

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

Копжасаров Аян Кайыпбаевич

Анализ работы городской распределительной сети в условиях развития зарядной
инфраструктуры для электромобилей

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B07101– Энергетика

Алматы 2024

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Каззахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазННТУ им.К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоциированный профессор
Е. А. Сарсенбаев
«24» 06 20__ г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Анализ работы городской распределительной сети в условиях развития зарядной
инфраструктуры для электромобилей»

6B07101– Энергетика

Выполнил:

Копжасаров А.К,

Рецензент
Техникалық
бағдаттар
PhD, ассоциированный профессор
К.А. Ермагамбетов
«15» 06 2024 г.

Научный руководитель
PhD, ассоциированный профессор
Хидолда Е.
«15» 06 2024 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

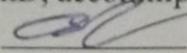
Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

6B07101 – Энергетика

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоциированный профессор

 Е. А. Сарсенбаев
«25» 01 2024 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Копжасаров Аян Кайыпбаевичу

Тема: Анализ работы городской распределительной сети в условиях развития зарядной
инфраструктуры для электромобилей

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам №548-п от "04" 12 20 24 г.

Срок сдачи законченной работы «21» июня 2024г.

Исходные данные к дипломной работе: распределительные сети

Краткое содержание дипломной работы: Общие развития электромобилей в мире и в
Казахстане

а) Основные работы распределительных систем

б) Анализ текущего состояния распределительных сети

в) Оценка влияния зарядных станции на распределительную сеть

г) Расчет экономической эффективности разработки

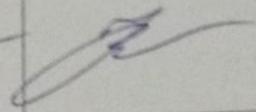
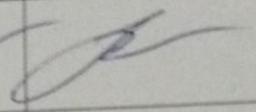
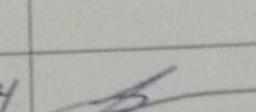
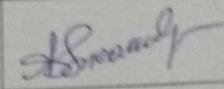
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
представлены 7 слайдов презентации работы

Рекомендуемая основная литература: из 10 наименований учебных материалов

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
Расчет замкнутой схемы электрической сети	08.04.2024	нет
Технико-экономический расчет	22.04.2024	нет
Расчет распределения нагрузки в минимальном и максимальном режиме	20.04.2024	нет
Выбор оборудования трансформатора на подстанции	23.04.2024	нет

Подписи
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Расчет замкнутой схемы электрической сети	Е. Хидолда, канд. техн. наук, ассоц. профессор	01.05.2024	
Технико-экономический расчет	Е. Хидолда, канд. техн. наук, ассоц. профессор	15.05.2024	
Расчет распределения нагрузки в минимальном и максимальном режиме	Е. Хидолда, канд. техн. наук, ассоц. профессор	01.06.2024	
Выбор оборудования трансформатора на подстанции	Е. Хидолда, канд. техн. наук, ассоц. профессор	15.06.2024	
Нормоконтролер	А. О. Бердибеков магистр техн. наук, ст. преподаватель	14.06.2024	

Научный руководитель

Еркин Хидолда

Задание принял к исполнению обучающийся

Копжасаров А.К.

Дата

25 " 01 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение		
1	Общие развития электромобилей в мире и в Казахстане	7
1.1	Основы работы распределительной сети	8
1.2	Влияние зарядной инфраструктуры на распределительные сети	9
1.3	Принципы планирования и развития инфраструктуры электромобилей	10
2	Анализ текущего состояния распределительной сети	15
2.1	Структура и характеристики распределительной сети	18
2.2	Существующая инфраструктура зарядки электромобилей в Алматы	19
3	Оценка влияния зарядных станций на распределительную	24
3.1	Моделирование и анализ влияния развития зарядной инфраструктуры на распределительную сеть Алматы	25
3.2	Расчет параметров распределительной сети	29
3.3	Выбор наиболее выгодного напряжения	30
3.4	Выбор трансформаторов на подстанциях	31
3.5	Расчет параметров трансформаторов на подстанциях	31
3.6	Расчет замкнутой схемы электрической сети	43
3.7	Расчет распределения мощности по сети	43
3.8	Выбор сечения проводов участков ВЛЭП	44
3.9	Расчет параметров схемы замещения участков ВЛЭП	46
3.10	Выбор сечения проводов участков ВЛЭП	51
4	Технико-экономический расчет	56
4.1	Технико-экономический расчет для замкнутой сети	56
5	Расчет распределения нагрузки в минимальном режиме и максимальном	59
5.1	Расчет потерь напряжения по подстанциям	59
6	Выбор защитных аппаратов на трансформаторной подстанции	61
6.1	Расчет точек короткого замыкания на подстанции	62
6.2	Выбор защитной аппаратуры на подстанции	65
7	Характеристики аккумуляторных батареи	70
8	Планировка зарядных парков для электромобилей в Алматы	72
	Заключение	75
	Список использованной литературы	76

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы город Алматы, как и многие крупные мегаполисы мира, сталкивается с необходимостью адаптации своей инфраструктуры к быстро развивающимся технологиям и изменяющимся потребностям общества. Одним из наиболее значимых трендов, оказывающих влияние на городскую инфраструктуру, является рост популярности электромобилей. Это несёт в себе как огромные возможности для улучшения экологической ситуации и снижения зависимости от ископаемого топлива, так и серьёзные вызовы для существующей распределительной сети города.

Развитие зарядной инфраструктуры для электромобилей в Алматы требует не только строительства новых зарядных станций, но и комплексного анализа работы городской распределительной сети в новых условиях. Важно понимать, как увеличение числа электромобилей и соответствующих зарядных устройств повлияет на нагрузку на электросеть, какие могут возникнуть проблемы и как их предотвратить.

Анализ работы городской распределительной сети в контексте развития зарядной инфраструктуры для электромобилей включает в себя изучение текущего состояния сети, прогнозирование увеличения потребления электроэнергии и определение необходимых мер по модернизации и расширению сети. Также важно учитывать потенциальное влияние на качество электроэнергии и необходимость внедрения инновационных технологий для повышения эффективности и надёжности электроснабжения.

Цель данного анализа - выявить ключевые аспекты и вызовы, связанные с интеграцией зарядной инфраструктуры для электромобилей в городскую распределительную сеть Алматы, а также предложить решения, которые помогут обеспечить устойчивое и эффективное функционирование электросети в условиях новых технологических и экологических требований.

1 Общие развития электромобилей в мире и в Казахстане

В последние годы мировой автомобильный рынок оснащена зарядными электромобилями. Стремление к снижению выбросов углекислого газа и улучшению качества городского воздуха привело к активизации политики в области экологически чистого транспорта во многих странах. Технологический прогресс, снижение стоимости батарей и развитие инфраструктуры зарядных станций способствовали росту популярности электромобилей.

Ключевыми рынками для электромобилей стали Китай, Европа и США, где правительства предлагают значительные субсидии и налоговые льготы для покупателей и производителей. Инновации в области электромобильности не ограничиваются только увеличением дальности пробега на одной зарядке, но также включают улучшения в скорости зарядки и производительности.

Ситуация в Казахстане

Казахстан, обладая значительными запасами традиционных источников энергии, также начал активно развивать сектор электромобилей. Правительство Казахстана признает необходимость перехода к "зеленой экономике" и внедрения экологически чистых транспортных средств как одного из приоритетных направлений своей политики.

В стране постепенно растет количество зарядных станций, что делает использование электромобилей более удобным для жителей городов. Кроме того, в Казахстане начинают действовать программы стимулирования покупки электромобилей, включая субсидирование части стоимости. Это, в свою очередь, способствует постепенному увеличению доли электромобилей на дорогах страны.

Однако, несмотря на эти положительные тенденции, в Казахстане все еще существуют определенные препятствия для более широкого распространения электромобилей, включая ограниченное количество моделей доступных на рынке и высокую стоимость автомобилей по сравнению с их традиционными аналогами.

Перспективы и вызовы

Мировой опыт показывает, что для успешного развития рынка электромобилей требуется комплексный подход, включающий в себя не только создание необходимой инфраструктуры и предоставление финансовых стимулов, но и развитие сознания и культуры использования экологически чистого транспорта среди населения.

В Казахстане, как и во многих других странах, перед властями и обществом стоит задача адаптации к новой реальности, где электромобили станут неотъемлемой частью транспортной системы. Это требует скоординированных усилий всех заинтересованных сторон: правительства, бизнеса, научного сообщества и гражданского общества.

1.1 Основы работы распределительной сети

Распределительная сеть Алматы включает в себя несколько уровней напряжения: 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ и 0.4 кВ. Основные источники питания – это подстанции, подключенные к магистральным линиям электропередач.

Распределительная сеть Алматы – это сложная и многоуровневая система, обеспечивающая бесперебойное снабжение электроэнергией жителей и предприятий города. Она включает в себя целый ряд компонентов, начиная от подстанций, заканчивая распределительными устройствами и конечными потребителями. Давайте погрузимся в основы её работы, чтобы лучше понять, как функционирует эта жизненно важная инфраструктура.

Высоковольтные подстанции:

Всё начинается с высоковольтных подстанций, которые принимают электроэнергию от генерирующих мощностей или из высоковольтных магистральных сетей. Эти подстанции снижают напряжение электроэнергии до уровней, пригодных для распределения по городу, и являются ключевым звеном в системе электроснабжения.

Распределительные сети:

После подстанций электроэнергия поступает в распределительные сети, которые можно представить в виде дерева, ветви которого распространяются по всему городу. Эти сети состоят из кабельных и воздушных линий электропередачи, распределительных устройств, трансформаторных подстанций и конечных распределительных пунктов. Они обеспечивают передачу электроэнергии от главных узлов к конечным потребителям.

Трансформаторные подстанции:

На пути к потребителю электроэнергия проходит через трансформаторные подстанции, которые дополнительно снижают напряжение до уровней, безопасных и подходящих для использования в бытовых и промышленных условиях. Эти подстанции расположены по всему городу и являются неотъемлемой частью распределительной сети.

Управление и мониторинг:

Современные технологии позволяют осуществлять постоянный мониторинг и управление состоянием распределительной сети в реальном времени. Системы автоматизации и диспетчерские центры контролируют параметры сети, оперативно реагируют на аварийные ситуации и обеспечивают эффективное распределение электроэнергии в соответствии с текущими потребностями города.

Безопасность и надежность:

Безопасность и надежность распределительной сети Алматы обеспечиваются через строгое соблюдение технических норм и стандартов, регулярное техническое обслуживание и модернизацию оборудования, а также через внедрение современных технологий для предотвращения и быстрого устранения неисправностей.

1.2 Влияние зарядной инфраструктуры на распределительные сети

Влияние зарядной инфраструктуры на распределительные сети – это тема, заслуживающая внимания в контексте глобального перехода к электромобильности. Этот переход обещает значительные экологические выгоды за счет снижения выбросов углекислого газа и других загрязнителей, однако он также предъявляет новые требования к инфраструктуре электроснабжения.

Одним из наиболее очевидных последствий масштабного внедрения зарядной инфраструктуры является увеличение нагрузки на распределительные сети. Электромобили требуют значительного количества энергии для зарядки, особенно в режиме быстрой зарядки, что может привести к перегрузкам в локальных сетях, особенно если зарядка происходит в пиковые часы.

Для адаптации к возрастающей нагрузке, вызванной распространением электромобилей, распределительные сети потребуют значительной модернизации. Это может включать усиление сетевой инфраструктуры, увеличение пропускной способности трансформаторных подстанций, а также интеграцию систем управления нагрузкой для оптимизации распределения электроэнергии.

Зарядная инфраструктура предоставляет уникальную возможность для интеграции возобновляемых источников энергии, таких как солнечная и ветровая энергия, непосредственно в сеть. Это не только способствует снижению углеродного следа транспортного сектора, но и улучшает общую устойчивость и эффективность энергосистемы.

Зарядные станции могут быть оснащены технологиями умного заряда, позволяющими управлять временем зарядки электромобилей в зависимости от текущей загрузки сети. Это помогает сглаживать пиковые нагрузки и предотвращать перегрузку сетевой инфраструктуры.

Внедрение систем хранения энергии на базе аккумуляторов в зарядных станциях может служить буфером, позволяющим аккумулировать энергию в периоды низкого спроса и отдавать её в сеть в пиковые часы. Это не только снижает нагрузку на распределительные сети, но и повышает эффективность использования возобновляемых источников энергии. Это требует совместных усилий правительств, энергетических компаний, производителей электромобилей и конечных потребителей. При правильном подходе можно не только обеспечить надежное и эффективное электроснабжение для зарядки электромобилей, но и значительно улучшить общую устойчивость и экологичность энергетической системы.

Таблица 1.1 – отражающая основные аспекты влияния зарядной инфраструктуры на распределительные сети

1) Аспекты влияния:	2) Последствия:	3) Потребные меры:
Увеличение нагрузки	Перегрузки в локальных сетях, особенно в пиковые часы	Модернизация сетей, увеличение пропускной способности
Необходимость модернизация сетей	Нужно усилить сетевую инфраструктуру и интегрировать системы управления нагрузкой	Инвестиции в улучшение и расширение сетевой инфраструктуры
Интеграции возобновляемых источников энергии	Снижение углеродного следа и улучшение эффективности энергосистемы	Разработка и внедрение проектов солнечной и ветровой энергии
Управление пиковыми нагрузками	Сглаживание пиков потребления и предотвращение перегрузок	Внедрение технологии умного заряда и адаптивное управление зарядкой
Системы хранения энергии	Снижение нагрузки на сеть в пиковые часы и повышение эффективности использования возобновляемых источников	Установка аккумуляторных хранилищ в зарядных станциях

Эта таблица дает общее представление о том, как развитие зарядной инфраструктуры для электромобилей влияет на распределительные сети и какие меры могут быть предприняты для адаптации сетей к новым условиям.

1.3 Принципы планирования и развития инфраструктуры зарядки электромобилей

Принципы планирования и развития инфраструктуры для зарядки электромобилей составляют основу для создания сети зарядных станций, которая будет отвечать текущим и будущим потребностям пользователей электромобилей, а также способствовать устойчивому развитию транспортной системы. Разработка такой инфраструктуры требует комплексного подхода, включающего в себя анализ потребностей, технологическое планирование, финансовое обеспечение, а также учет экологических и социальных аспектов.

1) Стратегическое планирование

На этом этапе ключевыми задачами являются исследование рынка электромобилей, прогнозирование роста их числа, а также понимание потребностей пользователей в зарядке. Важно также учитывать географические особенности, плотность населения и особенности инфраструктуры региона. Разработка стратегических документов и нормативно-правовых актов, регулирующих развитие зарядной инфраструктуры, также входит в этот этап.

2) Технологическое развитие

Выбор технологий зарядки должен учитывать не только существующие стандарты, но и будущие тенденции. Внедрение инновационных решений, таких как быстрая и ультрабыстрая зарядка, а также интеграция с системами возобновляемой энергии, может значительно повысить эффективность и доступность зарядной инфраструктуры. Разработка умных сетей зарядки, способных оптимизировать нагрузку на электросеть и обеспечивать гибкое ценообразование, также является важной задачей.

3) Финансирование и инвестиции

Определение источников финансирования, включая государственные субсидии, частные инвестиции и партнерские программы, является критически важным этапом. Разработка стимулов для привлечения инвестиций в развитие зарядной инфраструктуры, таких как налоговые льготы, субсидии на установку зарядных станций и другие меры поддержки, также важна для обеспечения устойчивого финансирования проектов.

4) Эксплуатация и обслуживание

Для обеспечения высокого уровня удовлетворенности пользователей необходимо поддерживать зарядную инфраструктуру в исправном состоянии, обеспечивать ее доступность и надежность. Это включает в себя регулярное техническое обслуживание, мониторинг состояния зарядных станций и быстрое реагирование на любые сбои или неисправности.

5) Устойчивое развитие

Развитие зарядной инфраструктуры должно сопровождаться минимизацией воздействия на окружающую среду. Использование экологически чистых материалов, интеграция с системами возобновляемой энергии и сокращение выбросов углерода являются ключевыми аспектами устойчивого развития. Кроме того, важно обеспечить социальную справедливость, делая зарядную инфраструктуру доступной для всех слоев населения, включая жителей отдаленных районов и малоимущие группы.

Потребление электроэнергии потребителями на перспективу определено в соответствии со структурой расходной части энергобаланса «АЖК» по категориям потребителей.

Спрос на электроэнергию в рыночных условиях определяется тремя главными факторами:

- развитием экономики;
- эффективностью энергопользования;
- динамикой цен на энергоносители.

Поэтому в работе расчеты оценки спроса на электроэнергию на уровне 2015 – 2030 годов выполнены, исходя из прогноза социально-экономического развития региона, который определен как 1% в год.

На будущее имеется большой рост потребления электроэнергии за счет интенсивной застройки г. Алматы.

Ниже, в таблице 1.2 приведен прогноз потребления электроэнергии в анализируемой нами области с 2010 – 2030 г.

Таблица 1.2 – Уровни электропотребления и электрических нагрузок

№	Наименование	2010 г.	2015 г.		2020 г.		2025 г.		2030 г.	
		отчет	мин	макс	мин	макс	мин	макс	мин	макс
1	Электропотребление, млрд. кВт.ч	9,4	11,8	14,3	14,0	16,8	16,1	18,3	18,7	21,8
2	Максимум электрической нагрузки, МВт	2010	2260	2600	2670	3050	3010	3800	3580	4070

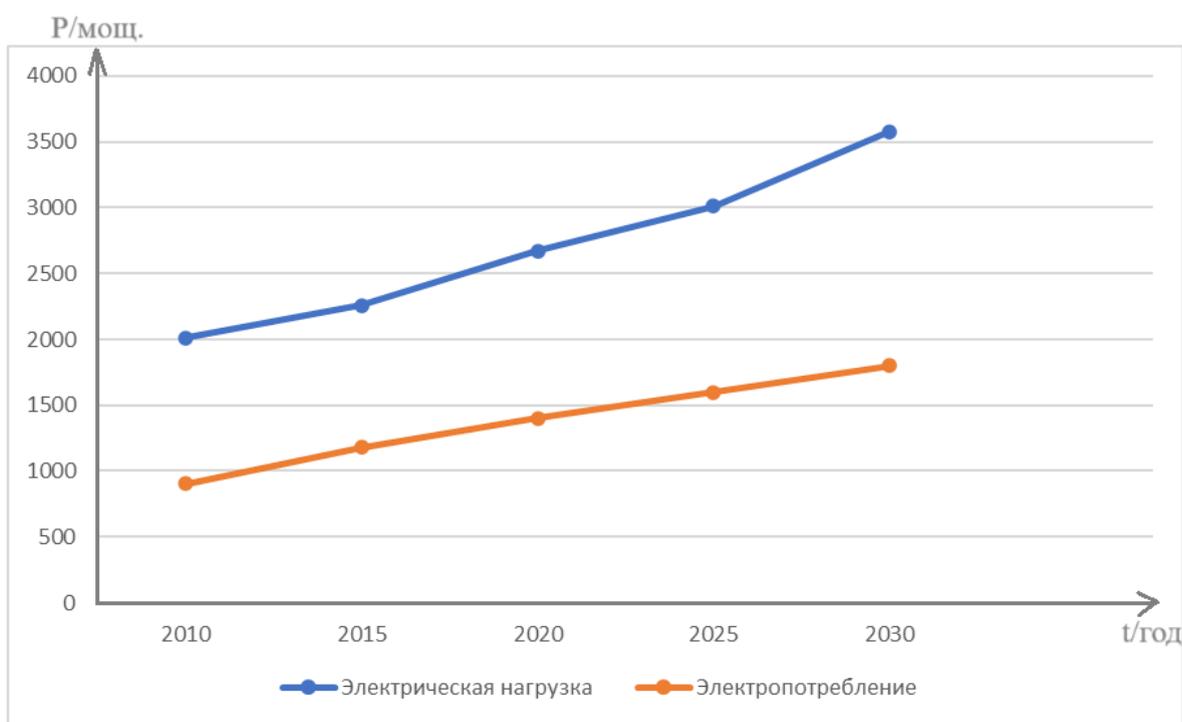


Рисунок 1.3 - Динамика электропотребления и электрических нагрузок Алматинской области за 2010-2030 гг.

Балансы мощности рассматриваемой области представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Баланс мощности Алматинской области

Наименование	2015г.	2020г.	2030г.
Максимальная электрическая нагрузка	2260	2670	3580
	2600	3050	4070
Располагаемая мощность существующих электростанций	1138	1208	1245
	1119	1330	1330
Используемая в балансе мощность	1048	1088	1125
	1029	1210	1210
Дефицит мощности (-)	-1212	-1582	-2455
	-1571	-1874	-2860
Предполагаемые вводы мощностей	1033	1874	3535
	1569	2347	4605
Используемая в балансе мощность	623	1335	2536
	1054	1569	3387
Дефицит (-), избыток (+) мощности	-589	-247	81
	-517	-271	527

Делая вывод по данным приведенными в таблице 1.2 и 1.3, стоит заметить, что рост электропотребления в Алматинской области в целом весьма высок, этим сказывается бурное развитие экономики и инфраструктуры в целом. Из приведенных данных следует, что дефицит мощности может увеличиться с 1571 МВт в 2015 гг. до 2860 МВт к 2030 году.

2 Анализ текущего состояния распределительной сети

На данный момент в Алматы есть крупная энергетическая система на юге республики по передаче и распределению электрической энергии для населения, промышленных и сельскохозяйственных предприятий в зоне своей деятельности – г.Алматы и Алматинской области. Обслуживание сетей осуществляется 6-ю РЭС по г.Алматы и 9-ю РЭС по Алматинской области.

В распределительных электрических сетях используются сети напряжением 0,4 кВ; 6-10 кВ; 35-110 кВ; 35-220 кВ.

По данным АО «АЖК» балансовая принадлежность включает: воздушные линии (ВЛ) 220 кВ протяженностью 306,41 км; ВЛ 110 кВ протяженностью 2769,013 км; 35 кВ – ВЛ и КЛ общей протяженностью 2673,572 км; линии электропередач напряжением 0,4 кВ протяженностью 10256,775 км. Подстанции 35-220 кВ и трансформаторных подстанций 6- 10/0,4 кВ; 207 электрических подстанции напряжением 35 кВ и выше, с количеством трансформаторов 357 шт. и установленной мощностью 5 993,52 МВт; 6897 трансформаторных подстанции напряжением 6-10/0,4 кВ, с количеством трансформаторов 8 161 шт. и установленной мощностью 2 203,591 МВт. Площадь территории обслуживания – 102032 кв./км.

К настоящему времени около 30 % воздушных линий и трансформаторных подстанций отработали свой нормативный срок. В распределительных сетях имеет место рост абсолютных и относительных потерь электрической энергии. Их относительная величина достигла 20 %. Отсутствие необходимых инвестиций в электросетевой комплекс в последние 20 лет привело к значительному физическому и технологическому устареванию электрических сетей.

В распределительных электрических сетях, находящихся под управлением АО «АЖК» обозначился круг проблем, от решения которых во многом зависит надежное и эффективное функционирование распределительного сетевого комплекса в среднесрочной и долгосрочной перспективе.

Основным решением имеющихся проблем является потребность в существенном увеличении объемов технического перевооружения, реконструкции и нового строительства распределительных электрических сетей на основе применения современных инновационных подходов с целью преодоления продолжающегося процесса старения сетей и снижения степени их физического износа, который составляет около 69%.

Значительное количество объектов распределительных электрических сетей находится в эксплуатации более 30 лет, что говорит о их низкой эксплуатационной надежности, управляемости и несоответствии современным нормативным требованиям.

Основной прирост объема оборудования в условных единицах идет за счет строительства и приемки на баланс распределительных сетей, а также за счет средств диспетчерского и технологического управления.

Согласно долгосрочному прогнозу, среднегодовой темп роста спроса на электрическую энергию и мощность в базовом варианте составит 2,2%, а в максимальном варианте 3,1% в период до 2030 года.

Данный темп роста электропотребления на фоне недостаточного объема нового строительства, технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов, вызванного стагнацией объемов финансирования может привести к дальнейшему увеличению уровня физического износа основных фондов и как следствие к повышению аварийности сетей, увеличению потерь электрической энергии и снижению сетевой надежности.

Одной из первоочередных задач является повышение уровня автоматизации и управляемости сетей, а также их наблюдаемости (мониторинга) за процессом распределения электроэнергии с учетом региональных особенностей.

Наряду с вышеперечисленными проблемами, в распределительном электросетевом комплексе потребуются решение следующих задач:

1) минимизация (устранение) возникающих несоответствий между требованиями потребителей и возможностями операционных компаний в части обеспечения заявленной мощности, надежности электроснабжения и обеспечения качества поставляемой потребителям электроэнергии;

2) сокращение потерь электрической энергии (в основном коммерческих потерь) в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ;

3) внедрение в управление электрическими сетями устройств микропроцессорной техники при одновременном обеспечении требований по электромагнитной совместимости.

Продолжающийся рост количества морально устаревшего электротехнического оборудования, находящегося в эксплуатации и имеющего высокую степень износа вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что в свою очередь снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса.

Планируемые объемы модернизации и реновации основных фондов потребуют создания центров по аттестации, сертификации и испытанию оборудования, изделий, материалов и технологий, а также разработки технических требований к продукции, предлагаемой отечественными и зарубежными производителями. Повышение надежности и эффективности работы электрических сетей должно производиться с использованием инновационных технических решений и технологий, современного оборудования, новых подходов к планированию и реализации процессов реконструкции и технического перевооружения при обеспечении необходимыми инвестиционными ресурсами.

Решение вышеперечисленных проблем и задач позволит уже в ближайшем периоде развития распределительного электросетевого комплекса, обеспечить формирование распределительных электрических сетей нового поколения, соответствующих уровню сетей в технически развитых странах.

Рассматривая состояние и перспективы развития электроэнергетики в Казахстане, следует отметить следующее:

в основных отраслях экономики (строительство, промышленность, предприятия по переработке и хранению сельскохозяйственной продукции и др.) намечается рост установленных мощностей и рост потребления электрической энергии;

потребление электроэнергии в коммунально-бытовом секторе имеет устойчивую тенденцию роста и может составить около 5% в год.

Руководствуясь прогнозными показателями роста электрических нагрузок на среднесрочный и долгосрочный периоды, а также учитывая недостаточное техническое оснащение электросетевых объектов и высокий уровень износа основного оборудования, в перспективе предстоит выполнить большой объем работ по техническому перевооружению и новому строительству объектов.

В этой связи, в распределительных электрических сетях необходимо осуществить следующие мероприятия:

1) провести комплексный технический аудит и диагностику технического состояния распределительных электросетевых объектов, находящихся на балансе АО «АЖК»;

2) разработать Схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 35-110 кВ и 6-10 кВ;

3) разработать и реализовать Программу по уменьшению потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях.

Стратегически правильным вариантом решения этой проблемы является ускоренное строительство новых ПС 35-110кВ с одновременной реконструкцией участков прилегающей сети 10-110кВ на основе высоконадёжного оборудования нового поколения, вывод из работы устаревшего, отработавшего сверх нормативного срока оборудования находящихся по настоящее время в эксплуатации ПС 35-110кВ.

Частичная реконструкция или восстановление распределительных электросетевых объектов с использованием неэффективных схемных и технических решений, а также применение морально устаревшего оборудования, имеющего небольшой срок службы, низкий уровень надежности, управляемости, автоматизации и наблюдаемости должны быть запрещены.

При анализе текущего состояния распределительных электрических сетей напряжением 0,4-110 кВ стало очевидным, что наиболее слабым звеном в системе передачи электроэнергии от магистральных электрических сетей до потребителей являются сети напряжением 6-10 кВ.

Анализ текущего состояния распределительной сети является комплексной задачей, включающей в себя изучение технического состояния оборудования, нагрузочных характеристик сети, качества электроэнергии, а также надежности и эффективности электроснабжения. Для упрощения задачи, рассмотрим обобщенный анализ, который может быть применен к распределительной сети города, например, Алматы.

2.1 Структура и характеристики распределительной сети

Распределительная сеть представляет собой систему, предназначенную для передачи и распределения электрической энергии от источников генерации к конечным потребителям. Она включает в себя различные компоненты, такие как подстанции, линии электропередач, трансформаторы и распределительные устройства. Рассмотрим основные элементы и характеристики распределительной сети.

Основные элементы распределительной сети

Генерация: Электростанции (ТЭС, ГЭС, АЭС, ВИЭ), Источники распределенной генерации (солнечные панели, ветряные турбины и т.д.)

Передача: Высоковольтные линии электропередач (ВЛ), подстанции высокого напряжения

Распределение: Средне и низковольтные линии электропередач распределительные подстанции трансформаторные подстанции

Потребление: Промышленные предприятия коммерческие объекты жилые дома инфраструктура (уличное освещение, зарядные станции для электромобилей и т.д.)

Характеристики распределительной сети:

Напряжение: Высокое напряжение (110 кВ и выше), среднее напряжение (1-35 кВ), низкое напряжение (до 1 кВ)

Мощность: Пропускная способность линий и подстанций, максимальная и средняя нагрузка

Топология сети: Радиальная (деревообразная), кольцевая, смешанная

Надежность: Уровень резервирования, время восстановления после аварий, частота и продолжительность отключений.

Эффективность: Коэффициент полезного действия (КПД), потери в линиях и трансформаторах.

Гибкость: Возможность интеграции распределенной генерации, возможность управления нагрузкой, основные компоненты распределительной сети.

Линии электропередач: Воздушные линии (ВЛ), кабельные линии (КЛ)

Подстанции: Трансформаторные подстанции (ТП), распределительные подстанции (РП).

Трансформаторы: Повышающие и понижающие трансформаторы автотрансформаторы

Распределительные устройства: Распределительные щиты, коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, предохранители)

Системы управления и автоматизации: Системы диспетчерского управления (SCADA), автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Пример структуры распределительной сети:

Высоковольтная сеть: Линии 220-500 кВ Подстанции 220/110 кВ

Средневольтная сеть: Линии 10-35 кВ Подстанции 110/10 кВ

Низковольтная сеть: Линии 0.4-1 кВ Трансформаторные подстанции 10/0.4 кВ

2.2 Существующая инфраструктура зарядки электромобилей в Алматы

На сегодняшний день в Алматы установлено несколько десятков зарядных станций для электромобилей. Эти станции расположены в различных частях города, включая центральные районы, торговые центры, офисные здания и жилые комплексы. Количество зарядных станций продолжает расти, что свидетельствует о положительной динамике в развитии инфраструктуры.

Типы зарядных станций

В Алматы установлены различные типы зарядных станций, включая:

Медленные зарядные станции (AC): Эти станции обычно имеют мощность от 3,7 до 22 кВт и предназначены для зарядки электромобилей в течение нескольких часов. Они часто устанавливаются в жилых комплексах и офисных зданиях.

Быстрые зарядные станции (DC): Эти станции имеют мощность от 50 до 150 кВт и позволяют зарядить электромобиль за 30-60 минут. Быстрые зарядные станции обычно устанавливаются на крупных транспортных узлах и вдоль основных автомагистралей.

Ультрабыстрые зарядные станции: Эти станции имеют мощность свыше 150 кВт и могут зарядить электромобиль за 15-20 минут. В Алматы такие станции пока редкость, но их количество постепенно увеличивается.

Операторы зарядных станций

В Алматы действуют несколько операторов зарядных станций, включая как местные компании, так и международные. Среди них можно выделить:

Kazakhstan Electric Vehicles (KEV): Местная компания, активно развивающая сеть зарядных станций в Алматы и других городах Казахстана.

Qazaq Green Energy: Еще один местный оператор, предлагающий зарядные станции различной мощности.

Tesla Supercharger: Международная сеть зарядных станций Tesla, которая также представлена в Алматы.

Существующая инфраструктура зарядки электромобилей в Алматы

Типы зарядных станций
Медленные зарядные станции (AC) Время зарядки: 6-8 часов Мощность: 3.7-22 кВт
Быстрые зарядные станции (DC) Время зарядки: 30 минут - 1 час Мощность: 50-150 кВт

Примеры зарядных станций в Алматы

Энергетическая компания "ЭнергоСистема" Тип: Быстрая зарядка (DC) Адрес: ул. Толе би, 187 Мощность: 50 кВт

Зарядная станция "GreenWay" Тип: Медленная зарядка (AC) Адрес: ул. Сатпаева, 30 Мощность: 22 кВт

Зарядная станция "EcoCharge" Тип: Быстрая зарядка (DC) Адрес: ул. Абая, 50 Мощность: 100 кВт

Зарядная станция "AlmatyCharge" Тип: Медленная зарядка (AC) Адрес: ул. Байтурсынова, 45 Мощность: 11 кВт

Таблица 2.1 – Расчёт зарядных станции

Название станции	Тип зарядки	Адрес	Мощность (кВт)	Время зарядки (часы)	Примерная стоимость (тенге)
ЭнергоСистема	Быстрая (DC)	ул. Толеби, 187	50	0,5-1	2000-4000
Greenway	Медленная (AC)	ул. Сатпаева, 30	22	6-8	1000-4000
EcoCharge	Быстрая (DC)	ул. Абая, 50	100	0,5	3000-5000
AlmatyCharge	Медленная (AC)	ул. Байтурсынова, 45	11	6-8	1000-2000



Рисунок 2.1 – Внешний вид зарядного механизма

Примечания

Время зарядки указано для зарядки батареи ёмкостью около 50 кВт·ч.

Стоимость зарядки может варьироваться в зависимости от тарифов и условий использования зарядной станции.

Адреса и мощности могут изменяться, так как инфраструктура зарядки электромобилей в Алматы продолжает развиваться.

Эти данные дают общее представление о текущем состоянии инфраструктуры зарядки электромобилей в Алматы.

Проблемы и вызовы

Несмотря на положительные тенденции, развитие инфраструктуры зарядки электромобилей в Алматы сталкивается с рядом проблем и вызовов:

Недостаточное количество зарядных станций: Хотя количество зарядных станций растет, их все еще недостаточно для удовлетворения потребностей растущего числа электромобилей.

Неравномерное распределение: Зарядные станции часто сосредоточены в центральных районах города, в то время как в отдаленных районах их может не хватать. Высокая стоимость установки: Установка зарядных станций требует значительных инвестиций, что может быть препятствием для их быстрого распространения.

Необходимость стандартизации: Различные типы зарядных станций и разъемов могут создавать неудобства для владельцев электромобилей.

Основная часть

Для зарядки электромобилей разработаны станции различных типов. По структуре выделяют следующие типы ЭЗС:

Mode 2 – зарядное устройство для электромобилей, осуществляющее зарядку переменным током от бытовой сети с использованием системы защиты внутри кабеля (время зарядки составляет от 12 часов);

Mode 3 – зарядное устройство для электромобилей, осуществляющее одно-, трехфазную зарядку переменным током с использованием специального разъема, в котором реализованы системы защиты и контроля хода зарядки электромобиля (время зарядки составляет от 4 до 8 часов);

Mode 4 – зарядное устройство для электромобилей, осуществляющее быструю зарядку постоянным током (время зарядки составляет от 15 до 30 минут и обеспечивает 80 процентов заряда батареи).



а- портативная зарядная станция постоянного тока на 20кВт; б-настенная зарядная станция постоянного тока для электромобильного транспорта; в-зарядная станция постоянного тока для электромобильного транспорта; г-зарядная станция переменного тока для электромобильного транспорта.

Рисунок 2.2 – Виды зарядных станции для электромобилей

Принципы построения зарядных станций

С точки зрения электротехники зарядная станция для электротранспорта ничем не отличается от обычного выпрямительного устройства и должна обеспечивать три ключевые функции:

- преобразование переменного напряжения питающей сети в постоянное;
- преобразование уровня напряжения питающей сети;
- обеспечение электрической изоляции питающей сети от бортовой сети электромобиля (гальваническую развязку).

Классическая система электроснабжения большинства зданий («последняя миля» передачи электрической энергии) состоит из трехфазной электрической проводки с напряжением 230/400 В, подключаемой к трансформатору, понижающему напряжение местной распределительной сети (обычно 10...12 кВ) (рисунок 5). Вторичные обмотки трансформатора, как правило, соединяются по схеме «звезда» с заземленной нейтралью, поэтому электрическая изоляция на зарядных станциях должна обязательно присутствовать во избежание поражения электрическим током.

Из всех существующих электротехнических устройств максимально эффективно передать электрическую энергию из одной цепи в другую без использования электрической связи можно только с помощью трансформатора. Трансформатор также позволяет преобразовать параметры напряжения, то есть обеспечить одновременно две из трех функций зарядного устройства.

Однако габариты трансформатора обратно пропорциональны частоте его рабочего напряжения, поэтому если преобразовывать напряжение с частотой промышленной сети (50 Гц), то он будет иметь значительные размеры, массу и стоимость, что неприемлемо в большинстве случаев. Единственным выходом из этой ситуации является повышение рабочей частоты трансформатора, которая в современных выпрямительных устройствах обычно превышает 20 кГц. В этом случае структурная схема зарядного устройства состоит из четырех ключевых узлов (рисунок 6):

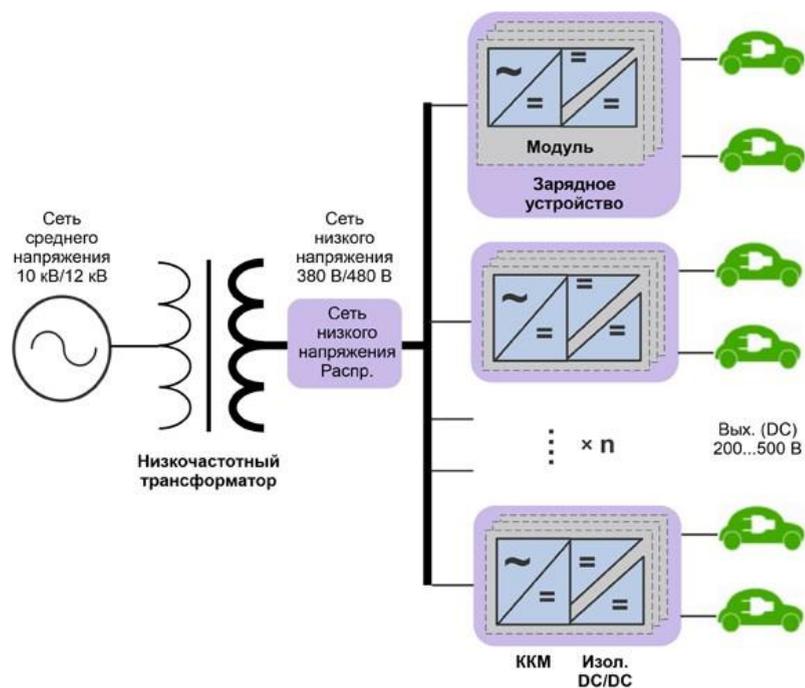


Рисунок 2.3 – Распределительная сеть зарядной станции для электромобилей

входного выпрямителя (AC/DC), преобразующего трехфазное переменное напряжение в постоянное;
 инвертора (DC/AC), преобразующего постоянное напряжение в переменное с частотой свыше 20 кГц;
 трансформатора, обеспечивающего электрическую изоляцию и преобразование уровня входного напряжения;
 выходного выпрямителя, преобразующего переменное напряжение вторичной обмотки трансформатора в постоянное.

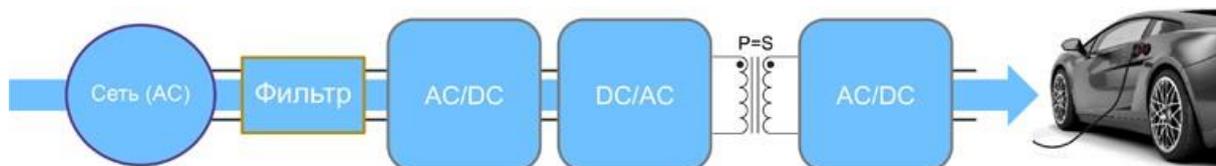


Рисунок 2.4– Структурная схема зарядного электромобилей

3 Оценка влияния зарядных станций на распределительную сеть

Оценка влияния зарядных станций на распределительную сеть – это сложный и многогранный процесс, который затрагивает различные аспекты функционирования энергетической инфраструктуры. С учетом стремительного роста популярности электромобилей, вопросы, связанные с их зарядкой, становятся всё более актуальными. Это влияние ощущается на нескольких уровнях.

Во-первых, увеличение числа зарядных станций приводит к росту общего потребления электроэнергии. Это особенно заметно в городских агломерациях и на автомагистралях, где концентрация электромобилей наиболее высока. Такое увеличение потребления может стать вызовом для распределительных сетей, которые не были спроектированы с учетом таких нагрузок.

Второй важный аспект – пиковые нагрузки. Традиционно, пиковое потребление электроэнергии приходится на вечерние часы, когда люди возвращаются домой и начинают активно использовать бытовую технику. Добавление к этому процессу зарядки электромобилей может привести к значительным перегрузкам, если не предпринять соответствующие меры по управлению нагрузкой.

Следующий момент – необходимость модернизации существующей инфраструктуры. Многие распределительные сети были построены десятилетия назад и не предназначались для обслуживания большого числа зарядных станций. Это может потребовать значительных инвестиций в усиление сети, установку новых трансформаторов и обновление оборудования.

Вариабельность и прогнозируемость нагрузки также представляют собой вызов. Поведение пользователей электромобилей может сильно варьироваться, что затрудняет точное прогнозирование нагрузки на сеть. Это требует от энергетических компаний разработки новых подходов к управлению и планированию.

Интеграция возобновляемых источников энергии может стать частью решения проблемы. Использование энергии солнца, ветра и других возобновляемых источников для питания зарядных станций может помочь снизить общую нагрузку на распределительную сеть и улучшить экологические показатели энергопотребления.

Наконец, технологии умной сети представляют собой перспективное направление развития. Они позволяют более эффективно управлять потреблением электроэнергии, оптимизировать нагрузку на сеть и предотвращать перегрузки. Умные счетчики, динамическое ценообразование и автоматизированные системы управления могут сыграть ключевую роль в интеграции зарядных станций в существующую энергетическую инфраструктуру.

Таким образом, оценка влияния зарядных станций на распределительную сеть требует комплексного подхода, который учитывает как непосредственные технические аспекты, так и более широкие экономические, экологические и социальные факторы. Это важный шаг на пути к созданию устойчивой и эффективной системы электроснабжения в эпоху электромобилей.

3.1 Моделирование и анализ влияния развития зарядной инфраструктуры на распределительную сеть Алматы

Моделирование и анализ влияния развития зарядной инфраструктуры на распределительную сеть города Алматы – это задача, требующая комплексного подхода и применения специализированных программных инструментов. Для начала, давайте определим ключевые параметры, которые необходимо учесть при моделировании.

Основные параметры для моделирования:

Текущая мощность распределительной сети Алматы. Это включает в себя данные о максимальной и средней нагрузке, а также о запасе мощности.

Прогнозируемое количество электромобилей в Алматы. Необходимо оценить, как будет расти количество электромобилей в ближайшие годы.

Параметры зарядных станций. Это включает в себя их тип (быстрая или медленная зарядка), мощность и распределение по городу.

Паттерны потребления. Важно понимать, в какое время суток и в каких районах города наблюдается наибольшая нагрузка на зарядные станции.

Этапы моделирования:

Сбор и анализ данных. На этом этапе собираются все необходимые данные, включая статистику по электромобилям, параметры существующей сети и т.д.

Создание модели распределительной сети. Используя специализированное программное обеспечение, такое как MATLAB или Simulink, создается модель распределительной сети Алматы.

Интеграция зарядной инфраструктуры в модель. На этом этапе в модель добавляются зарядные станции с учетом их мощности и расположения.

Моделирование и анализ. Проводится серия симуляций для различных сценариев развития зарядной инфраструктуры и анализируется их влияние на распределительную сеть.

Пример расчета:

Допустим, в Алматы планируется установка 100 новых зарядных станций мощностью 50 кВт каждая. Предположим, что в пиковые часы все станции используются на полную мощность. Тогда общая дополнительная нагрузка на сеть составит:

[100 , станций \ 50 , кВт/станция = 5000 , кВт, или, 5 , МВт.]

Далее, сравниваем эту цифру с текущей загруженностью и мощностью распределительной сети. Если предположить, что средняя загрузка сети составляет 200 МВт, а максимальная мощность – 250 МВт, то добавление 5 МВт представляет собой увеличение нагрузки на 2.5% от средней загрузки и уменьшение запаса мощности сети.

Переходные процессы системы ПЧ-АД рассматриваются с помощью математической модели трёхфазной асинхронной машины, собранной в среде Matlab. Модель представлена на рисунке 3.1

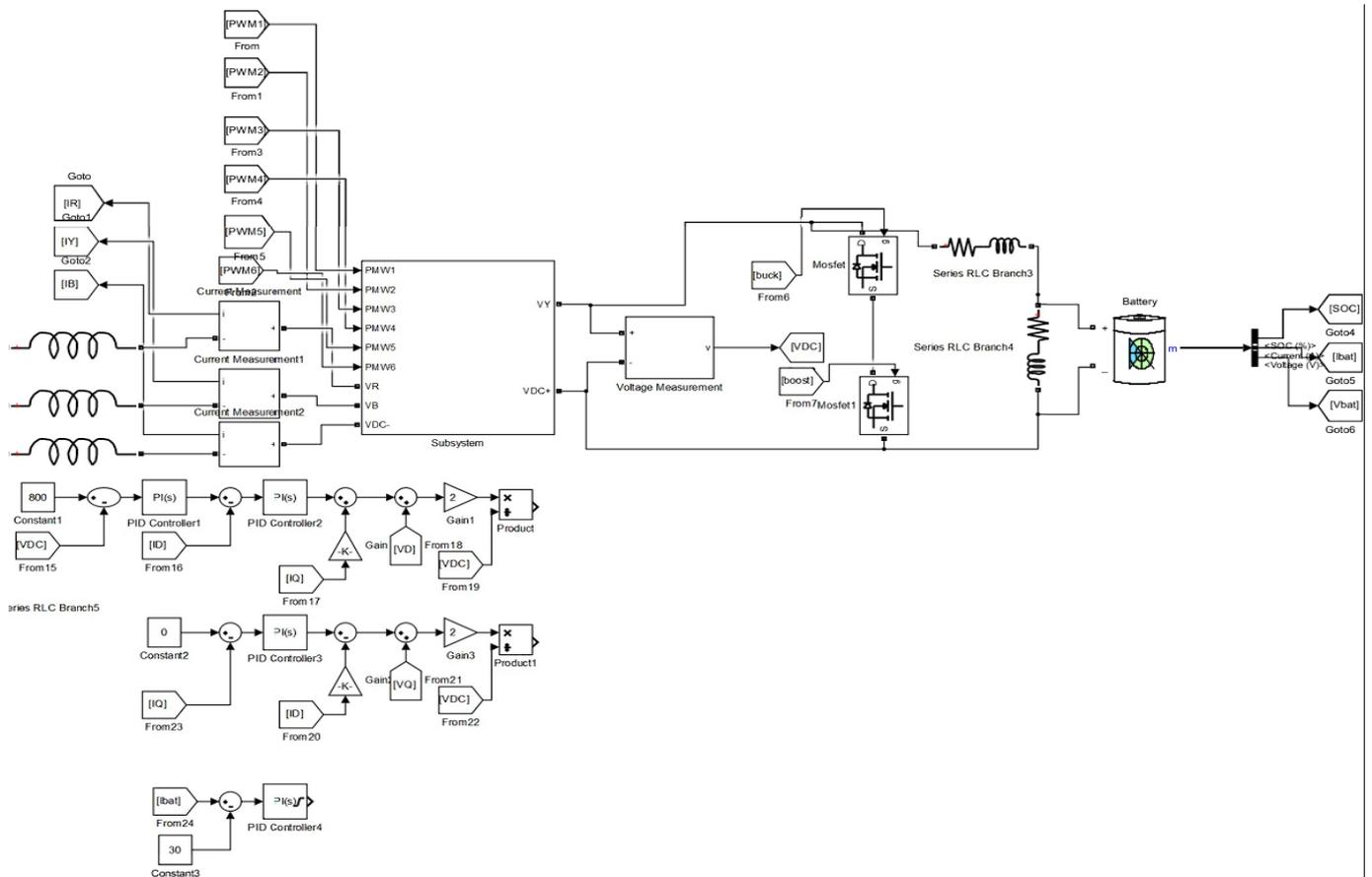
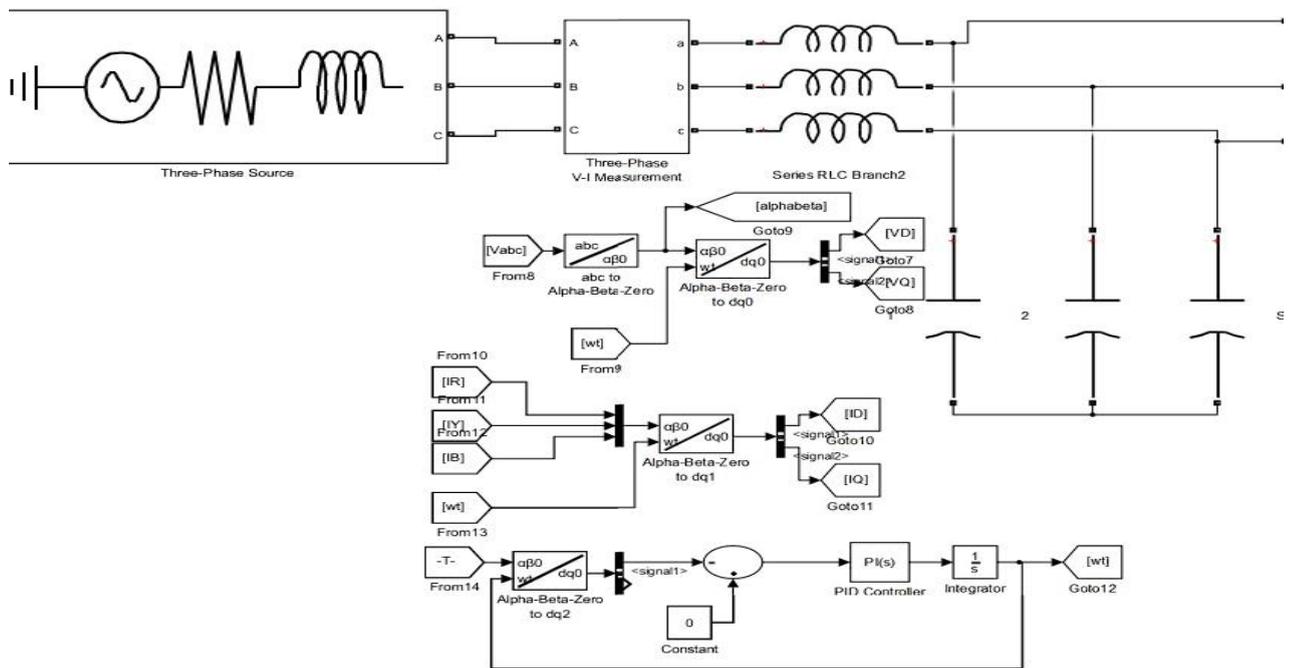


Рисунок 3.1 – Модель трехфазного питания батареи Matlab Simulink

состоит из следующих основных блоков:

- а) источники переменного однофазного напряжения V_{ab} , V_{bc} ;
- б) исследуемая трёхфазная асинхронная машина *Asynchronous*;
- в) блок *Moment* для чтобы задать механический момента на валу двигателя *Simulink*;
- г) блок *Display* для вывода изменения характеристики;
- д) блок *Step* осуществляет скачкообразное изменение нагрузки по окончании пуска;
- е) блок *Scope* для наблюдения токов статора и ротора, а также скорости и момента асинхронного двигателя, построение осциллограмм.

Амплитуда напряжения задаётся блоками V_{ab} , V_{bc} и равна $220\sqrt{2}$. Значения асинхронной машины с короткозамкнутым ротором берутся из паспортных данных асинхронного двигателя.

Параметры напряжения и параметров исследуемой асинхронной машины приведены на рисунках 3.2-3.3.

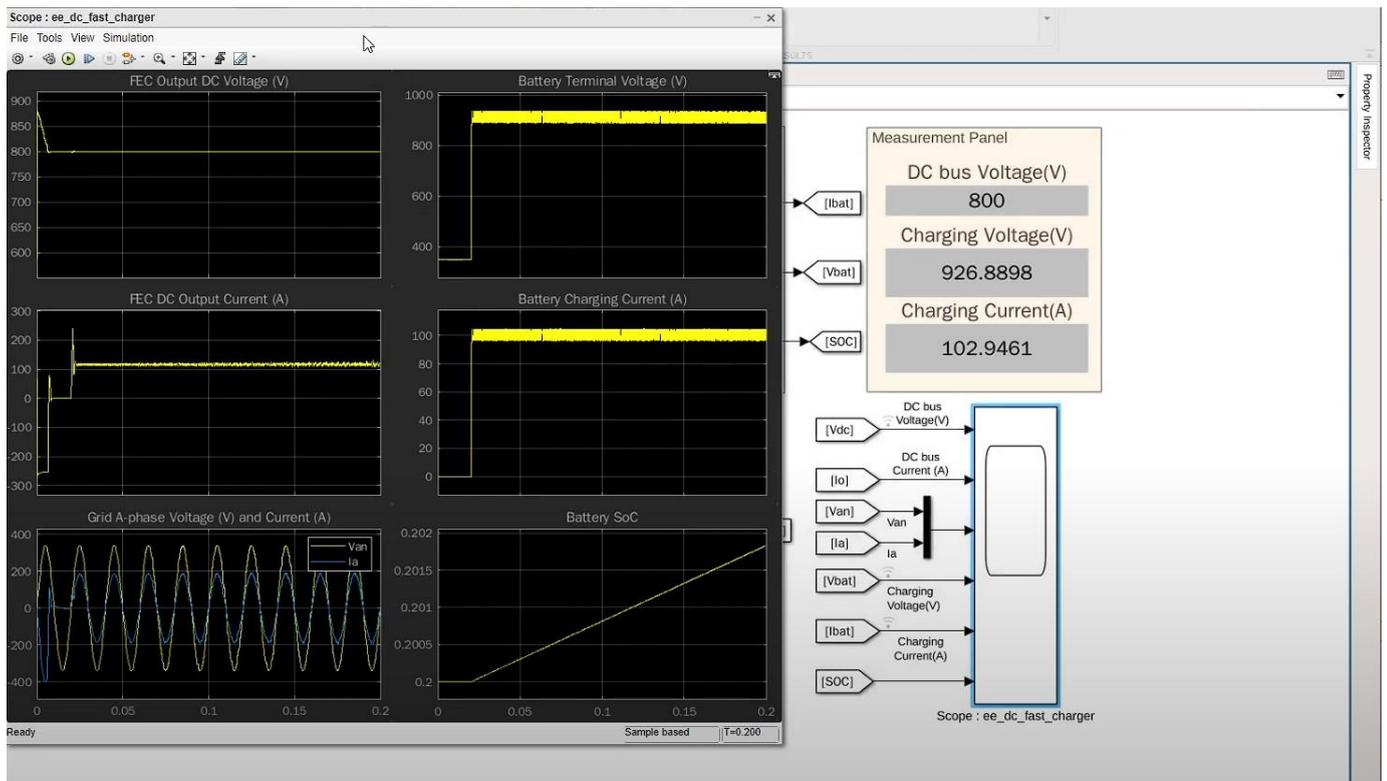


Рисунок 3.2– Виртуальная характеристики модель анализируемой потребление энергии Matlab simulink

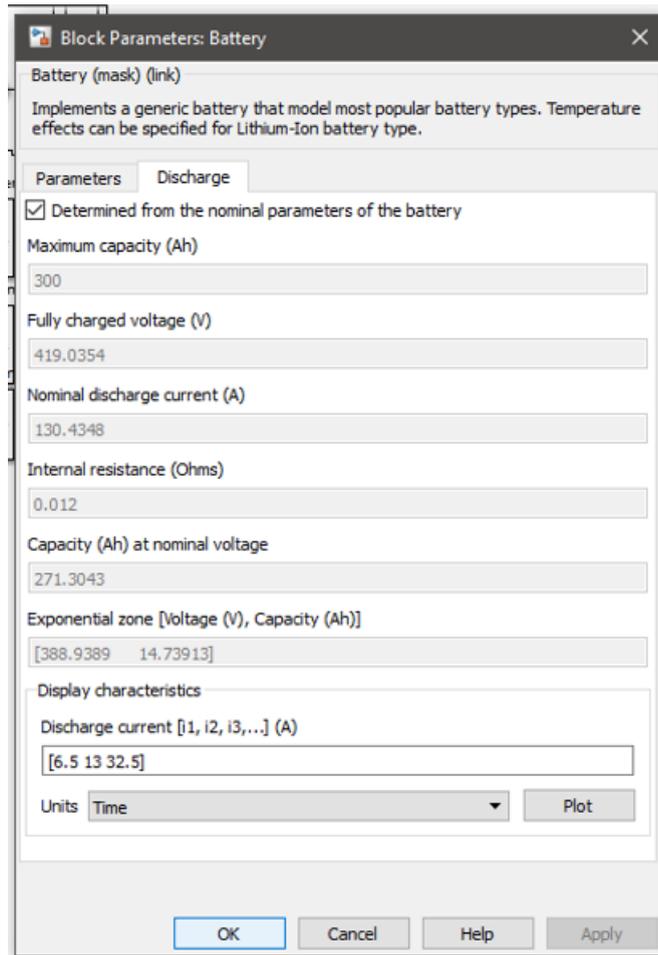
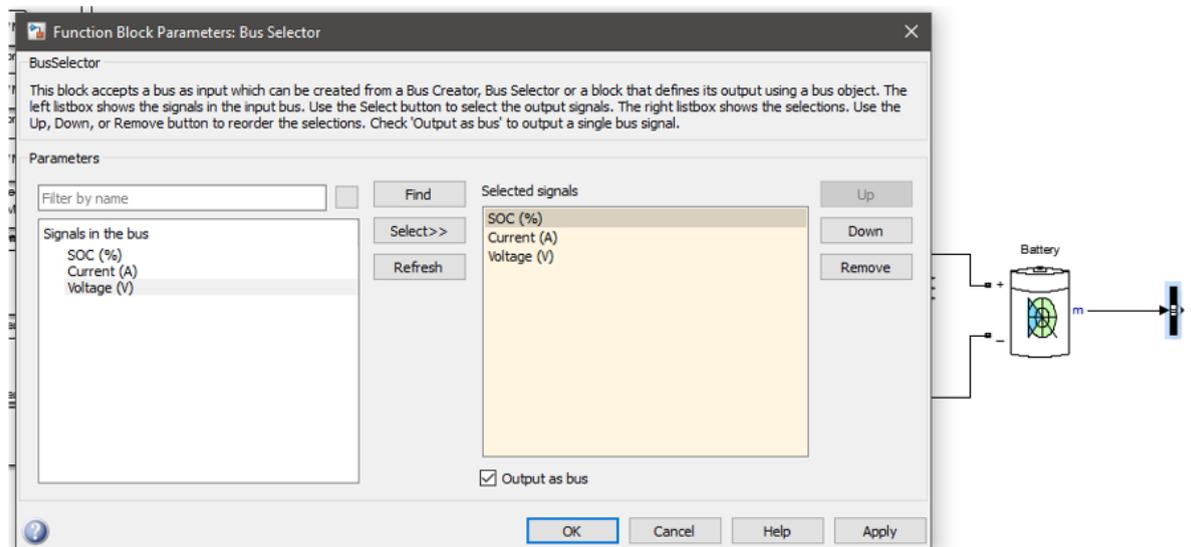


Рисунок 3.2 – Параметры мощность блока виде батареи



3

– Параметры блока задания напряжения

На основе проведенного анализа можно сделать выводы о необходимости усиления распределительной сети в определенных районах или о введении управляемой зарядки для сглаживания пиковых нагрузок. Также может быть рассмотрена интеграция возобновляемых источников энергии для обеспечения дополнительной мощности.

Важно отметить, что представленные расчеты являются упрощенным примером. Для точного моделирования необходимо учитывать множество факторов, включая географическое распределение зарядных станций, временные интервалы их использования и возможности сети по регулированию нагрузки.

3.2 Расчет распределительной сети

Выбор рационального напряжения распределительных электрических сетей является одной из основных задач. При условии роста электрических нагрузок во времени, что характерно для большинства распределительных сетей, номинальное напряжение сетей будет оптимальным только в течение определенного периода (при одном значении нагрузки), и рано или поздно может оказаться целесообразным переход на повышение напряжения с целью увеличения пропускной способности. Поэтому при проектировании распределительных электрических сетей с учетом динамики важную роль приобретают зависимости, позволяющие оценить эффективность принятой системы напряжений с учетом роста электрических нагрузок во времени.

Для исследования экономической целесообразности применения 20 кВ проводится расчет дисконтированных затрат в городской сети.

Для этого создается модель городской электрической сети. Питание происходит от двух трансформаторов ТДН-16000/110. Принимается, что распределительная сеть может осуществлять питание потребителей на 10 кВ или на 20 кВ.

Исходные данные мощностей и длин участков линии по варианту

Таблица 3.1 – Данные напряжения, длин линий и мощности участков

S_{min}	U_n , кВ	L_1 , км	L_2 , км	L_3 , км	L_4 , км	L_5 , км	P_1 , МВт	P_2 , МВт	P_3 , МВт	P_4 , МВт	P_5 , МВт
0.55 S_{max}	110	25	10	15	5	5	30	20	15	40	5

3.3 Выбор наивыгоднейшего напряжения

Номинальные напряжения электрических сетей установлены стандартом по технико-экономическим соображениям. Наивыгоднейшее напряжение можно определить по одной из эмпирических формул.

Сделаем расчет по формуле Илларионова:

$$U = \sqrt{P * (100 + 15 * \sqrt{l})}, \quad (1.1)$$

где L – длина, км;

P – передаваемая активная мощность, МВт.

$$U_1 = \sqrt{30 \cdot 10^6 \cdot (100 + 15\sqrt{2})} = 72,4 \text{ кВ},$$

$$U_2 = \sqrt{20 \cdot 10^6 \cdot (100 + 15\sqrt{2})} = 54,3 \text{ кВ},$$

$$U_3 = \sqrt{15 \cdot 10^6 \cdot (100 + 15\sqrt{2})} = 48,6 \text{ кВ},$$

$$U_4 = \sqrt{40 \cdot 10^6 \cdot (100 + 15\sqrt{2})} = ,08 \text{ кВ},$$

$$U_5 = \sqrt{5 \cdot 10^6 \cdot (100 + 15\sqrt{2})} = 36,5 \text{ кВ}.$$

Исходя из расчетов, выбираем большее номинальное напряжение для всех участков электрической сети $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$.

3.4 Выбор трансформаторов на подстанциях

Мощность трансформаторов на подстанциях определяется по формуле (МВА):

$$S_{ec} = \frac{P}{\cos \varphi}, \text{ МВА}, \quad (1.2)$$

где P – активная мощность, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Условие выбора мощности трансформатора:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{ec}}{1,4}, \quad (1.3)$$

где $S_{\text{ес}}$ – полная нагрузка, МВА;

$S_{\text{тр}}$ – полная мощность трансформатора, МВА.

Принимаем $k_3 = 0.7$ для первой категории потребителей, а также устанавливаем на каждой подстанции по 2 трансформатора с целью обеспечения бесперебойного питания в случае выхода из строя одного из них.

Реактивная мощность рассчитывается по формуле:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (1.4)$$

где Q – реактивная мощность, МВар;

P – активная мощность, МВт;

S – полная мощность, МВА.

Трансформаторы на подстанциях выбираются по мощности и номинальному напряжению.

Расчет для подстанции №1:

$$S_{\text{ес}} = \frac{30}{0,8} = 38 \text{ МВА},$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{38}{1,4} = 27,14 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр}} \geq 27,14 \text{ МВА}$$

Выбор числа трансформаторов зависит от требования надежности электроснабжения питающихся подстанций потребителей и является технико-экономической задачей. В проекте выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях рассматривается с общих позиций и режимы их работы детально не прорабатываются.

Количество трансформаторов, устанавливаемых на подстанциях всех категорий, принимается, как правило, не более двух.

На подстанциях с высшим напряжением 110 кВ и выше для связи электрических сетей и их элементов с различным номинальным напряжением, как правило, устанавливаются трансформаторы.

3.5 Расчет параметров трансформаторов на подстанциях

Для первой подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-40000/110

п

Определяем параметры трансформатора:

$$\Delta P_K = 3I_{\text{НОМ}}^2 \cdot R_{\text{ТР}} = \frac{P_{\text{ТР}}^2 + Q_{\text{ТР}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} = \frac{S_{\text{ТР}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} \cdot R_{\text{ТР}} \quad (1.5)$$

Отсюда активное сопротивление трансформатора (Ом):

$$R_{\text{ТР}} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ТР}}^2} \quad (1.6)$$
$$R_{\text{ТР}} = \frac{200 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(38 \cdot 10^6)^2} = 1,83 \text{ Ом}$$

где ΔP_K – потери трансформатора при коротком замыкании, кВт;

$U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$r_{\text{ТР}} = r_2 = r_3 = 0,5 \cdot R_{\text{ТР}} \quad (1.7)$$

$$r_{\text{ТР}} = 0,5 \cdot 1,83 = 0,91 \text{ Ом}$$

Напряжение короткого замыкания высокой, средней и низкой стороны трансформатора определяется по выражениям (%):

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КВ-С}} - U_{\text{КС-Н}}), \quad (1.8)$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КВ-С}} - U_{\text{КС-Н}}), \quad (1.9)$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{КВ-С}}), \quad (1.10)$$

$$U_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КВ-С}} - U_{\text{КС-Н}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{\text{КС}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВ-С}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{КВ-Н}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0\%$$

$$U_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КС-Н}} - U_{\text{КВ-С}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

Реактивное сопротивление высокой, средней и низкой стороны трансформатора (Ом):

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}}\% \cdot U_{\text{вн}}^2}{100\% \cdot S_{\text{н}}} \quad (1.11)$$

$$X_{\text{тр.вн}} = \frac{10,75\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 40} = 35,54 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр.сн}} = \frac{0\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 40} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр.нн}} = \frac{6,25\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 40} = 20,66 \text{ Ом}$$

Потери активной и реактивной мощности высокой, средней и низкой стороны в обмотках трансформатора:

$$\Delta P_{\text{T}} = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} * r_{\text{T}}, \quad (1.12)$$

$$\Delta Q_{\text{ТВ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} * x_{\text{ТВ}}, \quad (1.13)$$

$$\Delta Q_{\text{ТС}} = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} * x_{\text{ТС}}, \quad (1.14)$$

$$\Delta Q_{\text{ТН}} = \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} * x_{\text{ТН}}, \quad (1.15)$$

где r_{T} – активное сопротивление трансформатора, Ом; $x_{\text{ТВ}}$, $x_{\text{ТС}}$, $x_{\text{ТН}}$ – реактивное сопротивление высокой, средней и низкой сторон трансформатора.

Намагничивающая мощность (МВар):

$$\Delta Q_{\text{X}} = \frac{S_{\text{НОМ}} * I_{\text{XX}}}{100}, \quad (1.16)$$

где I_{XX} – ток холостого хода, %; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Активная и реактивная мощность трансформатора на средней и низкой стороне трансформатора:

$$P_{\text{C}} = 60\% P_{\text{B}}, \quad (1.17)$$

$$Q_{\text{C}} = 60\% Q_{\text{B}}, \quad (1.18)$$

$$P_{\text{H}} = 40\% P_{\text{B}}, \quad (1.19)$$

$$Q_{\text{H}} = 40\% Q_{\text{B}}, \quad (1.20)$$

где P_c, P_n – активная мощность на средней и низкой стороне трансформатора, МВт; Q_c, Q_n – реактивная мощность на средней и низкой стороне, Мвар.
 Определяем потери в обмотках трансформатора: ($P_1 = 30$ МВт, $L_1 = 25$ км)

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{30}{0,8} = 38 \text{ МВА}$$

$$P_3 = 30(40\%) = 12 \text{ МВт}$$

$$Q_3 = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{40^2 - 30^2} = 26,45 \text{ Мвар}$$

$$Q_3 = 26,45(40\%) = 10,6 \text{ Мвар}$$

$$\Delta P_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(12 \cdot 10^6)^2 + (10,6 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0,91 = 0,017 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(12 \cdot 10^6)^2 + (10,6 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 20,66 = 0,4 \text{ Мвар};$$

$$P_3' + jQ_3' = (P_3 + \Delta P_3) + j(Q_3 + \Delta Q_3) = (12 + 0,017) + j(10,6 + 0,4) \\ = 12,017 + j11 \text{ МВА};$$

$$P_2 = 30(60\%) = 18 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(18 \cdot 10^6)^2 + (15,87 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0,91 = 0,039 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(18 \cdot 10^6)^2 + (15,87 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0 = 0,039 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = 26,45(60\%) = 15,87 \text{ Мвар};$$

$$P_2' + jQ_2' = (P_2 + \Delta P_2) + j(Q_2 + \Delta Q_2) = (18 + 0,039) + j(15,87 + 0) \\ = 18,039 + j15,87 \text{ МВА};$$

$$P_1 + jQ_1 = (P_3' + P_2') + j(Q_3' + Q_2') = (12,017 + 18,039) + j(11 + 15,87) \\ = 30,056 + j36,87 \text{ МВА};$$

$$\Delta P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(30,056 \cdot 10^6)^2 + (26,87 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0,91 = 0,11 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(30,056 \cdot 10^6)^2 + (26,87 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 35,54 = 4,3 \text{ Мвар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_1) + j(Q_1 + \Delta Q_1) = (30,056 + 0,11) + j(26,86 + 4,3) \\ = 30,166 + j31,17 \text{ МВА};$$

$$\Delta P_x = 43 \text{ кВт} = 0,043 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x\%}{100\%} \cdot S_n = \frac{0,6}{100\%} \cdot 40 = 0,24 \text{ Мвар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_x) + j(Q_1 + \Delta Q_x) = (30,166 + 0,043) + j(31,17 + 0,24) \\ = 30,209 + j31,41;$$

Схема замещения для подстанции №1 представлена на рисунке 3.1.

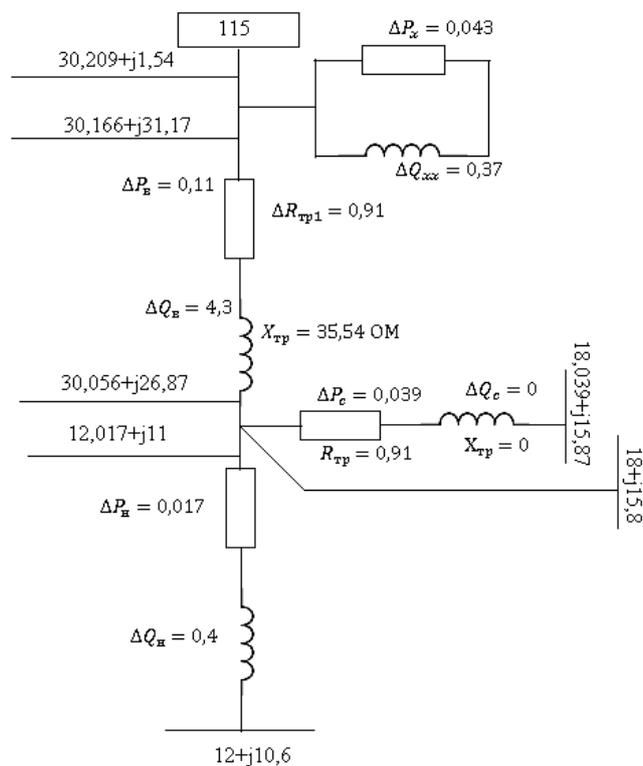


Рисунок 3.1 – Схема замещения трансформатора подстанции №1

Для второй подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-10000/110

Таблица 3.3 – Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{\text{НОМ}}$ МВА	Каталоговые данные										
	$U_{\text{НОМ,кВ}}$			$U_{\text{к,}}\%$			$\Delta P_{\text{к}}$ кВт			$\Delta P_{\text{х}}$	$\Delta I_{\text{х}}$
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	кВт	%
10	115	38,5	6,6	10,5	17	6	76	-	-	17	1,1

Рассчитываем полную мощность:

$$S_{\text{расч}} = \frac{10}{0,8} = 12,5 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{12,5}{1,4} = 8,9 \text{ МВА}$$

Определяем параметры трансформатора:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{тр}}^2} = \frac{76 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(12,5 \cdot 10^6)^2} = 6,43 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100\% \cdot S_{\text{н}}} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10 \cdot 10^6} = 138,8 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора: ($P_2 = 20 \text{ МВт}$, $L_2 = 10 \text{ км}$)

$$S_{\text{расч}} = \frac{10}{0,8} = 12,5 \text{ МВА}$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{12,5^2 - 10^2} = 7,5 \text{ МВар}$$

$$P_1 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(10 \cdot 10^6)^2 + (7,5 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 6,43 = 0,07 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(10 \cdot 10^6)^2 + (7,5 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 138,8 = 1,63 \text{ МВар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_1) + j(Q_1 + \Delta Q_1) = (10 + 0,07) + j(7,5 + 1,63) \\ = 10,07 + j9,13 \text{ МВА};$$

$$\Delta P_x = 17 \text{ кВт} = 0,017 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x\%}{100\%} \cdot S_{\text{н}} = \frac{0,6}{100\%} \cdot 10 = 0,11 \text{ Мвар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_x) + j(Q_1 + \Delta Q_x) = (10,07 + 0,017) + j(9,13 + 0,11) \\ = 10,087 + j9,24$$

Схема замещения для подстанции №2 представлена на рисунке 3.2.

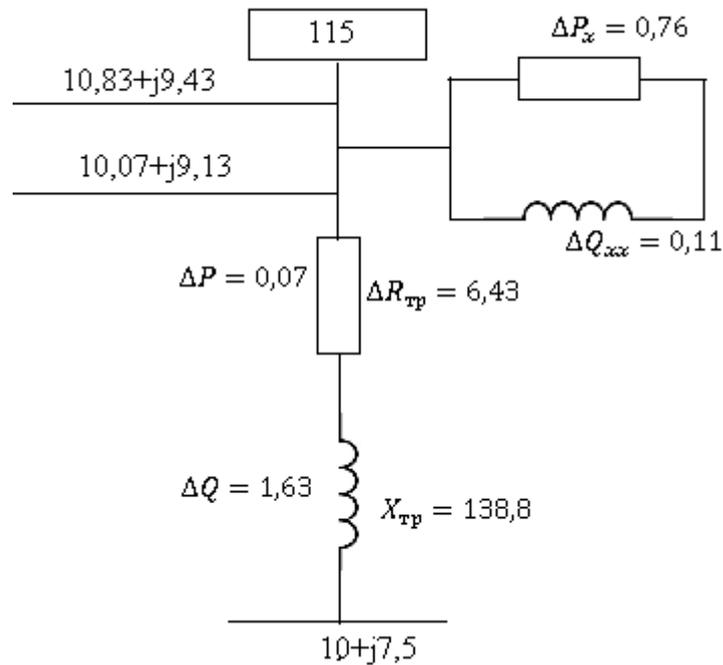


Рисунок 3.2 – Схема замещения трансформатора подстанции №2

Для третьей подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТРДН-16000/110

Таблица 3.4 – Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{НОМ}$ МВА	Каталоговые данные										
	$U_{НОМ,кВ}$			$U_{к,\%}$			ΔP_k кВт			ΔP_x	ΔI_x
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	кВт	%
16	115	38,5	11	10,5	17	6	100	-	-	23	1,0

Определяем параметры трансформатора

$$R_{Тр} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2}{S_{Тр}^2} = \frac{100 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 5,16 \text{ Ом}$$

$$r_{Тр} = 0,5 \cdot 5,16 = 2,58 \text{ Ом}$$

Выбор напряжение:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(ВН)} + U_{к(СН)} - U_{к(НН)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{к(ВН)} + U_{к(ВН)} - U_{к(СН)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0\%$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{к(СН)} + U_{к(НН)} - U_{к(ВН)}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

$$X_{\text{тр.вн}} = \frac{10,75\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 16} = 88,8 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр.сн}} = \frac{0\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 16} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр.нн}} = \frac{6,25\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 16} = 53,72 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора ($P_3 = 15 \text{ МВт}$, $L_3 = 15 \text{ км}$)

$$\square = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{15}{0,8} = 18,75 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{тр}} = \frac{18,75}{1,4} = 13,4 \text{ МВА}$$

$$P_3 = 16(40\%) = 6,4 \text{ МВт}$$

$$Q_3 = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{18,75^2 - 15^2} = 11,25 \text{ Мвар}$$

$$Q_3 = 11,25(40\%) = 4,5 \text{ Мвар}$$

$$\Delta P_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(6,4 \cdot 10^6)^2 + (4,5 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 2,58 = 0,011 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(6,4 \cdot 10^6)^2 + (4,5 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 53,72 = 0,24 \text{ Мвар};$$

$$P_3' + jQ_3' = (P_3 + \Delta P_3) + j(Q_3 + \Delta Q_3) = (6,4 + 0,011) + j(4,5 + 0,24)$$

$$= 6,411 + j4,74 \text{ МВА};$$

$$\square_2 = 16(60\%) = 9,6 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(9,6 \cdot 10^6)^2 + (6,75 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 2,58 = 0,026 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(9,6 \cdot 10^6)^2 + (6,75 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 0 = 0 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = 11,25(60\%) = 6,75 \text{ Мвар};$$

$$P_2' + jQ_2' = (P_2 + \Delta P_2) + j(Q_2 + \Delta Q_2) = (9,6 + 0,026) + j(6,75 + 0)$$

$$= 9,626 + j6,75 \text{ МВА};$$

$$P_1 + jQ_1 = (P_3' + P_2') + j(Q_3' + Q_2') = (6,411 + 9,626) + j(4,74 + 6,75)$$

$$= 16,037 + j11,49 \text{ МВА};$$

$$P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot R_{\text{тр}} = \frac{(16,037 \cdot 10^6)^2 + (11,49 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 2,58 = 0,075 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot X_{\text{тр}} = \frac{(16,037 \cdot 10^6)^2 + (11,49 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)^2} \cdot 88,8 = 2,61 \text{ МВар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_1) + j(Q_1 + \Delta Q_1) = (16,037 + 0,075) + j(11,49 + 2,61) \\ = 16,052 + j14,1 \text{ МВА};$$

$$\Delta P_x = 23 \text{ кВт} = 0,023 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \%}{100\%} \cdot S_H = \frac{0,6}{100\%} \cdot 16 = 0,16 \text{ Мвар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_x) + j(Q_1 + \Delta Q_x) = (16,052 + 0,023) + j(14,1 + 0,16) \\ = 16,075 + j14,26;$$

Схема замещения для подстанции №3 представлена на рисунке 3.3.

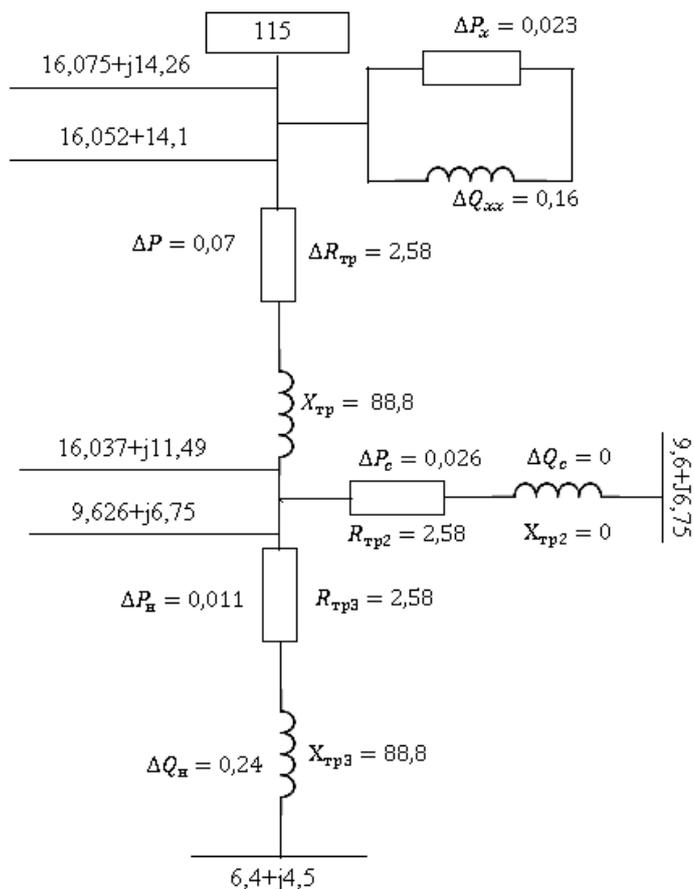


Рисунок 3.3 – Схема замещения трансформатора подстанции №3

Для четвертой подстанции принимаем к установке трансформатор типа ТДТНЖ-40000/110:

Таблица 3.5 – Паспортные данные параметров трансформатора

$S_{НОМ}$ МВА	Каталоговые данные										
	$U_{НОМ,кВ}$			$U_{к, \%}$			ΔP_k кВт			ΔP_x	ΔI_x
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	кВт	%
40	115	38,5	27,5	10,5	17	6	200	-	-	63	0,8

Определяем параметры трансформатора:

$$R_{тр} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ВН}^2}{S_{тр}^2} = \frac{200 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,57 \text{ Ом}$$

$$r_{тр} = r_2 = r_3 = 0,5 \cdot R_{тр}$$

$$r_{тр} = 0,5 \cdot 1,57 = 0,78 \text{ Ом}$$

Выбор напряжение:

$$U_{кв} = 0,5 \cdot (U_{к(ВН)} + U_{к(СН)} - U_{к(НН)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%$$

$$U_{кс} = 0,5 \cdot (U_{к(ВН)} + U_{к(ВН)} - U_{к(СН)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = 0\%$$

$$U_{кн} = 0,5 \cdot (U_{к(СН)} + U_{к(НН)} - U_{к(ВН)}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%$$

$$X_{тр.ВН} = \frac{10,75\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 40} = 35,5 \text{ Ом}$$

$$X_{тр.СН} = \frac{0\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 40} = 0 \text{ Ом}$$

$$X_{тр.НН} = \frac{6,25\% \cdot 115^2}{100\% \cdot 40} = 20,66 \text{ Ом}$$

Определяем потери в обмотках трансформатора: ($P_4 = 40$ МВт, $L_4 = 5$ км)

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{40}{0,8} = 50 \text{ МВА}$$

$$S_{тр} = \frac{50}{1,4} = 35,7 \text{ МВА}$$

$$P_3 = 40(40\%) = 16 \text{ МВт}$$

$$Q_3 = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{50^2 - 40^2} = 30 \text{ Мвар}$$

$$Q_3 = 30(40\%) = 12 \text{ Мвар}$$

$$\Delta P_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} \cdot R_{\text{TP}} = \frac{(16 \cdot 10^6)^2 + (12 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0,78 = 0,2 \text{ MBТ};$$

$$\Delta Q_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U^2} \cdot X_{\text{TP}} = \frac{(16 \cdot 10^6)^2 + (12 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 20,66 = 0,62 \text{ MВар};$$

$$P_3' + jQ_3' = (P_3 + \Delta P_3) + j(Q_3 + \Delta Q_3) = (16 + 0,2) + j(12 + 0,62) \\ = 16,2 + j12,62 \text{ MBA};$$

$$P_2 = 40(60\%) = 24 \text{ MBТ};$$

$$\Delta P_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot R_{\text{TP}} = \frac{(24 \cdot 10^6)^2 + (18 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0,78 = 0,05 \text{ MBТ};$$

$$\Delta Q_2 = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U^2} \cdot X_{\text{TP}} = \frac{(24 \cdot 10^6)^2 + (18 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0 = 0 \text{ MВар};$$

$$Q_2 = 30(60\%) = 18 \text{ MВар};$$

$$P_2' + jQ_2' = (P_2 + \Delta P_2) + j(Q_2 + \Delta Q_2) = (24 + 0,05) + j(18 + 0) = 24,05 + j18 \text{ MBA};$$

$$P_1 + jQ_1 = (P_3' + P_2') + j(Q_3' + Q_2') = (16,2 + 24,05) + j(12,62 + 18) \\ = 40,25 + j30,62 \text{ MBA};$$

$$P_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot R_{\text{TP}} = \frac{(40,25 \cdot 10^6)^2 + (30,62 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 0,78 = 0,13 \text{ MBТ};$$

$$\Delta Q_1 = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U^2} \cdot X_{\text{TP}} = \frac{(40,25 \cdot 10^6)^2 + (30,62 \cdot 10^6)^2}{(115 \cdot 10^3)} \cdot 35,5 = 6,26 \text{ MВар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_1) + j(Q_1 + \Delta Q_1) = (40,25 + 0,13) + j(30,62 + 6,26) \\ = 40,38 + j36,88 \text{ MBA};$$

$$\Delta P_x = 63 \text{ KBТ} = 0,063 \text{ MBТ}$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \%}{100\%} \cdot S_H = \frac{0,6}{100\%} \cdot 40 = 0,32 \text{ MВар};$$

$$P_1' + jQ_1' = (P_1 + \Delta P_x) + j(Q_1 + \Delta Q_x) = (40,38 + 0,063) + j(36,88 + 0,32) \\ = 40,443 + j37,2 \text{ MBA};$$

Схема замещения для подстанции №4 представлена на рисунке 3.4.

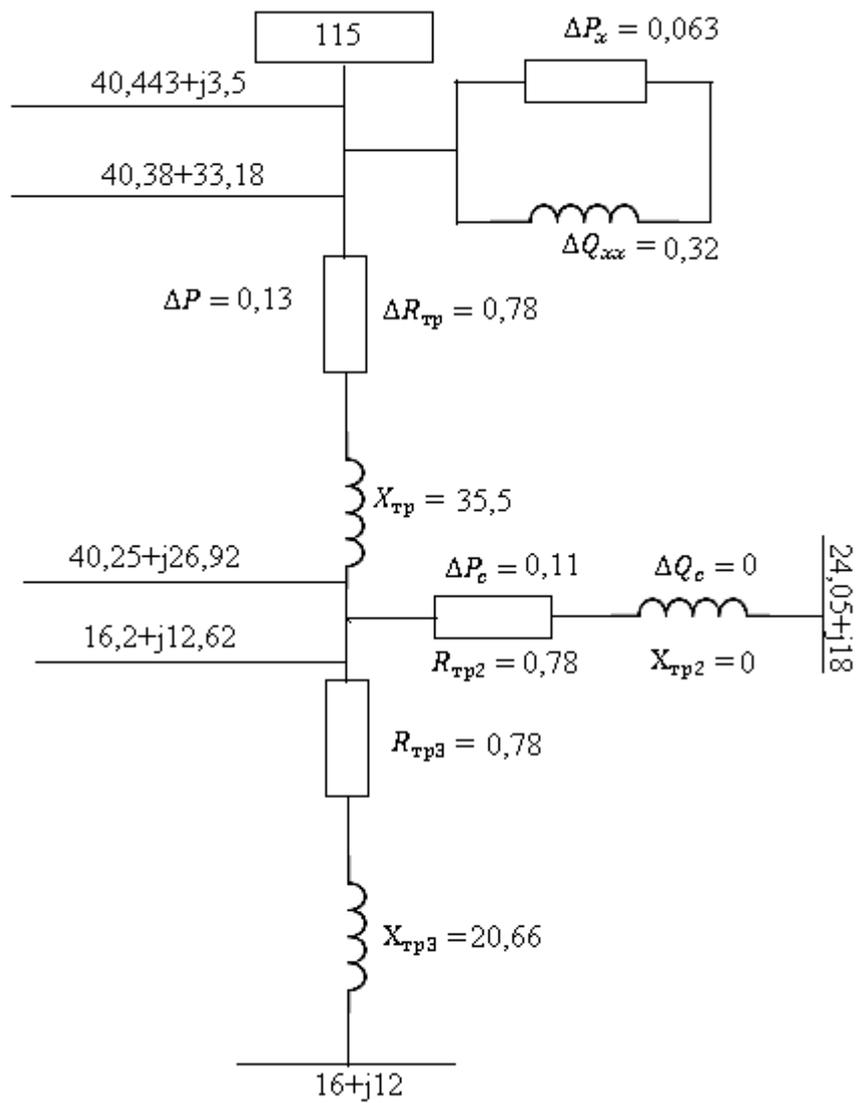


Рисунок 3.4 – Схема замещения трансформатора подстанции №4

3.6 Расчет замкнутой схемы электрической сети

Замкнутые (кольцевые) электрические сети — это тип электрической сети, в которой энергия передается по кольцу линий электропередачи. Это позволяет обеспечить высокую надежность и отказоустойчивость системы, так как при повреждении одного из элементов сети, подача электроэнергии может быть перенаправлена по другим линиям и кольцо продолжит функционировать.

Для расчета распределения мощности в узлах замкнутой схемы электрической сети необходимо определить направление потоков мощности на участках, а также точку потокораздела.

3.7 Расчет распределения мощности в узлах замкнутой схемы

Произведем расчет распределения мощности по сети для замкнутой схемы (рисунок 3.5):

$$P_A = \frac{\sum P_i L_i}{\sum L} \quad (2.1)$$

где $\sum P_i * L_i$ — сумма произведений активной мощности и длины участков, по которым проходит поток мощности, МВт*км; $\sum L_i$ — сумма длин всех участков сети.

$$Q_A = \frac{\sum Q_i L_i}{\sum L} \quad (2.2)$$

где $\sum Q_i * L_i$ — сумма произведений реактивной мощности и длины участков, по которым проходит поток мощности, МВт*км; $\sum L_i$ — сумма длин всех участков сети.

Произведем расчет в точке А:

$$P_A = \frac{(30,209 \cdot 25) + (10,83 \cdot 35) + (16,075 \cdot 50) + (40,443 \cdot 55)}{25 + 10 + 15 + 5 + 5} = 69,3 \text{ МВт}$$
$$Q_A = \frac{(31,54 \cdot 25) + (9,13 \cdot 35) + (14,26 \cdot 50) + (33,5 \cdot 55)}{25 + 10 + 15 + 5 + 5} = 62,6 \text{ МВар}$$

Произведем расчет в точке А':

$$P'_A = \frac{(40,443 \cdot 5) + (16,075 \cdot 10) + (10,83 \cdot 25) + (30,209 \cdot 35)}{25 + 10 + 15 + 5 + 5} = 28,1 \text{ МВт,}$$
$$Q'_A = \frac{(35,3 \cdot 5) + (14,26 \cdot 10) + (9,13 \cdot 25) + (30,209 \cdot 35)}{25 + 10 + 15 + 5 + 5} = 28,2 \text{ МВар.}$$

Построим схему распределения мощности в сети (рисунок 2.1):

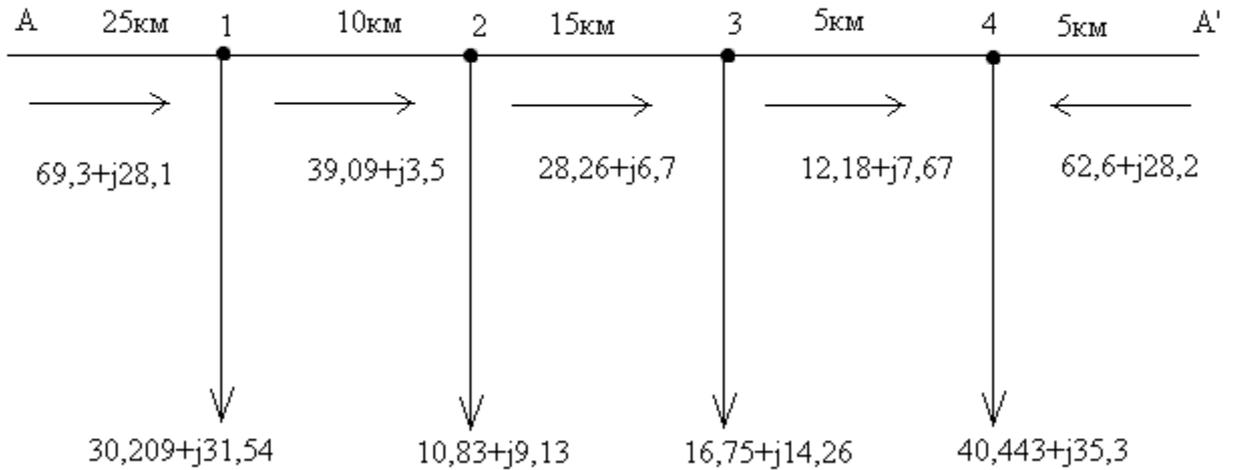


Рисунок 3.5 – Распределение мощности в узлах замкнутой схемы электрической сети

3.8 Выбор сечения проводов участков ВЛЭП

Выберем сечения проводов для каждого участка, исходя из распределения мощности. Расчетный ток для закрытой системы определяется методом интервалов тока, а сечение определяю в зависимости от экономической плотности тока.

Определим максимальные рабочие токи по участкам (A):

$$I_i = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}}, \quad (2.3)$$

$$I_{A-1} = \frac{\sqrt{69,3^2 + 28,1^2}}{\sqrt{3} * 110} = 153 \text{ A}$$

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{39,09^2 + 3,5^2}}{\sqrt{3} * 110} = 205 \text{ A}$$

$$I_{2-3} = \frac{\sqrt{28,26^2 + 6,7^2}}{\sqrt{3} * 110} = 152 \text{ A}$$

$$I_{3-4} = \frac{\sqrt{12,18^2 + 7,67^2}}{\sqrt{3} * 110} = 75 \text{ A}$$

$$I_{4-A'} = \frac{\sqrt{62,2^2 + 28,2^2}}{\sqrt{3} * 110} = 208 \text{ A}$$

Определим экономическое сечение проводов по экономической плотности тока (мм^2):

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_i}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.4)$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1,1$ – экономическая плотность тока при $T_{\text{max}} = 5200$ ч.

$$q_{\text{ЭК A-1}} = \frac{153}{1,1} = 139 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-150/34.

$$q_{\text{ЭК 1-2}} = \frac{205}{1,1} = 186 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-240/32.

$$q_{\text{ЭК 2-3}} = \frac{152}{1,1} = 138 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-185/43.

$$q_{\text{ЭК 3-4}} = \frac{75}{1,1} = 68 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-70/11.

$$q_{\text{ЭК 4-A'}} = \frac{208}{1,1} = 189 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-240/39.

Определяем расчетный ток нагрузки (А):

$$I_{\text{расч } i} = I_i * \alpha_i * \alpha_T \quad (2.5)$$

Для ВЛ 110 – 220 кВ принимают $\alpha_i = 1.05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки и $\alpha_T = 1.2$ при $T_{max} = 5200$ ч.

Производим проверку на предельно допустимый ток, где $I_{расч\ i} \leq I_{доп}$, где $I_{доп}$ – допустимый ток провода.

$$I_{расч\ A-1} = 153 * 1,05 * 1,2 = 192\ A$$

$$I_{доп} = 450\ A$$

$$192\ A \leq 450\ A$$

$$I_{расч\ 1-2} = 205 * 1,05 * 1,2 = 258\ A$$

$$I_{доп} = 605\ A$$

$$258\ A \leq 605\ A$$

$$I_{расч\ 2-3} = 152 * 1,05 * 1,2 = 191\ A$$

$$I_{доп} = 515\ A$$

$$191\ A \leq 515\ A$$

$$I_{расч\ 3-4} = 75 * 1,05 * 1,2 = 94\ A$$

$$I_{доп} = 515\ A$$

$$94\ A \leq 515\ A$$

$$I_{расч\ 4-A'} = 208 * 1,05 * 1,2 = 262\ A$$

$$I_{доп} = 610\ A$$

$$262\ A \leq 610\ A$$

3.9 Расчет параметров схемы замещения участков ВЛЭП

Определяем параметры схемы замещения ВЛЭП:

Активное погонное сопротивление (Ом/км):

$$(2.6) \quad r_0 = \frac{\rho}{F},$$

где $\rho = 28.9$ - удельное активное сопротивление материала провода (алюминий), Ом/мм²; F - сечение фазного провода (жила), мм².

Активное сопротивление (Ом):

$$R = r_0 * l \quad (2.7)$$

Удельное индуктивное сопротивление (Ом/км):

$$x_0 = 0.144 * \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}\right) + 0,0157, \quad (2.8)$$

где $r_{\text{пр}} = \frac{d}{2}$ – радиус провода, см.

Реактивное сопротивление (Ом):

$$X = x_0 * l \quad (2.9)$$

Удельная емкостная проводимость (См/км):

$$b_0 = 7.58 * 10^{-6} / \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}}\right) \quad (2.10)$$

Реактивная проводимость (См):

$$b_{\text{л}} = b_0 * l \quad (2.11)$$

Зарядная мощность, где $n = 1$ – число проводов (МВар):

$$Q_c = \frac{n}{2} * U^2 * b_{\text{л}} \quad (2.12)$$

Участок А-1

$$r_0 = \frac{28,9}{147} = 0,19 \text{ Ом/км}$$

$$R = 0,19 * 25 = 4,75 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0.144 * \lg\left(\frac{600}{0,87}\right) + 0,0157 = 0,42 \text{ Ом/км}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{17,5}{2} = 8,7 \text{ мм} = 0,87 \text{ см}$$

$$X = 0,42 * 24 = 10,5 \text{ Ом}$$

$$b_0 = \frac{7.58 * 10^{-6}}{\lg\left(\frac{600}{0,87}\right)} = 2,6 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$b_{\text{л}} = 2,6 * 10^{-6} * 25 = 6,5 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 110^2 * 6,5 * 10^{-6} = 0,39 \text{ МВар}$$

Участок 1-2

$$r_0 = \frac{28,9}{244} = 0,11 \text{ Ом/км}$$

$$R = 0,11 * 10 = 1,1 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0.144 * \lg\left(\frac{600}{1,08}\right) + 0,0157 = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{21,6}{2} = 10,8 \text{ мм} = 1,08 \text{ см}$$

$$X = 0,4 * 10 = 4 \text{ Ом}$$

$$b_0 = \frac{7.58 * 10^{-6}}{\lg\left(\frac{600}{1,08}\right)} = 2,76 * 10^{-6} \text{ СМ/км}$$

$$b_{\text{л}} = 2,76 * 10^{-6} * 10 = 2,7 * 10^{-6} \text{ СМ}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 110^2 * 2,7 * 10^{-6} = 0,16 \text{ МВар}$$

Участок 2-3

$$r_0 = \frac{28,9}{185} = 0,15 \text{ Ом/км}$$

$$R = 0,15 * 15 = 2,25 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0.144 * \lg\left(\frac{600}{0,98}\right) + 0,0157 = 0,41 \text{ Ом/км}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{19,6}{2} = 9,8 \text{ мм} = 0,98 \text{ см}$$

$$X = 0,41 * 15 = 6,15 \text{ Ом}$$

$$b_0 = \frac{7.58 * 10^{-6}}{\lg\left(\frac{600}{0,98}\right)} = 2,71 * 10^{-6} \text{ СМ/км}$$

$$b_{\text{л}} = 2,71 * 10^{-6} * 15 = 2,4 * 10^{-6} \text{ СМ}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 110^2 * 2,4 * 10^{-6} = 0,01 \text{ МВар}$$

Участок 3-4

$$r_0 = \frac{28,9}{68} = 0,42 \text{ Ом/км}$$

$$R = 0,42 * 5 = 2,1 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0,144 * \lg\left(\frac{600}{0,2}\right) + 0,0157 = 0,5 \text{ Ом/км}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{3,8}{2} = 1,9 \text{ мм} = 0,2 \text{ см}$$

$$X = 0,4 * 5 = 40 \text{ Ом}$$

$$b_0 = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg\left(\frac{600}{0,2}\right)} = 2,7 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$b_{\text{л}} = 2,7 * 10^{-6} * 5 = 1,35 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 110^2 * 1,35 * 10^{-6} = 0,008 \text{ МВар}$$

Участок 4-А'

$$r_0 = \frac{28,9}{236} = 0,122 \text{ Ом/км}$$

$$R = 0,122 * 5 = 5,9 \text{ Ом}$$

$$x_0 = 0,144 * \lg\left(\frac{600}{1,08}\right) + 0,0157 = 0,41 \text{ Ом/км}$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{21,6}{2} = 10,8 \text{ мм} = 1,08 \text{ см}$$

$$X = 0,41 * 5 = 2,05 \text{ Ом}$$

$$b_0 = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg\left(\frac{600}{1,08}\right)} = 2,7 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

$$b_{\text{л}} = 2,7 * 10^{-6} * 5 = 1,35 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = \frac{1}{2} * 110^2 * 1,35 * 10^{-6} = 0,008 \text{ МВар}$$

В таблице 3.6 приведены параметры выбранных марок проводов.
Таблица 3.6 – Параметры выбранных марок проводов

Участок	Марка провод а	r_0 , Ом/км	R , Ом	x_0 , Ом/км	X , Ом	b_0 , См/км	$b_{л}$, См	Q_c , МВар
A-1	АС- 150/34	0,19	4,75	0,42	10,5	$2,6 \cdot 10^{-6}$	$6,5 \cdot 10^{-6}$	0,39
1-2	АС- 240/32	0,11	1,1	0,4	4	$2,7 \cdot 10^{-6}$	$2,7 \cdot 10^{-6}$	0,16
2-3	АС- 185/43	0,15	2,25	0,41	6,15	$2,71 \cdot 10^{-6}$	$2,4 \cdot 10^{-6}$	0,01
3-4	АС- 70/11	0,42	2,1	0,5	2	$2,710^{-6}$	$1,3 \cdot 10^{-6}$	0,008
4-A'	АС- 240/39	0,112	5,9	0,41	2,05	$2,7 \cdot 10^{-6}$	$1,3 \cdot 10^{-6}$	0,008

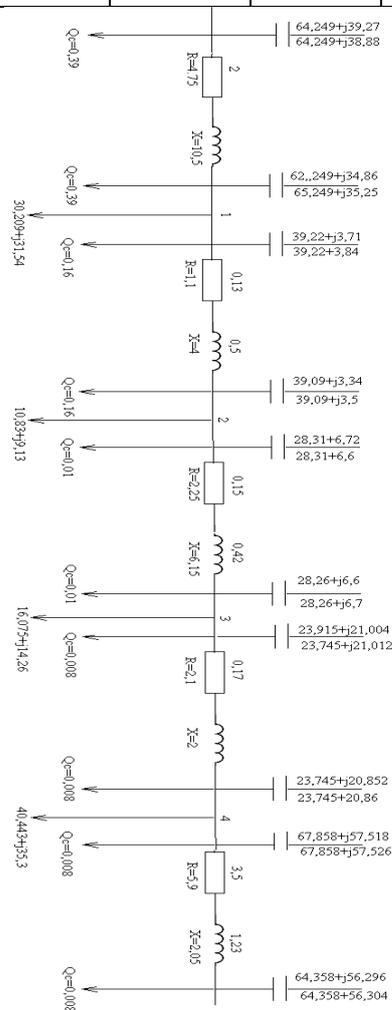


Рисунок 3.6 – Распределение мощности по участкам сети с учетом потерь в максимальном режиме

3.10 Выбор сечения проводов участков ВЛЭП

Т.к. ВЛЭП для разомкнутой схемы является двухцепной, то определим максимальные рабочие токи по участкам следующим способом:

$$I_i = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} * U_{НОМ} * 2}, \quad (3.1)$$

где P_i – активная мощность на высокой стороне трансформатора подстанции, МВт; Q_i – реактивная мощность на высокой стороне трансформатора подстанции, МВар.

$$I_{A-1} = \frac{\sqrt{30,209^2 + 31,54^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 114 \text{ А}$$

$$I_{A-2} = \frac{\sqrt{10,83^2 + 9,13^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 74 \text{ А}$$

$$I_{A-3} = \frac{\sqrt{16,075^2 + 14,26^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 112 \text{ А}$$

$$I_{A-4} = \frac{\sqrt{40,443^2 + 35,3^2}}{\sqrt{3} * 110 * 2} = 140 \text{ А}$$

Определим экономическое сечение проводов по экономической плотности тока (мм^2):

$$q_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\square}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (3.2)$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1,1$ – экономическая плотность тока при $T_{\text{max}} = 5200$ ч.

$$q_{\text{ЭК A-1}} = \frac{114}{1,1} = 103 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{ЭК A-2}} = \frac{74}{1,1} = 67 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{ЭК А-3}} = \frac{112}{1,1} = 101 \text{ мм}^2$$

$$q_{\text{ЭК 3-4}} = \frac{140}{1,1} = 127 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС-150/34 для всех участков, т.к. минимально допустимое сечение провода для ВЛЭП 110 кВ – 150 мм².

Определяем расчетный ток нагрузки (А):

$$I_{\text{расч } i} = I_i * \alpha_i * \alpha_T \quad (3.3)$$

Для ВЛ 110 кВ принимают $\alpha_i = 1.05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки и $\alpha_T = 1.2$ при $T_{\text{max}} = 5200$ ч.

Производим проверку на предельно допустимый ток, где $I_{\text{расч } i} \leq I_{\text{доп}}$, где $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток провода.

$$I_{\text{расч А-1}} = 103 * 1,05 * 1,2 = 129,78 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$$

$$129,78 \text{ А} \leq 450 \text{ А}$$

$$I_{\text{расч А-2}} = 67 * 1,05 * 1,2 = 84 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$$

$$84 \text{ А} \leq 450 \text{ А}$$

$$I_{\text{расч А-3}} = 101 * 1,05 * 1,2 = 127,26 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$$

$$127,26 \text{ А} \leq 450 \text{ А}$$

$$I_{\text{расч А-4}} = 140 * 1,05 * 1,2 = 176,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$$

$$176,4 \text{ А} \leq 450 \text{ А}$$

Расчет параметров схемы замещения участков ВЛЭП

Определяем параметры схемы замещения ВЛЭП:

Активное погонное сопротивление (Ом/км):

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \quad (3.4)$$

где $\rho = 28.9$ - удельное активное сопротивление материала провода (алюминий), Ом/мм²; F - сечение фазного провода (жила), мм².

Активное сопротивление для двухцепного провода (Ом):

$$R = \frac{r_0 * l}{2} \quad (3.5)$$

Удельное индуктивное сопротивление (Ом/км):

$$x_0 = 0.144 * \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_{np}}\right) + 0,0157, \quad (3.6)$$

где $r_{np} = \frac{d}{2}$ - радиус провода, см.

Реактивное сопротивление для двухцепного провода (Ом):

$$X = \frac{x_0 * l}{2} \quad (3.7)$$

Удельная емкостная проводимость (См/км):

$$b_0 = 7.58 * 10^{-6} / \lg\left(\frac{D_{cp}}{r_{np}}\right) \quad (3.8)$$

Реактивная проводимость (См):

$$b_l = b_0 * l \quad (3.9)$$

Зарядная мощность, где $n = 2$ - число проводов (МВар):

$$Q_c = \frac{n}{2} * U^2 * b_l \quad (3.10)$$

Тогда формулу 3.10 можно представить в виде:

$$Q_c = U^2 * b_{л} \quad (3.11)$$

Т.к. сечения проводов для всех участков одинаковы, то погонное активное сопротивление, удельное индуктивное сопротивление, радиус провода и удельная емкостная проводимость будут одинаковыми на всех участках.

$$r_0 = \frac{28,9}{147} = 0,19 \text{ Ом/км}$$

$$x_0 = 0,144 * \lg\left(\frac{400}{0,8}\right) + 0,0157 = 0,40 \text{ Ом/км}$$

$$r_{пр} = \frac{17,1}{2} = 8,55 \text{ мм} = 0,8 \text{ см}$$

$$b_0 = \frac{7,58 * 10^{-6}}{\lg\left(\frac{400}{0,8}\right)} = 2,8 * 10^{-6} \text{ См/км}$$

Участок А-1

$$R = \frac{0,19 * 25}{2} = 2,3 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0,40 * 25}{2} = 5 \text{ Ом}$$

$$b_{л} = 2,8 * 10^{-6} * 25 = 70 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = 110^2 * 70 * 10^{-6} = 0,84 \text{ МВар}$$

Участок 1-2

$$R = \frac{0,19 * 10}{2} = 0,95 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0,40 * 10}{2} = 2 \text{ Ом}$$

$$b_{л} = 2,8 * 10^{-6} * 10 = 2,8 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = 110^2 * 2,8 * 10^{-6} = 0,03 \text{ МВар}$$

Участок 2-3

$$R = \frac{0,19 * 15}{2} = 1,4 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0,40 * 15}{2} = 3 \text{ Ом}$$

$$b_{л} = 2,8 * 10^{-6} * 15 = 4,2 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = 110^2 * 4,2 * 10^{-6} = 0,05 \text{ МВар}$$

Участок 3-4

$$R = \frac{0,19 * 5}{2} = 0,47 \text{ Ом}$$

$$X = \frac{0,40 * 5}{2} = 1 \text{ Ом}$$

$$b_{л} = 2,8 * 10^{-6} * 5 = 1,4 * 10^{-6} \text{ См}$$

$$Q_c = 110^2 * 1,4 * 10^{-6} = 0,01 \text{ МВар}$$

В таблице 3.7 приведены параметры выбранных марок проводов.

Таблица 3.7 – Параметры выбранных марок проводов

Участок	Марка провод а	r_0 , Ом/км	R , Ом	x_0 , Ом/км	X , Ом	b_0 , См/км	$b_{л}$, См	Q_c , МВар
А-1	АС-150/34	0,19	2,3	0,40	5	$2,8*10^{-6}$	$138*10^{-6}$	0,84
А-2	АС-150/34	0,19	0,95	0,40	2	$2,8*10^{-6}$	$193*10^{-6}$	0,03
А-3	АС-150/34	0,19	1,4	0,40	3	$2,8*10^{-6}$	$248*10^{-6}$	0,05
А-4	АС-150/34	0,19	0,47	0,40	1	$2,8*10^{-6}$	$276*10^{-6}$	0,01

4 Технико-экономический расчет

Схемы разомкнутых двухцепных и замкнутых электрических сетей применяются для электроснабжения потребителей 1 категории.

Вопрос о целесообразности сооружения разомкнутых или замкнутых схем сети решается на основании технико-экономических расчетов. К основным экономическим показателям электрических сетей относятся капитальные затраты (вложения), стоимость потерь электроэнергии, ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы), амортизация и капитальный ремонт.

Для расчета примем район по гололеду III. Т.к. в справочном материале цены на провода ЛЭП и трансформаторы представлены в рублях, то коэффициент перевода в тенге $k = 500$.

4.1 Технико-экономический расчет для замкнутой сети

В таблице 4.1 представлены стоимость проводов ЛЭП по участкам для замкнутой схемы.

Таблица 4.1 – Стоимость проводов ЛЭП по участкам для замкнутой схемы

Участок	Провод	Цены (тыс. руб.)/км	Длина, км
A-1	АС-150/34	17,7	25
1-2	АС-240/32	23,1	10
2-3	АС-185/43	22,9	15
3-4	АС-70/11	16,5	5
4-A'	АС-240/39	22,9	5

Определим капитальные вложения в сооружении ВЛЭП:

$$K_{\text{замк}} = k * \sum L_i * l_i , \quad (4.1)$$

где k – коэффициент перевода в тенге; L_i – стоимость провода ЛЭП на участке; l_i – длина участка сети.

Стоимость отчислений на амортизацию и капитальный ремонт:

$$I_{\text{от}} = \frac{(\alpha_a + \alpha_p) * K_{\text{замк}}}{100}, \quad (4.2)$$

где $\alpha_a = 2,4$ – норма амортизационных отчислений; $\alpha_p = 0,4$ отчисления на капитальный ремонт.

Время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_{max} * 10^{-4})^2 * T_{год}, \quad (4.3)$$

где T_{max} – время использования максимальной нагрузки, ч; $T_{год}$ – часы в году, ч.

Определим потери электроэнергии на участках (кВт*ч):

$$\Delta W_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U^2} * \tau * T_{год}, \quad (4.4)$$

где P_i – активная мощность, на участке, МВт; Q_i – реактивная мощность, на участке, МВар.

Определим потери электроэнергии в сети (кВт*ч):

$$\Sigma W = \Sigma \Delta W_i \quad (4.5)$$

Определим стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{п} = \beta * \Sigma \Delta W, \quad (4.6)$$

где $\beta = 1,1$.

В таблице 4.2 представлены стоимость трансформаторов на подстанциях для замкнутой схемы.

Таблица 4.2 – Стоимость трансформаторов на подстанциях для замкнутой схемы

Подстанция	Количество	Трансформатор	Цены (тыс. руб.)	Цены (тыс. тг.)
1	2	ТДТН-40000/110	109	109000
2	2	ТДТН-10000/110	54	54000
3	2	ТДТН-16000/110	63	63000
4	2	ТДТНЖ40000/110	109	109000
Итого (тыс.тг) $K_{п.ст}$:				335000

Определим годовые эксплуатационные издержки:

$$I = \frac{(\alpha_a + \alpha_p) * K_{п.ст}}{100}, \quad (4.7)$$

где $\alpha_a = 6,4$ – норма амортизационных отчислений; $\alpha_p = 2$ – затраты на обслуживание.

Определим общие эксплуатационные расходы:

$$\sum I = I_{\text{п}} + I_{\text{от}} + I, \quad (4.8)$$

где $I_{\text{п}}$ – стоимость потерь электроэнергии; $I_{\text{от}}$ – отчисления на амортизацию и капитальный ремонт; I – годовые эксплуатационные расходы.

Определим общие капитальные затраты:

$$\sum K = K_{\text{замк}} + K_{\text{п.ст}}, \quad (4.9)$$

Определим минимальные затраты:

$$Z_{\text{min}} = K_{\text{н}} \cdot \sum K + \sum I, \quad (4.10)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент эффективности капиталовложений, определялся как величина обратная сроку окупаемости и в большинстве случаев изменялся для электроэнергетической отрасли в пределах 0,12-0,15, примем равным 0,12.

$$K_{1\text{сети}} = (17,7 \cdot 25) + (23,1 \cdot 3) + (22,9 \cdot 7) + (16,5 \cdot 4) + (22,5 \cdot 5) = 1212 \text{ тыс. руб.}$$

Коэффициент перевода в тг: 500

$$K_1 \text{ сети} = 1212000 \cdot 500 = 606\,000\,000 \text{ тыс. тенге}$$

$$I_{\text{от}} = \frac{(2,4 + 0,4) \cdot 606\,000\,000}{100} = 16\,968\,000 \text{ тг}$$

$$\tau = (0,124 + 5200 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3633 \text{ ч}$$

$$\Delta W_{\text{A-1}} = \frac{64,249^2 + 38,88^2}{110^2} \cdot 3633 \cdot 8760 = 14833 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{1-2} = \frac{39,22^2 + 3,71^2}{110^2} \cdot 3633 \cdot 8760 = 4081 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{2-3} = \frac{28,31^2 + 6,6^2}{110^2} \cdot 3633 \cdot 8760 = 2222 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{3-4} = \frac{23,915^2 + 21,004^2}{110^2} \cdot 3633 \cdot 8760 = 2664 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{4-\text{A}'} = \frac{67,858^2 + 57,518^2}{110^2} \cdot 3633 \cdot 8760 = 20812 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\sum W = 14833 + 4081 + 2222 + 2664 + 20812 = 45612 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\text{п}} = 1,1 * 45612 * 10^3 = 50173 \text{ тыс. тг}$$

$$I = \frac{(6,4 + 2) * 335000 \cdot 10^3}{100} = 28140 \text{ тыс. тг}$$

$$\sum I = 28140 + 16\,968\,000 + 50173 = 170463 \text{ тыс. тг}$$

$$\sum K = 606000 + 335000 = 941\,000 \text{ тыс. тг}$$

$$Z_{\text{min}} = 0,12 * 941\,000 + 170463 = 283\,383 \text{ тыс. тг}$$

5 Расчет потерь напряжения в максимальном режиме

Потери напряжения в линии электропередачи (ЛЭП) возникают из-за сопротивления проводов, диэлектрических потерь и других факторов.

5.1 Расчет потерь напряжения по подстанциям

Определим значение напряжения в точках А и А' (кВ):

$$U_A = U_{A'} = U_{\text{max}} = 1,1 * U_{\text{ном}} \quad (5.1)$$

$$U_A = U_{A'} = 1,1 * 110 = 121 \text{ кВ}$$

Определим потери напряжения в узлах сети:

$$\Delta U_i = \frac{P*r+Q*x}{U_{i'}} \quad (5.2)$$

$$\sigma U_i = \frac{P*x-Q*r}{U_{i'}} \quad (5.3)$$

где ΔU – продольная составляющая вектора падения напряжения, кВ; σU – поперечная составляющая вектора падения напряжения, кВ, $U_{i'}$ – напряжение, которое приходит с предыдущей точки.

Определим напряжение в узловых точках в векторном виде:

$$U_i = U_{i'} - \Delta U + j\sigma U, \quad (5.4)$$

где U_i – напряжение, выходящее с предыдущей точки.
 Определим напряжение в узловых точках:

$$U_i = \sqrt{(U_{i-1} - \Delta U)^2 + \sigma U^2}, \quad (5.5)$$

В точку 1 напряжение приходит из точки А.

Точка 1

$$\Delta U_1 = \frac{64,249 * 4,75 + 38,88 * 10,5}{121} = 5,9 \text{ кВ}$$

$$\sigma U_1 = \frac{64,249 * 10,5 - 38,88 * 4,5}{121} = 7,1 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 121 - 5,9 + j7,1 = 115,1 + j7,1$$

$$U_1 = \sqrt{115,1^2 + 7,1^2} = 115,3 \text{ кВ}$$

Точка 2

$$\Delta U_1 = \frac{39,09 * 1,1 + 3,7 * 4}{121} = 0,47 \text{ кВ}$$

$$\sigma U_1 = \frac{39,09 * 4 - 3,7 * 1,1}{121} = 1,3 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 121 - 0,47 + j1,3 = 120,53 + j1,3$$

$$U_1 = \sqrt{120,53^2 + 1,3^2} = 121 \text{ кВ}$$

В точку 4 напряжение приходит из точки А'.

Точка 4

$$\Delta U_1 = \frac{67,858 * 5,9 + 57,518 * 2,05}{121} = 4,2 \text{ кВ}$$

$$\sigma U_1 = \frac{67,858 * 2,05 - 57,518 * 5,9}{121} = 4 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 121 - 4,2 + j4 = 116,8 + j4$$

$$U_1 = \sqrt{116,8^2 + 4^2} = 116,06 \text{ кВ}$$

Точка 3

$$\Delta U_1 = \frac{23,915 * 2,1 + 21,012 * 2}{121} = 0,3 \text{ кВ}$$

$$\sigma U_1 = \frac{23,915 * 2 - 21,012 * 2,1}{121} = 0,6 \text{ кВ}$$

$$U_1 = 121 - 0,3 + j0,6 = 120,7 + j0,6$$

$$U_1 = \sqrt{120,7^2 + 0,6^2} = 120 \text{ кВ}$$

Т.к. на узлах 2 и 3 напряжение понижено, то на подстанциях 2 и 3 следует установить РПН.

6 Выбор защитных аппаратов на трансформаторной подстанции

На трансформаторных подстанциях применяются коммутационные аппараты, которые используются для управления и защиты электрооборудования, а также для обеспечения безопасности и эффективности работы энергетической системы.

Разъединители предназначены для механического разрыва электрической цепи. Разъединители используются, например, для того чтобы разъединить трансформатор или другое оборудование от электросети для обслуживания или ремонта.

Устройства автоматической защиты: к ним относятся автоматические выключатели, релейная защита и другие устройства, которые реагируют на аварийные ситуации, такие как перегрузки или короткие замыкания, и автоматически отключают соответствующие участки сети для предотвращения повреждений оборудования и обеспечения безопасности.

Трансформаторы тока и напряжения используются для измерения тока и напряжения в электрической сети. Они обеспечивают данные для работы систем автоматического управления и релейной защиты.

Ограничители перенапряжения — это электрические устройства, предназначенные для защиты электрооборудования от повышенных напряжений, возникающих в результате перенапряжений в электрической сети, в том числе вызванных молнией.

Эти коммутационные аппараты работают в совокупности, обеспечивая надежную и безопасную работу трансформаторных подстанций, а также обеспечивая защиту оборудования и электрических цепей от аварийных ситуаций.

6.1 Расчет точек короткого замыкания на подстанции

На рисунке 7.1 представлена схема трансформаторной подстанции в точке 1 с трансформатором ТДТН 40000/110.

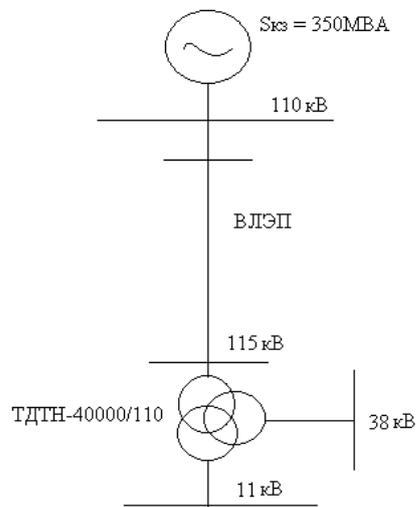


Рисунок 6.1 – Схема трансформаторной подстанции №1

Схема замещения трансформатора представлена на рисунке 6.2.

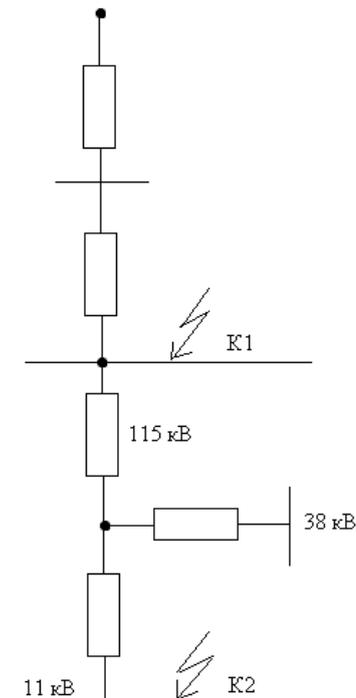


Рисунок 6.2 – Схема замещения трансформатора подстанции №1

Определим результирующее эквивалентное сопротивление источника питания:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_{кз}}, \quad (6.1)$$

где U_6 – базисное значение напряжение, которое соответствует номинальному, кВ.

Определим результирующее эквивалентное сопротивление в точке К1:

$$X_{рез\ к1} = X_c + X_{ВЛЭП}, \quad (6.2)$$

где $X_{ВЛЭП}$ – сопротивление ЛЭП на участке А-1, Ом.

Определим результирующее эквивалентное сопротивление в точке К2:

$$X_{рез\ к2} = X_{рез} + k_{тр}, \quad (6.3)$$

где $X_{рез}$ – результирующее сопротивление в точке К1 и всех сторон трансформатора, Ом;

$k_{тр}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

Определим токи короткого замыкания в точках К1 и К2:

$$I_{кз\ кi} = \frac{U_6}{X_{рез\ кi}}, \quad (6.4)$$

где U_6 – напряжение на высокой и на низкой сторонах трансформатора.

Определим ударный ток в точках К1 и К2:

$$i_{уд.\ кi} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{кз\ i}, \quad (6.5)$$

где $k_{уд} = 1,78$ – ударный коэффициент.

Определим термическую устойчивость в точках К1 и К2:

$$B_{к\ кi} = I_{кз\ кi}^2 \cdot (t_{\rhoз} + T_a), \quad (6.6)$$

где $t_{\rhoз} = 0,5$ с для 11 кВ и $t_{\rhoз} = 1$ с для 110 кВ;

$T_a = 0,01$ с для 11 кВ и $T_a = 0,01$ для 110 кВ.

$$X_c = \frac{100^2}{350} = 0,28 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{резк к1}} = 0,28 + 0,08 = 0,36 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{рез к2}} = 0,28 + 0,08 + 0,26 = 0,6 \text{ Ом}$$

Базисный ток в точках К-1, К-2

$$I_{6к1} = \frac{U_{6.к-1}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.к-1}}}$$

$$I_{6к2} = \frac{U_{6.к-2}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.к-2}}}$$

где, $U_{6.к-2}$ – базисное напряжение на низкой стороне, кВ

$$I_{6.к-1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

$$I_{6.к-2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5,24 \text{ кА}$$

$$I_{кз к1} = \frac{0,5}{0,36} = 1,3 \text{ кА}$$

$$I_{кз к2} = \frac{5,24}{0,6} = 8,7 \text{ кА}$$

Определение ударного тока в точке К-1, К-2

$$i_{\text{уд.к-1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз.к-1}}$$

$$i_{\text{уд.к-2}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз.к-2}}$$

где, $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент

$$i_{\text{уд.к-1}} = 1,7 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,3 = 3,12 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд.к-2}} = 17 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,7 = 20 \text{ кА}$$

Тепловой импульс

$$B_{к-1} = I_{кз..к-1}^2 \cdot (t_{пр} + T_a).$$

$$B_{к-2} = I_{кз..к-2}^2 \cdot (t_{пр} + T_a).$$

где, $t_{пр}$ – время срабатывания защиты, с;

T_a – время затухания апериодической составляющей КЗ, с.

$$B_{к-1} = 1,3^2 \cdot (1,5 + 0,1) = 2,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к-2} = 8,7^2 \cdot (0,5 + 0,1) = 45,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

6.2 Выбор защитной аппаратуры на подстанции

Выбор аппаратов защиты производится исходя из паспортных данных, которые должны проходить по расчетному току, току короткого замыкания, термическому и динамическому токам.

Выберем защитную аппаратуру для высокой стороны трансформатора:
Определим ток на низкой стороне трансформатора:

$$I_{в \text{ расч}} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном \ н}}, \quad (6.7)$$

где $U_{ном \ н}$ – номинальное напряжение высокой стороны трансформатора, кВ; $S_{тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$I_{в \text{ расч}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 210 \text{ А}$$

1) Выключатель высокого напряжения наружной установки элегазовый ВГТ 110-40/2000 У1.

Его паспортные данные приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – паспортные данные элегазового выключателя высокого напряжения ВГТ 110-40/2000 У1

Аппарат	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{ном \ откл}$, кА	$I_{терм}$, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{дин}$, кА
ВГТ -110-40/2000 У1	110	2000	40	$50^2 \cdot 3$	100

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч}}$$

$$2000 \text{ А} > 210 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном откл}} > I_{\text{кз к1}}$$

$$40 \text{ кА} > 1,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}} > B_{\text{к к1}}$$

$$50^2 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с} > 2,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд к1}}$$

$$100 \text{ кА} > 3,12 \text{ кА}.$$

2) Разъединитель РНДЗ-110/40 Т1.

Его паспортные данные приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – паспортные данные разъединителя РГНП 110/1000 УХЛ1

Аппарат	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, $\text{кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{дин}}$, кА
РНДЗ 110/630 У1	110	1000	$40^2 * 1$	100

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч}}$$

$$1000 \text{ А} > 210 \text{ А};$$

$$I_{\text{терм}} > B_{\text{к к1}}$$

$$40^2 * 1 \text{ кА}^2 * \text{с} > 2,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд к1}}$$

$$100 \text{ кА} > 3,12 \text{ кА}.$$

3) Трансформатор тока ТОЛ-110 Ш-3

Его паспортные данные приведены в таблице 7.3.

Таблица 6.3 – паспортные данные трансформатор тока ТОЛ-110 Ш-3

Аппарат	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{\text{ном2}}$, Ом	$I_{\text{ном1}}$, А	$I_{\text{ном2}}$, А	$I_{\text{терм}}$, $\text{кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{дин}}$, кА
ТОЛ-110 Ш-3	110	1,2	1000	1	40	125

$$I_{\text{ном1}} > I_{\text{расч}}$$

$$1000 \text{ A} > 210 \text{ A};$$

$$I_{\text{терм}} > B_{\text{к к1}}$$

$$40 \text{ кА}^2 * \text{с} > 2,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд к1}}$$

$$1420$$

$$25 \text{ кА} > 3,12 \text{ кА}.$$

4) Ограничитель перенапряжения ОПН-110 ХЛ-1.

$$I_{\text{ном}} = 420 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч}}$$

$$420 \text{ A} > 210 \text{ A}.$$

5) Трансформатор напряжения ТНГ110-11Н

Определим ток на низкой стороне трансформатора:

$$I_{\text{нрасч}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном н}}}, \quad (6.8)$$

где $U_{\text{ном н}}$ – номинальное напряжение низкой стороны трансформатора, кВ.

$$I_{\text{нрасч}} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 11} = 2100 \text{ A}$$

Выберем защитную аппаратуру для низкой стороны трансформатора:

1) Вакуумный автоматический выключатель ВВЭ -10-31,5/4000 ТЗ.

Его паспортные данные приведены в таблице 7.4.

Таблица 6.4 – паспортные данные вакуумный автоматический выключатель ВВЭ -10-31,5/4000 ТЗ

Аппарат	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{ном откл}}$, кА	$I_{\text{терм}}$, кА ² * с	$I_{\text{дин}}$, кА
ВВЭ -10-31,5/4000 ТЗ	10	4000	31,5	31,5 ² *3	80

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч}}$$

$$4000 \text{ А} > 2100 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном откл}} > I_{\text{кз к1}}$$

$$31,5 \text{ кА} > 1,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}} > B_{\text{к к1}}$$

$$31,5^2 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с} > 2,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд к1}}$$

$$80 \text{ кА} > 3,12 \text{ кА}.$$

2) Разъединитель РВР-10/4000 УЗ.

Его паспортные данные приведены в таблице 7.5.

Таблица 6.5 – паспортные данные разъединителя РВР-10/4000 УЗ

Аппарат	$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{терм}}$, $\text{кА}^2 * \text{с}$	$I_{\text{дин}}$, кА
РВР-10/4000 УЗ	10	4000	$71^2 * 1$	180

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{расч}}$$

$$4000 \text{ А} > 2100 \text{ А};$$

$$I_{\text{терм}} > B_{\text{к к1}}$$

$$71^2 * 1 \text{ кА}^2 * \text{с} > 2,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд к1}}$$

$$180 \text{ кА} > 3,12 \text{ кА}.$$

3) Трансформатор тока ТШЛ-10 УЗ.

Его паспортные данные приведены в таблице 7.6.

Таблица 6.6 – паспортные данные трансформатор тока ТВТ10-I-4000/1

Аппарат	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$S_{\text{НОМ2}}$, Ом	$I_{\text{НОМ1}}$, А	$I_{\text{НОМ2}}$, А	$I_{\text{Терм}}$, кА ² * с	$I_{\text{дин}}$, кА
ТВТ10-I-4000/1	10	0,8	4000	30	30 ² *3	68

$$I_{\text{НОМ1}} > I_{\text{расч}}$$

$$4000 \text{ А} > 2100 \text{ А};$$

$$I_{\text{Терм}} > B_{\text{к к1}}$$

$$30^2 * 3 \text{ кА}^2 * \text{с} > 2,7 \text{ кА}^2 * \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} > i_{\text{уд к1}}$$

$$68 \text{ кА} > 3,12 \text{ кА}.$$

4) Ограничитель перенапряжения ОПН-П-10/11,5/10/0,6 УХЛ2.

$$I_{\text{НОМ}} = 420; \quad I_{\text{НОМ}} > I_{\text{расч}} \quad 420 \text{ А} > 210 \text{ А}.$$

5) Трансформатор напряжения НОЛП-10

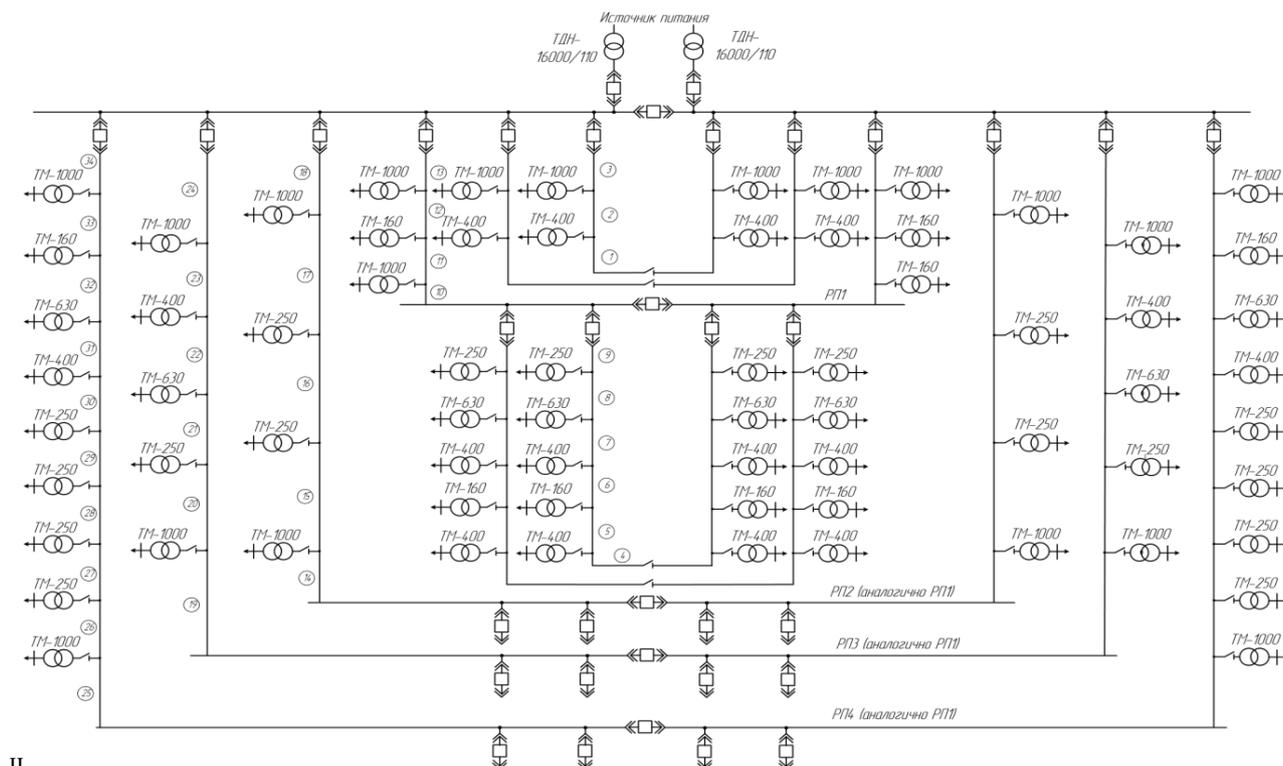
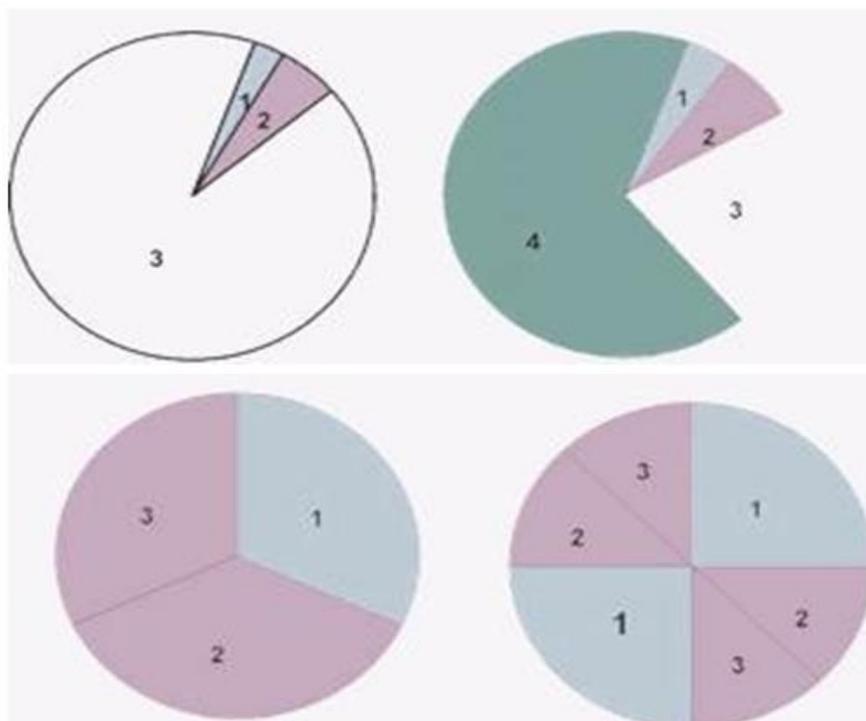


Рисунок 6.4 - Модель участка городской электрической сети

7 Характеристика аккумуляторных батарей

Существуют различные режимы эксплуатации батарей в зависимости от назначения. Наиболее интенсивный режим (заряд-разряд) характерен для тяговых АКБ. В зависимости от условий движения транспортного средства, заряд АКБ может быть полностью израсходован, либо использован частично. При этом существуют интенсивные циклы, когда в течении дневной эксплуатации АКБ подвергается нескольким полным циклам заряд – разряд.



1 – разряд, 2 – полный заряд, 3 – частичный заряд, 4 – простой – Режимы эксплуатации аккумуляторных батарей: а) – стационарные АКБ, б) – стартерные АКБ, в) – тяговые АКБ (нормальный режим), г) – тяговые АКБ (интенсивный режим)

Рисунок 7.1 Виды зарядных аккумуляторов

Такая эксплуатация сильно влияет на ресурс аккумулятора, например, у первой модели электромобиля Tesla Model S, количество циклов при использовании полного заряда батареи составляет 300-500 полных циклов. Итоговый пробег электромобиля составляет 92 тысячи километров. В случае использования только 50% емкости количество циклов увеличивается до 1200 – 1500, что в итоге даст пробег 585 тыс. км.

Таблица 7.1 – Количественное сравнение типов аккумуляторных батарей

Параметр\тип АКБ	Свинцово - кислотные	Никель- кадмиевые	Никель- металл- гидридные	Литий- ионные
Номинальное напряжение АБ, В	2	1,2	1,2	3,7
Удельная энергоемкость, Вт·ч/кг	30-40	40-60	30-80	90-140
Удельная мощность, Вт/кг	180	150	250-1000	1800
Среднее времязаряда, час	более 10	8	6	2
Кол-во циклов разряда/заряда (срок службы)	500-800	2000	800	2000
Средний саморазряда месяц, %	4	20	30	7
Средняя стоимость за кВт·ч, \$	150	400-800	250	450

Для определения наиболее предпочтительного типа ТИТ были выбраны следующие характеристики:

Компактность – сравнительная характеристика, определяющая массогабаритные свойства для предоставления заданных параметров;

быстрый процесс заряда – возможность батареи заряжаться максимальными для нее токами менее чем за 2,5 часа;

простота утилизации – сложности технологического процесса, связанные утилизацией или невозможностью восстановления полезных химических элементов;

глубина разряда (DOD) – реальное количество (от заявленной) энергии, которое аккумуляторная батарея может отдать без увеличения температуры. Распределение качественных показателей показано в таблице

Таблица 7.2 – Качественное сравнение аккумуляторных батарей

	Свинцово- кислотные	Никель- кадмиевые	Никель- металл- гидридные	Литий- ионные
Компактность	-	+	+	+
Простота утилизации	-	-	+	+
Срок хранения более 3 лет	+	+	-	+
Эффект памяти	-	+	+	-
Допустимый перезаряд	Высокий	Средний	Низкий	Очень низкий
Глубина разряда (DOD)	50%	50-80%	50-85%	80%

8 Планировка зарядных парков для электромобилей в Алматы

Планировка данной работы касательно для электромобиля зарядного парка я выбрал станцию которая получает энергию за счет солнечной энергии, где как правило может заряжаться 20 электромобилей и более и не просто заряжаться. А заряжаться на скоростной зарядке с мощностью до 300 кВт.



Рисунок 8 - Зарядная парк с солнечной энергией

Первоначально зарядный парк построила немецкая компания EnBW крупный в Германии поставщик в сфере электроэнергетики и сейчас они строят огромную сеть зарядных станций для электромобилей. Имеются огромные навесы которые оборудованы солнечными панелями с общей мощностью 120 кВт. Эта зарядка оборудована с колонками до 300 кВт, конечно если к нему подключится 2 электромобиля одной колонки то мощность поделится пополам, но учитывая количество колонок любой электромобиль может зарядиться быстрее и возобновляемым источником энергии. Как правило за 300 кВт можно зарядить электромобиль за 15 минут за 400 км запаса хода, это почти равноценно к заправке обычной заправочной станции.

ЗАРЯДНЫЙ ПАРК ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

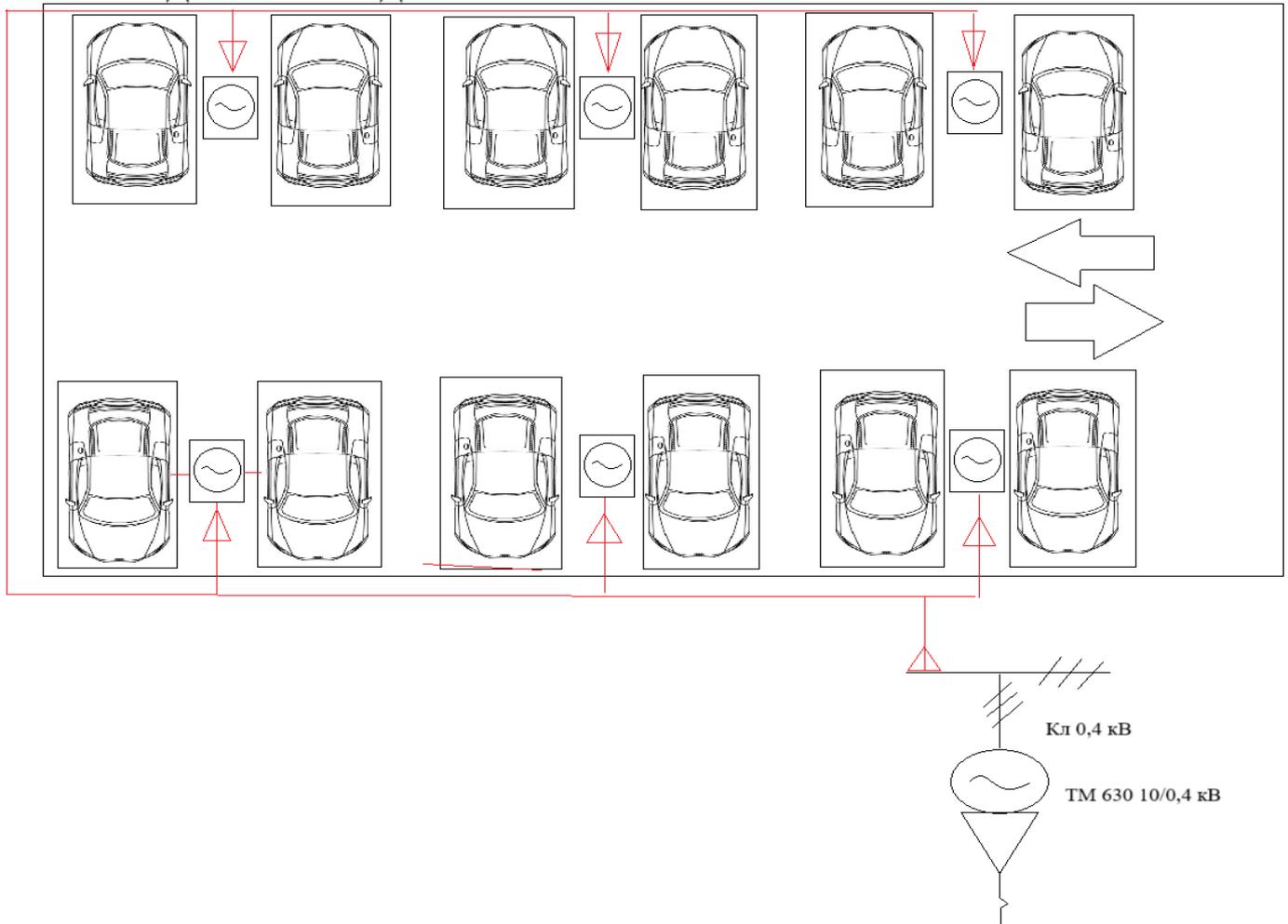


Рисунок 8 - План зарядного парка

Давайте составим пример расчетов для зарядной станции электромобилей в Алматы. Для этого нам нужно определить несколько параметров.

Типы зарядных станции (медленные, быстрые, ультрабыстрые). Количество станции каждого типа. Средняя мощность каждой станции. Коэффициент одновременности. Количество подстанции. Исходные данные предположим следующие данные: Медленные зарядные станции: Количество 120, Средняя мощность: 11 кВт, Быстрые зарядные станции: Количество: 60, Средняя мощность: 100 кВт, Ультрабыстрые зарядные станции: Количество 50, Средняя мощность 150 кВт, Коэффициент одновременности 0.7 Количество подстанции 10.

Таблица 8.1 – Параметры транспортных зарядной развитие станции реактивное для вариабельность электромобилей

Типстанциях зарядной	район Кол-во круг станции	замещения Средняя напряжения мощность (стратегически кВт)	определим перегрузки стоимость (таблица кВт)	Общая
Медленные	120	11	1320	
Быстрые	60	100	6000	
Ультрабыстрые	50	150	7500	
Итого	200		14 820	

Параметры	Значение
Коэффициент трансформаторов одновременности	0,7
Корректированная электромобилей мощность	7224 кВт
Количество ситуация подстанции	10
Нагрузка принимают на инфраструктура подстанцию	722,4 кВт

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках исследования Анализ работы городской распределительной сети в условиях развития зарядной инфраструктуры для электромобилей в Алматы был проведен глубокий анализ текущего состояния и потенциальных изменений в городской энергетической инфраструктуре, вызванных внедрением и расширением сети зарядных станций для электромобилей. Исследование выявило ряд ключевых выводов и предложений, направленных на оптимизацию работы распределительной сети и обеспечение ее устойчивого развития в новых условиях.

Исследование подтвердило, что активное развитие зарядной инфраструктуры для электромобилей в Алматы оказывает значительное влияние на работу городской распределительной сети, требуя от нее повышенной гибкости, надежности и эффективности. Важным фактором является необходимость адаптации существующей сетевой инфраструктуры к возрастающим пиковым нагрузкам и изменениям в потреблении электроэнергии, что предполагает внедрение современных технологий управления и хранения энергии, а также интеграцию возобновляемых источников энергии.

Основываясь на проведенном анализе, мы пришли к выводу, что для обеспечения устойчивого развития городской распределительной сети в контексте растущего числа электромобилей, необходим комплексный подход. Этот подход должен включать стратегическое планирование развития инфраструктуры, инвестиции в модернизацию и расширение сети, а также применение инновационных решений для управления нагрузкой и повышения энергоэффективности.

Кроме того, акцентируется внимание на значимости сотрудничества между государственными органами, энергетическими компаниями, производителями электромобилей и общественностью для создания благоприятных условий для перехода на электромобильность. Это включает в себя разработку стимулирующих мер, обеспечение доступности и удобства использования зарядной инфраструктуры, а также повышение осведомленности населения о преимуществах электромобилей.

В заключение, наше исследование подчеркивает, что успешное развитие зарядной инфраструктуры для электромобилей в Алматы и адаптация городской распределительной сети к новым условиям потребует целенаправленных усилий и инвестиций. Однако результаты этих усилий могут значительно способствовать повышению качества городской среды, снижению уровня загрязнения воздуха и продвижению устойчивого развития города.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Электротехнический справочник. В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. 9-с изд., стер. / Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова и др.; гл. ред. А.И. Попов. М.: Энергоатомиздат, 2004. 964 с.
- 2 Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. - 3-е изд. М: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 3 Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М: Энергоатомиздат, 1989, - 592 с.
- 4 Электропитающие системы и электрические сети: Учебное пособие. Санкт – Петербург: СЗТУ, 2007, -154 с.
- 5 Сборник задач по электромагнитным переходным процессам в электрических системах. Учебное пособие для электротехнических и энергетических вузов и факультетов. М: «Энергия», 1968.
- 6 Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л., «Энергия», 1975, 416 с.
- 6 Правила устройства электроустановок / Министерство энергетики РФ. 7-с изд. М.: НЦ ЭНАС, 2002. 368 с.
- 7 Федии В.Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем / В.Т. Федии. Минск: Технопринт, 2000. 165 с.
- 8 Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.И. / Е.Ф. Макаров. М.: Папирус ПРО, 2003. 662 с.
- Поспелов Г.Е, Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев; под.ред. В.Т. Федина. Минск: УП «Технопринт», 2004. 710 с.
- 9 Герасименко А.А. Электроэнергетические системы и сети. Расчеты параметров и режимов работы электрических сетей. В 2-х ч. Ч. 1 и 2 / А.А. Герасименко, Т.М. Чупак. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2004. 222 с., 172 с.
- 10 Фурсанов М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. / М.И. Фурсанов. Минск: Технология, 2000. 247 с.
- 11 Жежеленко И.В. Методы вероятного моделирования и расчета характеристик электрических нагрузок потребителей /И.В. Жежеленко, В.П. Степанов, Е.А. Коротков. Самара: СамГТУ, 2001. 196 с.
- 12 Бердии А.С. Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами / А.С. Бердии, П.А. Крочкин. Екатеринбург: УГТУ, 2000. 108 с.
- 13 Ананичева С.С. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин. Екатеринбург: УГТУ, 2000. 102 с.
- 14 СТ КазНИТУ-09-2024. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию текстового и графического материала. Алматы: КазНИТУ, 2023