/220/110-79 ХЛ1) мощностью по 63 МВА каждый и два трансформатора Т3 и Т4 (ТДТН-40000/110-79 ХЛ1) мощностью по 40 МВА каждый.

Максимальная нагрузка ПС 220/110 кВ «Белогорск», согласно ведомостям зимнего и летнего контрольного замера 2017 года, приведена в таблице 3.

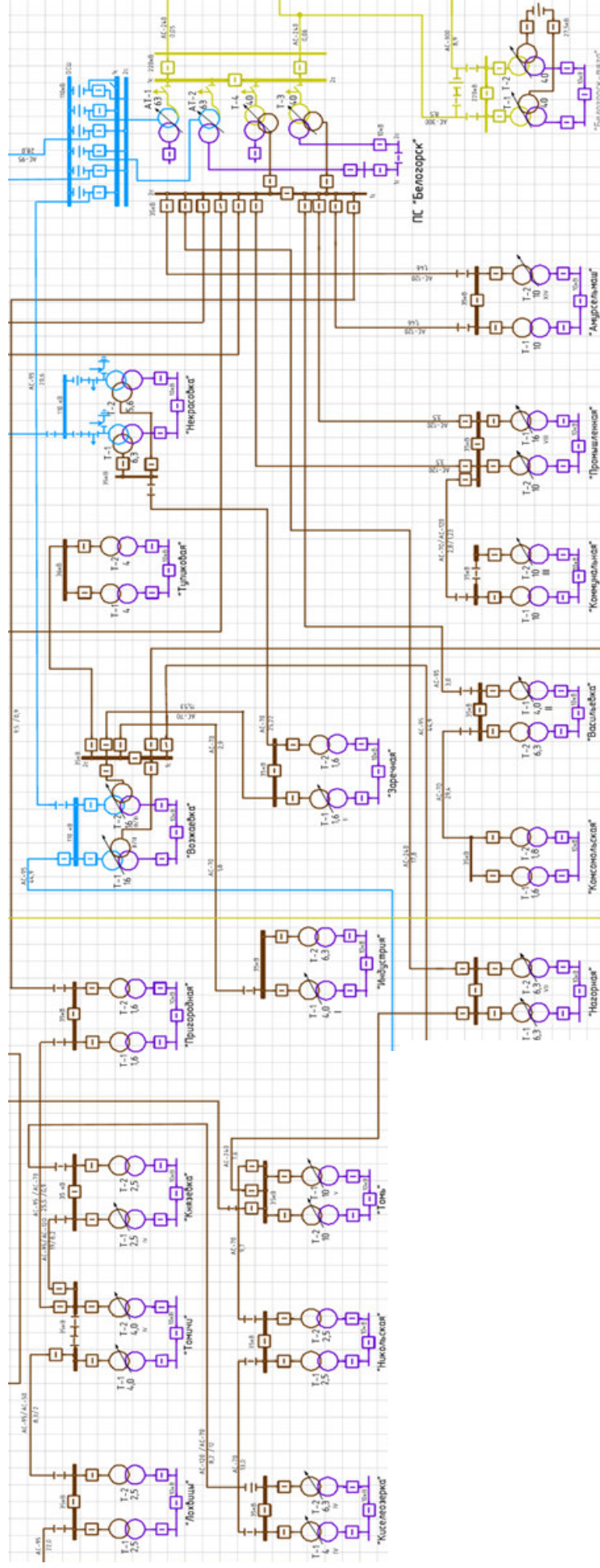


Рисунок 2 – Однолинейная базовая схема электрической сети Белогорского сетевого района филиала АО «ДРСК»
«Амурские ЭС»

Таблица 3 - Загрузка трансформаторов ПС 220/110 кВ «Белогорск»

Диспетчерский номер тр-ра	Номинальный ток, А (по стороне ВН)	Зима		Лето	
		А	%	А	%
АТ-1	150	38,8	25	18,7	12,5
АТ-2	150	37,7	24	18,2	12
Т-3	125	81.3	39.8	0	0
Т-4	125	82	40	89,4	44

Загрузка питающих ВЛ 220 кВ, трансформаторов и автотрансформаторов ПС 220/110 кВ «Белогорск» не превышает предельно допустимые значения, что говорит о возможности подключения питания дополнительной нагрузки.

Электроснабжение Белогорского района осуществляется по линиям ВЛ 110 кВ «Белогорск-Возжаевка», ВЛ 110 кВ «Белогорск - Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка» .

Максимальная загрузка ВЛ 110 – 35 кВ и плотность тока по данным контрольных замеров 2017 года, приведена в таблице 4. Таблица 4 - Загрузка ВЛ 110-35 кВ Белогорского района

Наименование ВЛ	Марка провода	сеч., мм ²	нагрузка, А	макс. пл.тока, А/мм ²
1	2	3	4	5
ВЛ 110 кВ Белогорск-Возжаевка	АС	95	20.8	48
ВЛ 110 кВ Отпайка-Ср.Белая	АС	120	31.7	43
ВЛ 110 кВ Отпайка-Некрасовка	АС	120	3	3
ВЛ 35 кВ Белогорск – Васильевка	АС	95	34.78	0.37
ВЛ 35 кВ Васильев – Комсомольск	АС	70	7.93	0.11
ВЛ 35 кВ Белогорск – Нагорная	АС	240	295.22	1.23
ВЛ 35 кВ Нагорная – Томь	АС	240	238.99	1.00
ВЛ 35 кВ Томь – Никольская	АС	70	26.05	0.37
ВЛ 35 кВ Никольская – Киселеозерка	АС	70	1.27	0.02
ВЛ 35 кВ Белогорск – Пригородная	АС	70	74.35	1.06
	АС	95	74.35	0.78
ВЛ 35 кВ Пригородная – Томичи	АС	95	60.79	0.64
	АС	70	60.79	0.87
ВЛ 35 кВ Томичи – Князевка	АС	95	17.19	0.18
	АС	120	17.19	0.14
ВЛ 35 кВ Белогорск – Промыш.1	АС	120	157.49	1.31

продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
ВЛ 35 кВ Белогорск – Промыш.2	АС	120	158.32	1.32
ВЛ 35 кВ Промышленная – Коммун.	АС	70	158.31	2.26
	АС	120	158.31	1.32
ВЛ 35 кВ Белогорск – Амурсельмаш 2	АС	120	97.20	0.81
ВЛ 35 кВ Белогорск – Амурсельмаш 1	АС	120	63.18	0.53
ВЛ 35 кВ Возжаевка – Индустрия	АС	70	16.17	0.23
ВЛ 35 кВ Возжаевка – Поздеевка	АС	70	25.92	0.37
ВЛ 35 кВ Возжаевка – Тупиковая	АС	70	24.75	0.35
ВЛ 35 кВ Возжаевка – Заречная	АС	70	0.00	0.00

Нагрузка ПС 110-35 кВ по зимнему контрольному замеру 2017 года, приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Данные максимальных электрических нагрузок по контрольным замерам 20.12.2017 г.

Наименование подстанции	№ тр-ра	Установленная мощность трансформатора, МВА	P, МВт	Q, МВАр	Загрузка, %
1	2	3	4	5	6
Возжаевка	T-1	16	6.16	3.04	42.92
	T-2	16	0	0	0.00
Некрасовка	T-1	6.3	0.47	0,37	9.42
	T-2	5.6	0	0	0.00
Амурсельмаш	T-1	10	3.62	1.41	38.86
	T-2	10	5.56	1.27	56.98
Васильевка	T-1	4	1.51	0.64	41.06
	T-2	6.3	0.00	0.00	0.00
Заречная	T-1	1.6	0.00	0.00	0.00
	T-2	1.6	0.19	0.07	12.59
Индустрия	T-1	4	0.98	0.26	25.24
	T-2	6.3	0.00	0.00	0.00
Комсомольская	T-1	1.6	0.00	0.00	0.00
	T-2	1.8	0.38	0.21	23.96
Киселеозёрка	T-1	4	0.00	0.00	0.00
	T-2	4	0.03	0.01	0.90
Князевка	T-1	2.5	0.99	0.19	40.39
	T-2	2.5	0.00	0.00	0.00
Коммунальная	T-1	10	0.00	0.00	0.00

продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
	T-2	10	8.79	2.34	90.99
Лохвицы	T-1	2.5	0.43	0.13	18.01
	T-2	2.5	0.00	0.00	0.00
Нагорная	T-1	6.3	0.00	0.00	0.00
	T-2	6.3	2.94	1.25	50.75
Никольская	T-1	2.5	0.00	0.00	0.00
	T-2	2.5	1.26	0.50	54.28
Промышленная	T-1	16	8.46	4.17	58.95
	T-2	10	0.00	0.00	0.00
Пригородная	T-1	1.6	0.00	0.00	0.00
	T-2	1.6	0.77	0.28	51.14
Томичи	T-1	4	0.00	0.00	0.00
	T-2	4	2.46	0.70	63.91
Томь	T-1	10	4.25	1.94	46.74
	T-2	10	6.25	2.59	67.69
Тупиковая	T-1	4	1.32	0.57	35.96
	T-2	4	0.00	0.00	0.00

По загрузке линий рассматриваемого района видно, что на значительной части ВЛ 35 кВ наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. Загрузка трансформаторов в нормальном режиме на всех подстанциях ниже нормируемых значений.

В перспективе планируется подключение второй очереди Маслозавода с мощностью 21 МВт. К действующим подстанциям 110 и 35 кВ невозможно подключить нагрузку 21 МВт, это обусловлено износом значительной части электрических сетей, нагрузкой ПС, а так же на многочисленных подстанций выработан нормативный срок эксплуатации, сети имеют неудовлетворительное физическое состояние и требуют реконструкции, замены.

Для решения приведенных проблем необходимо спроектировать новую ПС Маслозавод и рассмотреть варианты подключения ее к существующей сети, которая направлена на увеличение пропускной способности сети.

1.2 Анализ источников питания

Источником питания для сетей Белогорского района являются Зейская ГЭС и Бурейская ГЭС.

Зейская ГЭС расположена на реке Зея в районе г. Зея Амурской области. Установленная мощность Зейской ГЭС -1330 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии- 4,9 млрд. кВт*час.

Бурейская ГЭС расположена на реке Бурейя у пос. Талакан. Является верхней ступенью Бурейского каскада ГЭС. Установленная мощность Бурейской ГЭС- 2010 МВт, среднегодовая выработка электроэнергии- 7,1 млрд. кВт*час. Входит в десятку крупнейших гидроэлектростанций России.

Питание сети Белогорского района осуществляется от центра питания ПС 220/110/35/10 «Белогорск» по ВЛ 110 кВ «Белогорск-Серышево», ВЛ 110 кВ «Белогорск-Возжаевка», ВЛ 110 кВ «Белогорск - Среднебелая с отпайкой на ПС Некрасовка». ПС 220/110 кВ «Белогорск» получает питание по двум ВЛ 220 кВ Амурская-Белогорск/г. с отпайками на ПС Белогорск, ПС Свободный и ВЛ 220 кВ Амурская-Короли/г. с отпайками на ПС Белогорск

1.3 Аварийность существующей электрической сети

Белогорского района Амурской области

По зоне обслуживания Белогорского РЭС общее количество отключений в 2015 году составило: 49 - по ВЛ, 6- по ПС; в 2016 году- 25- по ВЛ, одно - по ПС 110/35/10 кВ «Возжаевка»; в 2017 году- 21 по ВЛ, два - по ПС 110/35/10 кВ «Некрасовка». Наибольшее число раз отключалась ВЛ 110 кВ «Белогорск-Возжаевка» - в 2015 г.- 27 раз, в 2016 г.- 12 раз, в 2017 г- 12 раз. А так же ВЛ 35 кВ «Белогорск-Промышленная»- в 2015 г.- 10 раз, в 2016 г.- 9 раз, в 2017 г.- 1 раз.

Таблица 6 – Показатели аварийности в сетях Белогорского РЭС филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» для ВЛ

ВЛ	Общее количество отключений			Среднее время простоя потребителя, час:мин			Среднее время устранения повреждения, час:мин			Работа АПВ, РПВ, в % от общего числа отключений		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
110 кВ «Белогорск-Возжаевка»	27	12	12	0:52	0	0:06	11:20	0	0	92.6	100.0	100
35 кВ «Белогорск-Промышленная»	3	0	3	0:09	0	0	0:19	0	0	66.7	-	100
35 кВ «Промышленная-Коммунальная»	10	9	1	2:56	0:35	1:21	9:30	1:46	1:21	60.0	77.8	-
35 кВ «Белогорск-Нагорная»	4	0	2	0:32	0	0	1:38	0	0	75.0	-	100
ВЛ 35 кВ «Белогорск-Амурсельмаш»	4	2	1	6:10	0:32	0	12:20	1:05	0	75.0	50.0	100

Таблица 7 – Показатели аварийности в сетях Белогорского РЭС филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» для ПС

ПС	Общее количество отключений			Среднее время простоя потребителя, час:мин			Среднее время устранения повреждения, час:мин			Работа АПВ, РПВ, в % от общего числа отключений		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Возжаевка	4	1	2	16:10	0	0:45	16:10	0	0:45	25.0	100	50
Некрасовка	1	0	0	11:43	0	0	11:43	0	0	-	-	-
Промышленная	1	0	0	4:13	0	0	4:13	0	0	-	-	-
Коммунальная	0	0	1	0	0	13:00	0	0	13:00	-	-	-
Амурсельмаш	1	0	0	17:48	0	0	17:48	0	0	-	-	-
Нагорная	2	3	3	4:53	1:05	1:21	4:53	1:05	1:21	-	33	33
Томь	0	0	1	0	0	1:10	0	0	1:10	-	-	-
Пригородная	0	2	0	0	0:09	0	0	0:09	0	0	100	0

Основными причинами аварийности Белогорского сетевого района являются:

- большой физический износ электросетевого оборудования. Линии, эксплуатируются более 50 лет и требуют капитального ремонта с частичной заменой опор и провода;

- неблагоприятные погодные условия (порывы ветра, обильные выпадения осадков, налипание снега на провода);

- грозовые перенапряжения (при прохождении грозового фронта);

- неудовлетворительное состояние ведомственных линий.

Недоотпуск электроэнергии по Белогорскому сетевому району в 2015 году составил 342,73 тыс. кВт.час, в 2016 году-4,05 тыс. кВт.час, в 2017 году- 6,53 тыс. кВт.час. Всего за 3 года- 353,31 тыс. кВт.час на сумму 400,5 тыс. руб.

1.4 Потери электроэнергии в существующей электрической сети Белогорского района Амурской области

Величина потерь электроэнергии при её передаче и распределении и тенденции ее изменения является важнейшим показателем технико-экономического состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации, энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии. По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4-5 %. Потери электроэнергии на уровне 10 % можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [8].

Анализ потерь электроэнергии в филиале АО «ДРСК» «Амурские ЭС» приведён в таблице 8. Он показал, что уровень потерь электроэнергии при её транспортировке превосходит допустимые пределы. В процентном отношении к отпуску в сеть в целом по филиалу потери электроэнергии составили в 2015 году- 18,07%, в 2016 г.- 16,73%, в 2017 г.-15,78%.

Высокий уровень потерь электроэнергии в распределительных сетях энергосистем РФ в основном обусловлен следующими факторами: неоптимальными режимами работы сетей, характеризующимися большой дисперсией активной и реактивной мощностей, отклонением напряжения в

узлах – завышенным в сетях высокого напряжения и заниженным в удаленных от центров питания точках сетей классов напряжения 35, 10, 0,4 кВ; недостатком регулирующих средств, отсутствием и (или) неудовлетворительной компенсацией реактивной мощности; неравномерностью графиков электрических нагрузок с большими пиками в часы максимума нагрузок и провалами в часы минимума, низкой наблюдаемостью сетей из-за недостаточного количества измерительных комплексов электроэнергии, отсутствия средств телеизмерений, неэффективного учета электроэнергии [11].

Вместе с тем прослеживается тенденция к снижению потерь, как в абсолютном, так и в относительном выражении, сложившаяся благодаря реализации целого комплекса мероприятий, среди которых основная роль отводится поэтапному внедрению информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

Таблица 8 – Основные показатели баланса электрической энергии в сетях филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Подразделение	Поступление в сеть, тыс. кВт*ч			Общие потери э/энергии					
	2015г.	2016г.	2017г.	2015г.		2016г.		2017г.	
				тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч	%
Белогорский РЭС	140244	261230	330722	13603	9,7	21384	8,19	19309	5,84
СП «Центральные эл.сети»	610585	732179	806671	126026	20,6	130754	17,9	138390	17,2
Филиал АО «ДРСК» «Амурские ЭС»	4000728	4227231	4293741	722847	18,07	707434	16,73	677402	15,78

ВЫВОДЫ

Анализ Белогорского района показал, что она представляет собой многоуровневую систему, включающую в себя распределительные сети высокого, среднего и низкого напряжения большой протяженности, для функционирования которой требуются жесткие механизмы управления.

В ходе анализа выявлены следующие проблемы Белогорского района:

- увеличение спроса на электроэнергию - это подключение Маслозавода мощностью 21 МВт, действующая схема сетей не отвечает современным требованиям и не позволяет обеспечить электроснабжение района с требуемой степенью надёжности.

- как видно из приведенного выше анализа по аварийности количество отказов, недоотпуск электроэнергии и время простоя оборудования ежегодно увеличивается. Циклоны, грозовая активность, подтопления, атмосферная и грунтовая коррозия, техногенные факторы, пожары и другие внешние воздействия являются фактором отказа работы оборудования, особенно для ВЛ с длительными сроками эксплуатации.

- на значительной части ВЛ 35 кВ наблюдается превышение нормированного значения экономической плотности тока, что в свою очередь приведет к уменьшению срока службы линии, увеличение потерь электроэнергии, увеличение падения напряжения. ВЛ плотность тока которых превышает нормированное значение.

2 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ БЕЛОГОРСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Территория Белогорского района является очень перспективной с точки зрения экономического развития, предусмотренного в рамках федеральной целевой программы «Экономическое и социальное развитие Дальнего Востока на период до 2020 года».

Активное развитие и увеличение электропотребления до 2020 года связано с ростом объемов переработки сои. В перспективе планируется разработка маслоэкстракционного завода, расположенного в районе Белогорска. Цель переработки сои заключается в пищевой и кормовой экстракции для получения белого соевого лепестка (импортозамещающего продукта, используемого в пищевой промышленности) и соевого масла, а также шрота кормового, являющегося основным источником белка для производства кормов в животноводческой отрасли и птицеводстве.

Однако, пропускная способность существующей сети не может обеспечить дальнейший рост электрических нагрузок без реконструкции существующих и ввода новых объектов электросетевого хозяйства. Основным ограничивающим фактором является снижение уровня напряжения ниже допустимого.

В перспективе планируется подключение ПС Маслозавод второй очереди с мощностью 21 МВт. К действующим подстанциям 110 и 35 кВ невозможно подключить нагрузку 21 МВт, это обусловлено износом значительной части электрических сетей, выработан нормативный срок эксплуатации, сети имеют неудовлетворительное физическое состояние и требуют реконструкции, замены.

Для решения приведенных проблем необходимо спроектировать новую ПС Маслозавод и рассмотреть варианты подключения ее к существующей сети, которая направлена на увеличение пропускной способности сети.

Первым вариантом рассмотрим подключение ПС Маслозавод к близко расположенным подстанциям по 35 кВ. Строительство линии ВЛ 35 кВ Маслозавод – Промышленная и ВЛ 35 кВ Маслозавод – Амурсельмаш, создавая кольцевую сеть, что обеспечит требуемый уровень надежности. На ПС Амурсельмаш и Промышленная необходимо заменить РУ 35 кВ.

Вторым вариантом рассмотрим подключение ПС Маслозавод к ПС Белогорск и строительство двухцепной линии по новой трассе ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод.

Нагрузки, с учетом увеличения объемов потребления Маслозавода с потреблением 21 Мвт электроэнергии.

Таблица 9 – Распределение максимальных электрических нагрузок Белогорского района с учетом перспективы развития

Наименование ПС	Класс напряжения	№ тр-ра	Трансформаторная мощность	P, МВт	Q, МВАр	Коэф. максимума
Белогорск	110/35/10	Т-3	40 000	14.85	5.94	1.1
Белогорск	110/35/10	Т-4	40000	14.98	5.99	1.1
Маслозавод	110/10	Т-1	25 000	10	4.3	1,1
Маслозавод	110/10	Т-2	25 000	10.7	4.7	1.05
Промышленная	35/10	Т-1	40 000	6.8	2.1	1
Промышленная	35/10	Т-2	40 000	2.1	0.8	1
Коммунальная	35/10	Т-1	6 300	6.9	1.4	1
Коммунальная	35/10	Т-1	6 300	0.5	0.2	1

2.1 Реконструкция сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области на основе классических принципов проектирования

Выбор класса номинального напряжения проектируемой сети

Выбор номинального напряжения является важным техническим этапом каждого проекта. Величина номинального напряжения влияет как на техническую, так и на экономическую часть проекта. С увеличением номинального напряжения сети увеличиваются капитальные затраты на ее сооружение, но за счет уменьшения потерь энергии снижаются годовые эксплуатационные расходы.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др.

Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{P\Sigma}} \quad (1)$$

где l – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$ – суммарная активная расчётная нагрузка.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{5,6 + 16 \cdot 21} = 73,6 \text{ кВ} \quad (2)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне проектируемой ПС 110 кВ.

Выбор компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности применяется в целях снижения потерь активной мощности и напряжения в сети, а также обеспечения желаемых уровней напряжения в узлах, повышения пропускной способности элементов, устойчивости и надежности электроэнергетической системы.

По максимальной активной и реактивной мощностям в зимних условиях на ПС рассчитывается коэффициент мощности и сравнивается с требуемым. После сравнения делается вывод:

если расчетный коэффициент мощности больше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии необходима компенсация реактивной мощности;

если расчетный коэффициент мощности меньше требуемого, это означает, что на приемнике электроэнергии компенсация реактивной мощности не требуется.

Расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$tg\varphi_{расч} = \frac{Q_{max}}{P_{max}}, \quad (3)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность потребителя;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность потребителя.

$$tg\varphi_{расч} = \frac{8.4}{21} = 0.4$$

Требуемый коэффициент мощности принимается на основании приказа №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения), [5].

Требуемая мощность компенсирующих устройств определяется по выражению:

$$Q_{KV}^{mp} = Q_{max} - P_{max} \cdot tg\varphi_{пред} = (tg\varphi_{расч} - tg\varphi_{пред}) \cdot P_{max}, \quad (4)$$

где $tg\varphi_{пред}$ - предельный коэффициент реактивной мощности;

$$Q_{KV}^{mp} = 8.5 - 21 \cdot 0.4 = 0 \text{ MVar}$$

Фактическая мощность компенсирующих устройств Q_{KV}^{ϕ} выбирается по каталогам производителей с условием максимального приближения к требуемой. При мощности до 10 МВАр компенсирующее устройство набирается из батарей конденсаторов, а при $Q_{KV}^{mp} > 10$ МВар выбирается статический тиристорный компенсатор.

Реактивная мощность, которая будет передаваться по электрической сети после компенсации реактивной мощности ($Q_{неск}$) равна:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{КУ}}^{\Phi}, \quad (5)$$

В проектируемой ПС необходимость установки компенсирующих устройств не выявлена.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Применение интеллектуальных трансформаторов позволяет:

- значительно сократить время восстановления при авариях за счет быстрого определения и оперативной передачи информации о поврежденном участке сети на диспетчерский пункт;
- оптимизировать режимы работы сети и сократить потери электроэнергии за счет применения автоматизированных систем регулирования напряжения с выходом на управление устройствами РПН трансформаторов;
- осуществлять постоянный мониторинг и управление качеством электроэнергии;
- и, наконец, повысить надежность электроснабжения за счет обеспечения контроля технического состояния электрооборудования и интеграции систем РЗА в структуру систем оперативно-технического и диспетчерского управления верхнего уровня.

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности для каждого из узлов. При подключении нагрузки 21 МВт спроектируем новую ПС Маслозавод и выберем трансформаторы. Так же заменим трансформаторы.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{зопт}}} \quad (6)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_T – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как в рассматриваемой сети установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}}=Q_{\text{max}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Маслозавод:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{21^2 + 8.4^2}}{2 \cdot 0,7} = 16.155 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМ-25000/35/10 [15]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном и послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ н/р}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (7)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) S_{\text{трасч}}} \quad (8)$$

$$k_{3 \text{ н/р}} = \frac{\sqrt{21^2 + 8.4^2}}{2 \cdot 0,7} = 0,5$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{21^2 + 8.4^2}}{25} = 1,01$$

Полученные в результате расчетов мощности трансформаторы удовлетворяют требованиям загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

2.2 Разработка однолинейной схемы

Таким образом, при реконструкции существующей сети требуется строительство двухцепной линии ВЛ 35 кВ Промышленная №1 - Маслозавод и Амурсельмаш №1 – Маслозавод.

Карта-схема проектируемой электрической сети Белогорского района показана на рисунке 3.

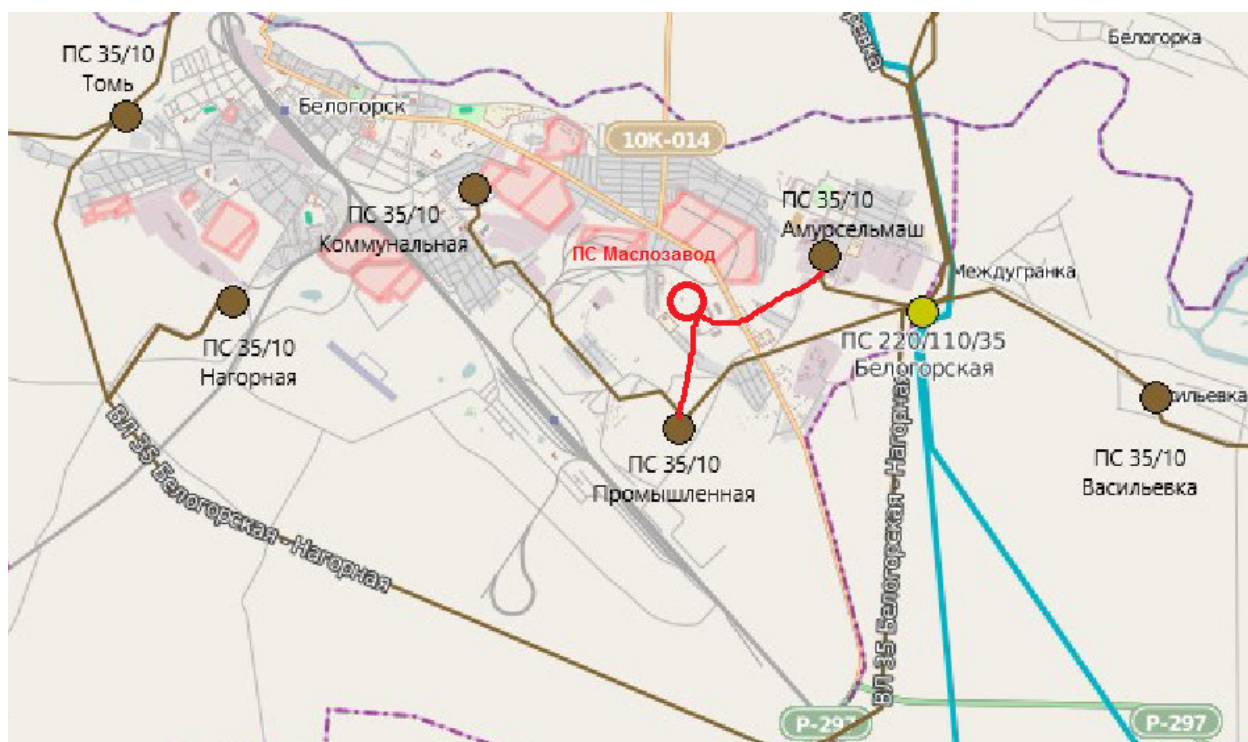


Рисунок 3 – Карта-схема проектируемой электрической сети Белогорского сетевого района филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Критерием для выбора сечения проводников воздушных и кабельных линий является минимум приведенных затрат. В качестве такого показателя при проектировании электрической сети 35 кВ является экономическая плотность тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{пр}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (9)$$

где $S_{\text{эк}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{расч}}^{\text{пр}}$ – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм².

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = a I_5, \quad (10)$$

где I_5 – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;

a – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени:

$$a = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35\psi(i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (11)$$

В этой формуле $i_1 = I_1 / I_5$ – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года; $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} / I_5$ – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ Промышленная –Маслозавод $I_{\text{нб}}$ принимаем равным расчетному току на уровне десятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{\sqrt{3} \psi U_{\text{ном}}} \frac{Ж}{И} + \frac{n}{100} \frac{U_{\text{нб}}^{10}}{U_{\text{нб}}^9}, \text{ А.} \quad (12)$$

где P_{max} – наибольшая активная мощность протекающая по линии согласно зимнему контрольному замеру 2017 г.;

Q_{max} – наибольшая реактивная мощность протекающая по линии.

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{21^2 + 8.4^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot \frac{17,3 \cdot 10^3}{100} = 157 \text{ А}$$

$$a = \sqrt{0,15 + 0,25(89/143 - 0,3)^2 + 0,35(157/143 - 0,1)^2} = 1,12$$

$$I_{расч}^{пр} = 1,12 \cdot 143 = 160,16 \text{ А}$$

$$S_{эк} = \frac{160,16}{1,1} = 145,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-150/24.

Рассмотрим режим подключения 21 МВт ПС Маслозавод к сети 35 кВ.

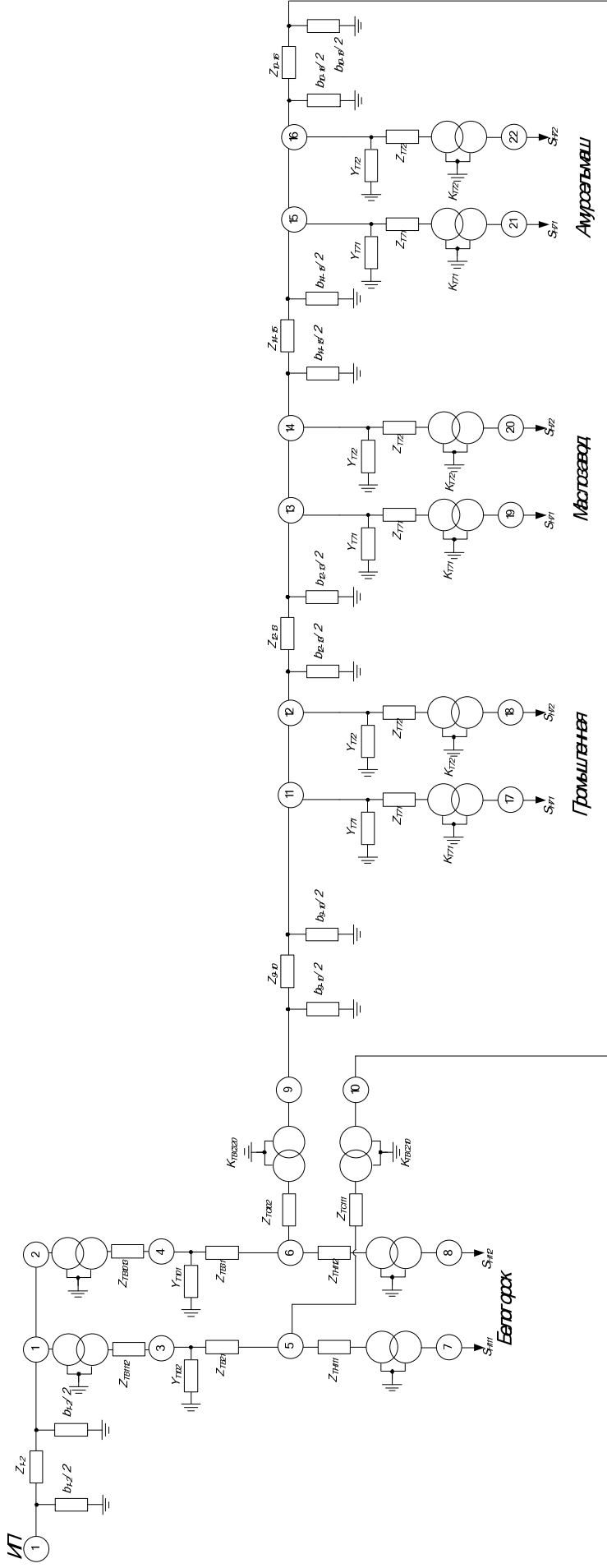


Рисунок 4 – Схема замещения электрической сети в Белогорском районе в месте подключения Маслозавода

2.3 Расчет и анализ режимов работы проектируемой сети

Расчетными режимами работы электрической сети являются нормальные и послеаварийные установившиеся режимы, при которых нагрузки элементов сети имеют наибольшие и наименьшие значения, а рабочие напряжения на подстанциях - высшие и низшие значения.

Проведем проверку данной сети в установившихся режимах. Прежде всего, они должны оцениваться по уровню напряжения - для высокого и низкого напряжения. Напряжение - важнейший показатель режима электроэнергетической системы. Величиной напряжения на зажимах потребителя и скоростью его изменения определяется качество электроэнергии [7]. Согласно ГОСТу 32144-2013, для большинства электроприемников отклонение напряжения от его номинального значения в нормальном режиме работы не должно превышать 10%.

Результаты расчета нормального режима по узлам приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Уровни напряжений на ПС в нормальном режиме по классическому варианту проектирования

Наименование ПС	$U_{ном}$	$U_{ВН1} / U_{ВН2}, \text{кВ}$	$U_{СН1} / U_{СН2}, \text{кВ}$	$U_{НН1} / U_{НН2}$ кВ
1	2	3	4	5
Белогорск	220/110/35/10	230	118	10,4
Промышленная	35/10	35,9		10,8
Коммунальная	35/10	35,5		10,3
Амурсельмаш	35/10	36,1		10,7

Полученные в нормальном режиме напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Следует отметить, что регулирование напряжения в сети в рамках данного проекта осуществлялось при помощи программы RastrWin. Произведено сравнение значений напряжений во всех узлах и номеров отпайки РПН в трансформаторах. При необходимости отпайки РПН менялись в нужную сторону для сохранения пределов по напряжению на стороне НН.

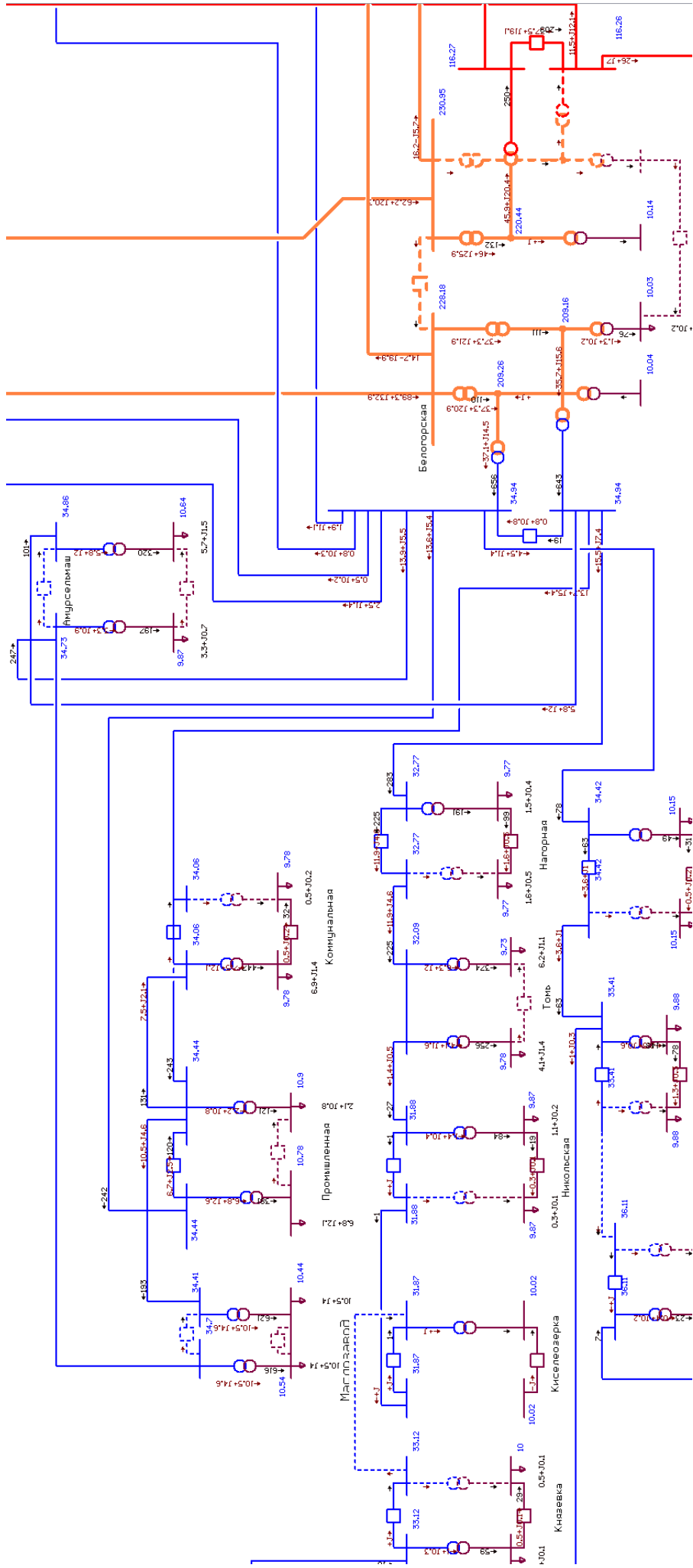


Рисунок 5 - Режим электрической сети при подключении ПС Маслозавод 35/10 кВ

Уровни напряжений и положения РПН трансформаторов на ПС в нормальном режиме приведены в таблице 17, напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ 32144-2013.

Полученный ток по ветвям сравниваем с допустимыми длительными токами и проверяем на попадание в экономические токовые интервалы.

Существующие линии ВЛ 35 кВ Белогорск – Промышленная №1 и ВЛ 35 кВ Белогорск – Амурсельмаш №1 экономическая плотность тока превышена. Увеличиваем сечение провода с АС 120 на АС 240.

ВЛ 35 кВ Белогорск – Амурсельмаш №1

$$S_{\text{эк}} = \frac{310,3}{240} = 1,2 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-240/32.

ВЛ 35 кВ Белогорск – Промышленная №1 ВЛ 35 кВ Белогорск – Промышленная №2

$$S_{\text{эк}} = \frac{283}{240} = 1,17 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-240/32.

Данный вариант соответствует всем требованиям и является технически осуществимым.

ВЫВОДЫ

1 Спроектирована новая ПС Маслозавод и рассмотрен вариант подключение ее к существующей сети.

2 Разработана математическая модель Белогорского района, которая включает в себя математические модели: линий электропередач, трансформаторов, компенсирующих устройств, нагрузочных и генерирующих узлов.

3 Определены параметры схемы замещения элементов сети необходимые для выполнения расчётов установившихся режимов.

4 Составлена схема замещения для расчётов установившихся режимов работы Белогорского района с подключаемой нагрузкой.

5 Рассчитаны установившиеся режимы работы Белогорского района с подключением нагрузки 21 МВт.

6 Модель Белогорского района позволяет оценить режимы работы сети, получить реальные значения напряжений в узлах, потоки мощностей и потери.

3 ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ БЕЛОГОРСКОГО РАЙОНА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID

3.1 Оценка предпосылок и перспектив развития отечественной энергетики на платформе Smart grid на примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в контексте типичных для отрасли задач и проблем

На примере филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», являющегося крупнейшим предприятием, обслуживающим электрические сети 0,4-110 кВ на территории Амурской области, произведена оценка предпосылок и перспектив инновационного развития отечественной энергетики в контексте типичных для отрасли задач и проблем.

Как известно, результаты процесса передачи электроэнергии формируются под влиянием многих факторов, и среди них очень важное место занимает состояние основных производственных фондов. К сожалению, проблема старения основных фондов, о которой так много говорится применительно к Российской энергетике, не стала исключением и для Амурских электрических сетей. Износ основного электросетевого оборудования предприятия по состоянию на 01.01.2017 года составляет 60,7% (рисунок 6). Часть находящегося в эксплуатации оборудования имеет фактический срок службы, превышающий нормативный более чем в 2 раза.

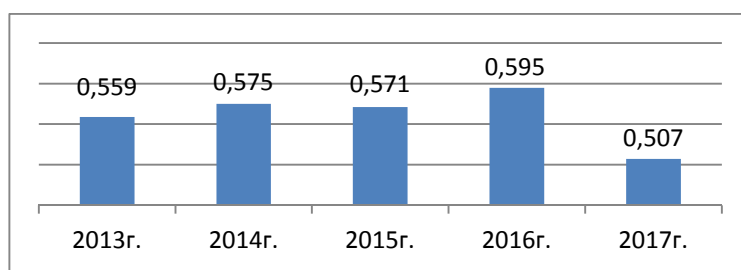


Рисунок 6 – Износ электросетевого оборудования по филиалу АО «ДРСК» «Амурские ЭС»

Сложившуюся ситуацию значительно усугубляет неудовлетворительное техническое состояние вновь принимаемых в эксплуатацию электросетевых комплексов. Начиная с 2009 года, были приняты ЭСК с.Тамбовка, с. Константиновка, п. Екатеринославка, г. Свободный, г. Зея, Магдагачинского и Сковородинского районов. Находится на обслуживании на правах аренды ЭСК г. Шимановска. Общий объем принятого электросетевого хозяйства составил 11 257 у.е. или 11,7% от всего объема обслуживания.

Помимо технического состояния объектов электросетевого хозяйства, существенное влияние на основные показатели передачи электроэнергии оказывает топология электрических сетей. В связи с этим следует отметить, что замкнутые схемы электроснабжения, отличающиеся большей надежностью и меньшими потерями мощности, составляют лишь немногим более 20% от общей протяженности Амурских сетей (рисунок 7). При этом значительная часть радиально-магистральных сетей имеет резервирование по другим классам напряжения, но у 30% электрических сетей предприятия возможность резервирования отсутствует.

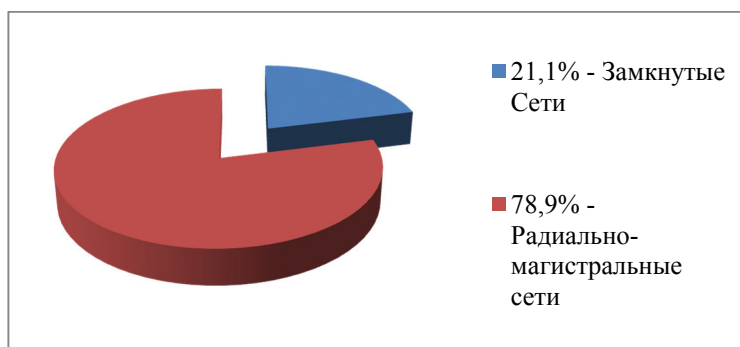


Рисунок 7 – Структура электрических сетей филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Безусловно, одним из основных путей изменения сложившегося положения в лучшую сторону, является реконструкция электросетевого комплекса с применением новейших технических разработок. Однако, объемы инвестиций в объекты электросетевого хозяйства предприятия пока недостаточны.

Данные факторы оказывают отрицательное влияние, прежде всего, на показатели надежности электроснабжения. В 2015 году по операционной зоне филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» в сети 6-110 кВ было зафиксировано 1656 отключений, в 2016 году- 1546 отключений, в 2017 году - 1912. Рост аварийности в 2017 году, помимо состояния оборудования, связан с паводковой ситуацией на территории Амурской области, вызванной проливными дождями в июле-августе.

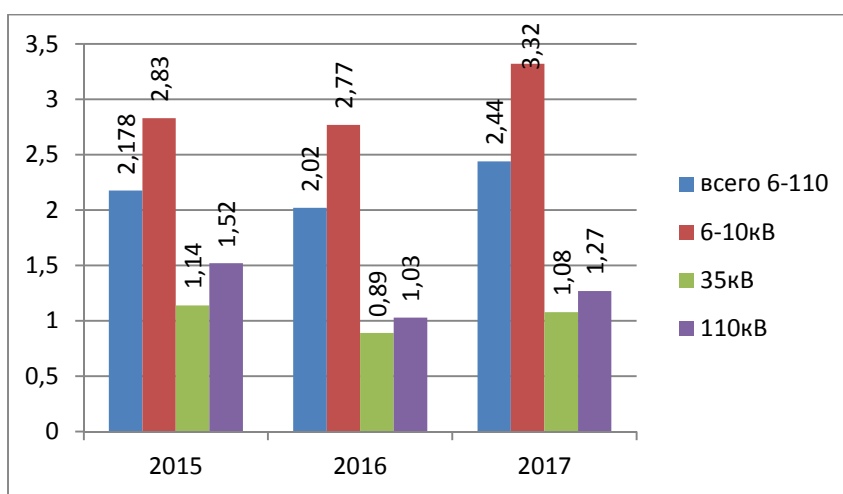


Рисунок 8 – Удельный показатель аварийности по филиалу АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Основные показатели надежности электроснабжения в Амурских электрических сетях на протяжении ряда лет существенным образом не меняются (рисунок 9). В среднем за период с 2012 года по 2017 год *среднее время устранения повреждения* составило 2 ч. 48 мин., *среднее время простоя потребителя* - 1 ч. 24 мин., *процентный показатель успешной работы АПВ, РПВ* по присоединениям 6-110 кВ - 55,78%. По результатам 2013 года *среднее время устранения повреждения* составило 2 ч. 31 мин., *среднее время простоя потребителя* - 1 ч. 21 мин., *процентный показатель успешной работы АПВ, РПВ* по присоединениям 6-110 кВ - 59,52%.



Рисунок 9 – Динамика показателей надежности энергоснабжения в филиале АО «ДРСК» «Амурские электрические сети»

Не менее значимым показателем эффективности деятельности электросетевого предприятия, который в своей технологической составляющей во многом определяется состоянием электросетевого хозяйства, являются потери электроэнергии при ее передаче и распределении. Согласно данным баланса электрической энергии филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети», отпуск электроэнергии в сеть предприятия ежегодно растет, что связано с увеличением числа потребителей, как юридических, так и физических лиц, а так же вызвано ростом электропотребления предприятиями горнорудной промышленности, такими как ОАО «Покровский рудник», ООО «Маломырский рудник», ООО «Албынский рудник». Наряду с этим потери электроэнергии в процентном отношении к отпуску в сеть ежегодно снижаются, в 2015 году они составили 18,07%, в 2016 г.-16,73 %; в 2017 г.-15,78%. Но, несмотря на положительную тенденцию, уровень потерь электроэнергии остается очень высоким. Как уже отмечалось выше, в международной практике принято считать, что относительные общие потери электроэнергии при ее передаче и распределении удовлетворительны, если они

не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% оцениваются как максимально допустимые [20].

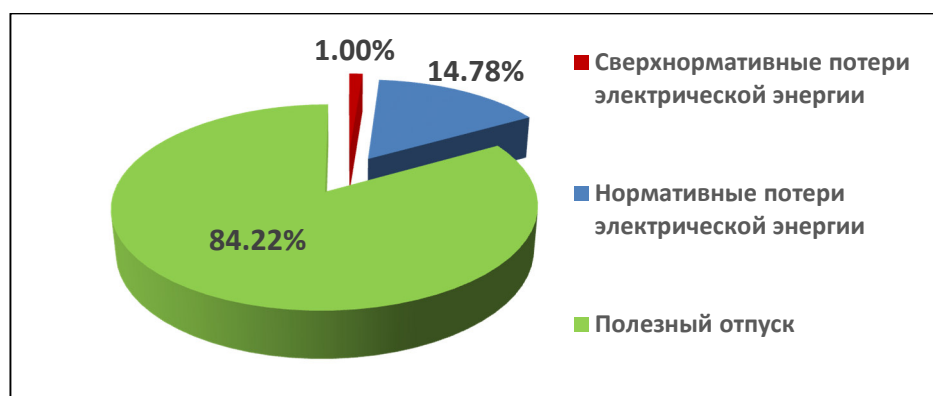


Рисунок 10 – Структура баланса электроэнергии в сетях филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» за 2017 год

Наиболее высокие показатели потерь электроэнергии характерны для сетей среднего и низкого класса напряжения, что связано с разветвленностью схем, неоптимальностью электрических режимов, неравномерностью нагрузок и отсутствием оперативной информации об изменении их характера, низкой достоверностью систем учета электроэнергии и т.п. По данным за 2017 год потери электроэнергии в сетях филиала 10(6)-0,4 кВ, без учета «прямых» фидеров, составили 32,96%. При этом в восьми сетевых районах этот показатель превышает 35%, к ним относятся: Завитинский РЭС СП «ВЭС» (36,38%), Михайловский РЭС СП «ВЭС» (46,72%), Городской РЭС СП «ЗЭС» (35,7%), Белогорский РЭС СП «ЦЭС» (35,13%), Благовещенский РЭС СП «ЦЭС» (36,59%), Ивановский РЭС СП «ЦЭС» (39,05%), Ромненский РЭС СП «ЦЭС» (36,5%), Бурейский РЭС СП «ВЭС» (38,37%).

Следует отметить, что данная ситуация типична для Российской энергетики. Неудовлетворительное состояние электросетевого хозяйства и неоптимальная структура сети, в условиях ограничения в финансовых ресурсах, неизбежно приводят сетевые предприятия к низким показателям надежности и значительным потерям электроэнергии, и, не смотря на определенные капиталовложения в объекты энергетики, такое положение на протяжении

многих лет существенным образом не меняется. Наряду с этим, в последнее время отмечается значительное усиление влияния на функционирование отрасли целого ряда внешних факторов: растущего энергопотребления в условиях ограниченности энергоресурсов, повышения требований к надежности и качеству электроснабжения со стороны потребителей, формирования государственной политики в сфере энергоэффективности, энергобезопасности, экологической безопасности и охраны окружающей среды, внедрения в электроэнергетику рыночных отношений. Продиктованные вызовами времени, новые требования к энергетике в нормативном виде закреплены в Стратегии ее развития на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р [21]. При этом основная проблема практической реализации стратегических целей заключается именно в том, что реальные возможности сетевых предприятий в сложившихся условиях оказываются несопоставимыми масштабам поставленных задач.

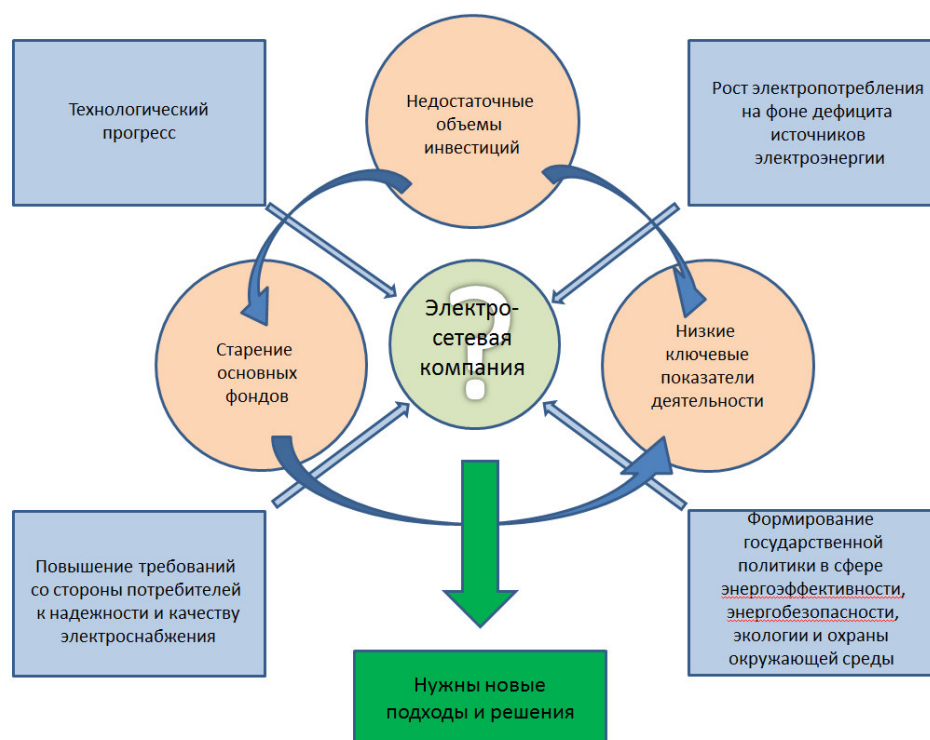


Рисунок 11 – Проблемная ситуация в Российской энергетике

Разрешить данную ситуацию в энергетике, не предпринимая кардинальных мер, вряд ли удастся, требуется пересмотр классических

представлений и выработка новых подходов, принципов и механизмов ее функционирования. И с этой позиции переход от экстенсивной концепции развития отрасли, основанной преимущественно на улучшении отдельных видов оборудования и технологий, к концепции интеллектуального развития на платформе Smart Grid может стать решением данной проблемы.

Энергетическая система, функционирующая на базе Smart Grid, отличается от классической принципиально новыми свойствами. Полное резервирование схем электроснабжения в сочетании с интеллектуальными технологиями, позволяющими осуществлять в режиме реального времени информационный обмен между всеми участниками процесса передачи электроэнергии, а так же основанные на распределенных принципах управления специальные методы и алгоритмы принятия и выполнения решений, создают возможности удаленного мониторинга и управления элементами сети, обеспечивают способность системы к саморегулированию и к самовосстановлению при аварийных ситуациях. В результате происходит значительное повышение надежности электроснабжения, снижение потерь электроэнергии, повышается эффективность управления как капитальными затратами, так и эксплуатационными расходами.

Не вызывает сомнения, что вопросы о целесообразности перехода предприятия на инновационную платформу необходимо рассматривать в комплексе, в том числе и с точки зрения экономической эффективности. Согласно экспертным мнениям, развитие энергетики на базе концепции Smart Grid, подобно инвестициям в повышение качества жизни, является существенно эффективным: соотношение затраты-выгоды оценивается как 4 к 1 [28].

Действующий механизм тарифообразования предприятия, по методу доходности инвестированного капитала, позволяет возратить весь инвестированный капитал, в т. ч. и капиталовложения в Smart Grid, к концу инвестиционного периода, помимо этого инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий норме доходности,

признаваемой участниками рынка в качестве обоснованной. Вместе с тем, можно прогнозировать и экономический эффект от внедрения Smart Grid, прежде всего за счет экономии затрат. Согласно заключениям зарубежных экспертов, при внедрении Smart Grid снижение потерь при передаче электроэнергии прогнозируется на уровне 25-30 %, расходов энергии на хозяйственные нужды - 20-45%, расходов на устранение аварийных повреждений и ремонтные работы- 10-15%, потерь от перерывов в подаче электроэнергии (недоотпуска) - 15-20%, капиталовложений в оборудование -10-15 %. Эти данные позволили предварительно оценить годовой экономический эффект от внедрения Smart Grid для филиала АО «ДРСК» «Амурские ЭС» в размере 580-740 млн. руб. [30].

Несомненно, весьма существенным аргументом в пользу новой концепции должно послужить и то, что одним из ее ключевых принципов является принцип преемственности и технологической совместимости: модернизированное оборудование энергетических компаний совмещается с новыми технологиями и интегрируется в новую энергетическую систему. В связи с этим необходимо отметить, что в настоящее время в Амурских электрических сетях реализуется ряд проектов по модернизации электросетевого оборудования, которые могут рассматриваться с точки зрения перспектив внедрения Smart Grid.

С 2008 года происходит поэтапное внедрение информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ). На границах с потребителями розничного рынка электроэнергии уже установлено более 47 тысяч интеллектуальных приборов учета, что составляет 30% от общего количества точек учета, производится установка оборудования автоматизации для обеспечения дистанционного сбора и передачи данных. В текущем году предусматривается завершение работ по созданию локальной автоматизированной системы учета по общедомовым счетчикам электроэнергии в многоквартирных жилых домах.

На сегодняшний день в филиале заменено 792 морально и физически

устаревших устройств РЗА на современные микропроцессорные устройства. В отличие от электромеханических устройств РЗА, имеющих большие габариты и потребляемую мощность, низкую точность и информативность, микропроцессорные устройства РЗА лишены этих недостатков и обладают рядом преимуществ. Применение микропроцессорных устройств РЗА в энергосистемах позволяет повысить быстродействие и селективность релейной защиты и автоматики, что обеспечивает повышение устойчивости энергосистемы, а так же надежности электроснабжения потребителей за счет снижения повреждаемости электрооборудования при коротких замыканиях.

В 2011 году начато внедрение современного программно-технического комплекса «Центр управления сетями», позволяющего диспетчерскому персоналу круглосуточно, в режиме реального времени, отслеживать работу энергообъектов предприятия, контролировать уровни напряжения, нагрузку энергооборудования, перетоки мощности в основной сети, дистанционно управлять режимами работы оборудования и оперативно реагировать на возникающие повреждения.

С этих же позиций можно рассматривать и планомерно модернизируемую систему телекоммуникаций. На данном этапе связь между всеми узловыми подстанциями 110 кВ филиала организована с применением цифровых каналов связи по волоконно-оптическим кабельным линиям, широкая полоса пропускания которых в перспективе позволит передавать большие информационные потоки.

В электрических сетях предприятия, выполненных по радиально-петлевому принципу, на отходящих от центров питания протяженных фидерах ВЛ 6(10) кВ, весьма проблемных с точки зрения надежности электроснабжения, установлено и интегрировано в существующий оперативно-информационный комплекс «Диспетчер NT» тридцать реклоузеров- интеллектуальных коммутационных аппаратов наружной установки. Данные устройства способны автоматически идентифицировать и обрабатывать повреждения в сети по заранее запрограммированному алгоритму, производить автоматическое

выделение поврежденного участка, обеспечивая электроснабжение потребителей «здоровых» участков схемы.

Все приведенные доводы дают основания считать, что у Амурских электрических сетей, на примере которых были оценены перспективы развития отечественной энергетики на платформе Smart Grid, имеются не только объективные предпосылки для выбора в пользу инновационных преобразований, продиктованные современными условиями функционирования отрасли. Внедрение новых технических разработок уже сегодня можно рассматривать с позиций создания элементов необходимого организационно-технического базиса для перехода к активно-адаптивным принципам построения сетей в дальнейшем.

3.2 Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid в сравнении с действующей классической концепцией

Классификация предпосылок и общих принципов развития энергетики на платформе Smart Grid позволяет провести сравнение инновационной концепции с действующей классической концепцией по определенным критериям, а так же систематизировать процесс оценки возможностей и перспектив перехода Российской энергетики на интеллектуальный путь развития.

К основным предпосылкам развития отрасли на платформе Smart Grid можно отнести рост электропотребления на фоне дефицита источников электроэнергии; повышение требований к безопасности, надежности и качеству электроснабжения на фоне износа оборудования сетевых компаний; рост тарифов на электроэнергию; повышение требований в сфере энергоэффективности, экологии и охраны окружающей среды. В соответствии с обозначенными предпосылками, в рамках данной работы систематизированы сравнительные характеристики функциональных свойств энергетической системы, развивающейся на базе концепции Smart Grid, и функционирующей по классическим принципам, результаты приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные предпосылки инновационного развития энергетики и сравнительные характеристики функциональных свойств энергетической системы на основе классической концепции и на базе концепции Smart Grid

Основные предпосылки инновационного развития энергетики	Энергетическая система на основе классической концепции	Энергетическая система на базе Концепции Smart Grid
1	2	3
Рост электропотребления на фоне дефицита источников электроэнергии.	Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие	Двусторонние коммуникации
	Централизованная генерация, сложно интегрируемая распределенная генерация	Интеграция и распределение энергии из альтернативных источников
	Ограниченный контроль перетоков мощности	Управление перетоками мощности
	Пассивная роль потребителей в энергетической системе	Активное участие потребителей в энергетической системе, управление своим электропотреблением
Повышение требований к безопасности, надежности и качеству электроснабжения на фоне высокой степени износа оборудования сетевых компаний	Топология — преимущественно радиальная	Топология- преимущественно сетевая
	Реакция на последствия аварии	Реакция на предотвращение аварии
	Работа оборудования до отказа	Мониторинг и самодиагностика, продлевающие срок эксплуатации оборудования
	Ручное восстановление	Автоматическое восстановление — «самовосстанавливающиеся сети»
	Подверженность системным авариям	Предотвращение развития системных аварий
	Ручное и фиксированное выделение сети	Адаптивное выделение сети
	Проверка оборудования по месту Надежность- категория техническая	Удаленный мониторинг оборудования Надежность- категория технико-экономическая

1	2	3
Рост тарифов на электроэнергию	Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене, объемах, надежности и качестве электроэнергии для потребителя	Информация в реальном времени
	Не дифференцированная услуга электроснабжения	Программа управления потреблением электроэнергии (объем и функциональные свойства)
		Возможность регулирования пикового потребления, изменение цены во время пиковых нагрузок
		Установление дифференцированных цен на разные уровни надежности и качества электроэнергии
Повышение требований в сфере энергоэффективности, экологии и охраны окружающей среды	Высокий уровень потерь электроэнергии	Снижение потерь электроэнергии на 25-30%.
	Направление потока мощности от генерации к потребителю в соответствии с заранее заданным уровнем напряжения и сопротивления.	Способность электрической сети к «саморегулированию» подачи электроэнергии в зависимости от снижения или увеличения режима потребления.
	Поиск и восстановление энергоснабжения – затраты на выезд оперативного персонала, недоотпуск электроэнергии	Снижение количества выездов работников на аварии и проведение оперативной диагностики, уменьшение недоотпуска электроэнергии
	Высокий уровень выбросов CO в атмосферу	Снижение выбросов в атмосферу в результате снижения количества и мощностей генерирующих элементов сети, в т. ч. за счет использования распределенной генерации и оптимального потребления электроэнергии

Проведенная классификация, с одной стороны, наглядно демонстрирует неоспоримые преимущества инновационного направления развития перед экстенсивной концепцией, основанной преимущественно на улучшении отдельных видов оборудования и технологий, с другой стороны, формирует подходы для проведения экономической оценки, определения организационно-технических возможностей и перспектив инновационного развития как в целом для Российской энергетики, так и для отдельных региональных энергосистем и электросетевых компаний в частности.

3.3 Разработка варианта развития сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области с использованием принципов построения активно-адаптивной сети

При разработке варианта развития сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети предусматривалось изменение топологии сети.

3.4 Структурно-топологический анализ проектируемой сети

Уже на ранней стадии проектирования необходимо оценивать качество структуры системы и ее элементов с позиций системного подхода. Системный подход - развивающаяся методология исследования систем различной природы, с каждым годом пополняющаяся новыми результатами решения крупных практических задач. Основным системообразующим фактором является структура, от латинского слова *structure*, означающее строение, расположение, порядок. Она отражает наиболее существенные взаимоотношения между элементами и их группами (компонентами, подсистемами), которые мало меняются при изменениях в системе и обеспечивают существование системы и ее основных свойств. Структура является не только системообразующим, но и системосохраняющим фактором для сложных, высокоорганизованных систем. Она существенно определяет поведение системы, при этом устойчивость структуры обеспечивает устойчивость поведения [27].

Одной из основных характеристик системности объекта является степень связности. Структурная связность системы отражает уровень (степень) взаимосвязей элементов в системе. С исчезновением структурной связности исчезнет и сама система, поскольку понятие системы подразумевает наличие “чего-то”, находящегося в некотором отношении (или как-то связанного) с “чем-то”.

Формализация описания структуры может быть произведена на основе теории графов. Существует несколько способов формализованного задания графа - графическое представление, матричное представление, множественное представление.

Наиболее простой, а может быть и основной характеристикой связности является количество связей каждого элемента системы с другими элементами. Наиболее полно количественно связность элементов ориентированного графа определяется матрицей связности $C = \|C_{ij}\|$. Элементы матрицы C можно

вычислить на основе матрицы $A_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n A^k$

Элемент $C_{ij=1} = 1$, если $a_{ij}^{\Sigma} \geq 1$; $C_{ij=1} = 0$, $a_{ij}^{\Sigma} = 0$.

Для неориентированных графов связность всех элементов в структуре соответствует выполнению следующего условия:

$$\frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} \geq n-1, \quad i \neq j, \quad (14)$$

где n - число вершин в графе;

i, j - вершины графа.

Правая часть неравенства определяет необходимое минимальное число связей в структуре неориентированного графа, содержащего n вершин.

Сеть, представленная в виде матрицы, показана на рисунке 12.

$A :=$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
3	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0
4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	1	1	0	1	0	0	0	1
6	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
9	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
11	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
12	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
13	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0

Рисунок 12 – Матрица электрической сети 35- 110 кВ Белогорского района Амурской области

Элементы a_{ij} определяются следующим образом: 1-при наличии связи;
0- при отсутствии связи.

Расчет выполнен в программе MatCad.

Количество путей, идущих от i -го элемента, определяется по формуле:

$$\sum a_{ij} = \sum (A^T)^{(i)} \quad (15)$$

Условие связности элементов в структуре соблюдается:

$$\frac{1}{2} \cdot \sum \sum a_{ij} = 14 \geq n - 1 = 12$$

Структурный параметр, отражающий превышение общего числа связей над минимально необходимым, называется структурной избыточностью.

Данный показатель определяется следующим образом:

$$R = \frac{1}{2} \cdot \left(\sum \sum a_{ij} \right) \cdot \frac{1}{n-1} - 1 \quad (16)$$

Для систем с максимальной избыточностью $R > 0$; для систем с минимальной избыточностью $R = 0$; для несвязных систем $R < 0$.

В нашей системе получено значение $R = 0$, следовательно система имеет минимальную избыточность.

Структуры с $R = 0$ (последовательная, радиальная, древовидная) различаются по показателю, характеризующему недоиспользование возможностей данной структуры, в достижении максимальной связности. Этот показатель- квадратическое отклонение заданного распределения степеней вершин от равномерного, определяется он по формуле:

$$\varepsilon^2 = \sum_{i=1}^n (p_i - \bar{p})^2, \quad (17)$$

где \bar{p} - средняя степень вершины графа $\bar{p} = 2m / n$;

m – количество ребер, n - количество вершин;

p_i - действительная степень вершины заданного графа.

В проектируемой системе квадратическое отклонение заданного распределения степеней вершин от равномерного составило:

$$\varepsilon^2 = \sum_{i=1}^n (p_i - \bar{p})^2 = 14$$

Таким образом, структурно-топологический анализ сети показал, что структура сети имеет большую неравномерность связей.

При этом, как отмечалось выше, инновационная концепция развития сети предполагает переход от преимущественно радиальной топологии к сетевой топологии.

Проектируемая электрическая сеть «в привязке к местности» показана на рисунке 13.



Рисунок 13 – Карта схема проектируемой сети 2 вариант

Учитывая территориальное расположение узлов сети, в рамках данного проекта были рассмотрены и обработаны с помощью программы Rastri варианты усиления проектируемой сети поперечными связями. В результате получено, что наиболее эффективно, с точки зрения технической эксплуатации, создание дополнительных связей путем строительства ВЛ 110 кВ «Белогорск – Маслозавод» протяженностью 8,6 км.

При таком варианте ВЛ 110 кВ «Белогорск – Маслозавод» - проектируется в двухцепном исполнении.

Сегодня цифровая система управления современной подстанции содержит десятки интеллектуальных электронных устройств (IED), объединенных цифровой системой передачи информации (в большинстве случаев Ethernet). Но, как и 20 лет назад, информация о режиме работы оборудования подстанции доставляется в систему автоматизации при помощи тысяч аналоговых медных связей, что значительно увеличивает стоимость проектирования, внедрения и эксплуатации вторичных систем подстанции, а также стоимость первичного оборудования из-за необходимости установки дополнительных кернов измерительных трансформаторов.

Наиболее перспективным способом организации вторичных цепей в цифровом виде представляется использование идеологии и технологий, описанных в стандарте IEC 61850. Для взаимодействия автоматизированной системы и первичного оборудования подстанции данным стандартом предусматривается организация так называемой шины процесса (Process Bus) – оптического канала связи, обеспечивающего высокоскоростную передачу данных измеренных и преобразованных в цифровой вид мгновенных значений тока и напряжения, положений КА в темпе и с точностью, достаточных для выполнения всех задач управления, в том числе: РЗА ЦСУ, АСУТП, учета электроэнергии. Шина процесса организуется в виде сети Ethernet 100BASE-FX. Источником данных для шины процесса являются трансформаторы тока и напряжения с цифровым интерфейсом или устройства сопряжения с шиной, подключаемые к традиционным измерительным трансформаторам. Данные устройства проводят измерения мгновенных значений тока и напряжения и выдают их по сети Ethernet в формате согласно IEC 61850-9-2.

Для сбора дискретной информации и выдачи команд управления применяются устройства, которые фиксируют текущее состояние коммутационной аппаратуры и других источников дискретных данных, преобразуют в цифровой вид (в формат GOOSE сообщения согласно IEC

61850-8-1) и передают их в сеть обмена данными (шину процесса). В ответ эти устройства принимают команды в формате GOOSE и меняют состояния своих исполнительных реле. Применение подобных технологических решений позволяет значительно повысить надежность работы подстанции за счет средств самодиагностики терминалов и информационных сетей с возможностью раннего выявления нештатных режимов работы оборудования; исключения несанкционированных и неправильных действий персонала; применения волоконно-оптических линий связи, обеспечивающих идеальную гальваническую развязку и многое другое. На рисунке 14 представлена схема управления цифровой подстанцией.

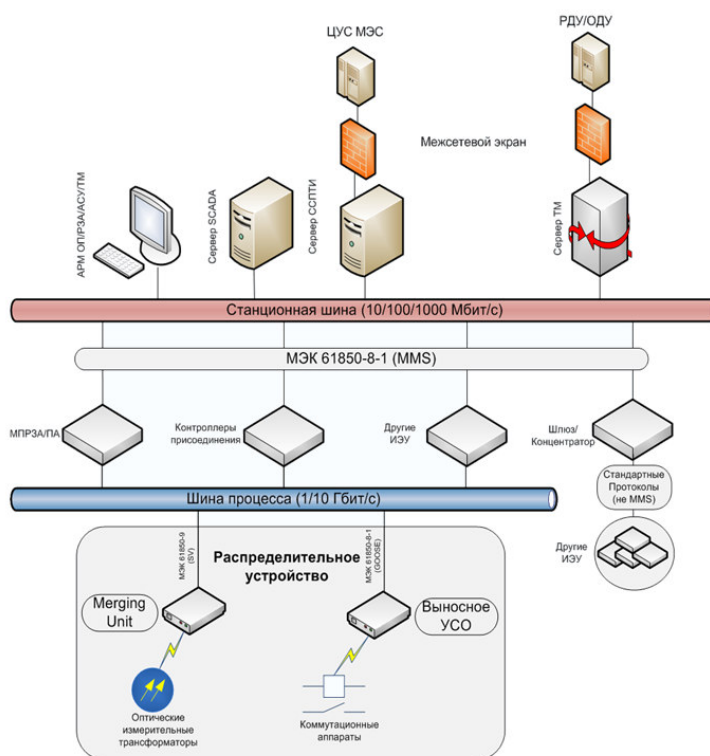


Рисунок 14 – Схема управления цифровой подстанцией

3.5 Расчет и анализ расчетных режимов работы проектируемой сети

Проведен расчет и анализ режимов нормального и послеаварийного.

В результате получено, что в нормальном режиме напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013. Результаты приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Уровни напряжений и положения РПН трансформаторов на ПС в нормальном режиме по варианту проектирования с использованием принципов построения активно-адаптивной сети

Наименование ПС	$U_{ном}$	$U_{ВН1} / U_{ВН2}$, кВ	$U_{СН1} / U_{СН2}$, кВ	$U_{НН1} / U_{НН2}$ кВ
Белогорск	220/110/35/10	232	119	10,5
Промышленная	35/10	36,1		10,8
Коммунальная	35/10	35,9		10,4
Амурсельмаш	35/10	36,5		10,7

Рассмотрим выбор сечений воздушных линий для разработанного варианта по методу экономических интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = a_i a_T \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi} \quad (18)$$

где a_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

a_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается $a_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение a_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 5000 ч, $a_T = 1,1$.

При подключении ПС Малозавод определим расчетный ток на ВЛ 110 кВ Белогорск №1 – Маслозавод №1 и ВЛ 110 кВ Белогорск №2 – Маслозавод №2:

$$I_p = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{21^2 + 8.4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,056 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-150/24 [15].

В аварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \cdot 0,9 \cdot \frac{\sqrt{21^2 + 8.4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,112 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-150 составляет 450 А, следовательно, сечение существующего провода проходит по всем параметрам. Отсюда можно сделать вывод, что линия АС 150 выбрана верно.

Так же необходимо проверить загрузку трансформаторов на ПС Белогорск.

Расчетное значение мощности трансформатора на ПС Белогорск:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}}, \quad (19)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – активная средняя годовая мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной некомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

По формуле рассчитаем мощность трансформатора на ПС Белогорск:

$$S_{\text{трасч1}} = \frac{\sqrt{61.7^2 + 48.5^2}}{2 \cdot 0,7} = 56 \text{ МВА}$$

На подстанции Белогорск выбираем трансформатор ТДТН-63000 /110 [15].

Выбранные трансформаторы проверяем по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$k_{\text{ЗНОМ}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{T}} \text{С}_{\text{ТНОМ}}}, \quad (20)$$

$$k_{\text{З п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{T}} - 1) \text{С}_{\text{Трасч}}}, \quad (21)$$

Должны выполняться условия: $k_{\text{ЗНОМ}} \leq 0,5$, $k_{\text{З п/а}} \leq 1,4$.

$$k_{\text{ЗНОМ}(1)} = \frac{\sqrt{61.7^2 + 48.5^2}}{2 \text{СБЗ}} = 0,623,$$

$$k_{\text{З п/а}(1)} = \frac{\sqrt{61.7^2 + 48.5^2}}{63} = 1,246.$$

Соответственно трансформаторы на ПС Белогорск выбраны верно.

Составим схему замещения электрической сети в Белогорском районе в месте подключения Маслозавода на рисунке 15.

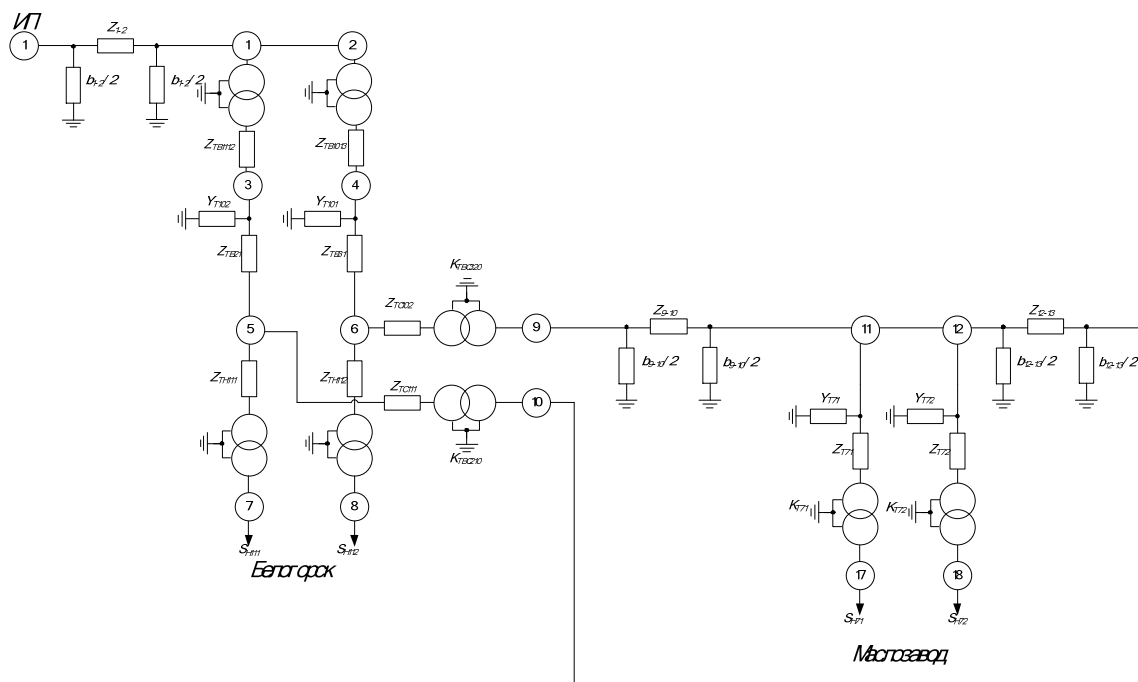


Рисунок 15 – Схема замещения электрической сети в Белогорском районе в месте подключения Маслозавода

Рассчитаем режим подключение 21 МВт ПС Маслозавод к сети 110 кВ ПС Белогорск. Результаты расчета приведены на рисунке 16.

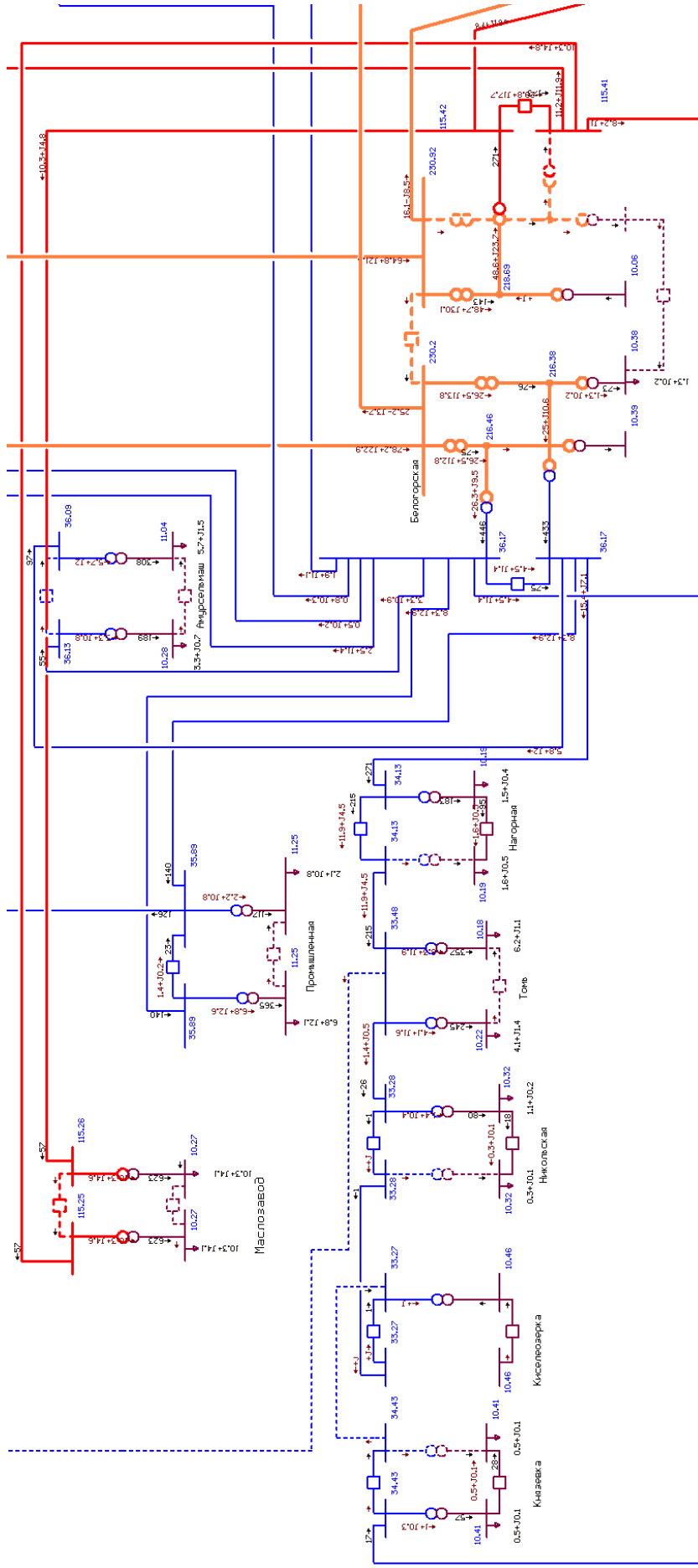


Рисунок 16 – Режим электрической сети при подключении ПС Маслозавод 110 кВ

Полученный ток по ветвям сравниваем с допустимыми длительными токами и проверяем на попадание в экономические токовые интервалы.

Полученный ток по ветвям сравниваем с допустимыми длительными токами и проверяем на попадание в экономические токовые интервалы.

В качестве послеаварийного выбран наиболее тяжелый режим-отключение ВЛ 110 кВ «Белогорск – Маслозавод ». Уровни напряжений и положения РПН трансформаторов на ПС в послеаварийном режиме по данному варианту проектирования развития сети приведены в таблице 13.

Таблица 13- Уровни напряжений и положения РПН трансформаторов на ПС в послеаварийном режиме по варианту проектирования с использованием принципов построения активно-адаптивной сети

Наименование ПС	$U_{ном}$	$U_{ВН1} / U_{ВН2}$, кВ	$U_{СН1} / U_{СН2}$, кВ	$U_{НН1} / U_{НН2}$ кВ
Белогорск	220/110/35/10	218	108	10,5
Промышленная	35/10	35,9		10,6
Коммунальная	35/10	35,6		10,4
Амурсельмаш	35/10	35,9		10,2

В результате получено, что в послеаварийном режиме напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013. С допустимым отклонением по ПС «Белогорск», так как наибольшее рабочее напряжение по условиям работы изоляции для номинального междуфазного напряжения 110 кВ составляет 126 кВ [7].

Таким образом, в варианте проектирования с использованием принципов построения активно-адаптивной сети как в нормальном, так и в послеаварийном режимах напряжения по всем узлам близки к номинальному и соответствуют требованиям ГОСТ Р 32144-2013, полученный ток по всем ветвям меньше допустимых длительных токов [12], а так же находится в пределах экономических токовых интервалов максимально допустимого сечения провода для рассматриваемого класса напряжения в соответствии с

[18]. На основании этого можно сделать заключение о технической осуществимости данного варианта проектирования.

ВЫВОДЫ

1 В ходе анализа выявлены основные недостатки традиционного метода развития энергетики, существующего в России:

Рост электропотребления на фоне дефицита источников электроэнергии:

- Односторонняя коммуникация между элементами или ее отсутствие;
- Централизованная генерация, сложно интегрируемая распределенная генерация;
- Ограниченный контроль перетоков мощности;
- Пассивная роль потребителей в энергетической системе.

Повышение требований к безопасности, надежности и качеству электроснабжения на фоне высокой степени износа оборудования сетевых компаний:

- Топология — преимущественно радиальная;
- Реакция на последствия аварии;
- Работа оборудования до отказа;
- Ручное восстановление;
- Подверженность системным авариям;
- Ручное и фиксированное выделение сети;
- Проверка оборудования по месту.

Рост тарифов на электроэнергию:

- Недоступная или сильно запоздавшая информация о цене, объемах, надежности и качестве электроэнергии для потребителя;
- Не дифференцированная услуга электроснабжения.

Повышение требований в сфере энергоэффективности, экологии и охраны окружающей среды:

- Высокий уровень потерь электроэнергии;

- Направление потока мощности от генерации к потребителю в соответствии с заранее заданным уровнем напряжения и сопротивления;
- Поиск и восстановление энергоснабжения – затраты на выезд оперативного персонала, недоотпуск электроэнергии;
- Высокий уровень выбросов CO в атмосферу.

2 Выявлено, что использование активно-адаптивных элементов:

– обеспечивает частичное или полное исключение негативного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как установившееся отклонение и размах изменения напряжения, не симметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения.

- улучшает пропускную способность линий электропередач. Более полное использование пропускной способности линий электропередачи обеспечивает передачу дополнительной электроэнергии из избыточных энергосистем с более низкими тарифами в дефицитные с вытеснением там менее экономичных источников энергии, а также увеличение выдачи активной мощности электро-станций за счёт повышения максимально-допустимых перетоков мощности.

– повышает управляемость режимов работы ЭЭС. Включение в состав электроэнергетической системы устройств FACTS способно повысить управляемость режимов работы ЭЭС, переводить потоки активной мощности в линии с большим классом напряжения и увеличить степень компенсации зарядной мощности электрической сети. Кроме того, появляется возможность аккумулировать электроэнергию непосредственно в электрической сети с возвратом её в ЭЭС.

4 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВАРИАНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Потери электроэнергии в проектируемой сети

Технические потери электроэнергии

Величина потерь электроэнергии при её передаче и распределении и тенденции ее изменения является одним из важнейших показателей технико-экономического состояния электрических сетей и уровня их эксплуатации, энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии, и должна учитываться при проектировании.

При развитии сети 110-35 кВ Белогорского района на основе классических принципов проектирования, расчет, проведенный в программе RastrWin, показал, что общие потери мощности при её передаче по рассматриваемой сети составляют 6,747 МВт. Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в нормальном режиме приведен в таблице 28. На напряжении 35-110 кВ условно- постоянные потери составляют 5,1%, нагрузочные потери- 94,9%, причем на потери в трансформаторах приходится 8,8%, на потери в линиях- 86,1%. На напряжении 220 кВ условно- постоянные потери составляют 10,3%, нагрузочные потери- 89,7%, причем на потери в трансформаторах приходится 20,1%, на потери в линиях- 69,6%.

Таблица 14 - Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в сети, проектируемой на основе классических принципов (в нормальном режиме).

Потери э/э	35-110кВ		Всего	
	МВт	%	МВт	%
1	2	3	6	7
1. Условно-постоянные (потери х/х трансф.)	0,253	5,1	0,437	6,5
2. Нагрузочные	4,714		6,311	
2.1. Потери в ЛЭП	4,278	86,1	5,517	81,8
2.2. Потери в трансформаторах	0,436	8,8	0,794	11,7

продолжение таблицы 14

1	2	3	6	7
Итого:	4,966	100	6,747	100

Эффективность передачи мощности в рассматриваемой сети можно оценить по выражению:

$$\eta = \frac{\Delta P}{P_{нагр}} \cdot 100\% = \frac{6,747}{117,2} \cdot 100\% = 5,8\% \quad (22)$$

Таким образом, с учётом проектируемой сети в нормальном режиме потери активной мощности на рассматриваемом участке сети составляют 5,8 % от потребляемой мощности, что подтверждает правильность принятых проектных решений.

При развитии сети 110-35 кВ Белогорского района с использованием принципов построения активно-адаптивной сети общие потери мощности при её передаче по рассматриваемой сети составляют 5,094 МВт. Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в нормальном режиме приведен в таблице 15. На напряжении 35-110 кВ условно- постоянные потери составляют 6,2%, нагрузочные потери- 93,8%, причем на потери в трансформаторах приходится 10,1%, на потери в линиях- 83,7%.

Таблица 15 - Анализ структуры потерь при передаче электроэнергии в проектируемой сети с использованием принципов построения активно-адаптивной сети (в нормальном режиме).

Потери э/э	35-110кВ		Всего	
	МВт	%	МВт	%
1	2	3	6	7
1. Условно-постоянные (потери х/х трансф.)	0,260	6,2	0,401	7,9
2. Нагрузочные	3,940		4,693	
2.1. Потери в ЛЭП	3,514	83,7	4,073	79,9
2.2. Потери в трансформаторах	0,426	10,1	0,620	12,2
Итого:	4,200	100	5,094	100

Эффективность передачи мощности в рассматриваемой сети можно оценить по выражению:

$$\eta = \frac{\Delta P}{P_{нагр}} \cdot 100\% = \frac{5,094}{117,2} \cdot 100\% = 4,35\%$$

Таким образом, с учётом проектируемой сети в нормальном режиме потери активной мощности на рассматриваемом участке сети составляют 4,35 % от потребляемой мощности, что подтверждает правильность принятых проектных решений.

Коммерческие потери электроэнергии

При проектировании необходимо учитывать и внедрение информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ), который нужно рассматривать с точки зрения одного из элементов создания базиса под Smart Grid.

Таблица 16 – Структура коммерческого и технического учета электроэнергии в Белогорском РЭС.

Количество точек учета электроэнергии	Всего	Модернизированные (в составе АИИС КУЭ)	% модернизации учета электроэнергии	Не модернизированные (не в составе АИИС КУЭ)
Коммерческий учет в сети 0,4 кВ всего, в т.ч.	153	146	95,4	7
- юридические лица	8	8	0	0
- физические лица	145	138	95,2	7
Коммерческий учет в сети 110/35/10/6	32		0	32
Технический учет ПС, ТП	89	20	22,5	69
Итого	274	166	60,6	108

На данном этапе модернизация учета электроэнергии по Белогорскому району составляет 60,6% (таблица 30). По г. Белогорск модернизированы и включены в АИИС КУЭ все приборы учета. По п. Возжаевка эта работа выполнена частично, необходима модернизация еще 6-ти приборов учета. На ПС 110/35/10 Белогорского РЭС необходимо провести модернизацию всего парка приборов учета с установкой оборудования автоматизации для

дистанционной передачи данных, что обеспечит снижение коммерческих потерь электрической энергии, так как приборы учета устанавливаются непосредственно на проводах ввода в здание в месте ответвления ввода от магистральных проводов ВЛ 0,4 кВ (данная установка исключает возможность хищения электрической энергии путем подключения токоприемников до прибора учета электрической энергии), позволит оперативно получать достоверную информацию о расходе электрической энергии в определенный промежуток времени, точно определять балансы электрической энергии как на ПС, так и по отходящим линиям и фидерам. Эффект от частичной модернизации приборов учета в распределительных сетях Белогорского района отражен в таблице 17. Коммерческие потери в 2016 году снизились по сравнению с 2015 годом на 382 тыс. кВт.ч, и составили 4,74 % от отпуска в сеть.

Таблица 17 – Анализ потерь электроэнергии в распределительной сети 10 (6)/0,4 кВ без учета прямых фидеров.

Показатели	2015 г.	2016 г.
1. Отпуск в сеть, тыс.кВт.час	2656	2360
2. Полезный отпуск, тыс.кВт.час	2004	2083
3. Потери всего, тыс.кВт.час	652	276
4. Потери всего,%	24,55	11,72
5. Технические потери, тыс.кВт.час	158	165
6.Технические потери,%	5,96	6,97
7.Коммерческие потери, тыс.кВт.час	494	112
8. Коммерческие потери,%	18,59	4,74

Для завершения всего объема работ по внедрению АИСС КУЭ на подстанциях необходима установка трехфазных приборов учета прямого включения ЦЭ 685 ОМ 0,5 S/1 220D-5-110 А; трехфазных приборов учета

косвенного включения СЕ 304 S 32 604- JAAQ 2 НУ; трехфазных приборов учета полукосвенного включения СЕ 303 S 31 543- JAVZ; трехфазных приборов учета косвенного включения СЕ 303 S 31 503- JAVZ, общей. Помимо этого, у потребителей электроэнергии необходима установка трехфазного прибора учета прямого включения РИМ 614.01, однофазных приборов учета косвенного включения РИМ 114.01 в количестве 6-ти штук, маршрутизатора каналов связи МКС РИМ 099.02 общей стоимостью 120,0 тыс. руб. Это позволит снизить коммерческие потери электроэнергии на сумму 179,6 тыс. руб. в год.

Надежность электроснабжения потребителей

Надежность - одно из главных целевых свойств искусственных систем. Для сопоставления вариантов проектирования развития электрической сети 110-35 кВ Белогорского района воспользуемся аналитическим методом, который позволяет определить количественные вероятностные значения показателей надежности для электрической схемы любой сложности. Этот метод основан на композиции системного анализа и теории вероятностей [23].

Следует отметить, что в целях упрощения задачи расчет производился только по реконструируемым и вновь вводимым элементам электрической сети для обоих вариантов.

Под надежностью понимается свойство объекта – систем или элемента выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Мерой надежности является вероятность. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами и свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в технике и энергетике наибольшее распространение получили элементные методы расчета надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных элементов, при этом, как правило, функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно.

Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов или их групп, ошибок обслуживающего персонала, отказов релейной защиты и противоаварийной автоматики.

В качестве показателей надежности отдельных элементов и систем в практических инженерных расчетах в течение расчетного интервала времени принимаются следующие характеристики:

- вероятность отказа, или средний коэффициент вынужденного простоя q ;
- параметр потока отказов (среднее количество отказов) ω , 1/год;
- среднее время восстановления $t_{в}$, ч;
- недоотпуск электроэнергии $W_{нед}$, МВт·ч.

Надежность электрической сети после реконструкции определяется расчетом надежности электроснабжения подстанции Маслозавод. Перед расчетом надежности участка сети предварительно составляется расчетная схема замещения с точки зрения надежности, которая может отличаться от принципиальной электрической схемы:

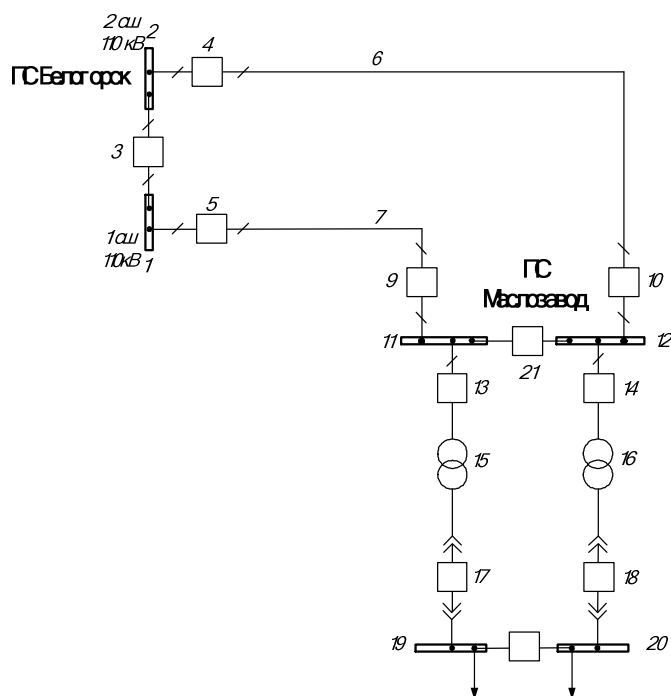


Рисунок 17 – Расчетная схема сети для оценки надежности

Для каждого элемента расчетной схемы по справочным или эксплуатационным данным определяются следующие показатели надежности:

- параметр потока отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых отключений, μ ;
- время плановых отключений, $t_{пл}$.

Таблица 18 – Показатели надежности элементов

№ элемента	Название оборудования	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год	$t_{пл}$, ч
7	ВЛ Белогорск- Маслозавод №1	0.03	14.5	2.1	18.7
6	ВЛ Белогорск- Маслозавод №2	0.029	14.5	2.1	18.7
1, 2, 11, 12	Секция шин 110 кВ	0.02	7	0.166	5
19, 20	Секция шин 10 кВ	0.03	7	0.166	4
15, 16	Трансформатор ГДТН-63000/110	0.005	59	0.25	26
3,4,5,9,10,21	Выключатель 110 кВ	0.02	16	0.2	15
17,18	Выключатель 10 кВ	0.004	8	0.2	15

Для выключателей дополнительно определяются:

- относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, для выключателя 110 кВ $\alpha_{кз}=0,012$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{кз}=0,027$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, для выключателя 110 кВ $\alpha_{іі}=0,013$, для выключателя 10 кВ $\alpha_{іі}=0,002$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ}=1/10$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$.

На основе найденных единичных показателей надежности определяется комплексный показатель – вероятность отказа:

$$q = \frac{\omega \cdot T_{в}}{8760} \quad (23)$$

По расчетной схеме составляется схема замещения. При этом каждый элемент, который может отказать, замещается прямоугольником. Прямоугольники соединяются последовательно или параллельно в смысле надежности. Последовательное соединение используется для не резервируемых частей схем; параллельное - для частей схем с резервированием замещением.

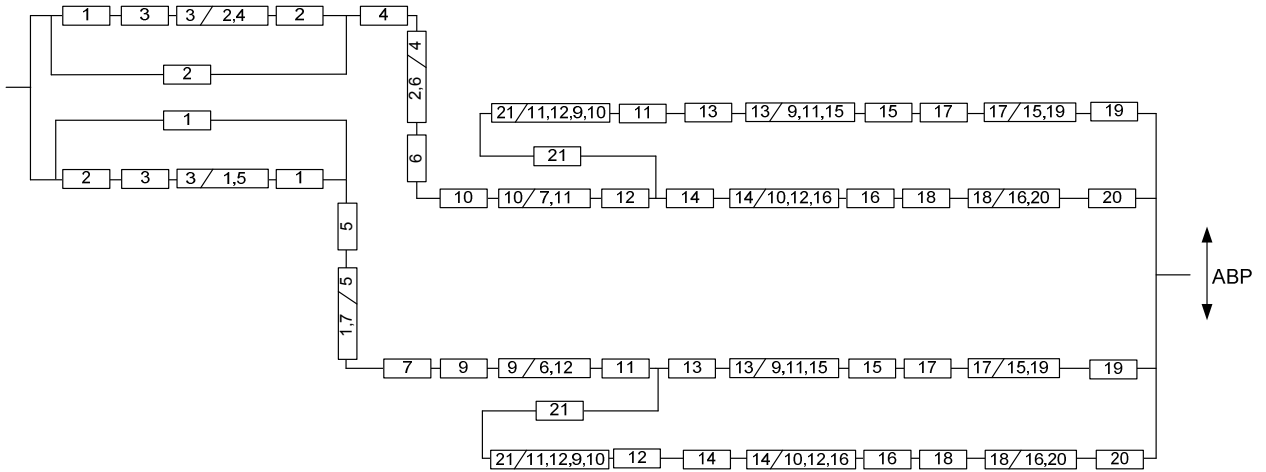


Рисунок 18 – Схема замещения сети для выбранного варианта оценки надежности

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке РУ: изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители, РЗА, поэтому для оценки надежности необходимо вводить модели выключателей, для которых параметр потока отказов определяется по следующему выражению:

$$\omega_{\text{в}} = \omega_{\text{в.ст}} + \alpha_{\text{кз}} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{\text{АПВ}}) \omega_{\text{эл.и}} + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}, \quad (24)$$

где $\omega_{\text{в.ст}}$ – частота отказов выключателя в статическом состоянии;

$$\omega_{\text{в.ст}} = \omega_{\text{в}} + 2\omega_{\text{р}}; \quad (25)$$

где α – коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ, $\alpha=1$ если АПВ есть, $\alpha=0$, если АПВ нет;

$\omega_{эл.i}$ – параметр потока отказов элемента присоединенного к выключателю i -го смежного элемента;

$\alpha_{i\bar{i}} \cdot N_{i\bar{i}}$ – частота отказов при оперативных переключениях.

Параметр потока отказов для четвертого выключателя равен:

$$\omega_{в.ст} = \omega_{в} + 2\omega_{р} = 0,02 + 2 \cdot 0,01 = 0,04, \quad (26)$$

$$\begin{aligned} \omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 + \\ + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,196 \end{aligned}$$

Для выключателя №13:

$$\begin{aligned} \omega_4 = \omega_{в.ст} + \alpha_{кз} \cdot \left(\omega_9 + (q_{диф.з} + q_{г.з}) \cdot \omega_{т} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \right) + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} = 0,04 + \\ + 0,012 \cdot \left(0,196 + (1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3}) \cdot 5 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \right) + 0,013 \cdot 12 = 0,198 \end{aligned}$$

где $q_{диф.з}$, $q_{г.з}$ – вероятности отказа дифференциальной и газовой защит.

Вероятность отказа выключателя определяется выражением:

$$q_{в} = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot (1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \omega_{эл.i} \cdot t_{в.i} + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп}, \quad (27)$$

Для 4 выключателя определим:

$$\begin{aligned} q_4 = \omega_{в} \cdot t_{в.в} + 2\omega_{р} \cdot t_{в.р} + \alpha_{кз} \cdot \left((1 + \alpha \cdot K_{АПВ}) \cdot \omega_6 \cdot t_{в.л} + q_{з.ш} \cdot \omega_{ш} \cdot t_{в.ш} \right) + \\ + \alpha_{оп} \cdot N_{оп} \cdot T_{оп} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(\left(1 + \frac{1}{10} \right) \cdot 0,029 \times \right. \\ \left. \times 0,166 + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,991 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 5,502 \cdot 10^{-4} \end{aligned}$$

Для 13 выключателя:

$$\begin{aligned}
 q_{13} = & \omega_{\text{в}} \cdot t_{\text{в.в}} + 2\omega_{\text{р}} \cdot t_{\text{в.р}} + \alpha_{\text{кз}} \cdot \left(q_9 + (q_{\text{диф.з}} + q_{\text{г.з}}) \cdot \omega_{\text{т}} \cdot t_{\text{в.т}} + q_{\text{з.ш}} \cdot \omega_{\text{ш}} \cdot t_{\text{в.ш}} \right) + \\
 & + \alpha_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}} = 0,02 \cdot 4,57 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 0,01 \cdot 6,85 \cdot 10^{-4} + 0,012 \cdot \left(5,52 \cdot 10^{-4} + \right. \\
 & + \left. \left(1,3 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \right) \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 6,74 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot 10^{-3} \cdot 0,02 \cdot 7,99 \cdot 10^{-4} \right) + 0,013 \cdot 12 \times \\
 & \cdot 3,995 \cdot 10^{-4} = 1,74 \cdot 10^{-4}
 \end{aligned}$$

Эквивалентировав схему замещения получаем:

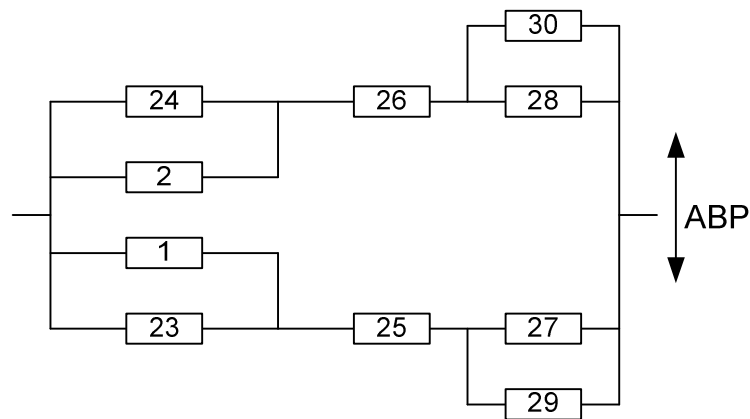


Рисунок 19 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{23} = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 0,02 + 0,02 + 0,196 = 0,236 ,$$

$$\omega_{24} = \omega_{23} = 0,236 ,$$

$$\omega_{25} = \omega_5 + \omega_7 + \omega_9 + \omega_{11} = 0,196 + 0,03 + 0,196 + 0,02 = 0,443 ,$$

$$\omega_{26} = \omega_4 + \omega_6 + \omega_{10} + \omega_{12} = 0,196 + 0,029 + 0,196 + 0,02 = 0,442 ,$$

$$\omega_{27} = \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297 ,$$

$$\omega_{28} = \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,196 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,297 ,$$

$$\begin{aligned}
 \omega_{29} = & \omega_{21} + \omega_{12} + \omega_{14} + \omega_{16} + \omega_{18} + \omega_{20} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + \\
 & + 0,064 + 0,03 = 0,523 ,
 \end{aligned}$$

$$\omega_{30} = \omega_{21} + \omega_{11} + \omega_{13} + \omega_{15} + \omega_{17} + \omega_{19} = 0,205 + 0,02 + 0,198 + 0,005 + 0,064 + 0,03 = 0,523 ,$$

$$q_{23} = q_1 + q_2 + q_3 = 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,59 \cdot 10^{-5} + 1,674 \cdot 10^{-4} = 1,993 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{24} = q_{23} = 1,993 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{25} = q_5 + q_7 + q_9 + q_{11} = 5,634 \cdot 10^{-4} + 4,97 \cdot 10^{-5} + 5,634 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,19 \cdot 10^{-3} ,$$

$$q_{26} = q_4 + q_6 + q_{10} + q_{12} = 5,5 \cdot 10^{-4} + 4,8 \cdot 10^{-5} + 5,5 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} = 1,164 \cdot 10^{-3} ,$$

$$q_{27} = q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,741 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,674 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{28} = q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,39 \cdot 10^{-5} = 2,672 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{29} = q_{21} + q_{12} + q_{14} + q_{16} + q_{18} + q_{20} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,681 \cdot 10^{-4} ,$$

$$q_{30} = q_{21} + q_{11} + q_{13} + q_{15} + q_{17} + q_{19} = 1,85 \cdot 10^{-4} + 1,598 \cdot 10^{-5} + 1,74 \cdot 10^{-4} + 3,368 \cdot 10^{-5} + 3,562 \cdot 10^{-5} + 2,397 \cdot 10^{-5} = 4,683 \cdot 10^{-4} ,$$

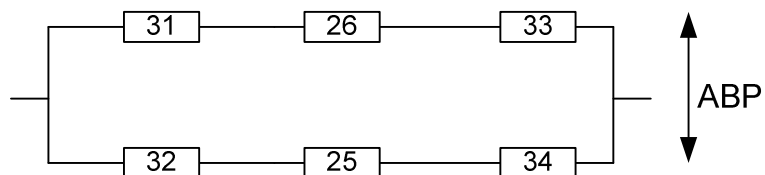


Рисунок 20 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{31} = \omega_2 \cdot q_{24} + \omega_{24} \cdot q_2 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\omega_{32} = \omega_1 \cdot q_{23} + \omega_{23} \cdot q_1 = 0,02 \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} + 0,236 \cdot 1,598 \cdot 10^{-5} = 7,76 \cdot 10^{-6},$$

$$\begin{aligned} \omega_{33} &= \omega_{28} \cdot q_{30} + \omega_{30} \cdot q_{28} = 0,297 \cdot 4,683 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = \\ &= 2,79 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_{34} &= \omega_{27} \cdot q_{29} + \omega_{29} \cdot q_{27} = 0,297 \cdot 4,681 \cdot 10^{-4} + 0,523 \cdot 2,672 \cdot 10^{-4} = \\ &= 2,79 \cdot 10^{-4}, \end{aligned}$$

$$q_{31} = q_2 \cdot q_{24} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{32} = q_1 \cdot q_{23} = 1,59 \cdot 10^{-5} \cdot 1,99 \cdot 10^{-4} = 3,19 \cdot 10^{-9},$$

$$q_{33} = q_{28} \cdot q_{30} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

$$q_{34} = q_{27} \cdot q_{29} = 2,67 \cdot 10^{-4} \cdot 4,68 \cdot 10^{-4} = 1,25 \cdot 10^{-7},$$

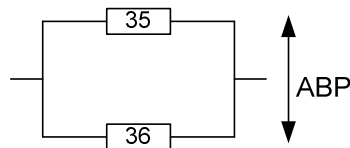


Рисунок 21 – Эквивалентирование расчетной схемы

$$\omega_{35} = \omega_{31} + \omega_{26} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,442 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,442,$$

$$\omega_{36} = \omega_{32} + \omega_{25} + \omega_{33} = 7,758 \cdot 10^{-6} + 0,443 + 2,79 \cdot 10^{-4} = 0,443,$$

$$q_{35} = q_{31} + q_{26} + q_{33} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,164 \cdot 10^{-3} + 1,251 \cdot 10^{-7} = 1,164 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{36} = q_{32} + q_{25} + q_{34} = 3,185 \cdot 10^{-9} + 1,192 \cdot 10^{-3} + 1,252 \cdot 10^{-7} = 1,192 \cdot 10^{-3},$$

Режимы работы схемы можно характеризовать следующими состояниями:

- 1) питание потребителя осуществляется от двух резервируемых цепей с отключенным секционным выключателем на ПС Маслозавод (нормальный режим);
- 2) по одной цепи питание нарушено и осуществляется резервное питание от второй цепи;
- 3) обе цепи повреждены;

Для резервирования замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S / A_1 A_2) \cdot P(A_1) \cdot P(A_2) + Q(S / \overline{A_1} A_2) \cdot Q(A_1) \cdot P(A_2) +$$

$$+ Q(S / A_1 \overline{A_2}) \cdot P(A_1) \cdot Q(A_2) + Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) \cdot Q(A_1) \cdot Q(A_2), \quad (28)$$

где $Q(S / A_1 A_2)$ – условная вероятность отказа системы при условии отсутствия отказа аппаратуры;

$Q(S / \overline{A_1} A_2)$ – то же при условии отказа в отключении поврежденного элемента;

$Q(S / A_1 \overline{A_2})$ – то же при условии отказа во включении резервного элемента;

$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2})$ – то же при условии совпадения отказа в отключении с отказом во включении;

$P(A_1)$, $Q(A_1)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа в отключении;

$P(A_2)$, $Q(A_2)$ – вероятности отсутствия отказа и отказа во включении.

Вероятность отказа в отключении выключателя составляет 0,01.

Секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания за счет соседней секции и ее источника. Вероятность отказа во включении составляет 0,002.

В соответствии с условиями расчета имеем:

$$P(A_1) = 1 - 2 \cdot 0,01 = 0,98,$$

$$Q(A_1) = 2 \cdot 0,01 = 0,02,$$

$$P(A_2) = 1 - 0,002 = 0,998,$$

$$Q(A_2) = 0,002,$$

$$Q(S / \overline{A_1} A_2) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием);}$$

$Q(S / A_1 \overline{A_2}) = 0,5$ (так как половина потребителей теряет питание и неизвестно с какой секции присоединен данный потребитель);

$$Q(S / \overline{A_1} \overline{A_2}) = 0,5 \text{ (так как половина потребителей остается с питанием)}$$

При отсутствии отказов коммутационной аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одной из цепи с аварийным простоем другого:

$$\begin{aligned} Q(S / A_1 A_2) &= (q_{35} + q_{36}) \cdot 0,002 = (1,164 \cdot 10^{-3} + 1,192 \cdot 10^{-3}) \cdot 0,002 = \\ &= 4,714 \cdot 10^{-6} \end{aligned} \quad (29)$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$\begin{aligned} Q_c &= 4,714 \cdot 10^{-6} \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,98 \cdot 0,002 + \\ &+ 0,5 \cdot 0,02 \cdot 0,002 = 4,61 \cdot 10^{-6} \end{aligned}$$

Согласно [23] значение суммарной частоты отключений для системы с резервированием определяются по формуле:

$$\omega_c = p_c \omega_1 + q_c \omega_2 = (1 - 4,61 \cdot 10^{-6}) \cdot 0,442 + 4,61 \cdot 10^{-6} \cdot 0,443 = 0,442 \quad (30)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{\text{вс}} = \frac{q_c}{\omega_c} = \frac{4,61 \cdot 10^{-6}}{0,442} \cdot 8760 = 9,14 \text{ ч.} \quad (31)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,442} = 2,26 \text{ лет.} \quad (32)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P \cdot p(P) \cdot T_{\text{п}}, \quad (33)$$

где P – средняя отключаемая мощность, МВт;

$p(P)$ – вероятность состояния отказа;

$T_{\text{п}}$ – время простоя, определяемое временем восстановления.

$$W_{\text{нед}} = 3,5 \cdot 10^3 \cdot 4,61 \cdot 10^{-4} \cdot 9,14 = 14,7 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая величина ущерба:

$$U = W_{\text{нед}} \cdot U_0 \quad (34)$$

где U_0 – средняя величина удельного основного ущерба [23];

$W_{\text{нед}}$ – количества недоотпущенной электроэнергии.

Общая величина ущерба для первого варианта:

$$U = 14700 \cdot 1,5 = 22,05 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Для первого варианта расчет будет аналогичный, результаты расчета сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Показатели надежности для первого варианта

Параметр	q_c	ω_c	T_c , год	T_p , год	T_{BC} , ч
Значения(норм. режим)	$6,89 \cdot 10^{-6}$	0,363	1,93	3,632	11,048
Значения(рем. режим)	$8,215 \cdot 10^{-6}$	0,696	1,15	0,189	16,968

Общая величина ущерба для второго варианта:

$$U = 16360 \cdot 1,5 = 24,54 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

В результате рассчитанного ущерба от перерыва электроснабжения можно сделать вывод, что второй вариант обуславливает экономическую эффективность и целесообразность проектируемой системы электроснабжения подстанции Маслозавод.

Порядок расчета среднегодовых эксплуатационных расходов

Для сравнения вариантов развития проектируемой электрической сети выполняется расчёт среднегодовых эксплуатационных расходов.

Среднегодовые эксплуатационные расходы рассчитываются по формуле:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (35)$$

где E – норма дисконтирования равная 0,1;

K – суммарные капиталовложения;

I – суммарные издержки.

Суммарные капиталовложения рассчитываются следующим образом:

$$K = (K_{ПС} \cdot K_{зонПС} + K_{ВЛ} \cdot K_{зонВЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (36)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения по подстанциям;

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения по линиям электропередачи;

$K_{зон}$ – коэффициент зональности, для ВЛ равный 1,4, для ПС -1,3;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции, равный 3,96. [21]

Капиталовложения по подстанциям:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{ОРУ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ}, \quad (37)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов;

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытых распределительных устройств;

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения по трансформаторам:

$$K_{ТР} = K_{ТРспр} \cdot K_{инф} \cdot K_{зонПС} \quad (38)$$

где $K_{ТРспр}$ - стоимость ячейки трансформатора 35/10 мощностью 10 МВА в ценах 2000 г.[15]

Капиталовложения на ОРУ:

$$K_{ОРУ} = K_{ОРУспр} \cdot K_{инф} \cdot K_{зонПС}, \quad (39)$$

где $K_{ОРУспр}$ - стоимость ячейки одного комплекта выключателя, в которую так же входит релейная защита, кабели, панели в ОРУ, порталы. [27].

Капиталовложения на компенсирующие устройства:

$$K_{КУ} = K_{КУспр} \cdot K_{инф} \cdot K_{зонПС} \quad (40)$$

где $K_{КУспр}$ - стоимость шунтовой конденсаторной батареи в ценах 2000 г.[27].

Постоянная часть затрат:

$$K_{ПОСТ} = K_{ПОСТспр} \cdot K_{инф} \cdot K_{зонПС} \quad (41)$$

$K_{ПОСТспр}$ - постоянная часть затрат по ПС 35/10 кВ с выключателями в ценах 2000 г.[15].

Капиталовложения на строительство ВЛ:

$$K_{ВЛ} = \sum (K_{уд} \cdot l \cdot K_{инф} \cdot K_{зонВЛ}), \quad (42)$$

где $K_{уд}$ – стоимость одного километра линии,
 l – длина линии.

Издержки находятся по формуле:

$$I = I_{op} + I_{ам} + C_{\Delta W}, \quad (43)$$

где I_{op} – издержки на обслуживание и ремонт,
 $I_{ам}$ – издержки на амортизацию,
 $C_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии.

Издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_{op} = K \cdot \alpha_{op}, \quad (44)$$

где α_{op} – отчисления на обслуживание и ремонт, равны: для линий - 0,008,
для подстанции – 0,059.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам} = K / T_{сл}, \quad (45)$$

где $T_{сл}$ – срок службы оборудования, равен 20 лет.

Увеличение стоимости потерь электрической энергии после реализации варианта:

$$C_{\Delta W} = \delta \Delta W \cdot C_{0\Delta W}, \quad (46)$$

где $\delta \Delta W$ – увеличение потерь электроэнергии, кВт·ч;

$C_{0\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии.

Потери электрической энергии определяются на основании расчётов электрических режимов, выполненных в программе RastrWin.

$$\delta \Delta W = \Delta W_2 - \Delta W_1, \quad (47)$$

где ΔW_1 – потери активной энергии в схеме до реконструкции (базовый режим).

ΔW_2 – потери активной энергии в схеме после реконструкции (режим для рассматриваемого варианта).

Стоимость трансформаторов, КРУ, компенсирующих устройств, затраты на постоянную часть находятся по укрупненным стоимостным показателям электрических сетей 35 – 1150 кВ [15].

Среднегодовые эксплуатационные расходы рассчитываются для каждого из рассматриваемых вариантов. Допустимо выполнение расчётов только по отличающимся частям вариантов.

Расчет капиталовложений в ЛЭП и ПС

Для классического варианта проектирования сети:

На основании выражения и [15] для ВЛ 35 кВ «Промышленная №1-Маслозавод» получим:

$$K_{ВЛ1} = 2 \cdot 38 \cdot 1590 \cdot 3,96 \cdot 1,4 = 669937,0 \text{ тыс.руб.}$$

Для дополнительной цепи ВЛ 220 кВ «Амурсельмаш №1 - Маслозавод»:

$$K_{ВЛ1} = 177 \cdot 1310 \cdot 3,96 \cdot 1,4 = 1285487,3 \text{ тыс.руб.}$$

На основании выражения [15] капитальные вложения в трансформаторы ПС «Белогорск» равны:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 8000 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 82368 \text{ тыс. руб.}$$

В данном варианте элегазовые выключатели. На основании выражения капитальные вложения в ОРУ:

$$K_{ОРУ} = 10 \cdot 7300 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 375804 \text{ тыс. руб.}$$

Постоянная часть затрат по ПС «Промышленная», «Амурсельмаш» и «Белогорск», составит:

$$K_{пост} = 3 \cdot 9000 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 138996 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда капиталовложения по подстанции равны:

$$K_{ПС} = 82\,368 + 82\,368 + 69369,3 + 375\,804 + 138996 = 748905,3 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капиталовложения по линиям и подстанции составят:

$$K = 669\,937,0 + 1\,285\,487,3 + 748\,905,3 = 2\,704\,329,6 \text{ тыс. руб.}$$

Для варианта проектирования с применением принципов построения активно-адаптивной сети:

Для ВЛ 110 кВ «Белогорск№1-Маслозавод №1» получим:

$$K_{ВЛ1} = 1 \cdot 38 \cdot 1050 \cdot 3,96 \cdot 1,4 = 221205,6 \text{ тыс. руб.}$$

Для ВЛ 110 «Белогорск№2-Маслозавод №2»:

$$K_{ВЛ2} = 1 \cdot 62,6 \cdot 1050 \cdot 3,96 \cdot 1,4 = 364407,1 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы ПС «Белогорск» равны:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 8000 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 82368 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в трансформаторы ПС «Маслозавод» равны:

$$K_{ТР} = 2 \cdot 8000 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 82368 \text{ тыс. руб.}$$

В данном варианте - 7 элегазовых выключателей. На основании выражения капитальные вложения в ОРУ:

$$K_{ОРУ} = 7 \cdot 7300 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 263062,8 \text{ тыс. руб.}$$

Постоянная часть затрат по ПС «Белогорск», «Маслозавод», в соответствии с выражением составит:

$$K_{пост} = 3 \cdot 9000 \cdot 3,96 \cdot 1,3 = 138996 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда капиталовложения по подстанции равны:

$$K_{ПС} = 82\,368 + 82\,368 + 263\,062,8 + 138\,996 = 566\,794,8 \text{ тыс. руб.}$$

Общие капиталовложения по линиям и подстанции составят:

$$K = 221\,205,6 + 364\,407,1 + 45\,710,3 + 566\,794,8 = 1\,198\,117,8 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета капитальных вложений приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета капитальных вложений.

Номер варианта	Квл, тыс. руб.	КПС, тыс. руб.	К, тыс. руб.
1	1 955 424,3	748 905,3	2 704 329,6
2	631 323	566 794,8	1 198 117,8

Расчет эксплуатационных издержек

Получим издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_{OP1} = 1955424,3 \cdot 0,008 + 748905,3 \cdot 0,059 = 59828,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{OP2} = 631323 \cdot 0,008 + 566794,8 \cdot 0,059 = 38491,5 \text{ тыс. руб.}$$

На основании выражения (28) получим издержки на амортизацию:

$$I_{AM1} = \frac{2704329,6}{20} = 135216,5 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{AM2} = \frac{1198117,8}{20} = 59905,9 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет потерь электроэнергии произведен в программе «RASTR WIN» на основании расчета электрических режимов.

$\Delta W_0 = 3,865$ МВт - потери мощности в исходной схеме сети.

$\Delta W_1 = 6,747$ МВт - потери мощности при реализации варианта 1.

$\Delta W_2 = 5,094$ МВт - потери мощности при реализации варианта 2.

Тогда получим потери электроэнергии:

$$C_{\Delta W1} = (6,747 - 3,865) \cdot 1000 \cdot 5000 \cdot 1,604 = 23113,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\Delta W2} = (5,094 - 3,865) \cdot 1000 \cdot 5000 \cdot 1,604 = 9856,6 \text{ тыс. руб.}$$

Общие издержки составят:

$$I_1 = 59828,7 + 135216,5 + 23113,6 = 218158,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_2 = 38491,5 + 59905,9 + 9856,6 = 108254,0 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов среднегодовых эксплуатационных издержек сведены в таблицу 21.

Таблица 21 - Среднегодовые эксплуатационные издержки

Номер варианта	Издержки на обслуживание и ремонт, тыс. руб.	Амортизационные отчисления, тыс. руб.	Потери электроэнергии, тыс. руб.	Среднегодовые эксплуатационные издержки, (И) тыс. руб.
1	59 828,7	135 216,5	23 113,6	218 158,8
2	38 491,5	59 905,9	9 856,6	108 254,0

Расчет технико-экономических показателей проекта

По выражению (35) получены значения среднегодовых эксплуатационных расходов для каждого варианта:

$$З_1 = 0,1 \cdot 2588628,3 + 205547,4 = 464410,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_2 = 0,1 \cdot 1198117,8 + 108254,0 = 228065,8 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов среднегодовых эксплуатационных расходов сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Среднегодовые эксплуатационные расходы по двум вариантам проектирования

Номер варианта	Приведенные капиталовложения, тыс. руб.	Среднегодовые эксплуатационные издержки, (И) тыс. руб.	Среднегодовые эксплуатационные расходы, тыс. руб.
1	270 433,0	218 158,8	488 591,8
2	119 811,8	108 254,0	228 065,8

Разница среднегодовых эксплуатационных расходов в % определяется по выражению:

$$z = \frac{z_1 - z_2}{z_2} \cdot 100\% = \frac{488591,8 - 228065,8}{488591,8} \cdot 100\% = 53,3\% \quad (48)$$

Таким образом, с точки зрения технико-экономических показателей вариант развития сети с применением принципов активно-адаптивного построения сети является наиболее предпочтительным.

ВЫВОДЫ

Проведенное моделирование режимов работы Белогорского района Амурской области показало, что применение в ней активно адаптивных элементов способно гибко менять характеристики энергосистемы тем самым, оптимизировать режимы сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности, качеству электроэнергии.

С точки зрения технико-экономических показателей вариант развития сети с применением принципов активно-адаптивного построения сети является наиболее предпочтительным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе выполнено проектирование развития электрической сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области с использованием принципов построения активно-адаптивной сети, в сопоставлении с ее развитием на основе классических принципов.

Для реализации поставленной цели в рамках данной работы были классифицированы основные предпосылки и общие принципы развития энергетики на платформе Smart Grid, наглядно демонстрирующие ее неоспоримые преимущества перед экстенсивной концепцией развития. На основе проведенной классификации, на примере электросетевого предприятия- филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» был выполнен анализ, позволивший сделать заключение о целесообразности и возможности его перспективного развития в инновационном направлении, как с организационно-технических, так и с экономических позиций.

По электрической сети 35-110 кВ Белогорского района Амурской области проведен структурный анализ сети, разработаны два технически осуществимых варианта развития сети - на основе классических принципов и с использованием принципов построения активно-адаптивной сети. Проведен анализ установившихся режимов для каждого варианта. Техно-экономическое сопоставление вариантов показало, что вариант развития сети с применением принципов активно-адаптивного построения сети является наиболее предпочтительным.

Однако, концепция интеллектуальной энергетики не может быть реализована в рамках отдельно взятого электросетевого предприятия или даже региональной энергосистемы, это задача, имеющая государственные масштабы. Сегодня уже не вызывает сомнения, что Smart Grid получит развитие в российской энергетике. Но, следует отметить, что в подходах к концепции Smart Grid в России и зарубежных странах имеются отличия,

прежде всего объяснимые разным историческим развитием энергосистем, когда Российская энергосистема, получив в самом начале становления позитивный зарубежный опыт, развивалась, в отличие от западных, как единая централизованная система. Безусловно, нельзя не учитывать и значительную протяженность электрических сетей, серьезный «технологический разрыв» между Россией и странами Запада, который оценивается как минимум в 10-15 лет, высокую степень износа основного парка оборудования.

Учитывая эти и иные особенности Российской энергетики, а так же то обстоятельство, что переход к столь инновационной технологии предъявляет очень серьезные требования как к технической модернизации основных элементов инфраструктуры, так и к изменению правил работы всего рынка, задача перехода к технологиям Smart Grid должна стать долговременной стратегией, инициируемой и поддерживаемой на уровне государства.

- 1 Волкова И.О., Сальникова Е.А. Переход к интеллектуальной энергетике в России: научные и институциональные аспекты. Экономика и управление.- 2010.- № 5.- с.77-82.
- 2 Воропай Н.И. SMARTGRID: Мифы, реальность, перспективы// Энергетическая политика.-2010.-№ 2.-с.9-15.
- 3 Глушко С., Пикин С. Технологическая концепция Smart Grid — облик электроэнергетики будущего // Энергорынок, 2009, № 11, с. 68-72.
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник Т. 3 / В.Г. Герасимов, П.Г. Грудинский и др. – М. : Энергоатомиздат, 2004. – 964 с.
- 5 Мясоедов, Ю. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
- 6 Сибикин, Ю.Д. Электрические подстанции : учеб. пособие / Ю. Д. Балаков -М. : : Изд-во директ-медиа, 2014. – 414 с.
- 7 Савина, Н.В. Электрические сети в примерах и расчетах / Н.В. Савина, Ю.В. Мясоедов, Л.Н. Дудченко. – Благовещенск : Издательство АмГУ, 2012. – 238 с.
- 8 Савина Н.В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях/ Отв. ред. Н. И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2008. - 228 с.
- 9 Савина Н.В. Теория надёжности в электроэнергетике. Учебное пособие.- Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.- 213с.
- 10 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в электрических распределительных сетях / Н. В. Савина. – Новосибирск: Наука, 2008. – 228 с.
- 11 Савина, Н. В. Системный анализ потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях неопределенности :

автореф. диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Н. В. Савина. – Иркутск, 2010. – 50 с.

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

13 Савина Н.В. «Теория надежности в электроэнергетике» [Текст]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с..

14 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

15 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

16 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 184 с.

17 РД 153–34.0–20.527–09. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. М.:, 2001.

18 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013.- 106 с.

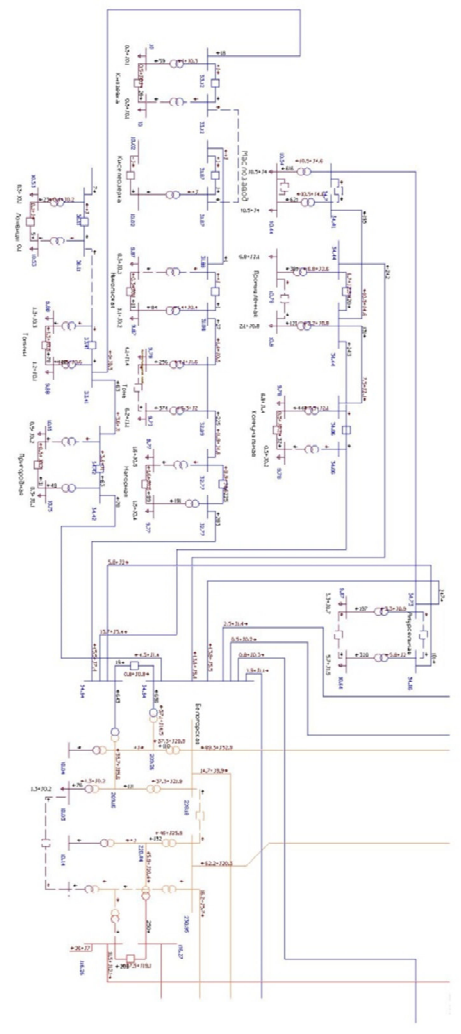
19 Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009, № 4, с. 28-34.

20 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : руководство для практических расчетов – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.

21 Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: ИАЦ Энергия, 2010, 208 с.

- 22 Маньков В.Д. Основы проектирования систем электроснабжения. Справочное пособие.- СПб.: НОУ ДПО «УМИТЦ» «ЭлектроСервис», 2010.- 664 с.
- 23 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие.- Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.-256 с. (Серия «Учебники НГТУ»)
- 24 Тарасов В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем [Текст]: моногр./ В.И. Тарасов; Отв. ред. Л.Ю. Анапольский.- Новосибирск: Наука, 2002.- 344 с.
- 25 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 465 с.
- 26 Шведов, Г. В. Потери электроэнергии при ее транспорте по электрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение: учебное пособие для вузов / Г. В. Шведов, О. В. Сипачева, О. В. Савченко; под ред. Ю. С. Железко. – М. : Издательский дом МЭИ, 2013. – 424 с.
- 27 Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34-41.
- 28 ChuandA., McGranaghan M. Function of a local controller to coordinate distributed resources in a Smart Grid // IEEE PES General Meeting, Pittsburg, USA, July 20-24, 2004, 6 p.
- 29 Venayagamoorthy G.K. Potentials and promises of computational intelligence for Smart Grids // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 6 p.
- 30 Xue Yusheng. Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, July 20-24, 2008, 6 p.

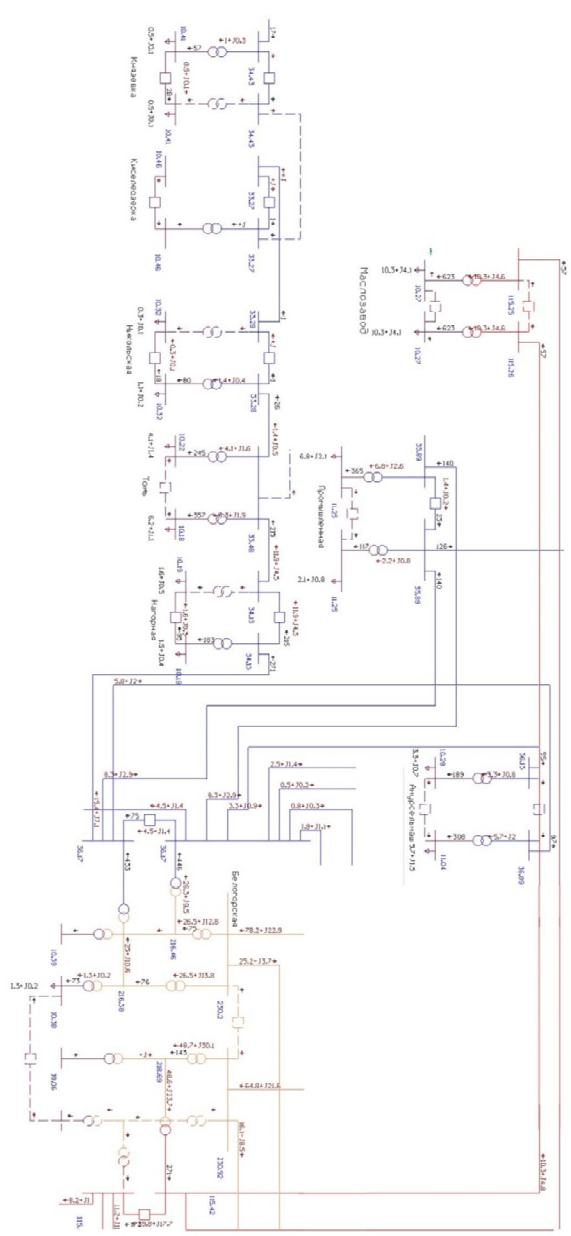
Вариант №1



Уровни напряжений на ЛС в нормальном режиме по классическому варианту проектирования

Наименование ЛС	$U_{ном}$	$U_{н1} (U_{н2})$, кВ	$U_{н3} (U_{н4})$, кВ	$U_{н5} (U_{н6})$, кВ
Возлегорск	220/110/35/10	228	116	10,1
Промышленная	35/10	34,4		10,6
Андреевский	35/10	34,06		9,6
Андреевский	35/10	34,7		10,5

Вариант №2



Уровни напряжений на ЛС в нормальном режиме по варианту проектирования с использованием принципов построения активно-адаптивной сети

Наименование ЛС	$U_{ном}$	$U_{н1} (U_{н2})$, кВ	$U_{н3} (U_{н4})$, кВ	$U_{н5} (U_{н6})$, кВ
Возлегорск	220/110/35/10	230	115	10,1
Промышленная	35/10	35,6		11
Андреевский	35/10	35,3		9,6
Андреевский	35/10	36,1		10,3

ВНП 66-661/30/40/2 СХ		Лист 1	Итого листов 2
РАСЧЕТ И АЛГОРИТМ		Лист 2	Итого листов 2
Ж.И. КОЗЛОВСКИЙ		Лист 3	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 4	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 5	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 6	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 7	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 8	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 9	Итого листов 2
Инженер-проектировщик		Лист 10	Итого листов 2