

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Белгородский государственный технологический университет  
им. В.Г. Шухова»**

на правах рукописи



**Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхим**

**СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ИРАКА**

специальность 05.14.02 – электрические станции и  
электроэнергетические системы

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук,  
профессор А. А. Виноградов

Белгород – 2015

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. Анализ энергоэффективности электроэнергетической системы Ирака	10
1.1. Энергетическая система Ирака и перспективы применения элементов Smart Grid .....	10
1.1.1 Ирак (общие сведения).....	12
1.1.2 Краткая история и перспектива иракского электроснабжения.....	13
1.1.3. Структура производства электроэнергии в ЭЭС Ирака .....	15
1.1.4. Классификация электрических сетей в Ираке .....	17
1.2. Потери в сетях ЭЭС Ирака.....	18
1.3. Существующие элементы Smart Grid в Иракской ЭЭС .....	19
1.4. Структура ЭЭС Ирака.....	21
1.5. Математическая модель части электрической сети Ирака.....	25
Выводы.....	29
ГЛАВА 2. Эффективность отдельных компонентов Smart Grid для электрических сетей Ирака .....	30
2.1. Виды устройств FACTS анализ надёжности и качества электроэнергии с их применением.....	31
2.1.1. Батареи статических конденсаторов (БСК).....	32
2.1.1.1. Устройства продольной компенсации.....	34
2.1.1.2. Параллельно соединённые конденсаторы.....	39
2.1.2. Статические тиристорные компенсаторы (СТК).....	43
2.1.3. Статические компенсаторы (СТАТКОМ) .....	45
2.1.4. Последовательный регулятор потоков мощности.....	51
2.1.5. Объединенные (универсальные) регуляторы потоков мощности .....	51
2.1.6. Фазоповоротное устройство .....	52

2.2. Показатели эффективности применения устройств FACTS в распределительных сетях Ирака.....	52
2.2.1. Экономический эффект использования устройств FACTS .....	55
2.2.2. Методика расчёта экономических показателей.....	55
2.2.2.1. Техничко-экономическая оценка эффективности применения параллельно соединённых конденсаторов .....	57
2.3. Определение потерь электроэнергии .....	59
2.3.1. Расчёт потерь электроэнергии в сетях напряжения 11кВ.....	61
2.3.2. Расчет потерь электроэнергии в сетях напряжения 33кВ.....	64
2.4. Сравнительный анализ электрических сетей с установкой БСК, УПК и СК .....	67
Выводы.....	80
 ГЛАВА 3. Использование систем накопления воды для улучшения режимов распределённых электрических сетей.....	 81
3.1. Гидроэлектрическая станция (микроГЭС) .....	81
3.1.1 Выбор типа микро-гидротурбины.....	82
3.2. Система накопления питьевой воды .....	91
3.4. Моделирование режимов работы распределительной электрической сети Ирака с микро ГЭС .....	94
3.5. Использования водопроводных сетей для улучшения режима электрических распределительных сетей напряжением 11 кВ .....	95
3.4.2. Использование водопроводной сети.....	100
3.4.3. Подключение микроГЭС к электрической сети .....	103
Выводы.....	105
 4. Сравнительный анализ работы ЭЭС Ирака с учетом распределенной генерации .....	 106

4.1. Модель использования водопроводных сетей для улучшения электрических распределительных сетей.....	106
4.2. Исследование использования водопроводных сетей для улучшения режимов работы электрической распределительной сети.....	110
4.2.1. Распределительные сети района Ханаан города Бакуба.....	110
4.2.2. Распределительные сети района Аль Салам города Эль-Халиси.....	116
4.3. Исследование влияния использования микро ГЭС в электрических распределительных сетях в Ираке.....	122
Выводы.....	147
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	148
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	150
Приложение А .....	160
Приложение Б.....	162

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** В настоящее время производство электроэнергии в каждой провинции Ирака осуществляется на основе использования природных ресурсов: воды, нефти или газа. Энергетическая система и распределительные сети Республики Ирак существенно пострадали в результате военных действий, а оставшиеся в работе сети на сегодняшний день значительно перегружены. Поэтому актуальной задачей для развития экономики Ирака является увеличение пропускной способности существующих сетей при минимизации затрат на строительство новых.

Для развития электроэнергетической системы (ЭЭС) Ирака требуется применение новых подходов и методов управления режимами ЭЭС, а также подключение современных устройств, позволяющих обеспечить выполнение непрерывно растущих требований к качеству электроэнергии и надёжности энергоснабжения. Сегодня в электроэнергетике Ирака планируется создание и развитие интеллектуальных сетей (FACTS) и использование преимуществ цифровых и контролирующих технологий для повышения надёжности, безопасности и эффективности электрических распределительных сетей.

Чтобы обеспечить растущие потребности Ирака в электроэнергии необходимо строительство новых электростанций, однако это требует значительного времени и немалых финансовых затрат. Альтернативой сооружению дополнительных станции и линий электропередач, при соблюдении требований по качеству электроэнергии и надёжности электроснабжения, являются устройства FACTS, использование которых предполагает установку активно-адаптивного сетевого электрооборудования, способного превращать электрическую сеть из пассивного устройства транспорта электроэнергии в устройство, активно участвующее в управлении режимами работы электрических сетей. Дополнительно с этими устройствами в работе предлагается применить микрогидротурбины с синхронными или асинхронными генераторами, установив их в гидравлических сетях для использования потенциальной энергии воды водонапорных башен, что позволит

получить дополнительные мощности для оптимального регулирования режимов работы сетей электроснабжения напряжением 11 и 33 кВ.

**Степень разработанности темы.** Вопросы повышения энергоэффективности распределительных сетей отражены в многочисленных исследованиях российских и зарубежных ученых, к наиболее значимые из которых принадлежат работы Д.С. Александрова, Е.Ф. Щербакова, С. С. Ананичева, А. Л. Мызина, А. П. Бурмана и В.А. Строева, И. К. Валерия, В. Э. Воротницкого, С.В. Заслонова, М. А. Калинкиной, Dr. Suad Ibrahim Shahl, Fang Lin Luoand, G. Heydt, S. Kalsi, E. Kyriakides, Leff Larkin, Pfrsons Brinckerhoff, Mladen Kezunovic, James D. McCalley, Thomas J. Overbye и др.

Вместе с тем, несмотря на серьезный интерес ученых и практиков к данной проблематике и огромное количество посвященных ей публикаций, не теряют актуальности вопросы повышения энергоэффективности распределительных сетей.

**Целью работы** является разработка способов и средств повышения пропускной способности и улучшения технико-экономических показателей распределительных сетей Ирака за счет применения активного электротехнического сетевого оборудования.

#### **Задачи исследования:**

1. Выполнить анализ распределительных сетей Ирака, а также существующих способов и средств повышения их энергетической эффективности.
2. Выполнить сравнительную оценку эффективности отдельных компонентов «умных сетей» (Smart Grid) для применения в электрических сетях Ирака.
3. Разработать математическую (компьютерную) модель распределительной сети Ирака с использованием средств, обеспечивающих баланс реактивной мощности, снижающих потери мощности (электроэнергии) и улучшающих показатели качества электроэнергии в системе электроснабжения.

4. Проанализировать влияние на работу электрических распределительных сетей Ирака предлагаемых источников энергии и сформулировать рекомендации по их практическому применению.

**Основная идея диссертации** заключается в том, что в качестве активного электротехнического сетевого оборудования (FACTS) предлагается использовать микрогидротурбины с синхронными генераторами, установленные в системах регионального водоснабжения и использующих потенциал энергии воды водонапорных башен.

**Объект исследований.** Электрические распределительные сети Ирака.

**Предмет исследований.** Методы и средства повышения пропускной способности распределительных сетей 11 и 33 кВ в Ираке.

**Методы исследований.** Применительно к проблематике диссертации использованы математическое моделирование работы предложенных устройств FACTS, включая модели электрической сети, системы возбуждения и управления генераторов микротурбин, а для проверки в режиме реального времени законов управления предложенными FACTS – программный комплекс ETAP

**Научная новизна работы:**

– на основании анализа состояния и специфики иракских распределительных сетей, расположенных параллельно системе водоснабжения, предложена и обоснована возможность использования потенциала воды водонапорных башен в качестве элемента FACTS для управляемой генерации дополнительной электрической энергии;

– путём моделирования в программном комплексе ETAP показана возможность использования дополнительной реактивной мощности указанных источников FACTS для повышения пропускной способности распределительных электрических сетей напряжением 11 и 33 кВ и выполнена оценка энергетического потенциала вводимых источников;

– для расчёта предложенной системы коррекции пропускной способности распределительных сетей и качества электроэнергии, адаптирована методика расчета гидроаккумулирующих электростанций.

**Достоверность результатов** обеспечивается корректным применением теории электромеханических переходных процессов, численных методов и методов математического моделирования и подтверждается совпадением с результатами, полученными с применением других методик и программных продуктов, а также сравнением результатов расчетов по моделям различной степени детализации.

**Теоретическая значимость** состоит в развитии методов и средств повышения качества электроэнергии и пропускной способности распределительных сетей с использованием нетрадиционных управляемых источников и устройств генерирования корректирующей мощности.

**Практическая ценность** - использование разработанных методов регулирования режимов распределительных сетей в энергосистеме Ирака на основе микроГЭС позволит при минимальных капиталовложениях повысить пропускную способность сети и обеспечить необходимое качество напряжения у потребителей.

**Реализация результатов работы.** Основные результаты работы приняты к использованию в проектных и проектно-изыскательских организациях в области электроэнергетики Республики Ирак, что подтверждено актами, представленными электроэнергетическими компаниями Ирака «Barakt Alqateef Co.» и «Arty Almthabra Co.», а также используются в учебном процессе подготовки бакалавров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии») на кафедре электроэнергетики и автоматики Белгородского государственного технологического университета имени В.Г. Шухова.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

- специфика топологического положения распределительных сетей Ирака, заключающаяся в их параллельном с системой водоснабжения расположении, позволяет использовать потенциал воды водонапорных башен для управляемой генерации дополнительной электроэнергии;
- потенциал предлагаемых управляемых источников корректирующей электроэнергии достаточен для увеличения пропускной способности распределительных сетей на 3-5% и повышения качества электроэнергии до приемлемого уровня;
- методика расчета гидроаккумулирующих электростанций может быть адаптирована к расчету предлагаемой системы коррекции пропускной способности распределительных сетей и качества электроэнергии путем использования в расчетных формулах реальных параметров системы водоснабжения: сечения водопроводных труб, напора воды, высоты водонапорной башни и т.п.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных конференциях «Энергетика и энергоэффективные технологии», БГТУ им. В.Г. Шухова (Белгород, 2012); «От плана ГОЭЛРО к энергетике будущего», Московский государственный открытый университет им. В.С. Черномырдина (Москва, 2012); «Молодежь и глобальные проблемы современности», Московский государственный открытый университет им. В.С. Черномырдина (Москва, 2013); «Энергетика и энергоэффективные технологии», БГТУ им. В.Г. Шухова (Белгород, 2014).

**Публикации.** Результаты исследований и основные положения диссертационной работы изложены в 8 научных публикациях, в том числе в 2 статьях ведущих рецензируемых изданий, рекомендованных ВАК для публикации по диссертационным исследованиям.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, 4 глав, основных выводов, списка литературы из 101 наименования и 2 приложений. Работа изложена на 163 страницах, включает 73 таблицы, 62 рисунка.

## **ГЛАВА 1. Анализ энергоэффективности электроэнергетической системы Ирака**

### **1.1. Энергетическая система Ирака и перспективы применения элементов SmartGrid**

Создание интеллектуальной сети (Smart Grid) преследует в основном следующие цели [30,43]:

- увеличение использования цифровых и контролирующих технологий для обеспечения надёжности электроснабжения, безопасности и эффективности электрической сети; динамической оптимизации операций в сети с обеспечением полной информационной защищённости;
- развитие и интеграция распределённой генерации, включая возобновляемые источники энергии;
- управление спросом и повышение энергоэффективности потребителей;
- использование интеллектуальных технологий для мониторинга состояния сети и управления сетью;
- интеграция «умных» приборов учёта и устройств потребителя в единую систему диспетчерского управления;
- развёртывание и интеграция технологий хранения электроэнергии и снятия пиков нагрузки; предоставление потребителям своевременной (в реальном масштабе времени) информации и возможностей управления;
- разработка стандартов взаимодействия «умных» приборов и оборудования, подключенного к сети, включая инфраструктуру управления сетью (Plug&Play);
- идентификация и снижение неразумных и излишних барьеров, препятствующих развитию технологий, практик и услуг в области интеллектуальных сетей.

Электроэнергетическая система (power grid), как правило, выполняет все или некоторые из перечисленных функций: генерация электрической энергии; передача электрической энергии на расстояние; распределение электрической энергии.

Важную роль в системе играют электрические подстанции. Наиболее дешёвой и простой технологией построения сетей передачи и распределения электрической энергии считается радиальная топология. Обеспечение высокой надёжности современных сетей передачи затруднено необходимостью применения дорогих и сложных «ячеистых» (mesh) структур, позволяющих в случае отказа в электроснабжении своевременно перенаправить подачу энергии и осуществить ремонт технических средств. По мере появления и развития так называемых малых генераторов, использующих солнечную энергию, энергию ветра и волн и т.п., стираются различия между сетями передачи и распределения электрической энергии. Благодаря сильной конкуренции между поставщиками электроэнергии продвигается концепция распределённой генерации (DG), при которой важная роль отводится малым генераторам. В настоящее время внимание сосредотачивается на «робастных» технологиях управления производством электроэнергии в рамках так называемых интеллектуальных энергосетей (smart grid), но, к сожалению, уязвимых к действиям хакеров. Также имеются дорогостоящие проекты суперэнергосетей (super grid) с увеличенными объёмами передачи и использованием дискретных источников электроэнергии [16].

Использование термина super grid в различных национальных программах по реконструкции и модернизации электроэнергетики также не имеет большого смысла, так как реализация столь грандиозных программ, во-первых, рассчитана на очень долгий период времени, исчисляемый десятками лет, в течение которых техника и технологии будут кардинально изменяться, во-вторых, связана с необходимостью огромных инвестиций, реально возможных лишь в виде отдельных вложений в отдельные проекты. Таким образом, сегодня реально обсуждать можно лишь отдельные компоненты этой грандиозной концепции развития электроэнергетики под названием SmartGrid, используя при этом старую устоявшуюся общепринятую терминологию, имеющую однозначное толкование.

Этот недостаток «новизны» системы связан с её комплексным воздействием на традиционные сети и как всё новое в управлении сетями несёт определённые риски для устойчивости сети.

### 1.1.1. Ирак (общие сведения)



Флаг Ирака



Герб Ирака



Карта Ирака

Официальное название страны – Республика Ирак – государство на Ближнем Востоке, в Месопотамской низменности, в долине рек Тигр и Евфрат. Ирак граничит на севере с Турцией, на юге с Саудовской Аравией, на юго-востоке с Кувейтом, на востоке с Ираном, на западе с Сирией и Иорданией. На юго-востоке территория Ирака омывается водами Персидского залива. Столица Ирака – Багдад находится в центре страны. Две крупных реки – Тигр и Евфрат – пересекают Ирак с северо-запада на юго-восток. В долинах Тигра и Евфрата преобладают орошаемые земли в отличие от степных и пустынных ландшафтов, которые охватывают большую часть Западной Азии.

Ирак являлся родиной непрерывных последовательных цивилизаций с 6-го тысячелетия до н. э. Эти цивилизации произвели самое раннее письмо, литературу, науки, математику, законы и основные положения мира. Область между реками Тигр и Евфрат часто называют «Колыбелью цивилизации». Ирак являлся родиной шумерской цивилизации, таких цивилизаций, как Аккад, Вавилония и Ассирия. Долгое время территория современного Ирака находилась в составе Персии и

государства Селевкидов. В 1534 году территория Месопотамии была завоёвана турками-османами и долгое время входила в составе Османской империи.

Современные границы Ирака были определены в 1920 году, после подписания 10 августа в Севре (близ Парижа) Севрского мирного договора между султанским правительством Турции и союзными державами - победительницами в 1-й мировой войне 1914 - 1918 (Великобританией, Францией, Италией, Японией, Бельгией, Грецией, Польшей, Португалией, Румынией, Королевством сербов, хорватов и словенцев, Хиджазом, Чехословакией и дашнакской Арменией). Согласно договору Палестина и Ирак передавались Великобритании. Ирак находился во власти Соединенного Королевства в качестве британского мандата в Месопотамии. В 1921 году в Ираке была создана монархия и только в 1932 году Королевство Ирак получило независимость от Великобритании. В 1958 году монархия была свергнута и была создана Республика Ирак. С 1968 до 2003 года Ирак находился под контролем партии БААС (иракского руководства фракции). После вторжения американских и британских войск, партия БААС была отстранена от власти и были проведены многопартийные парламентские выборы. Американское присутствие в Ираке закончилось в 2011 году.

### **1.1.2. Краткая история и перспектива иракского электроснабжения**

Электричество в Ираке появилось в 1917 году с приходом британской армии, которая построила свою первую электростанцию Alaboukhana, а также несколько генераторов, установленных в разных районах Багдада.

В 1918 году электроэнергия начала распределяться гражданам. В 1931 году состоялось открытие первой национальной электростанции в Ираке. В 1952 году мощность всех электростанций страны достигла 41 МВт. В семидесятых годах прошлого века Ирак смог создать централизованную систему генерации и распределения электроэнергии, охватившую большую часть территории страны, вплоть до отдаленных деревень. До 1991 г. Ирак производил количество

электроэнергии вдвое превышающее потребности страны, избыток её экспортировался в соседнюю Турцию[ 87].

В 1990 году и до начала первой войны в Заливе установленная суммарная мощность электростанций составляла до 12 000 МВт, в то время как уровень потребления электроэнергии составлял 5800 МВт с пиковой нагрузкой до 7500 МВт, что делало систему способной удовлетворить объёмы потребления. Во время первой войны в Персидском заливе бомбардировки коалиционных сил разрушили большинство электростанций. В то же время не было цели уничтожить эти станции, а только на время вывести их из строя. Это позволило Ираку в течение относительно короткого времени после окончания первой войны в Заливе восстановить почти 70 % производственных мощностей.

Тем не менее в настоящее время электростанции непрерывно нуждаются в обслуживании и восстановлении, например, для генерации единичной мощности 500 МВт необходимо ежегодное обслуживание оцениваемое примерно в десять миллионов долларов, плюс процесс реабилитации каждые три года составляет около 50-100 млн. долларов. Система генерации мощностью 10 000 МВт потребует из бюджета на содержание и реабилитацию до 500-800 млн. долларов в год.

Во время экономической блокады и в результате нехватки доходов иракское правительство, пренебрегая необходимым техническим обслуживанием и восстановлением периодически осуществляло временное и примитивное техническое обслуживание. Трудно было ввозить запчасти, что привело к постепенному ухудшению способности производства электроэнергии. Ирак пока не достиг уровня производства электроэнергии 3300 МВт в 2003 году (до оккупации США), в том числе 2000 МВт производимых новыми генераторами на газе введенными в эксплуатацию в период с 2000 по 2003 годы. Сразу после окончания вторжения Ирак увеличил производственную мощность до 4470 МВт с обслуживанием и восстановлением и постепенно увеличивал мощность до уровня 14 000 МВт в 2010 году. Пиковая нагрузка в перспективе, оценивается примерно в 20 000 МВт (Таблица 1.1, рисунок 1.1).

Таблица 1.1 – Производство и спрос на электроэнергию в Ираке

Годы	1955	1990	2002	2003	2006	2008	2010	2014
Проектная мощность, МВт	50	9300	3300	4470	4280	6000	8000	10000
Спрос, МВт	30	5100	6000	6400	8180	10000	14000	16000

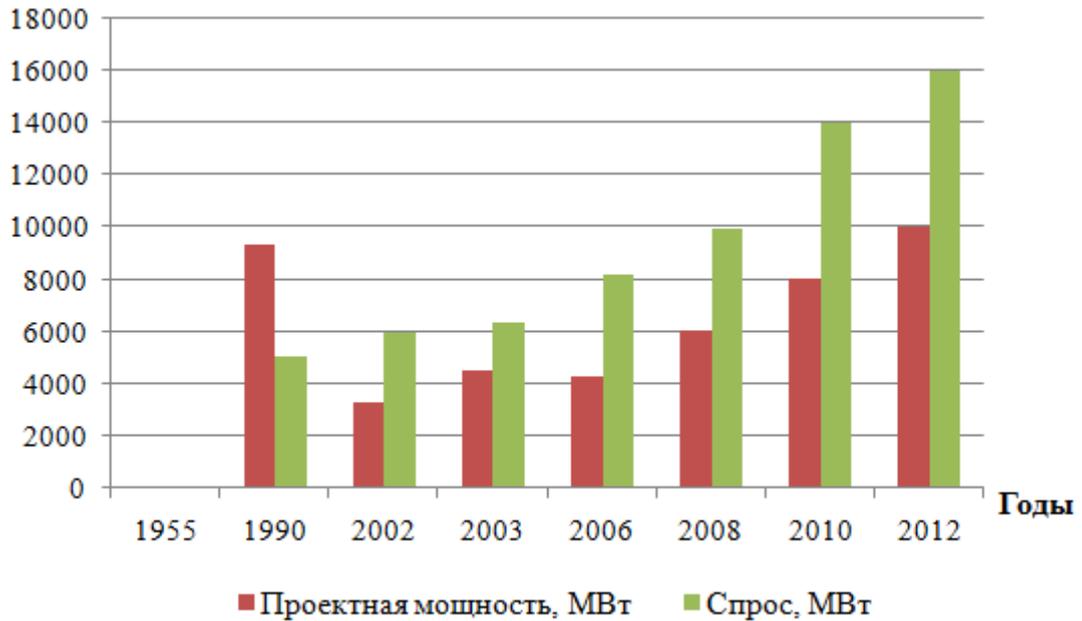


Рисунок 1.1. Производство и спрос на электроэнергию Ирака

### 1.1.3. Структура производства электроэнергии в ЭЭС Ирака

Изменение климата, загрязнение окружающей среды и повышение спроса на нефть в мире способствуют развитию альтернативных источников энергии, таких, как ветровые энергоустановки, солнечные генераторы, генераторы, работающие на биотопливе, генераторы приливных волн, которые позволяют более эффективно использовать электроэнергию, производимую традиционными электростанциями. Ожидается, что в будущем количество нетрадиционных источников возрастет и их можно будет подключать к электрической системе в разных точках, что позволит генерировать электричество в систему в более распределённой форме, а не концентрированной как сейчас. Отличительной чертой распределенных источников энергии, по сравнению с традиционными, является небольшая мощность генерации и в силу этого их малая статическая и динамическая

устойчивость при внешних возмущениях. Понятно, что в целях достижения стабильности в параметрах этих источников автоматическая синхронизация с сетью должна быть достаточной, чтобы управлять источниками "умно". Развитие и совершенствование новой технической и экономической эффективности на существующих предприятиях приборостроения, автоматического управления, и систем связи, таких, как обмен информационными источниками с другими элементами системы питания является одним из приоритетов концепции развития интеллектуальной сети [43].

В энергосистеме Ирака для производства электроэнергии используются природные ресурсы (нефть, вода, газ). Электроэнергию производят во всех провинциях Ирака в зависимости от тех природных ресурсов, которые в них имеются (табл. 1.2, рис. 1.2) [87].

Таблица 1.2 - Количество и мощность электростанций в Ираке

Тип станции	Количество	Количество генераторов на станции	Количество работающих генераторов	Проектная мощность	Фактическая мощность	Производственная мощность	Уровень участия в производстве
				МВт	МВт	МВт	%
Тепловые электростанции	7	26	24	4820	4545	1514	20,8
Газоэлектростанции	29	157	142	9927	8877	4377	60
Мобильные электростанции	6	22	2	308	33	12	0,2
Дизельные электростанции	8	39	36	1007	947	338	4,6
Гидроэлектростанции	8	37	33	2513	2399	613	8,4
Хендэ дизельные	9	12	12	360	360	118	1,6
STX дизельные		36	36	900	900	287	3,9
Дизельпомощь		212	100	290	75	35	0,5
Всего	67	541	385	20125	18136	7294	100

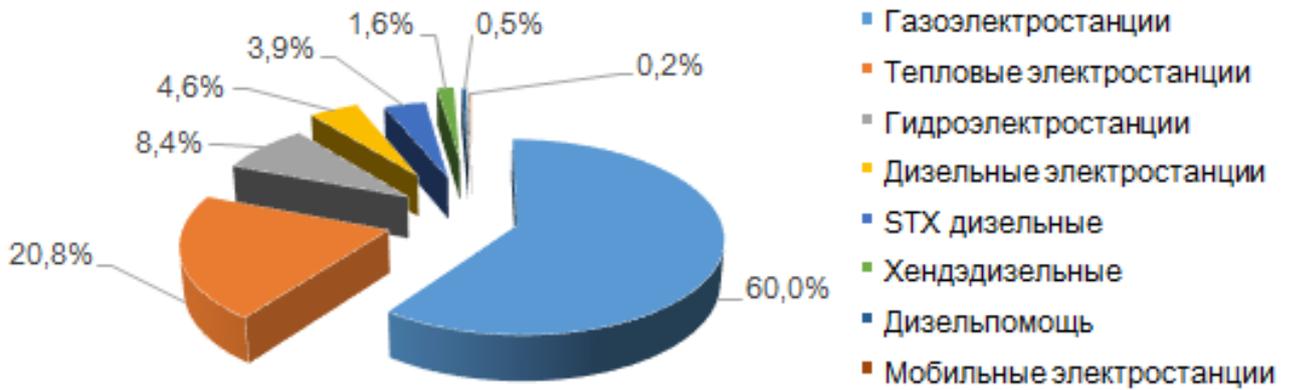


Рисунок 1.2. Уровень участия электростанций в производстве электроэнергии, %, в электроэнергетической системе Ирака

Стабильная, надежная и эффективная работа энергетической системы принципиально зависит от управляемости, основой повышения которой являются: применение гибких систем электропередачи на основе устройств FACTS; использование современных автоматизированных систем на основе цифровых устройств; внедрение систем мониторинга состояния и диагностики оборудования, позволяющих оценивать надежность работы оборудования и поддерживать необходимый уровень надежности этого оборудования в режиме on-line. Диспетчерское управление, сбор, обработку, отображение и архивированию информации о процессах, происходящих в энергетической системе в реальном времени, обеспечивают SCADA-системы (*supervisory control and data acquisition*).

#### 1.1.4. Классификация электрических сетей в Ираке

Технические характеристики для электрических сетей, разделенные по уровням напряжений, имеют разное назначение, охватывают различную территорию, питают различных по своему характеру потребителей электроэнергии, поэтому затруднительно провести классификацию электрических сетей по какому-либо одному определяющему признаку.

По величине номинального напряжения в стране различают электрические

сети напряжением: 220 В, 400 В, 11 кВ, 33 кВ, 132 кВ, 400 кВ или разделяют на сети до 1 кВ и выше 1 кВ. Электрические сети напряжением выше 1 кВ условно делятся на сети среднего напряжения (СН) и высокого напряжения (ВН).

По назначению выделяются системообразующие и распределительные электрические сети. Системообразующие сети объединяют крупные электростанции для параллельной (совместной) работы, осуществляют передачу электроэнергии от электростанций к системным подстанциям. Основой распределительных сетей являются потребительские подстанции и распределительные линии электропередачи. Они служат для распределения электроэнергии от крупных системных подстанций до потребителей на определённой территории.

По характеру питаемых потребителей различают городские, промышленные и сельскохозяйственные сети. Сельскохозяйственные сети характеризуются невысокой плотностью нагрузки и значительной протяжённостью, что увеличивает их потери. Промышленные сети имеют большую плотность нагрузки и незначительную протяжённость. Промежуточное положение занимают городские электрические сети.

Электрические сети делятся на замкнутые и разомкнутые. В замкнутых электрических сетях питание потребитель получает не менее чем с двух сторон, в разомкнутых сетях каждый потребитель получает питание только, с одной стороны. Простейшей замкнутой сетью является кольцевая сеть, в которой каждый потребитель получает питание с двух сторон[20,22,27].

## **1.2. Потери в сетях ЭЭС Ирака**

Иракская электрическая система имеет значительные потери в системе производства, транспортировки и распределения электроэнергии. В таблице 1.3 представлены значения этих потерь, а на рисунке 1.3 показано соотношение процента потерь в ЭЭС Ирака [83].

Таблица 1.3 – Показатели производства электроэнергии, бытового потребления и потерь в сетях на период 2005-2012 гг., МВт.ч

Год	2005	2006	2007	2009	2010	2011	2012
Суммарная энергия (выходные клеммы + импортные)	28811546	32137809	33283350	46064647	55630229	48029743	56187808
Внутреннее потребление и потери электрических станций	1601995	1477789	2138323	2454363	2411144	2242340	2066359
Внутреннее потребление и потери в сетях электропередачи	1218185	5478043	7918771	6516303	4378524	4673514	4998948
Внутреннее потребление и потери в распределительных сетях	6376530	7860189	8016287	11236629	12369289	14172174	9187921

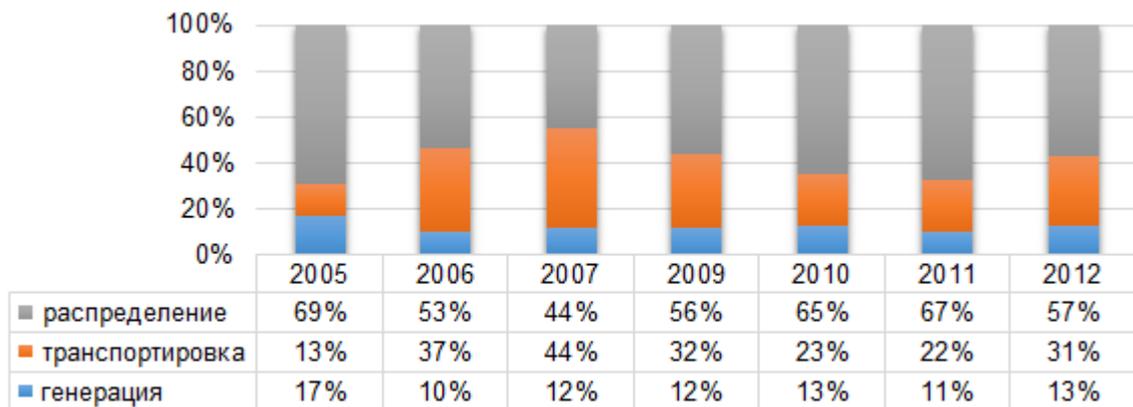


Рисунок 1.3. Динамика уровня технологических потерь в ЭЭС Ирака

### 1.3. Существующие элементы Smart Grid в Иракской ЭЭС

Электрические сети строятся иерархически в зависимости от напряжения (электростанции, линии электропередачи, распределение в электрических сетях, потребители и т.д.), (рисунок 1.4). Современные электрические сети Ирака состоят из радиальных линий с односторонним потоком энергии. В настоящее время развиваются и закольцованные электрические сети. Согласно концепции интеллектуальной сети будущая сеть уже не будет иметь иерархическую структуру, и крупные потребители будут в ней перемешаны с большим количеством относительно маломощных источников энергии, а также и регуляторов напряжения, единичных мощных станций, компенсаторов реактивной мощности и т.д. Перетоки мощности по такой сети не будут строго детерминированными. Очевидно, что такая сложно неструктурированная сеть

(которую можно даже сравнить с сетью Интернет) должна иметь мощную управляющую систему, согласовывающую между собой работу всех этих многочисленных компонентов сети. Для подключения всех сетевых компонентов необходимо «общение» их друг с другом и с центром управления, разработка юрисдикций телекоммуникационных сетей, которым предполагается стать беспроводными. Разработка сетевых полностью управляемых компонентов, снабжённых системами самодиагностики и мониторинга, а также надёжными каналами передачи и приема информации — является одним из направлений концепции интеллектуальной сети [58]. То есть предполагается управление потоками электрической энергией через потоки управляющей информации. Иракские энергетические сети сталкиваются со многими проблемами (потери энергии, потеря контроля над всеми сетями, отсутствие или недостаток чистых и возобновляемых источников энергии, отсутствие способности регулировать увеличение и колебания мощности и других показателей в электрических нагрузках).

Концепция интеллектуальных сетей, используемых в Ираке, предполагает следующие мероприятия (рис.1.4):

1. Импорт электроэнергии из соседних стран, таких как Иран и Турция;
2. Использование дизельных генераторов различной мощности (50-1000 кВт) распределенных во всех округах, которыми можно оборудовать индивидуальные дома с потреблением электричества в течении 12 часов, а в другие 12 часов – поставлять генерируемую ими электроэнергию в электрические распределительные сети;
3. Использование солнечной энергии для уличного освещения путем размещения солнечных батарей в верхней части каждой осветительной опоры;
4. Рассматривается вопрос о создании в Ираке территории использования ветровой энергии, после обеспечения военной безопасности объектов ветроэнергетики;
5. Использование солнечной энергии для отопления.

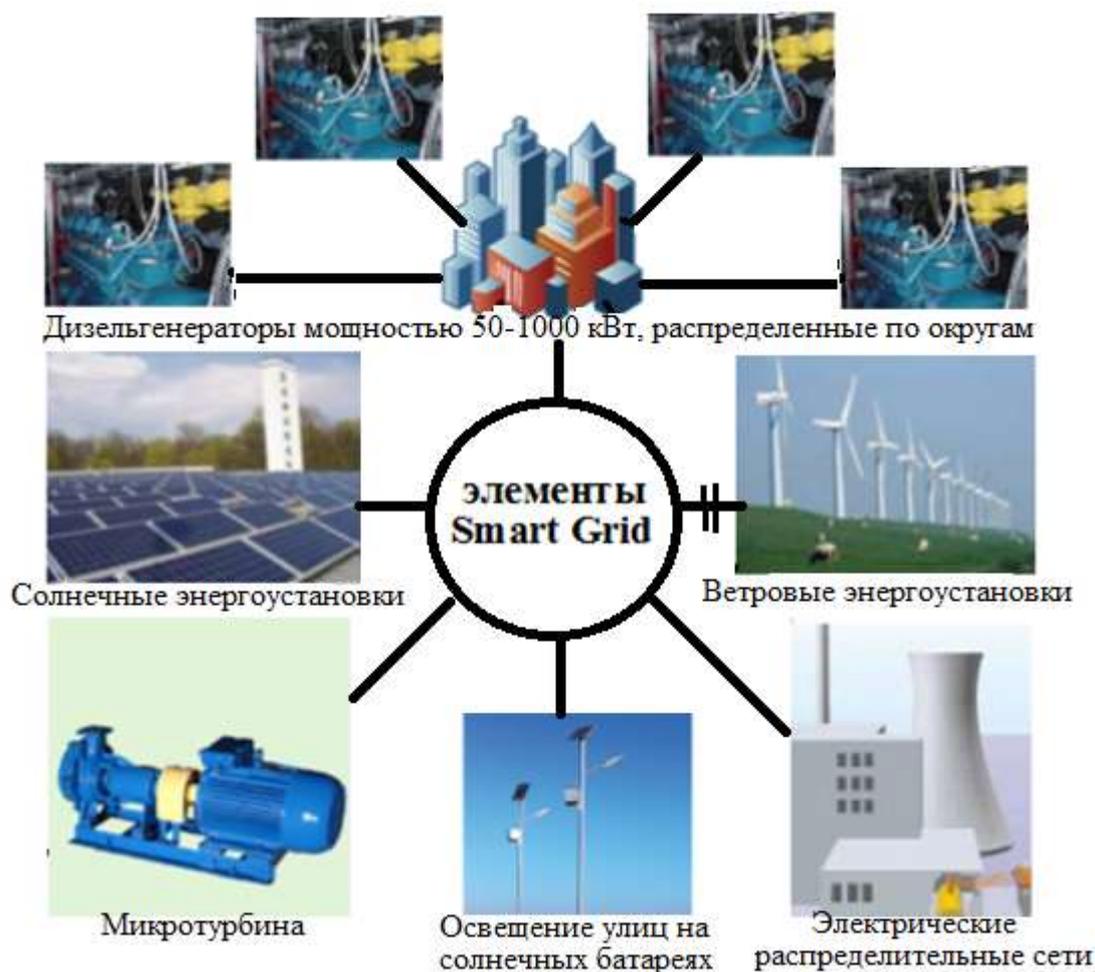


Рисунок 1.4. Элементы SmartGrid для электрической системы Ирака

В перспективе в Ираке планируется создать «умные сети» для транспортировки и распределения электроэнергии, но предварительно требуется завершить работы по формированию инфраструктуры таких сетей.

#### 1.4. Структура ЭЭС Ирака

Электроснабжение потребителей на территории Ирака осуществляется состоит из 24 подстанций напряжением 400/132 кВ общей мощностью 17000 МВА, развернутых в городах Ирака. Распределительные сети электроснабжения класса напряжения 132 кВ представлены 27-ю линиями электропередачи, суммарная протяженность которых около 4500 км. В систему также входят 208 подстанций

напряжением 132/33 кВ общей мощностью 27000 МВА. Суммарная протяженность распределительных сетей класса напряжения 33 кВ составляет около 12000 км, (рис. 1.5- 1.6). Все эти подстанции связаны между собой через центральный пункт управления. Кроме того, к распределительным сетям в Ираке подключено много подстанций напряжением 33/11 кВ, а также напряжении 11 кВ общей длиной 11000 км воздушных и кабельных линий. Наибольшая доля распределительных сетей приходится на линии напряжением 11 кВ с общей длиной 52 000 км (рис. 1.7)[87].(табл. 1.4)

Таблица 1.4 – Классификация электрических сетей в Ираке

№	Город	Число станций 400 кВ	Мощность станции 400кВ	Число станций 132 кВ	Мощность станции 132 кВ	Длина линии400 кВ	Длина линии132 кВ	Длиналинии, 33кВ		Длина линии, 11кВ	
			МВА		МВА			ВЛ	КЛ	ВЛ	КЛ
								км	км	км	км
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Багдад	7	6 000	55	7677			477	996	4805	1877
2	Салах-эд-Дин	2	1 000	13	1058			940	76	4487	124
3	Дияла	1	1 000	8	949			648	27	3476	21
4	Васит	1	500	8	879			868	48	2358	21
5	Майсан	1	500	6	498			430	62	2000	60
6	Басра	2	1 250	38	4116			452	232	2733	533
7	Ди-Кар	1	1 000	5	919			622	22	3455	50
8	Муганна	0		4	642			183	66	1580	115
9	Кадисия	1	750	5	819			347	53	2121	96
10	Бабиль	1	1 000	8	1321			330	75	3048	190
11	Кербела	2	1 000	5	680			107	153	1041	98
12	Наджаф	0		7	617			48	145	1342	106
13	Анбар	2	1 000	16	1724			511	269	2835	21
14	Найнава	2	1 000	20	3833			1562	285	7235	1211
17	Киркук	1	1 000	10	1323			862	124	4917	135
	<b>Всего</b>	<b>24</b>	<b>17 000</b>	<b>208</b>	<b>27 055</b>	<b>4 356</b>	<b>12 073</b>	<b>8 387</b>	<b>2 633</b>	<b>47 433</b>	<b>4 658</b>

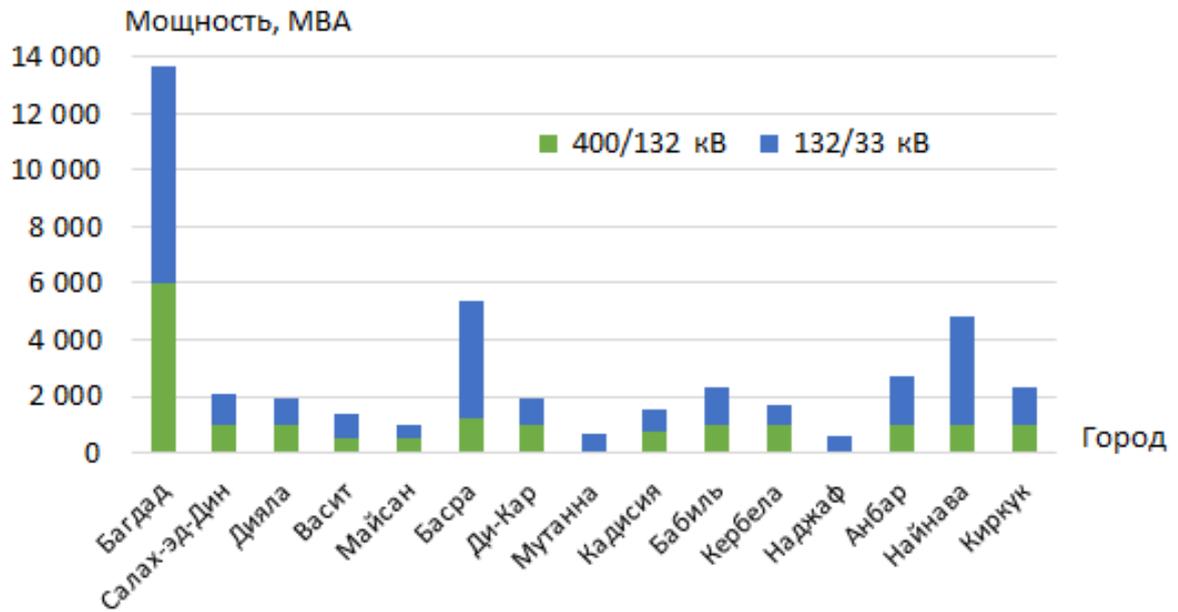


Рисунок 1.5. Мощность электростанций напряжением 400/132 и 132/33кВ в Ираке, распределённая по городам

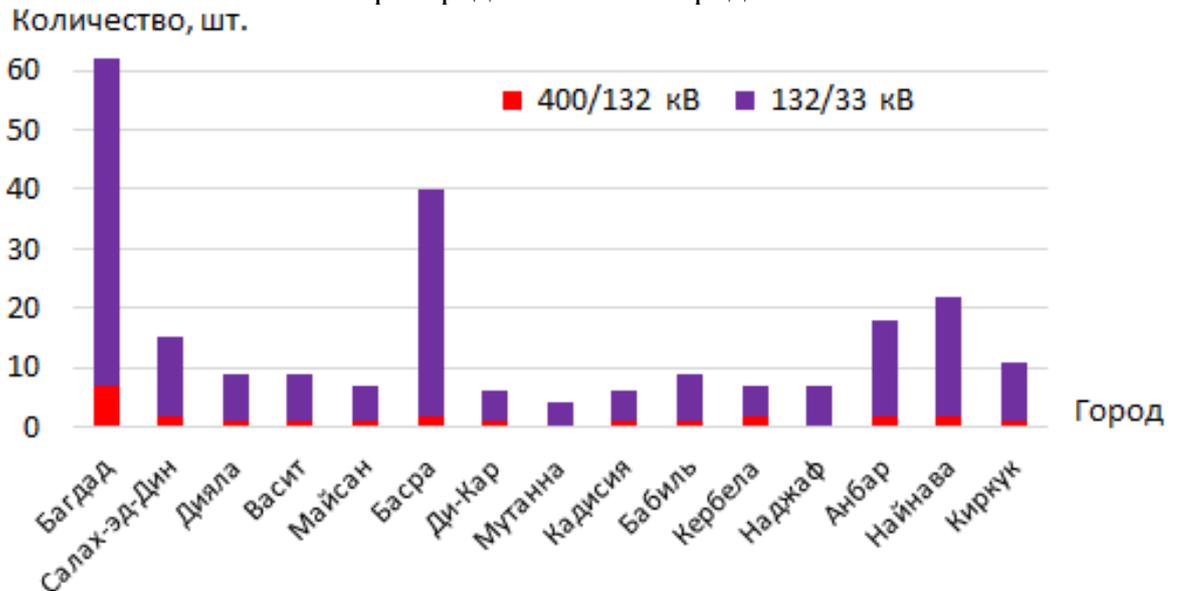


Рисунок 1.6. Количество электростанций напряжением 400/132,132/33 кВ в Ираке

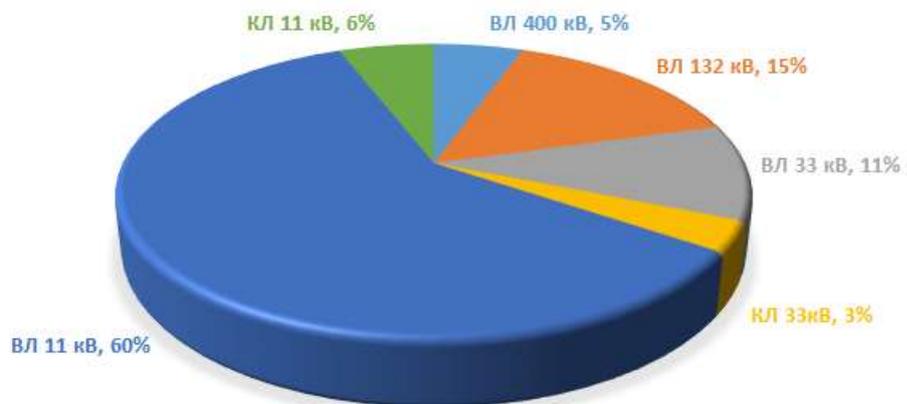


Рисунок 1.7. Протяженность линий электропередачи в Ираке, %

Администрирование и контроль в Иракской энергосистеме осуществляют следующие структуры (рисунок 1.8):

1. Национальный центр контроля напряжением 400кВ. В его обязанности входит управление оперативным режимом электрической системы напряжением 400 кВ; координация работы трех центров напряжением 132 кВ (центр контроля Центр, центр контроля Южная, центр контроля Северная).

2. Центр контроля «Центр» в координации с национальным центром контроля управляет оперативным режимом электрической системы напряжением 132 кВ в таких областях, как Багдад, Дияла, Ббель, Кадисия, Кербела, Наджа, Кадисия.



Рисунок 1.8. Структура администрирования и контроля Иракской ЭЭС

3. Центр контроля «Южная» в координации с национальным центром контроля управляет оперативным режимом электрической системы напряжением 132 кВ в таких областях, как Басра, Ди-Кар, Майсан, Мутанна.

4. Центр контроля «Северная» в координации с национальным центром контроля управляет оперативным режимом электрической системы на напряжение 132 кВ в таких областях, как Салах-эд-Дин, Найнава, Киркук.

5. Связь и информация в Центральном регионе несет ответственность за связь и передачу информации на электростанции, находится в районе центра контроля «Центр», а также осуществляет связь с командами технического обслуживания.

6. Связь и информация в Южном регионе несет ответственность за связь и передачу информации на электростанции, находится в районе центр контроля «Южная», а также осуществляет связь с командами технического обслуживания.

7. Связь и информация в Северном регионе несет ответственность за связь и передачу информации на электростанции, находится в районе центра контроля «Северная», а также осуществляет связь с командами технического обслуживания.

## **1.5. Математическая модель части электрической сети Ирака**

Для анализа влияния элементов SmartGrid на режимы работы электрической сети рассмотрим часть распределительной сети Ирака, содержащую сети 33 и 11 кВ, для которой выполним расчеты установившихся режимов без элементов SmartGrid и при наличии таких элементов.

Схема электрических соединений сети изображена на рисунке 1.9, а соответствующая ей схема замещения показана на рисунке 1.10.

Электрическая сеть имеет две ступени напряжений: 33 и 11 кВ. В качестве источника питания, базисного и балансирующего узла принят узел 1. Всего в электрической сети пять потребителей, заданных своими мощностями.

Параметры элементов сети и потребителей приведены в таблицах 1.5 - 1.8. Расчет установившегося режима сети выполнен в компьютерной программе RS-3. Исходные данные для расчетов представлены в таблицах 1.9-1.10. Результаты расчета по узлам и ветвям приведены в таблицах 1.11-1.13.

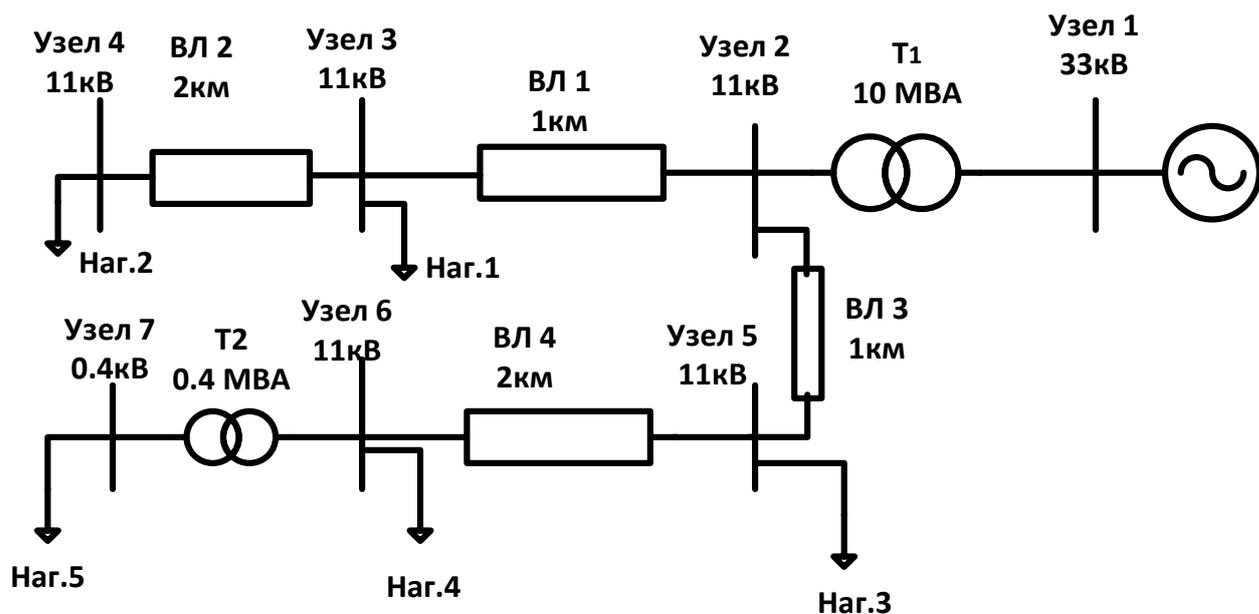


Рисунок 1.9. Исходная схема электрической сети

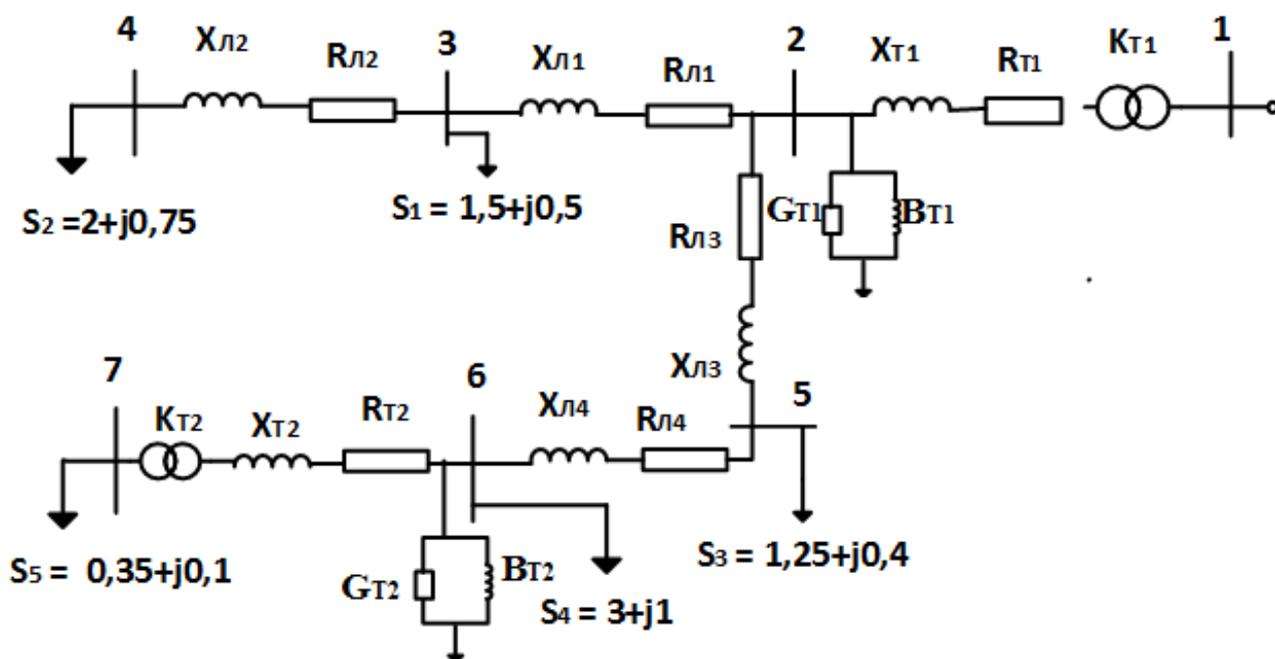


Рисунок 1.10. Схема замещения электрической сети

Таблица 1.5 – Паспортные данные трансформаторов

ID	Мощность МВА	$U_{\text{НОМ}}$		$\Delta P_{\text{кз}}$ кВт	$U_{\text{кз}}$ %	$\Delta P_{\text{xx}}$ кВт	$i_{\text{xx}}$ %
		ВН кВ	НН кВ				
T1	10	33	11	91	7.5	47.8	0.7
T2	0.4	11	0,4	5.9	4.5	0.8	1.6

Таблица 1.6 – Сопротивления линий электропередачи

ВЛ	Длина, км	Сечение, мм <sup>2</sup>	Тип	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом	X, Ом
1	1	125/16	ACSR	0,23	0,38	0,23	0,38
2	2	125/16	ACSR	0,23	0,38	0,46	0,76
3	1	125/16	ACSR	0,23	0,38	0,23	0,38
4	2	125/16	ACSR	0,23	0,38	0,46	0,76

Таблица 1.8 – Значение электрических нагрузок в электрической сети

Нагрузки	Активная мощность, МВт	Реактивная мощность, Мвар
1	1,5	0,5
2	2	0,75
3	1,25	0,4
4	3	1
5	0,35	0,1

Таблица 1.9 – Исходные данные для узлов

№	Характер	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	U, кВ
1	Балансирующий по P и Q	0	0	0	0	33
2	Нагрузочный	0	0	0	0	11
3	Нагрузочный	1,5	0,5	0	0	11
4	Нагрузочный	2	0,75	0	0	11
5	Нагрузочный	1,25	0,4	0	0	11
6	Нагрузочный	3	1	0	0	11
7	Нагрузочный	0,35	0,1	0	0	0,4

Таблица 1.10 – Исходные данные для ветвей

№	R, Ом	X, Ом	B, См	G, См	K <sub>T</sub> , акт.	K <sub>T</sub> реакт.
1-2	0,99	8,16	6,42·10 <sup>-5</sup>	4,3·10 <sup>-5</sup>	3	0
2-3	0,23	0,38	0	0	1	0
3-4	0,46	0,76	0	0	1	0
2-5	0,23	0,38	0	0	1	0
5-6	0,46	0,76	0	0	1	0
6-7	4,46	13,61	0,52·10 <sup>-6</sup>	6,6·10 <sup>-6</sup>	27,5	0

Таблица 1.11 – Значения параметров узлов

№узла	угол, °	$U$ , кВ	$P_n$ , МВт	$Q_n$ , Мвар	$P_r$ , МВт	$Q_r$ , Мвар	$dU$ , %
1	0	33	0	0	0	0	0
4	-3,94	10,33	2	0,75	0	0	-6,085
7	-7,21	0,357	0,349	0,1	0	0	-10,74
3	- 3,80	10,53	1,5	0,50	0	0	-4,232
5	- 4,42	10,46	1,25	0,4	0	0	-4,831
6	- 4,72	10,12	3	1	0	0	-7,946
2	- 3,54	10,64	0	0	0	0	-3,071
$dP_{ш}$ , МВт = 0 и $dQ_{ш}$ , Мвар = 0 (во всех узлах)							

Таблица 1.12 – Значения параметров ветвей

Ветвь	Поток $P_{акт.}, P_{ij}$	Поток $P_{акт.}, P_{ji}$	$dP$ ,	Поток $Q_{акт.}, Q_{ji}$	Поток $Q_{акт.}, Q_{ij}$	$dQ$	$I$
$i-j$	МВт,	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар	кА
5-6	3,46	-3,351	0,107	1,174	-1,118	0,0561	0,201
1-2	8,408	-8,33	0,076	3,599	-2,972	0,62	0,16
2-5	4,765	-4,713	0,0518	1,67	-1,57	0,099	0,274
3-4	2,037	-1,99	0,0376	0,77	-0,75	0,0196	0,119
2-3	3,566	-3,537	0,0292	1,3	-1,27	0,0292	0,209
6-7	0,356	-0,35	0,00612	0,118	-0,09	0,0187	0,0214
$Q_c$ , Мвар = 0 во всех ветвях, $K_t$ акт. и $K_t$ реакт. как в исходных данных							

Таблица 1.13 – Значения потерь

Узел	4	7	3	5	6	2
Потери напряжения	-6,085	-10,74	-4,232	-4,831	-7,946	-3,071
Суммарные потери мощности	Активной, кВт			308,328		
	Реактивной, кВАр			849,821		
Примечание: результаты расчета из RS-3 [101]						

## **Выводы**

1. В результате военных действий энергетическая система и распределительные сети Республики Ирак существенно пострадали, а оставшиеся в работе сети на сегодняшний день значительно перегружены.

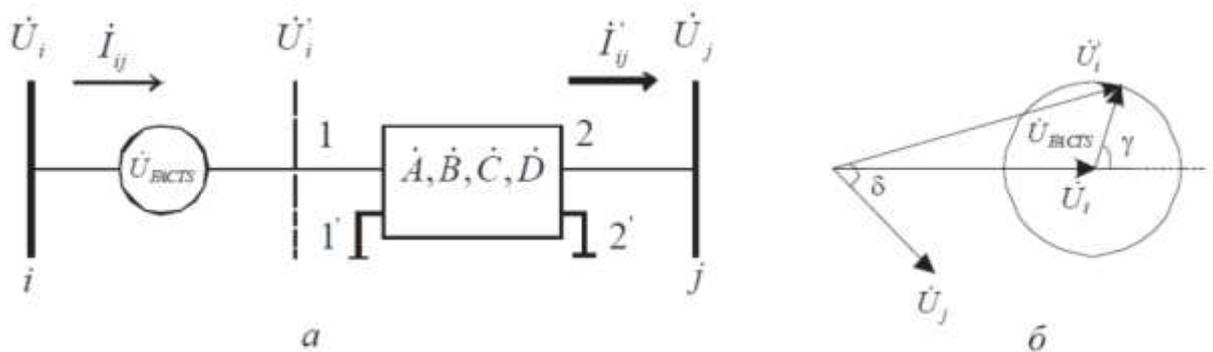
2. Иракская электроэнергетическая система представляет собой сложнзамкнутую и многоуровневую систему, включающую в себя системообразующие и распределительные сети высокого, среднего и низкого напряжения большой протяженности, для функционирования которой требуются жесткие механизмы управления.

3. Проблемами иракских энергетических сетей являются: увеличение спроса на электроэнергию, недостаток существующих и отсутствие новых или возобновляемых источников энергии, высокий уровень технологических потерь в магистральных (13-44%) и распределительных сетях (до 70%), отсутствие способности управлять режимами работы электрических сетей.

4. Перспективной в сложившихся условиях представляется возможность создания и использования интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной электрической сетью (Smart Grid), которая позволяет обеспечить управляемость и повысить передающую способность сетей.

## ГЛАВА 2. Эффективность отдельных компонентов Smart Grid для электрических сетей Ирака

Сегодня наблюдается мировой интерес к развивающемуся направлению преобразования электроэнергетики на базе новой технологической основы – активно-адаптивных сетей Smart Grid («Умные сети»), базовым кластером которых являются устройства, относящиеся к технологии управляемых систем электропередачи переменного тока FACTS - Flexible Alternative Current Transmission System (гибкие системы электропередачи переменного тока).



а – простейшая энергосистема; б – ее векторная диаграмма

Рисунок 2.1. Модель устройств FACTS.

Приоритетными направлениями научно-технического прогресса в электроэнергетике являются:

создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения (интеллектуальные сети - Smart Grids);

развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (FACTS).

Чаще всего в SmartGrid выделяют следующие направления:

– экономически эффективные технологии малой и средней генерации, включая альтернативные источники;

– новое поколение устройств автоматизации (АСУ ТП, РЗА и пр.);

– информационно-технологические системы для центров управления энергосистем;

– активное электротехническое сетевое оборудование (FACTS), способное в «темпе процесса» менять характеристики передачи или преобразования электрической энергии с целью оптимизации режимов сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности, качеству электрической энергии [59] и реализующее функции самодиагностики и мониторинга состояния.

## **2.1. Виды устройств FACTS анализ надёжности и качества электроэнергии с их применением**

К устройствам FACTS первого (FACTS-1) поколения относятся устройства, обеспечивающие регулирование напряжения (реактивной мощности), а также требуемую степень компенсации реактивной мощности в электрических сетях (Static capacitor banks – батареи статических конденсаторов БСК, в том числе управляемые, Static var compensator SVC – статический тиристорный компенсатор СТК, Thyristor controlled reactor TCR – тиристорно-реакторная группа, Thyristor controlled phase shifting transformer TCPST – фазосдвигающий трансформатор, управляемый тиристорами / фазоповоротное устройство ФПУ, и др.)

К устройствам FACTS второго (FACTS-2) поколения относят устройства, обеспечивающие векторное регулирование (когда регулируется не только величина, но и фаза вектора напряжения электрической сети) режимных параметров на основе управляемых приборов силовой электроники – IGBT-транзисторов или IGCT-тиристоры (Static synchronous compensator – синхронный статический компенсатор реактивной мощности на базе преобразователя напряжения СТАТКОМ, Unified power flow controller (based on two STATCOMs or two asynchronized synchronous compensators connected in parallel-series Объединенный (параллельно-последовательный) регулятор потоков мощности ОРПМ (на базе двух СТАТКОМов,

либо двух АСК, соединенных параллельно-последовательно), STATCOM based DC link - вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов ВПТН, Phase shifting transformer PST – фазовращающий трансформатор ФВТ, Asynchronized synchronous electromechanical frequency converter – асинхронизированный синхронный электромеханический преобразователь частоты АС ЭМПЧ, Asynchronized synchronous compensator, also with flywheel – асинхронизированный синхронный компенсатор, в том числе с маховиком АСК) .

Все устройства FACTS делятся на статические и динамические (электромашинные) системы.

Устройства FACTS классифицируют в зависимости от их типов соединения с сетью: последовательный, параллельный и комбинированный. Управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК и STATCOM) являются параллельными типами. Конденсаторная батарея с тиристорным управлением (TCSC), интерфазный силовой контроллер (ИСК, ИРС) и последовательный регулятор потоков мощности (ПППМ, SSSC) являются последовательными типами. Фазосдвигающий трансформатор с тиристорным управлением или фазоповоротное устройство (ФПУ, TCPST) и объединенный регулятор потоков мощности ОРПМ или универсальный регулятор потоков мощности УРПМ (unified power flow controller UPFC) – комбинированные типы. Ниже приводятся несколько видов устройств FACTS, а также анализ надёжности и качества электроэнергии с их применением.

### **2.1.1. Батареи статических конденсаторов (БСК)**

Батареи статических конденсаторов (БСК)– это электроустановка, предназначенная для компенсации реактивной мощности.

Применение БСК позволяет снизить перетоки реактивной мощности в сети, что приводит к существенному уменьшению потерь активной энергии в сетях 11-132 кВ, а это в свою очередь позволяет снизить загрузку ЛЭП и сетевых трансформаторов. Повышение коэффициента мощности в магистральных и

распределительных электросетях дает возможность увеличить их пропускную способность без увеличения мощности трансформаторов и строительства или модернизации ЛЭП.

Основными функциями БСК являются следующие:

*Регулирование напряжения.* Различные участки энергосистемы характеризуются различной величиной напряжения. Она определяется, прежде всего, нагрузкой и схемой сети. нормально допустимое отклонение напряжения от номинального (согласно IEEE Std 1366-2003), должно составлять не более  $\pm 5\%$ , а предельно допустимое не более  $\pm 10\%$ . Конденсаторная батарея, являющаяся основным элементом БСК, обеспечивает поддержание требуемого уровня напряжения за счет компенсации реактивной мощности нагрузки.

*Снижение потерь электроэнергии.* Доля технологических потерь при передаче энергии в сетях может достигать 8-12%. На основании анализа режимов работы электросетей и проведения системных расчетов выбираются узлы энергосистемы наиболее нагруженные реактивной мощностью. БСК позволят существенно повысить экономичность сетей.

Конструктивно Батарея статических конденсаторов состоит из конденсаторной батареи, токоограничивающего реактора (опционально) и шкафа коммутации и защит БСК с измерительными трансформаторами тока. Основным элементом БСК являются однофазные косинусные конденсаторы. Конструкция конденсаторной батареи представляет собой сборку из блоков силовых высоковольтных конденсаторов, размещенных в сварных металлических рамах, которые соединяются между собой параллельно и последовательно. Блоки конденсаторов устанавливаются вертикально в несколько уровней на опорных изоляторах. Трехфазная батарея, как правило, состоит из трех однофазных конструкций, включающих в себя статические конденсаторы, токоограничивающие реакторы и трансформаторы тока, которые соединяются в звезду или треугольник в зависимости от режима работы нейтрали.

Основными технико-экономическими преимуществами конденсаторных батарей по сравнению с другими видами компенсирующих устройств являются:

- возможность подключения батарей статических конденсаторов непосредственно к шинам, как низкого, так и высокого напряжения;
- длительный срок службы;
- малые потери активной мощности;
- сравнительная легкость операций монтажа;
- простота эксплуатации;
- возможность внутренней и наружной установки.

### 2.1.1.1. Устройства продольной компенсации

Устройства продольной компенсации (УПК) широко применяются в мировой практике, в районах с отдаленными от потребителей источниками энергии для повышения пропускной способности ВЛ и обеспечения более эффективной работы существующих линий электропередач. В состав УПК в виде батарей входят конденсаторы продольной компенсации, которые включаются в линии электрических передач последовательно с целью компенсации некоторой части индуктивного продольного сопротивления. Благодаря этому пропускная способность воздушных линий существенно растет.

При продольной компенсации реактивной мощности конденсаторы включают последовательно с нагрузкой (рис. 2.2, 2.3) через разделительный или вольтодобавочный трансформаторы (ТН). Продольная компенсация обеспечивает автоматическое регулирование напряжения в зависимости от тока нагрузки. Однако при

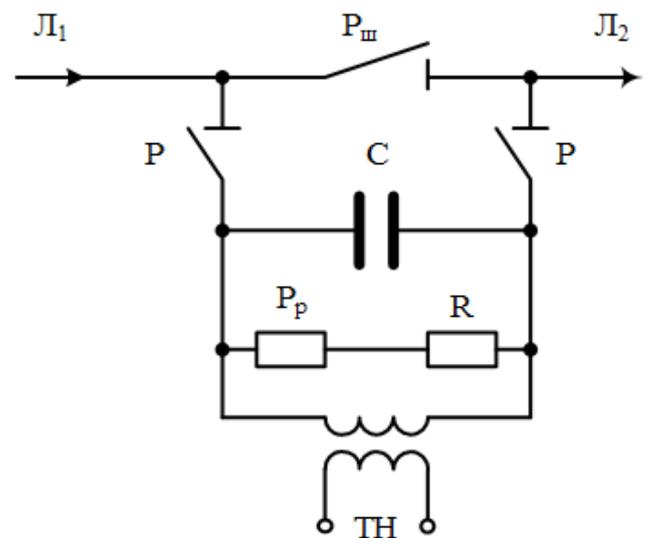


Рисунок 2.2. Основные элементы УПК

продольной компенсации, возникают аварийные режимы. Причинами их могут оказаться феррорезонансные колебания, перенапряжения при расшунтировании конденсаторов, внутренние повреждения конденсаторов. Если в схеме питания возникает резкое повышение напряжения, то конденсаторы должны быть немедленно разряжены через искровой промежуток ( $P_p, R$ ) и шунтированы высоковольтным выключателем ( $P_{ш}$ ) (рис. 2.2).

Задачей УПК является эффективное поддержание уровня нужного напряжения вдоль линии электропередачи переменного тока и поддержание напряжения в конце радиальных линий в заданных пределах в условиях растущего спроса на электроэнергию. Пропускная способность линий ограничивается нагревом проводов и устойчивостью электропередачи. УПК позволяет увеличивать передаваемую мощность вплоть до предела по нагреву проводов линии электропередачи. Применение УПК снижает реактивное сопротивление линии, повышает пропускную способность линии электропередачи и обеспечивает динамическую устойчивость благодаря установке последовательного конденсатора (рис.2.3).

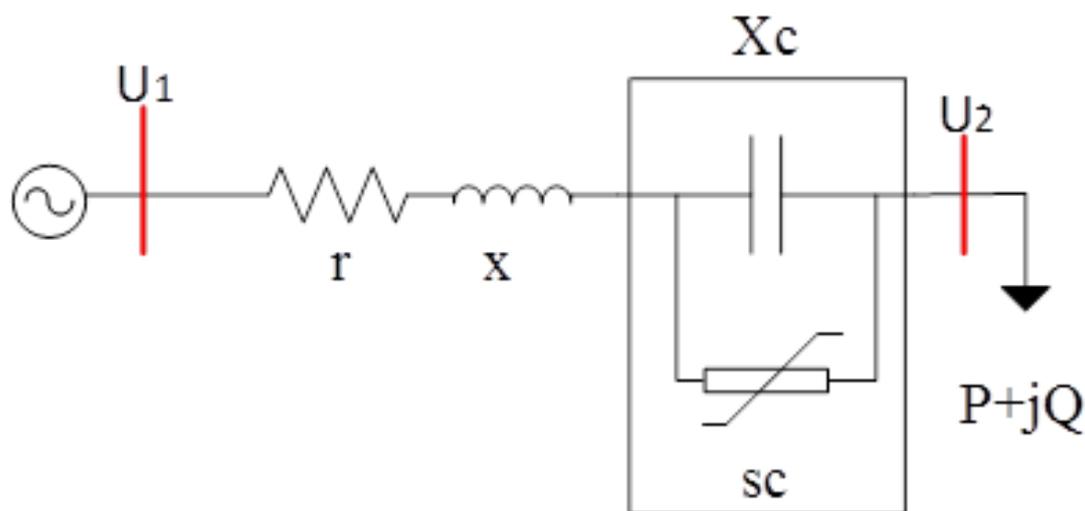


Рисунок 2.3. Модель линии электропередачи с УПК

Активная мощность, передаваемая по линии без потерь определяется как

$$P = \frac{U_1 U_2}{X} \sin \delta. \quad (2.1)$$

где  $U_1, U_2$  – напряжения в начале и в конце линии;

$X$  – индуктивное сопротивление линии;

$\delta$  – угол между векторами  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$ .

Реактивное сопротивление линии с учетом УПК  $X_{eff}$

$$X_{eff} = X - X_c \quad \text{или} \quad X_{eff} = (1 - K)X,$$

где  $K$  – степень компенсации УПК, равная  $K = X_c / X$ ,  $0 < K < 1$ .

Предполагая, что в компенсированной линии величины напряжения в начале и в конце линии равны  $U_1 = U_2 = U$ , то значение для  $P$  можно получить по формуле:

$$P = U \cdot I = \frac{U^2}{(1 - K) \cdot X} \sin \delta. \quad (2.2)$$

Линия перекомпенсирована, если  $X < X_c$ . На рисунке 2.4,а, показаны соотношения между линейным напряжением на УПК и длиной линии. Перекомпенсации следует избегать, чтобы не допустить феррорезонансного эффекта [92].

Реактивная мощность, передаваемая по линии с УПК, определяется по формуле:

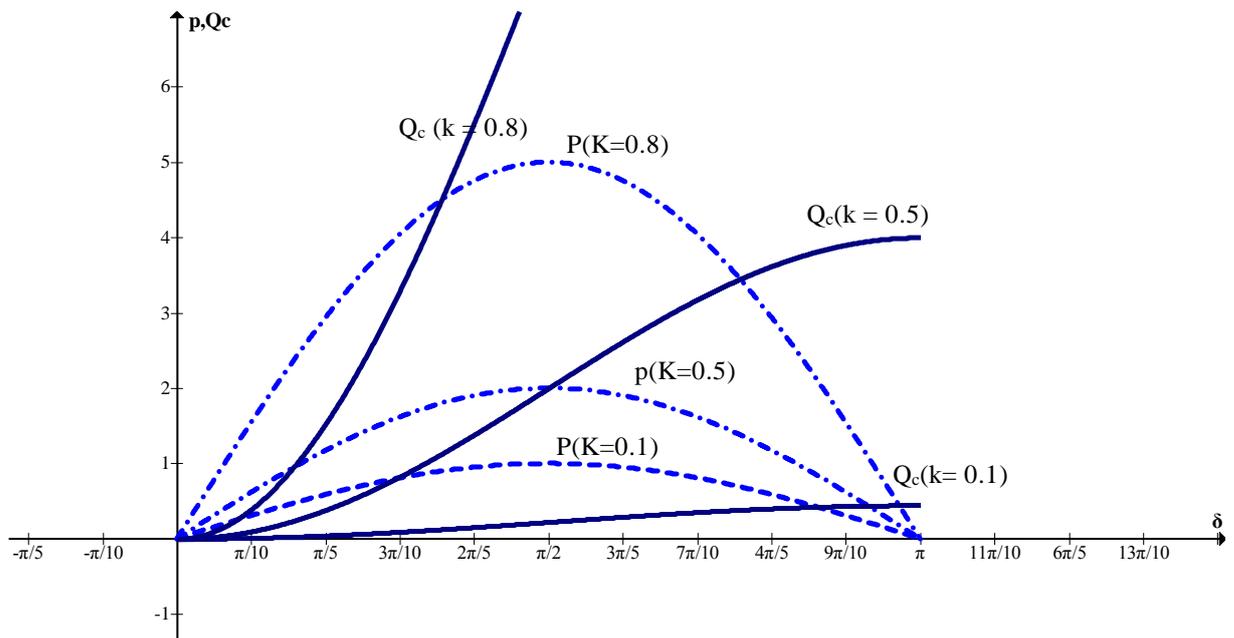
$$Q_c = I^2 X_c = \frac{2U^2 K}{X(1 - K)^2} (1 - \cos \delta). \quad (2.3)$$

Связь между активной мощностью  $P$ , реактивной мощностью УПК  $Q_c$  и углом  $\delta$ , показаны на графике при различных значениях степени компенсации серии  $K$  (рис. 2.4, б). Из графиков видно, что с увеличением степени компенсации  $K$ , как и ожидалось, передаваемая мощность быстро возрастает. Аналогичным образом, реактивная мощность УПК, также резко возрастает с увеличением  $K$  и изменяется в зависимости от угла  $\delta$  таким же образом, как и график реактивной мощности [92,93].

*Выбор параметров элементов.* На первый взгляд выбор параметров элементов, кажется, трудным и требует обширного моделирования каждой отдельной ситуации.



а)



б)

Рисунок 2.4. Взаимосвязь между: линейным напряжением в линии с УПК и длиной линии(а); активной мощностью  $P$ , реактивной мощностью УПК  $Q_c$  и углом  $\delta$ (б)

*Выбор емкости конденсатора.* Для полной компенсации необходимо значение емкости конденсатора  $C$  задать равным индуктивному сопротивлению

линии деленному на частоту питающей сети  $C = X_L/\omega = 1/L\omega^2$ . В зависимости от фактических ситуаций может быть принято решение о неполной компенсации индуктивного сопротивления линии.

*Стабильность напряжения.* УПК может быть использовано для уменьшения реактивного сопротивления линии и стабилизации напряжения как в начале, так и в конце линии.

Простая радиальная система, включающая участок линии с индуктивным сопротивлением  $X$ , УПК с емкостным сопротивлением  $X_C$  и нагрузку с сопротивлением  $Z$  показана на рисунке 2.5, а.

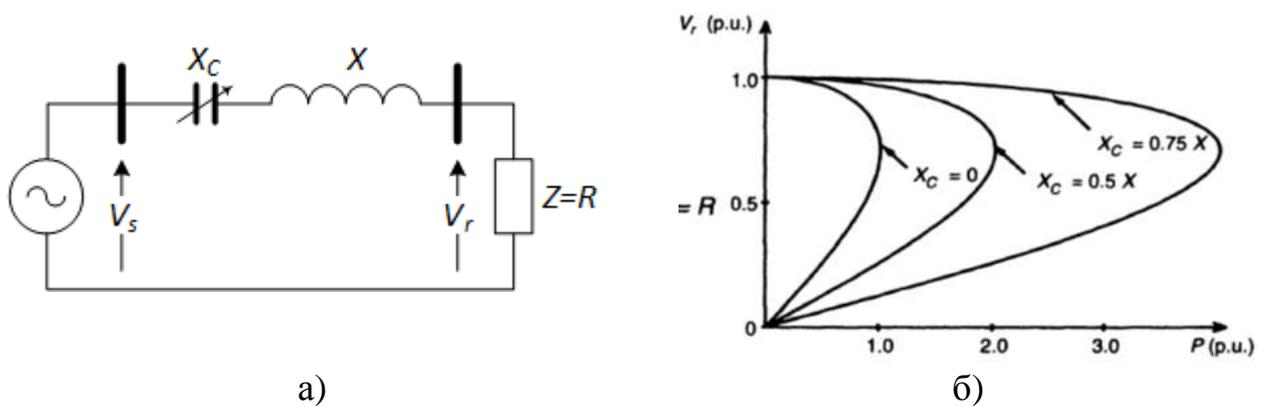


Рисунок 2.5. Стабильность напряжения

Соответствующее изменение напряжение на клеммах нагрузки с постоянным коэффициентом мощности, при 50 % и 75% ёмкостной компенсации показано на рисунке 2.5, б. Точка экстремума на каждой кривой, представляет собой точку предела устойчивости по напряжению в линии с УПК. Для повышения предела стабильности напряжения в воздушных ЛЭП УПК является гораздо более эффективным, чем параллельная компенсации того же номинала мощности.

*Улучшение динамической устойчивости.* Большие возможности дает УПК для контроля передаваемой мощности. Линию с УПК можно использовать гораздо более эффективно для увеличения предела устойчивости и демпфирования низкочастотных колебаний мощности [92,93].

Таким образом применение УПК позволит значительно увеличить уровень напряжения в узле нагрузки при разном характере нагрузки, что показано в разделе

2.4 (схема расчета на рисунке 2.17), при этом колебаний напряжения в узлах сети отмечено не было.

#### 2.1.1.2. Параллельно соединённые конденсаторы

Поперечная компенсация реактивной мощности, заключается в параллельном соединении компенсирующих устройств. При соединении индуктивного и емкостного сопротивлений ток в неразветвленной части цепи представляет собой геометрическую сумму токов индуктивности и емкости. Индуктивный ток отстает от напряжения, а емкостной опережает его. При соответствующем значении емкости суммарный ток оказывается ниже индуктивного тока нагрузки, что приводит к увеличению коэффициента мощности.

Повышение коэффициента мощности нагрузки с помощью источников реактивной мощности позволяет увеличить пропускную способность линий, повысить активную нагрузку трансформаторов без увеличения их полной мощности. При поперечной компенсации реактивной мощности наряду со снижением тока нагрузки снижаются потери активной мощности, повышается уровень напряжения в сети и снижаются его потери в отдельных элементах системы электроснабжения. Наиболее целесообразно подключать конденсаторы как можно ближе к приемникам и потребителям электроэнергии. Батареи конденсаторов в этом случае называют шунтовыми (ШБК) и подключают на шины 6-10 кВ подстанций параллельно нагрузке. Покажем это на примере простейшей сети (рис. 2.6).

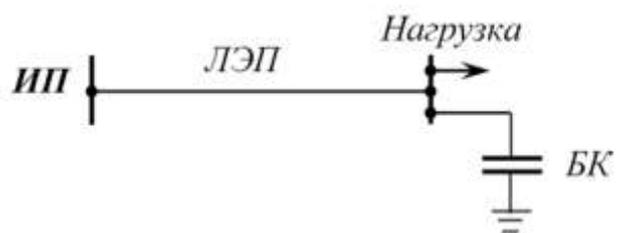
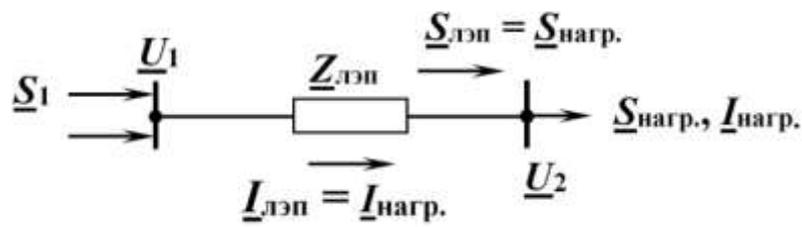
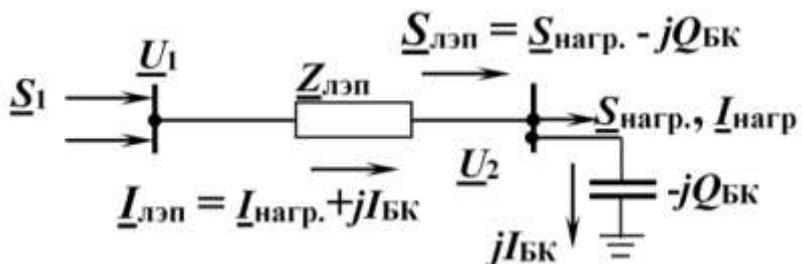


Рисунок 2.6. Участок простейшей сети

Схемы замещения с распределением мощности до и после подключения БК показаны на рисунке 2.7.



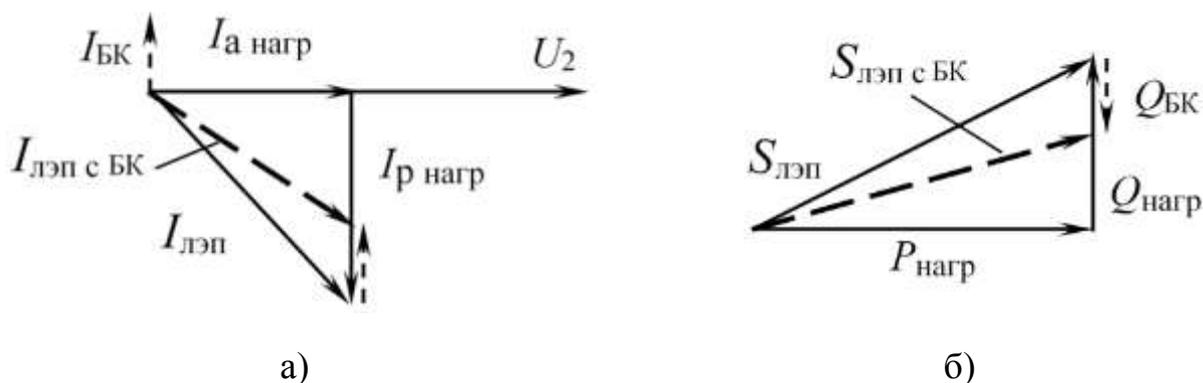
а)



б)

Рисунок 2.7. Схема замещения сети: а – без БК; б – с БК

Векторные диаграммы токов и мощностей показаны на рисунке 2.8.



а)

б)

Рисунок 2.8. Векторные диаграммы: а – токов; б – мощностей

Векторная диаграмма напряжений приведена на рисунке 2.9. Построение векторной диаграммы до использования батареи конденсаторов выполняется так же, как и для ЛЭП с одной нагрузкой в сети напряжением 33кВ.

Для получения значения напряжения в начале передачи нужно к напряжению в конце передачи добавить падение напряжения от тока нагрузки в активном и реактивном сопротивлениях ЛЭП. На векторной диаграмме это треугольник  $abc$ . Величина фазного напряжения в начале передачи до подключения КУ равна  $\underline{U}_1$  ф. Отрезок  $ac'$  численно равен потере напряжения в сети.

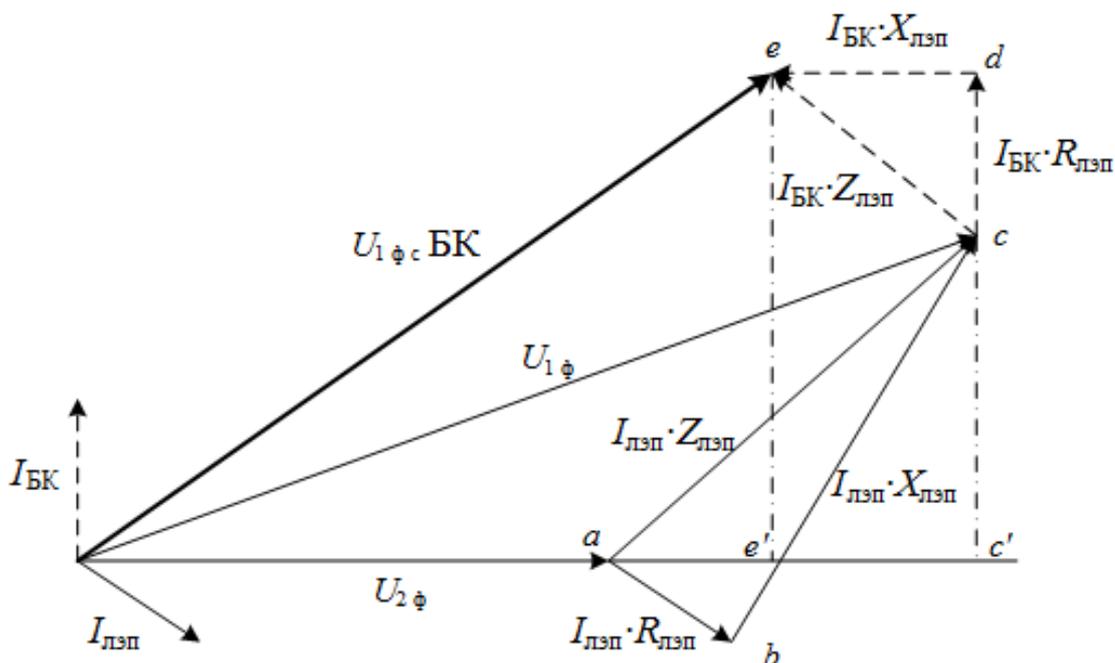


Рисунок 2.9. Векторная диаграмма напряжений

Достраиваем треугольник падения напряжения от тока БК в сопротивлениях ЛЭП. Это треугольник  $cde$ . Соединяем начало координат с точкой  $e$  и определяем величину фазного напряжения в начале ЛЭП после установки БК  $\underline{U}_{1\phi}$  с БК. По модулю  $\underline{U}_{1\phi}$  с БК меньше напряжения  $\underline{U}_{1\phi}$ .

Величина потерь напряжения после установки БК численно равна отрезку  $ae'$ . Сравниваем отрезки  $ac'$  и  $ae'$  и видим, что подключение БК приводит к уменьшению потери напряжения. Из анализа можно сделать вывод, что при заданном напряжении в начале участка сети при установке БК улучшается режим напряжения в конце участка.

Оценим влияние величины мощности нагрузки. При малых нагрузках уменьшаются размеры треугольник  $abc$ . Если используется нерегулируемая БК, размеры треугольника  $cde$  остаются без изменений. В этом режиме напряжение в конце передачи может быть больше напряжения в начале передачи. Это недопустимо. Следовательно, нужно использовать регулируемые БК. Эффект регулирования тем больше, чем больше мощность БК и индуктивное сопротивление сети.

Таким образом, из векторных диаграмм видно, что величины тока, мощности и потерь напряжения в линии электропередачи уменьшились после подключения

на шины потребителя батареи конденсаторов. Этот вывод следует и из расчетных формул (табл. 2.1).

Таблица 2.1 - Расчетные формулы для батареи конденсаторов

Параметр	Без БК	С БК
Мощность	$S_{лэп} = S_{нагр} = P_{нагр} + jQ_{нагр}$	$S_{лэп} = S_{нагр} =$ $= P_{нагр} + j(Q_{нагр} - Q_{БК})$
Ток	$I_{лэп} = I_{нагр} = I_{нагр а} - jI_{нагр р}$	$I_{лэп} = I_{нагр} =$ $= I_{нагр а} + j(I_{нагр р} - I_{БК})$
Потери мощности	$\Delta P = \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{нагр}^2} \cdot R_{лэп}$ $\Delta Q = \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{нагр}^2} \cdot X_{лэп}$	$\Delta P = \frac{P_{нагр}^2 + (Q_{нагр} - Q_{БК})^2}{U_{нагр}^2} \cdot R_{лэп}$ $\Delta Q = \frac{P_{нагр}^2 + (Q_{нагр} - Q_{БК})^2}{U_{нагр}^2} \cdot X_{лэп}$
Потери напряжения	$\Delta U = \frac{P_{нагр} \cdot R_{лэп} + Q_{нагр} \cdot X_{лэп}}{U_{нагр}}$	$\Delta U =$ $= \frac{P_{нагр} \cdot R_{лэп} + (Q_{нагр} - Q_{БК}) \cdot X_{лэп}}{U_{нагр}}$

При выборе мощности конденсаторной установки и места размещения ее в распределительной сети должны учитываться:

1. Номинальное напряжение сети и его допустимые колебания.
2. Графики потребляемой реактивной мощности и характеристики основных потребителей.
3. Отключающая способность коммутационной аппаратуры.
4. Возможность возникновения резонансных явлений
5. Экономический эффект от ее использования.
6. Применение автоматического регулирования мощности установки.
7. Потребность в реактивной мощности не только в системе в целом, но и для всего района с учетом необходимого резерва.
8. Возможность регулирования напряжения с помощью трансформаторов с регуляторами напряжения под нагрузкой и конденсаторной установки.
9. Номенклатура выпускаемых промышленностью комплектных конденсаторных установок.

На рисунке 2.16 приведён пример, полученный с помощью программы расчета установившихся режимов систем электроснабжения, для случая подключения FACTS (БСК, СК) в электрической сети. Численные результаты даны в таблицах 2.10 - 2.12.

### **2.1.2. Статические тиристорные компенсаторы (СТК)**

Статический тиристорный компенсатор (СТК) представляет собой устройство для плавного регулирования реактивной мощности и удержания ее значения в заданных пределах. Принцип работы СТК основан на параллельном включении в сеть фильтрокомпенсирующих цепей (ФКЦ), выполняющих функцию фильтров высших гармоник и коммутируемых тиристорами реакторов тиристорно-реакторной группы (ТРГ). При этом ФКЦ включены в сеть постоянно. Плавное регулирование реактивной мощности достигается путем изменения времени коммутации ТРГ за счет плавного регулирования угла зажигания тиристоров. СТК может использоваться для регулирования напряжения в системе и поддержания его на нужном уровне, улучшения пропускной способности при передаче электроэнергии, улучшения подавления низкочастотных колебаний, а также подавления асинхронных качаний. Кроме того, СТК способен подавлять колебания напряжения на шинах, вызванные изменением нагрузки, что уменьшает колебания напряжения у потребителя и повышает качество электроэнергии. СТК широко применяются в электроснабжении промышленных предприятий.

Функции СТК при установке на линиях электропередач:

1. Стабилизация напряжения.
2. Снижение уровня высших гармоник.
3. Снижение колебаний напряжения в питающей сети.
4. Балансировка нагрузки.

Функции СТК при использовании в электроснабжении промышленных предприятий:

1. Повышение коэффициента мощности.

2. Снижение штрафов за низкий коэффициент мощности.
3. Ограничение уровня скачков напряжения.
4. Снижение уровня высших гармоник, генерируемых в сеть.
5. Снижение потерь энергии.
6. Балансировка нагрузки.

Функции СТК при использовании в металлургии:

1. Стабилизация напряжения, повышение мощности плавления.
2. Снижение времени плавки, повышение производительности.
3. Снижение расхода электродов.
4. Увеличение срока службы футеровки за счет стабилизации процесса горения дуги.

Применение СТК приводит к существенной экономии за счет оптимизации расходов электроэнергии при передаче и потреблении, а так же снижения штрафов за низкий коэффициент мощности для предприятий.

СТК состоит из системы управления и защиты, ёмкостных фильтр компенсирующих цепей и тиристорно-реакторной группы, включающей в себя высоковольтный тиристорный вентиль и реакторы, коммутируемые тиристорным вентилем. Тиристорный вентиль имеет систему охлаждения. Типовая конфигурация СТК, приведенная на рисунке 2.9.

Схема СТК включает в себя фильтрокомпенсирующие цепи (ФКЦ), постоянно подключенные к шинам электропечной нагрузки или коммутируемые выключатели в соответствии с требованиями заказчика и являющиеся источником реактивной мощности и включенные параллельно им в треугольник три фазы управляемые тиристорами.

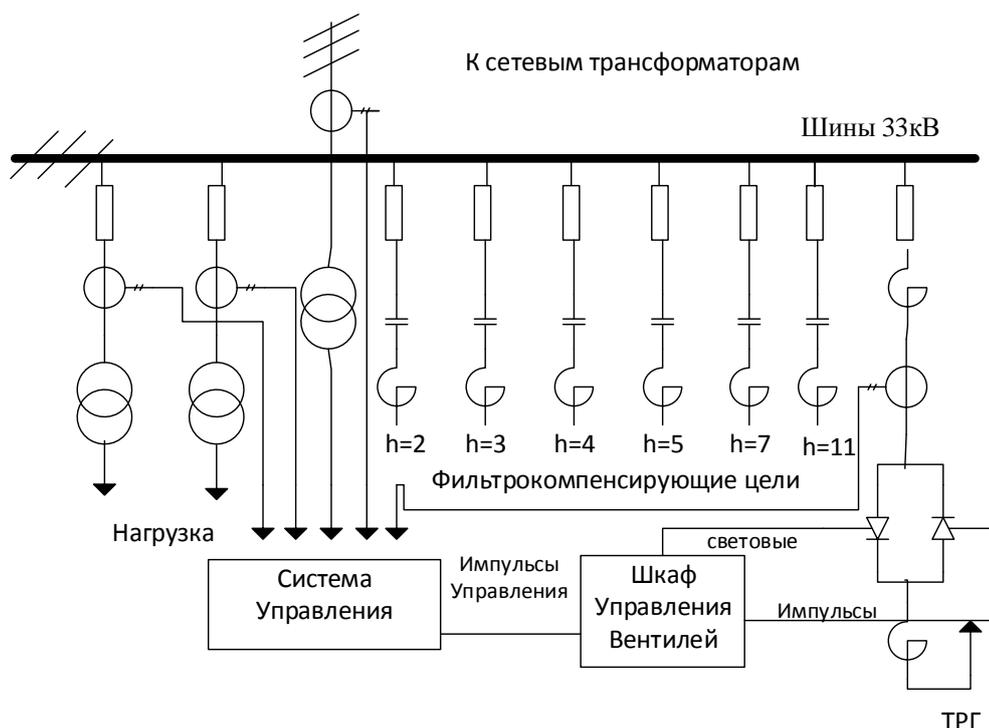


Рисунок 2.9. Типовая схема СТК для дуговых печей реакторов – тиристорно-реакторная группа (ТРГ), являющаяся плавно-регулируемым потребителем реактивной мощности

### 2.1.3. Статические компенсаторы (СТАТКОМ)

Статический компенсатор (СТАТКОМ) – это управляемое статическое устройство, подключенное между двумя системами переменного тока, состоящее из соединительного трансформатора, связывающего системы электроснабжения с синхронным контроллером, который генерирует импульсы напряжения, сравнивая их с одной из электрических систем для реализации обмена реактивной мощностью. Система управления СТАТКОМ в каждый момент обратного напряжения регулирует таким образом, чтобы мощности, подаваемые в сети, в этих условиях были равны нулю ( $P = 0$  и  $Q = 0$ ).

СТАТКОМ может быть смоделирован для управляемого источника напряжения (УИН)  $U_i$ , подключенного к электрической шине напряжения  $U_s$  через трансформатор. В большинстве случаев будет обеспечена поддержка постоянного напряжения синхронного контроллера по конденсатору постоянного тока со

сравнительно небольшим запасом энергии, следовательно, в установившемся режиме, активная мощность будет поддерживаться на уровне нуля, как показано схематически на рисунке 2.10.

При введении активного ограничения мощности, управление СТАТКОМ сводится к одной степени свободы, которая используется для управления количеством реактивной мощности, которой обмениваются линии. Соответственно, СТАТКОМ работает как функциональный эквивалент статического регулируемого компенсатора, что обеспечивает большее быстродействие и диапазон регулирования, чем статический регулируемый компенсатор (SVC).

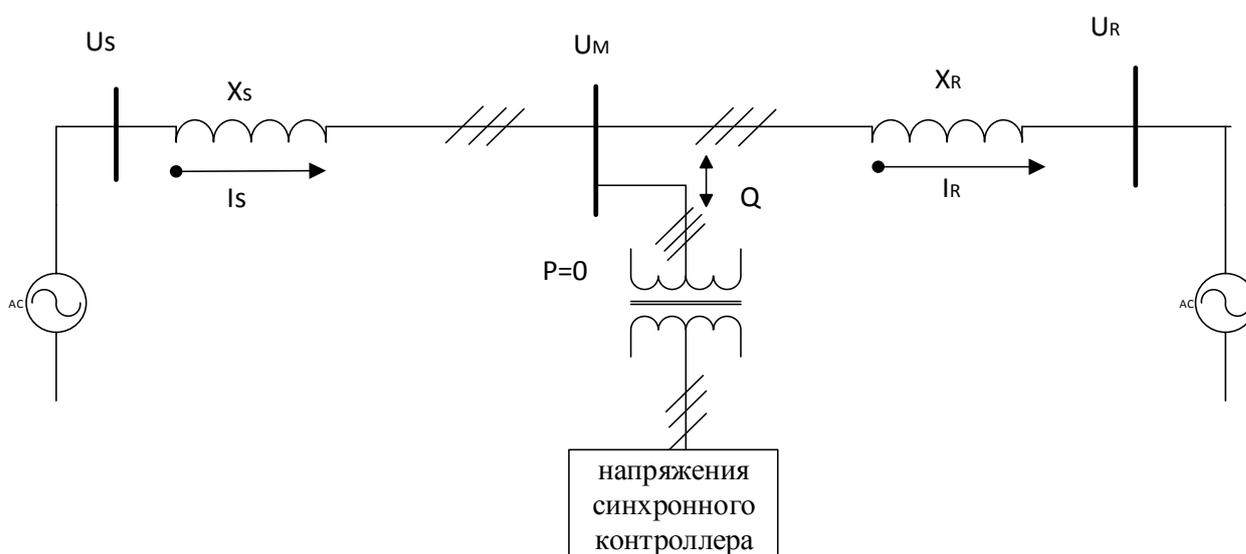


Рисунок 2.10. Схема СТАТКОМ

Каждый ГТО-преобразователь генерирует напряжение, которое ступенчато растет по многоступенчатой гармонике преобразовательного трансформатора линейного бокового последовательного соединения. Преобразователь трансформатора дает возможность наращивания синусоиды напряжения по величине и фазе. Потому СТАТКОМ с преобразователем многоступенчатых трансформаторов не генерируют значительные внутренние гармоники, они обычно требуют минимальной фильтрации гармоник или ее отсутствия. Если количество импульсов обжига для ГТО-преобразователя увеличивается, гармоники далее уменьшаются.

На рисунке 2.11 показана эквивалентная схема системы СТАТКОМ. ГТО-преобразователь с источником постоянного напряжения и энергосистемы показаны как переменные переменного напряжения на этом рисунке. Эти два напряжения соединены между собой реактивным сопротивлением, представляющим утечку индуктивности трансформатора.

Используя классические уравнения, описывающие расходы активной и реактивной мощности линии в точках  $U_i$  и  $U_s$ , а также значение импеданса трансформатора и разность углов между напряжениями двух узлов, можно определить мощности  $P$  и  $Q$ .

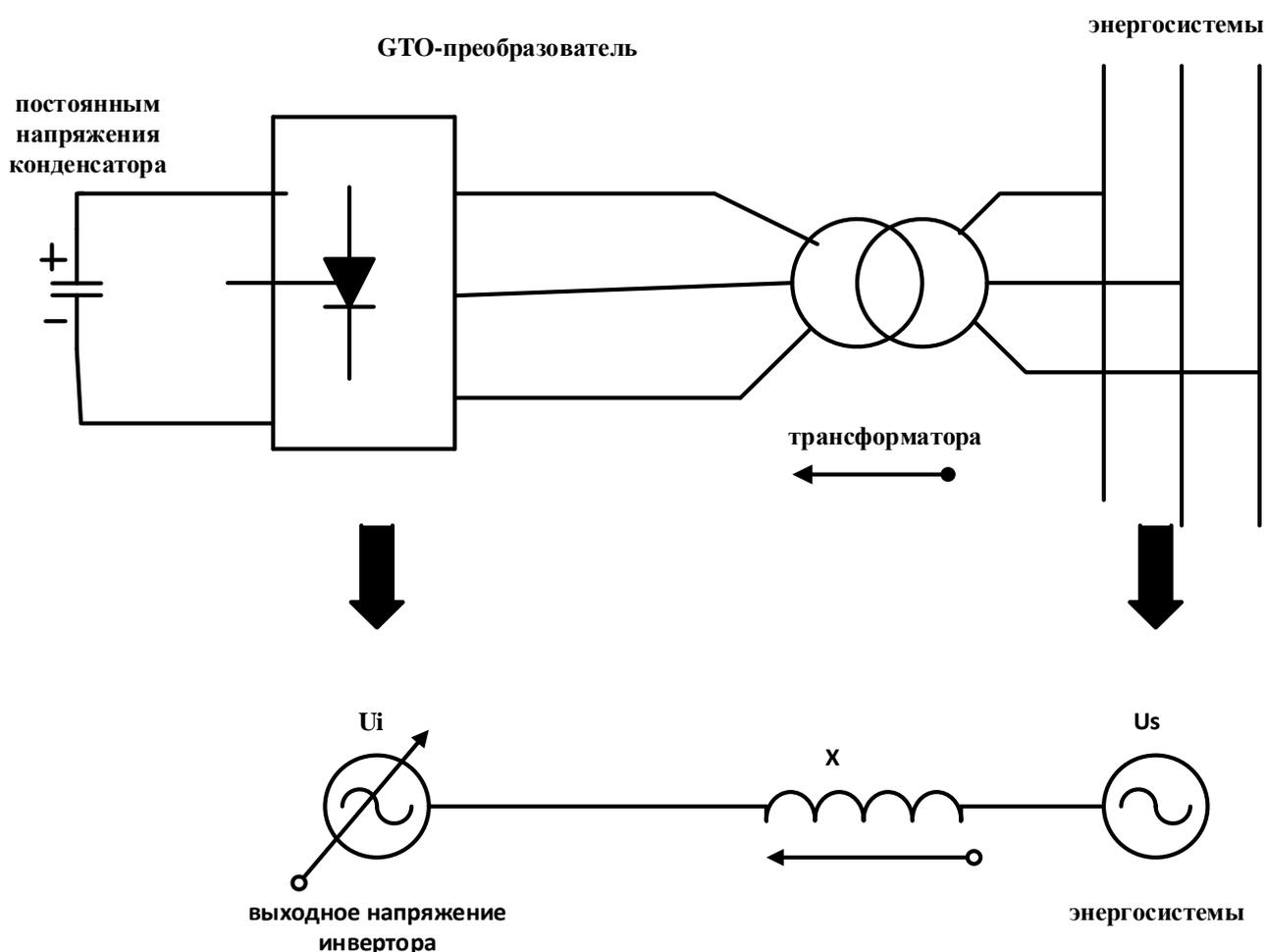


Рисунок 2.11. Эквивалентная схема СТАТКОМ

Если выходное напряжение инвертора  $U_i$  больше, чем напряжение энергосистемы  $U_s$ , то реактивная мощность будет накапливаться в СТАТКОМ (ёмкостная эксплуатация), и ток будет течь в направлении от системы к инвертору.

В противном случае, реактивная будет выдаваться в систему через СТАТКОМ (индуктивный режим) и ток будет протекать в противоположном направлении, и, наконец, если модули  $U_s$  и  $U_i$  равны, то в системе не будет протекать ток, и не будет реактивного расхода.

Таким образом, можно сказать, что в стационарном состоянии реактивная мощность зависит только от разности модулей между напряжениями  $U_s$  и  $U_i$ . Количество реактивной мощности пропорционально разности напряжений  $U_s$  и  $U_i$ . СТАТКОМ плавно и непрерывно контролирует напряжение от  $U_1$  до  $U_2$ . Впрочем, если напряжение системы превышает низкое напряжение ( $U_1$ ) или предел высокого напряжения ( $U_2$ ) (рис.2.12), СТАТКОМ действует как источник постоянного тока, контролируя управляемый источник напряжения ( $U_i$ ) соответствующим образом.

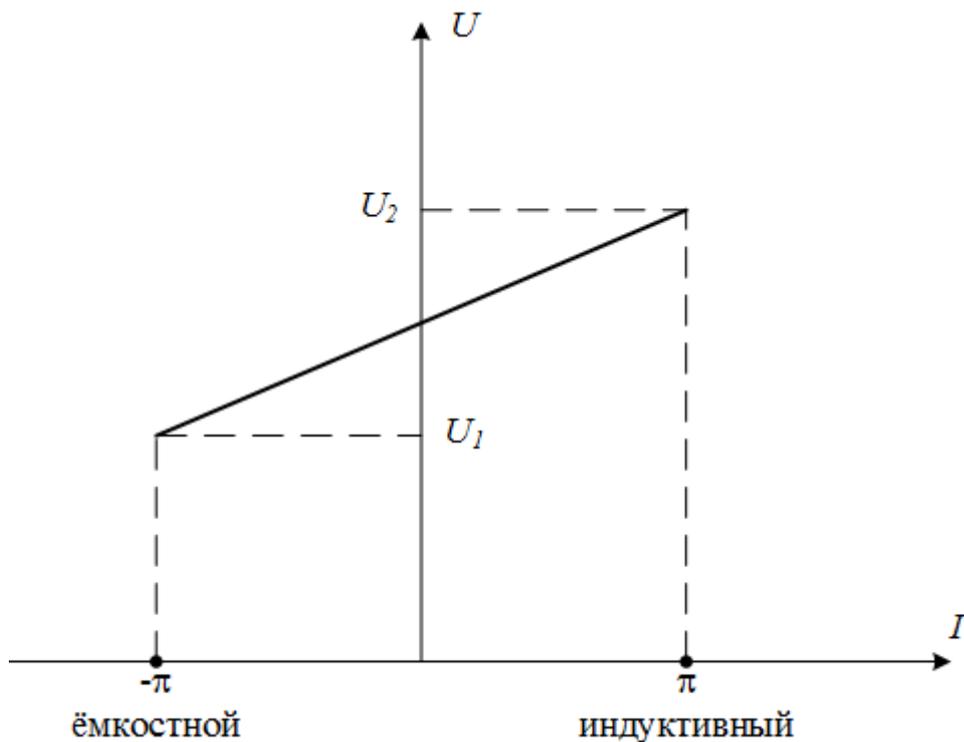


Рисунок 2.12. Вольт-амперная характеристика СТАТКОМ

При работе на пределе напряжения, величина компенсируемой СТАТКОМ реактивной мощности, больше, чем у статического тиристорного компенсатора (SVC).

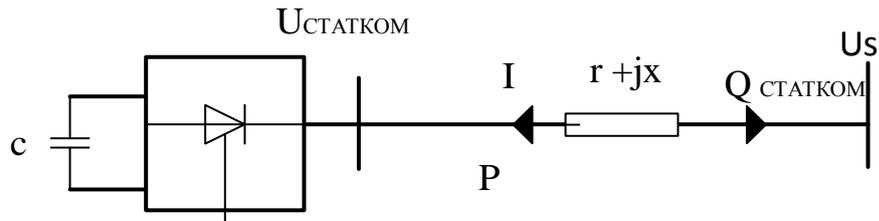


Рисунок 2.13. СТАТКОМ - подключение к системам

$$U_{\text{СТАТКОМ}} = KU_C \sin \frac{\theta}{2}. \quad (2.4)$$

где  $K$  – константа, связанная со структурой инвертора;

$U_C$  – напряжение конденсатора;

$\theta$  – управляющая переменная.

Активная мощность, потребляемая инвертором:

$$P = U_S U_{\text{СТАТКОМ}} y \sin(\delta + \alpha) - U_{\text{СТАТКОМ}}^2 y \sin \alpha. \quad (2.5)$$

где  $\delta$  – фазовый угол;

$$y = 1/\sqrt{r^2 + x^2};$$

$$\alpha = \arctan(r/x).$$

Реактивная мощность инжекции из СТАТКОМ равна:

$$Q_{\text{СТАТКОМ}} = I_m[-U_S I^*] = I_m \left[ U_S \frac{U_{\text{СТАТКОМ}} \angle \delta - U_S}{r - jx} \right] =$$

$$U_S U_{\text{СТАТКОМ}} y \cos(\delta - \alpha) - U_S^2 y \cos \alpha. \quad (2.6)$$

В стационарном состоянии инвертор не потребляет, не генерирует активную мощность, т. е.  $P = 0$ :

$$U_{\text{СТАТКОМ}} = U_S \frac{\sin(\delta + \alpha)}{\sin \alpha}. \quad (2.7)$$

$$Q_{\text{СТАТКОМ}} = \frac{U_S^2}{2r} \sin 2\delta. \quad (2.8)$$

$$U_C = \frac{U_S \sin(\delta + \alpha)}{K \sin \alpha \sin(\theta/2)}. \quad (2.9)$$

Из приведенных выше двух уравнений мы знаем, что корректировка фазы угла  $\delta$  поддержания константы ширины импульса  $\theta$  может изменить выходную реактивную мощность, а также напряжение конденсатора. Одновременная

регулировка  $\theta$  и  $\delta$  может поддерживать напряжение конденсатора и изменить реактивную мощность.

Векторная диаграмма СТАТКОМ в стационарном режиме показана на рисунке 2.14. Мы можем использовать аналогичное сопротивление  $r$ , представляя инвертор как активную потерю мощности, так что модель инвертора не потребляет, не генерирует активную мощность. На диаграмме амплитуда тока компенсации перпендикулярна выходу инвертора  $U_{\text{СТАТКОМ}}$  напряжения. Инвертор отдает реактивную мощность в систему, когда  $i$  приводит  $U_{\text{СТАТКОМ}}$ . В противном случае он потребляет реактивную мощность. Как показано на векторной диаграмме, реактивная мощность обеспечивается СТАТКОМ и равна:

$$Q_{\text{СТАТКОМ}} = \pm IU_S \cos \delta. \quad (2.10)$$

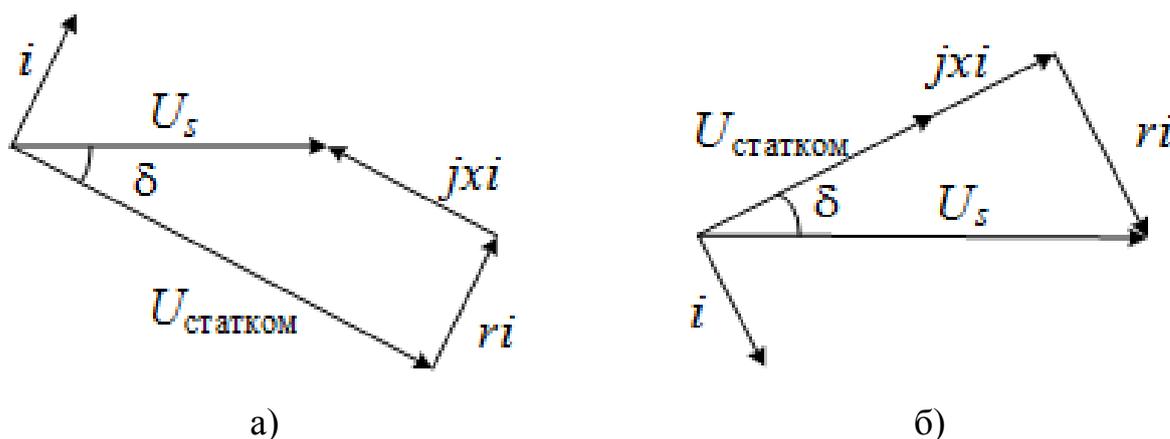


Рисунок 2.14. СТАТКОМ. Подача реактивной мощности в систему (а); потребление реактивной мощности из системы (б).

Амплитуда компенсации тока равна:

$$I = \pm \frac{U_S}{r} \sin \delta. \quad (2.11)$$

Фазовый угол тока компенсации является  $\pm(\pi/2 - \delta)$ , как показано на рисунке 2.14. Активная и реактивная мощности элементов тока компенсации равны:

$$I_P = I \cos\left(\frac{\pi}{2} - \delta\right) = \frac{U_S}{r} \sin^2 \delta = \frac{U_S}{2r} (1 - \cos 2\delta). \quad (2.12)$$

$$I_Q = \pm I \sin\left(\frac{\pi}{2} - \delta\right) = \frac{U_S}{2r} \sin 2\delta. \quad (2.13)$$

Пренебрегая сопротивлением  $r$  для приближенного анализа, приравняем  $\alpha$  и  $\delta$  к нулю в (2.5) и (2.6):

$$P = 0, \quad Q_{\text{СТАТКОМ}} = U_S \frac{U_{\text{СТАТКОМ}} - U_S}{X}.$$

Теперь свободная переменная контроля СТАТКОМ является  $\theta$  и  $U_{\text{СТАТКОМ}}$  определяется формулой (2.8). Если  $U_{\text{СТАТКОМ}}$  больше, чем  $U_S$ , СТАТКОМ подает реактивную мощность в систему, в противном случае он потребляет реактивную мощность. СТАТКОМ можно представить в виде шунта связи, управляемого источника тока, как отмечалось в (2.14) для стабильности энергосистемы и анализа управления. Величина и угол сдвига фаз определяется контроллером СТАТКОМ.

#### **2.1.4. Последовательный регулятор потоков мощности**

Устройства нового поколения, регулирующие передаваемую мощность по ЛЭП изменением суммарного реактивного сопротивления линии (аналогично установкам продольной компенсации УПК), получили название последовательных регуляторов потоков мощности (ПРПМ); этот тип устройств реализуется включением регулируемого ИРМ к линии через трансформатор, первичная обмотка которого включена в линию последовательно. Применяется для повышения пропускной способности линии электропередач и динамической устойчивости благодаря установке последовательного конденсатора.

#### **2.1.5. Объединенные (универсальные) регуляторы потоков мощности**

Позволяют одновременно регулировать фазный угол между напряжениями по концам ЛЭП и ее сопротивление. Конструктивно объединенные регуляторы потоков мощности (ОРПМ) состоят из параллельного и последовательного инверторов напряжения, полюса которых соединены связью постоянного тока с

общим конденсатором. ОРПМ универсальны, так как сочетают в себе возможности статического компенсатора реактивной мощности, установки продольной компенсации и фазоповоротного трансформатора, что позволяет регулировать потоки как реактивной, так и активной мощности.

### **2.1.6. Фазоповоротное устройство**

Фазоповоротные устройства (ФПУ) – специализированная модификация трансформатора, используемая для изменения передаваемой мощности трехфазных электрических сетей путем воздействия на угол передачи. Простейшая схема ФПУ состоит из двух трансформаторов: параллельного и последовательного, создающего вектор дополнительного напряжения в линии, перпендикулярно направленного к вектору напряжения в начале линии, что формирует фазовый сдвиг по отношению к основному напряжению на некоторый регулируемый угол. В случае использования ФПУ электроэнергия распределяется по линиям электропередач пропорционально косинусу разности фазовых углов напряжения на входе и выходе линии. Там, где между двумя точками существуют параллельные цепи с разной емкостью, прямое управление величиной фазового угла позволяет контролировать распределение потока электроэнергии между ними, предотвращая перегрузки. ФПУ применяется для оптимизации потоков мощности по параллельным ЛЭП, повышения их пропускной способности.

## **2.2. Показатели эффективности применения устройств FACTS в распределительных сетях Ирака**

*Повышение управляемости режимов работы ЭЭС Ирака.* Включение в состав электроэнергетической системы устройств FACTS способно повысить управляемость режимов работы ЭЭС, переводить потоки активной мощности в линии с большим классом напряжения и увеличить степень компенсации зарядной мощности электрической сети. Кроме того, появляется возможность аккумулировать

электроэнергию непосредственно в электрической сети с возвратом её в ЭЭС. Благодаря этому создаются технические возможности вплоть до предела по нагреву проводов линий электропередачи, более полного использования пропускной способности существующих электрических сетей, увеличения нагрузки и улучшения качества электроэнергии, повышения статической и динамической устойчивости синхронной работы генераторов. Автоматическое регулирование расширяет возможности оперативного воздействия и оптимизации параметров режимов работы электроэнергетической системы.

*Улучшение пропускной способности линий электропередач.* Более полное использование пропускной способности линий электропередачи обеспечивает передачу дополнительной электроэнергии из избыточных энергосистем с более низкими тарифами в дефицитные с вытеснением там менее экономичных источников энергии, а так же увеличение выдачи активной мощности электростанций за счёт повышения максимально-допустимых перетоков мощности. Это может позволить рассмотреть вопрос о строительстве новых высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП) и переносе сроков ввода генерирующих мощностей с целью увеличения пропускной способности электрических сетей. При этом генерирующая компания может получить дополнительную выручку на электростанциях от продажи электроэнергии, а также дополнительную выручку за предоставление транспортных услуг по передаче электроэнергии в дефицитные районы, а сетевая компания – экономии затрат на строительство и эксплуатацию новых ЛЭП.

В принимающей дефицитной энергосистеме или узле генерации выгода может быть получена за счет вытеснения замыкающих генерирующих мощностей с большими удельными расходами топлива и (или) использующих дорогое топливо, что приводит к снижению тарифов у потребителей.

*Повышение статической и динамической устойчивости ЭЭС.* Повышение устойчивости синхронной работы генераторов и нагрузки снижает вероятность нарушения нормальной работы ЭЭС и соответственно способствует уменьшению частоты срабатывания противоаварийной автоматики (ПА), предотвращающей эти

нарушения. Кроме того, появляется возможность снизить дозировки управляющих воздействий ПА, уменьшив тем самым объем отключений нагрузки и генераторов, что в результате позволит снизить потребности в аварийном резерве в ЭЭС; уменьшить ущербы на электростанциях от недовыработки электроэнергии; сэкономить топливо на повторные пуски энергоблоков электростанций, отключенных ПА.

*Повышение качества электроэнергии.* Работа устройств FACTS обеспечивает частичное или полное исключение негативного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как установившееся отклонение и размах изменения напряжения, несимметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения. Он проявляется как у потребителя, так и в энергосистеме (на электростанциях и в электрических сетях).

*Нормализация параметров режимов работы ЭЭС.* Нормализация параметров режимов работы ЭЭС обеспечивает стабилизацию напряжения на сетевом оборудовании и оборудовании подстанций, облегчение режимов работы турбогенераторов по реактивной мощности, разгрузку от реактивной мощности линий электропередач и сетевых трансформаторов и позволяет снизить:

- темпы износа оборудования (появится возможность исключить случаи сокращения межремонтных интервалов и продлить срок службы оборудования; с экономической точки зрения возможно частичное или полное исключение сверхнормативных затрат на реновацию и планово-профилактические ремонты);

- поток отказов оборудования с соответствующим уменьшением числа технологических нарушений, (снизиться ущерб от упущенной выгоды, уменьшится ущерб от безвозвратных потерь средств производства, уменьшатся затраты на ремонтно-восстановительные работы, снизится ущерб от ухудшения параметров послеаварийного режима);

- активные потери в линиях электропередач и сетевых трансформаторах (разгрузка линий электропередач и сетевых трансформаторов от реактивной

мощности приводит к снижению в них действующего тока и, соответственно, активных потерь, экономический эффект рассчитывается из стоимости сэкономленной электроэнергии.).

### **2.2.1. Экономический эффект использования устройств FACTS**

Экономический эффект от использования устройств FACTS: сокращение ущербов от безвозвратных потерь средств производства; экономия затрат на реновацию, планово-предупредительные и восстановительные ремонты всех видов оборудования; уменьшение размеров штрафных платежей по договорным обязательствам у всех участников рынка электроэнергии и снижение ущерба от упущенной коммерческой выгоды.

В наибольшей степени поддаётся расчёту экономия сетевой компании от снижения штрафных платежей потребителю за недоотпуск электроэнергии по вине компании и электростанциям (или генерирующим компаниям) за «запирание» мощности электростанций, за повреждение от технологических нарушений в электрическом хозяйстве, а также от снижения повреждений, связанных с безвозвратными потерями средств производства. По всем перечисленным факторам, как правило, имеется сметная и бухгалтерская документация, которая отражает соответствующие затраты прошлых лет. Её ретроспективный анализ позволяет получить исходные данные для объективной оценки эффективности применения устройств FACTS в электрических сетях. В определённых случаях устройства FACTS являются альтернативой сооружению дополнительных линий электропередач при выполнении заданных требований по надёжности, за счёт улучшения управления сетями.

### **2.2.2. Методика расчёта экономических показателей**

1. Областью применения устройств FACTS являются линии электропередачи и распределительные электрические сети.

2. Возможность применения утилитарных устройств FACTS должна устанавливаться на основании результатов расчёта установившихся режимов, устойчивости энергосистемы и переходных процессов при нормированных возмущениях в энергосистеме.

3. Проводить расчёты с учетом использования FACTS в энергосистеме для определения эффективности их применения в случае минимизации потерь мощности и энергии.

4. Расчёты должны производиться для нормальных и ремонтных режимов сети, в особенности при отключении сетевого элемента, наиболее влияющего на режим работы сети в целом. В качестве такого элемента можно рассматривать например генератор, группу однофазных шунтирующих реакторов наиболее загруженной линии передачи, самый мощный трансформатор. В некоторых случаях необходимо учитывать отказ, который происходит после отключения указанных двух элементов.

5. Расчёты должны быть проведены для периодов года и времени суток с максимальной нагрузкой в энергосистеме. Такие режимы могут соответствовать максимальным и минимальным нагрузкам мощности, и интервалам максимального и минимального абсолютного значения перетолков на отдельных линиях в дни летнего минимума и зимнего максимума.

6. Решение о применении устройств FACTS должно основываться на сравнении показателей их экономической эффективности, с аналогичными показателями альтернативных вариантов технических решений. Выбор альтернативных вариантов технических решений должен производиться с учетом специфики условий: структуры нагрузки, конфигурации электрических сетей, перспективы развития энергоснабжения района и т.п.

7. Экономическими показателями, рекомендованными для оценки эффективности FACTS являются чистый дисконтированный доход (ЧДД), интегральный эффект или индекс доходности (ИД), срок окупаемости, внутренняя норма доходности (ВНД).

8. Для предварительных оценочных расчетов отдельных экономических показателей могут быть использованы приведенные ниже формулы. На основании ЧДД от применения устройств FACTS может быть рассчитан в базовых ценах по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \left[ (R^{(t)} - Z_F^{(t)}) - K_F^{(t)} \right] \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (2.14)$$

- где  $R^{(t)}$  – суммарный системный экономический результат от применения устройств FACTS на  $t$ -ом шаге расчета
- $Z_F^{(t)}$  – затраты на амортизацию и обслуживание вновь вводимых устройств;
- $K_F^{(t)}$  – капиталовложения в эти устройства;
- $T$  – продолжительность эксплуатации устройств FACTS;
- $t$  – шаг расчета;
- $E$  – норма дисконта.

#### 2.2.2.1. Техничко-экономическая оценка эффективности применения параллельно соединённых конденсаторов

По линии ПС0 – ПС1 – ПС2 напряжением 400 кВ, протяженностью 400 км, планируется электроснабжение потребителей дефицитной ОЭС1 от электростанций ОЭС2. Переток мощности по этой электропередаче в характерных режимах составляет 10 – 50% от натуральной мощности ВЛ 400 кВ. По условию включения линий, а также с целью компенсации их зарядной мощности на ПС1 необходима установка двух линейных параллельно соединённых конденсаторов, один из которых подключается к ВЛ 400 кВ ПС0 – ПС1, а другой к ПС1 – ПС2. В случае увеличения передаваемой мощности из ОЭС2 в ОЭС1 применение линейного БК на ПС1 позволит повысить степень использования пропускной способности электропередачи 400 кВ ПС0 – ПС1 – ПС2 на 30 МВт.

Экономическая эффективность дополнительных затрат на БК оценивается на основании факторов технической эффективности. Чистый дисконтированный доход (ЧДД) от применения БК определяется по формуле

$$\text{ЧДД}_{\text{БК}} = -\Delta K_{\text{БК}} + \sum_{t=1}^T (R_{\text{БК}}^{(t)} - \Delta Z_{\text{БК}}^{(t)}) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} \quad (2.15)$$

где  $T=25$  – длительность эксплуатации устройства, лет;

$E=0,12$  – норма дисконта, % ;

$\Delta K_{\text{БК}}$  – дополнительные капиталовложения в БК 400 кВ 150 МВА определяются по формуле

$$\Delta K_{\text{БК}} = (K_{\text{БК}} + K_{\text{БК}}^{\text{CMP}}) \quad (2.16)$$

здесь  $K_{\text{БК}}$  – стоимость линейных БК, которые по данным заводов изготовителей оцениваются из расчета 9 \$/кВА, соответственно  $K_{\text{БК}} = 1,74$  млн.\$

$K_{\text{БК}}^{\text{CMP}}$  – строительно-монтажные работы по установке БК, из расчета 30% от стоимости оборудования,  $K_{\text{БК}}^{\text{CMP}} = 0,63$  млн.\$.

Дополнительные годовые затраты на амортизацию и обслуживание БК, млн. \$, оцениваются ориентировочно по формуле

$$\Delta Z_{\text{БК}}^{(t)} = \alpha_{\text{БК}} * \Delta K_{\text{БК}} = 0,082 \cdot 2,37 = 0,194 \quad (2.17)$$

где  $\Delta K_{\text{БК}}=2,37$  – дополнительные капиталовложения в БК с учетом повышающего территориального коэффициента 1,2 в зоне ОЭС1, млн. \$;

$\alpha_{\text{БК}}$  – 8,2 %

Годовой суммарный экономический эффект от применения БК от более полного использования пропускной способности электропередачи ПС0 – ПС1 – ПС2 выражается в возможности передачи дополнительной электроэнергии из ОЭС2 с вытеснением в ОЭС1 выработки неэкономичных электростанций и определяется по формуле

$$R_{\text{БК}}^{(t)} = P \cdot T_{\text{max}} \cdot \Delta \text{Ц}, \quad (2.18)$$

где  $P = 30$  МВт – увеличение использования пропускной способности электропередачи при применении БК;

$T_{\text{max}}=4000$  ч – годовое число часов использования дополнительной передаваемой мощности;

$\Delta C$  – разница тарифа на электроэнергию в ОЭС1 и ОЭС2 (от 0,003 до 0,005 \$/кВт·ч).

Ниже приведены экономические показатели эффективности дополнительных затрат в БК ЧДД, для трех значений показателя  $\Delta C$ .

Разница тарифа $\Delta C$ , \$/кВт·ч	0,003	0,004	0,005
ЧДД, млн. \$	0,18	1,32	2,29

### 2.3. Определение потерь электроэнергии

Исходными данными для расчёта потерь электрической энергии являются:

а) общее количество активной электроэнергии  $W_n$  (кВт·ч), поступившей в распределительную сеть за расчетный период;

б) количество активной  $W_a$  (кВт·ч) и реактивной  $W_p$  (кВАр·ч) энергии, поступившей в каждую линию с напряжением 11 и 33 кВ за расчетный период;

в) суточные часовые графики нагрузки  $I(t)$  (А) на шинах ЦП для рабочих суток зимнего максимума и летнего минимума нагрузок, выбранные для контрольных замеров в расчетный период;

г) сведения о продолжительности отключения линий в течение расчетного периода, час.;

д) данные о фактической величине расхода электрической энергии за расчетный период (кВт·ч,%) на собственные нужды по ее передаче и распределению.

Потери электроэнергии в каждой линии сети определяются по следующей формуле:

$$\Delta W_{ci} = \Delta W'_A + \Delta W''_A, \quad (2.19)$$

где  $\Delta W'_A$  – потери активной энергии в активном сопротивлении линии;

$\Delta W''_A$  – потери активной энергии в активном сопротивлении линии при передаче реактивной мощности, кВт·ч:

$$\Delta W_A'' = \frac{W_P^2 \cdot R_\Sigma 10^{-3}}{U_H^2 \cdot t}. \quad (2.20)$$

Потери активной, кВт·ч, и реактивной, кВАр·ч, электроэнергии в распределительной линии за расчетный период времени  $t$ :

$$\Delta W_A = 3K_\Sigma R_\Sigma t [I_{\min}^2 + (I_{\max}^2 - I_{\min}^2)\beta] \cdot 10^{-3}, \quad (2.21)$$

$$\Delta W_P = 3K_\Sigma X_\Sigma t [I_{\min}^2 + (I_{\max}^2 - I_{\min}^2)\beta] \cdot 10^{-3}, \quad (2.22)$$

где  $K_\Sigma$  – коэффициент эквивалентности сопротивления распределительной линии;

$R_\Sigma, X_\Sigma$  – суммарное активное и реактивное сопротивления распределительной линии, Ом;

$t$  – расчетный период (за вычетом продолжительности отключения линии), час.;

$I_{\min}, I_{\max}$  – соответственно минимальное и максимальное значение нагрузки на головном участке линии, взятые из суточных графиков нагрузки, снятые в зимний максимум и летний минимум, приходящихся на период контрольных замеров, А;

$\beta$  – коэффициент формы графика нагрузки.

Коэффициент эквивалентности сопротивления  $K_\Sigma$ , позволяет для упрощения расчета заменить разветвленную распределительную линию некоторым эквивалентным сопротивлением, по которому протекает ток головного участка линии, при условии сохранения неизменными потери мощности для определенного момента.

Активное и индуктивное сопротивления распределительной линии определяют по формулам:

$$R_\Sigma = \sum_{i=1}^K r_{oi} \cdot l_i, \text{ Ом} \quad (2.23)$$

$$X_\Sigma = \sum_{i=1}^K x_{oi} \cdot l_i, \text{ Ом} \quad (2.24)$$

где  $r_{0i}, x_{0i}$  – удельное активное и индуктивное сопротивления 1 км кабеля (провода) одного сечения  $i$ -го участка, Ом·км;

$l_i$  – длина  $i$ -го участка, км;

$k$  – число участков распределительной линии.

Средний ток нагрузки для каждой линии за расчетный период (год) определяется по формуле, А:

$$I_{\text{ср}} = \frac{\sqrt{W_A^2 + W_P^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ср}} 8760}, \quad (2.25)$$

где  $U_{\text{ср}}$  – среднее напряжение на шинах ЦП за расчетный период.

Относительное значение среднего тока нагрузки для каждой линии определяется по формуле:

$$\Delta I = \frac{I_{\text{ср}} - I_{\text{мин}}}{I_{\text{макс}} - I_{\text{мин}}}, \quad (2.26)$$

где  $I_{\text{мин}}, I_{\text{макс}}$  – минимальный и максимальный ток, взятый из суточных графиков замеров нагрузок в период контрольных замеров в расчетный период.

Для определения потерь электроэнергии для всей сети определяются потери электроэнергии для каждой линии и затем суммируются:

$$\Delta W_c = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ci}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (2.27)$$

где  $m$  – число распределительных линий.

Относительные потери электроэнергии в сети 11 и 33 кВ за расчетный период, %:

$$\Delta W_{c\%} = \frac{\Delta W_c \cdot 100\%}{\sum_{i=1}^m W_A} \quad (2.28)$$

### 2.3.1. Расчёт потерь электроэнергии в сетях напряжения 11кВ

Электрические сети напряжением 11 кВ являются последним звеном в цепи передачи и распределения электроэнергии от электростанций к подстанциям. По Ираку в целом они составляют около 60% от суммарной протяжённости всех электрических сетей.

От качества и экономичности электроснабжения потребителей, от точности расчетов технических потерь в сетях напряжением 11 кВ зависит точность выявления коммерческих потерь в электрических сетях в целом. Расчёт потерь электроэнергии в этих сетях является одним из наиболее трудоёмких процессов.

Это связано со следующими особенностями распределительных сетей:

1. Большим объёмом информации с одновременно низкой ее достоверностью.
2. Большой протяжённостью и разветвлённостью.
3. Динамикой изменения схемных и особенно режимных параметров.
4. Неравномерностью загрузки фаз.

Следует также отметить, что методы расчета режимов электрических сетей, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и электроэнергии должны быть в максимальной степени адаптированы к имеющимся условиям эксплуатации сетей схемных и режимных параметров.

Наиболее простой и в то же время наименее точной является оценочная методика расчёта потерь электроэнергии по суммарной длине электрических сетей напряжением 11 кВ и средним удельным потерям электроэнергии на 1 км длины для средней загрузки характерных сетей:

$$\Delta W_{H11} = \Delta P_{Hy11} \cdot L_{\Sigma 11} \cdot \tau_{11}, \quad (2.29)$$

где  $L_{\Sigma 11}$  – суммарная длина электрических сетей напряжением 11 кВ филиала ЭС по его отчетным данным;

$\tau_{11}$  – число часов максимальных потерь для электрических сетей 11 кВ;

$\Delta P_{Hy11}$  – средние по филиалу ЭС удельные нагрузочные потери мощности на 1 км линии напряжением 11 кВ в часы максимума нагрузки энергосистемы:

$$\Delta P_{Hy11} = 3 \cdot \left( \frac{S_{НОМ(ср)} \cdot K_{Зг(ср)}}{\sqrt{3}U} \cdot K_p \right)^2 \cdot R_o, \quad (2.30)$$

здесь  $S_{НОМ(ср)}$  – средняя мощность трансформатора, характерного для распределительных сетей филиала ЭС;

$k_{зГ(ср)}$  – средняя загрузка трансформатора в максимум нагрузки по данным контрольных измерений;

$k_p$  – коэффициент распределения нагрузки по длине сети;

$R_0$  – удельное сопротивление линии напряжением 11 кВ с маркой провода, принимаемой в расчетах средней для филиала ЭС.

Пример определения усредненного норматива потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях напряжением 11 кВ.

Исходные данные:

- Суммарное количество распределительных трансформаторов (РТ) 33 кВ в провинции Дияла в Ираке – 52 шт.
- Суммарная установленная мощность РТ 33 кВ по Ираку – 584 МВА.
- Средняя загрузка одного РТ 33 кВ в максимум нагрузки – 0,4 о.е.
- Среднее число фидеров 11 кВ на 1 РТ 11 кВ – 4 шт.
- Среднее сечение магистрального провода 11 кВ АС-120 с  $r_0=0,23$  Ом/км.
- Число часов наибольших потерь 1200 ч.

Порядок расчета:

1. Средняя установленная мощность РТ 11 кВ:

$$S_{ср} = \frac{S_{Т\Sigma} \cdot 10^3}{n_{Т\Sigma}} = \frac{584 \cdot 10^3}{52} = 11230 \text{ кВА.}$$

2. Средняя максимальная нагрузка одного РТ 11 кВ:

$$S_{МРТ} = S_{ср} \cdot K_3 = 11230 \cdot 0,4 = 4500 \text{ кВА.}$$

3. Средняя нагрузка на один фидер 11 кВ:

$$S_{Мф} = \frac{S_{МРТ}}{n_{ф}} = \frac{4500}{4} = 1125 \text{ кВА.}$$

4. Средний ток нагрузки на один фидер 11 кВ:

$$I_{Мф} = \frac{S_{Мф}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1125}{\sqrt{3} \cdot 11} = 60 \text{ А}$$

5. Средний ток нагрузки на 1 км линий 11 кВ:

$$I_{My} = I_{M\phi} \cdot K_p = 60 \cdot 0,5 = 30 \text{ A},$$

где  $K_p$  – коэффициент распределения нагрузки по длине сети.

6. Средние максимальные потери мощности в линии 11 кВ с маркой провода АС-120, длиной 1 км и нагрузкой 30 А:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R_0 = 3 \cdot 30^2 \cdot 0,23 = 621 \text{ Вт/км}$$

7. Средние годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = 621 \cdot 1200 = 745,2 \text{ тыс. кВт.ч.}$$

8. Средние относительные максимальные потери мощности:

$$\Delta P_* = \frac{\Delta P}{S_{M\phi} \cdot 0,5 \cdot \cos\phi} = \frac{0,621}{1125 \cdot 0,5 \cdot 0,95} = 0,11\%$$

9. Средние относительные потери электроэнергии:

$$\Delta W_* = \Delta P_* \cdot \frac{\tau}{T_{max}} = 0,11 \frac{1200}{2500} = 0,052\%$$

### 2.3.2. Расчет потерь электроэнергии в сетях напряжения 33кВ

Электрические сети напряжением 33кВ являются последним звеном в цепи передачи и распределения электроэнергии от электростанций к подстанциям. По Ираку в целом они составляют около 14% от суммарной протяжённости всех электрических сетей.

От качества и экономичности электроснабжения потребителей, от точности расчетов технических потерь в сетях напряжением 33кВ зависит точность выявления коммерческих потерь в электрических сетях в целом. Расчёт потерь электроэнергии в этих сетях является одним из наиболее трудоёмких процессов.

Следует также отметить, что методы расчета режимов электрических сетей, уровней напряжения в узлах, потерь мощности и электроэнергии должны быть в

максимальной степени адаптированы к имеющимся в условиях эксплуатации сетей схемных и режимных параметров.

Наиболее простой и в то же время наименее точной является оценочная методика расчёта потерь электроэнергии по суммарной длине электрических сетей напряжением 33 кВ, средним удельным потерям электроэнергии на 1 км длины для средней загрузки характерных сетей:

$$\Delta W_{H33} = \Delta P_{Hy33} \cdot L_{\Sigma 33} \cdot \tau_{33}, \quad (2.31)$$

где  $L_{\Sigma 33}$  – суммарная длина электрических сетей напряжением 33 кВ филиала ЭС по его отчетным данным;

$\tau_{33}$  – число часов максимальных потерь для электрических сетей 33 кВ;

$\Delta P_{Hy33}$  – средние по филиалу ЭС удельные нагрузочные потери мощности на 1 км линии напряжением 33 кВ в часы максимума нагрузки энергосистемы:

$$\Delta P_{Hy33} = 3 \left( \frac{S_{НОМ(ср)} \cdot K_{Зг(ср)}}{\sqrt{3} \cdot U} \cdot K_p \right)^2 \cdot R_0 \quad (2.32)$$

здесь  $S_{НОМ(ср)}$  – средняя мощность трансформатора, характерного для распределительных сетей филиала ЭС;

$K_{Зг(ср)}$  – средняя загрузка трансформатора в максимум нагрузки по данным контрольных измерений;

$K_p$  – коэффициент распределения нагрузки по длине сети;

$R_0$  – удельное сопротивление линии напряжением 33 кВ с маркой провода, принимаемой в расчетах средней для филиала ЭС.

Пример определения усредненного норматива потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях напряжением 33 кВ.

Исходные данные:

- Суммарное количество распределительных трансформаторов (РТ) 132/33 кВ в провинции Дияла в Ираке – 18 шт.
- Суммарная установленная мощность РТ 132/33 кВ по Диялу – 900 МВА.
- Средняя загрузка одного Т 132/33 кВ в максимум нагрузки – 25 МВА.

- Среднее число фидеров 33кВ на 1 РТ 132/33кВ – 7шт.
- Среднее сечение магистрального провода 33кВ АС-120 с  $r_0=0,23$  Ом/км.
- Число часов наибольших потерь 1200 ч.

Средняя установленная мощность РТ 33кВ:

$$S_{\text{cp}} = \frac{S_{T\Sigma} \cdot 10^3}{n_{T\Sigma}} = \frac{900 \cdot 10^3}{18} = 50\,000 \text{ кВА.}$$

Средняя максимальная нагрузка одного РТ 33кВ:

$$S_{MPT} = S_{\text{cp}} \cdot K_3 = 50\,000 \cdot 0,4 = 4500 \text{ кВА.}$$

Средняя нагрузка на один фидер 33кВ:

$$S_{M\phi} = \frac{S_{MPT}}{n_{\phi}} = \frac{4500}{7} = 643 \text{ кВА.}$$

Средний ток нагрузки на один фидер 33кВ:

$$I_{M\phi} = \frac{S_{M\phi}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{643}{\sqrt{3} \cdot 33} = 11,25 \text{ А}$$

Средний ток нагрузки на 1 км линий 33кВ:

$$I_{My} = I_{M\phi} \cdot K_p = 11,25 \cdot 0,5 = 5,62 \text{ А,}$$

где  $K_p$  – коэффициент распределения нагрузки по длине сети.

Средние максимальные потери мощности в фидере 33кВ с маркой провода АС-120, длиной 1 км и нагрузкой 5,62 А:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R_0 = 3 \cdot 5,62^2 \cdot 0,23 = 21,82 \text{ Вт/км}$$

Средние годовые потери электроэнергии:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau = 21,82 \cdot 1200 = 26,18 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Средние относительные максимальные потери мощности:

$$\Delta P_* = \frac{\Delta P}{S_{M\phi} \cdot 0,5 \cdot \cos\varphi} = \frac{26,18}{643 \cdot 0,5 \cdot 0,95} = 8,57 \%$$

Средние относительные потери электроэнергии:

$$\Delta W_* = \Delta P_* \cdot \frac{\tau}{T_{\text{max}}} = 8,57 \cdot \frac{1200}{2500} = 4,11 \%$$

## 2.4. Сравнительный анализ электрических сетей с установкой БСК, УПК и СК

В разделе приведены расчеты систем электроснабжения Ирака в провинции Дияла. Расчеты проводились вариантно: без устройств FACTS и с этими устройствами. По их результатам определено влияние устройств FACTS на изменение уровней напряжения и потери мощности в электрических сетях.

На рисунке 2.15 представлена часть системы электроснабжения для ее моделирования с использованием программы расчёта установившихся режимов. Все данные о параметрах системы приведены ниже. В системе электроснабжения изображенной (рис. 2.15) использованы ВЛ с проводом марки АС 70мм<sup>2</sup>, АС 95 мм<sup>2</sup> и АС 120 мм<sup>2</sup>, трансформаторы ТМ-1000-11/0,4 кВА, ТМ-1600-11/0,4 кВА и ТМ-2500-11/0,4 кВА. Номинальное высокое напряжение 11 кВ и номинальное низкое напряжение 0,4 кВ, сопротивления ветвей схемы приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Характеристики ветвей схемы

Ветвь i-j	Сечение	U	Длина линии	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	R <sub>ij</sub>	X <sub>ij</sub>
	мм <sup>2</sup>	кВ	км	Ом/ км	Ом/ км	Ом	Ом
1-2	70	11	6	0,426	0,339	2,556	2,034
1-4	120	11	8	0,249	0,321	1,992	2,568
1-6	95	11	10	0,306	0,328	3,06	3,28
1-8	120	11	10	0,249	0,321	2,49	3,21
2-3	ТМ-1000-11/0,4 кВА			КТ	10/0,4=27,5	1,22	5,53
4-5	ТМ-1600-11/0,4 кВА					0,70	3,72
6-7	ТМ-1600-11/0,4 кВА					0,70	3,72
8-9	ТМ-2500-11/0,4 кВА					0,40	2,16

В схеме электроснабжения (рис. 2.15) 9 узлов (с 1-го до 9-го) и 8 ветвей. Узел 1 базисный по напряжению и балансирующий по току, остальные узлы промежуточные или нагрузочные. Исходные данные для расчетов содержатся в таблицах 2.4 и 2.5. Результаты расчетов в программе RS-3 [101] представлены в таблицах 2.6 и 2.7. Расчёт выполнен без использования FACTS.

Таблица 2.4 – Исходные данные для узлов

Узел	Характер узла	U, кВ	P <sub>Н</sub> , МВт	Q <sub>Н</sub> , Мвар	U <sub>Ном</sub> , кВ
1	Балансирующий по Р и Q	11	0	0	11
2	Нагрузочный	11	0	0	11
3	Нагрузочный	0,4	0,8	0,4	0,4
4	Нагрузочный	11	0	0	11
5	Нагрузочный	0,4	1,12	0,5	0,4
6	Нагрузочный	11	0	0	11
7	Нагрузочный	0,4	1,12	0,5	0,4
8	Нагрузочный	11	0	0	11
9	Нагрузочный	0,4	1,5	0,5	0,4

$P_{\Gamma} = 0, \text{ МВт}, Q_{\Gamma} = 0, \text{ МВАр}, B_{\text{шунга}} = 0, \text{ мСм}, G_{\text{шунга}} = 0, \text{ мСм}$  ( во всех узлах)

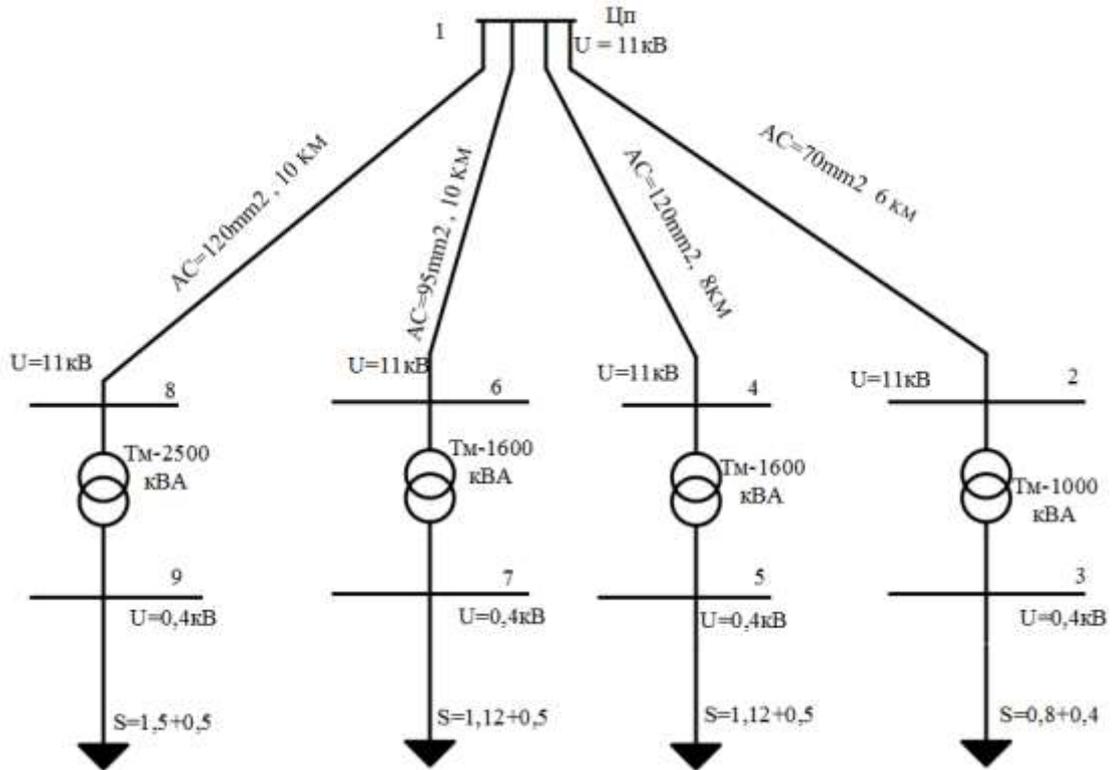


Рисунок 2.15. Система электроснабжения без применения устройств FACTS

Таблица 2.5 – Исходные данные для ветвей

Ветвь	R, Ом	X, Ом	B, См	G, См	K <sub>T</sub> , акт.	K <sub>T</sub> , реакт
1-2	2,556	2,034	0	0	1	0
1-4	1,992	2,568	0	0	1	0
2-3	1,22	5,53	0	0	27,5	0
4-5	0,7	3,72	0	0	27,5	0
1-6	3,06	3,28	0	0	1	0
6-7	0,7	3,72	0	0	27,5	0
1-8	2,49	3,21	0	0	1	0
8-9	0,4	2,16	0	0	27,5	0

Таблица 2.6 – Значения параметров узлов

Узел	Угол, °	U	$P_{\text{акт.}}$	$Q_{\text{акт.}}$	$P_{\text{ген.акт.}}$	$Q_{\text{ген.реакт.}}$	dU
		кВ	МВт	МВАр	МВт	МВАр	%
3	-2,27	0,373	0,8	0,4	0	0	-6,75
5	-3,84	0,372	1,12	0,5	0	0	-7,0
7	-3,12	0,367	1,12	0,45	0	0	-8,25
9	-3,34	0,368	1,5	0,5	0	0	-8,8
2	-0,25	10,72	0	0	0	0	-2,51
4	-0,88	10,65	0	0	0	0	-3,14
6	-1,07	10,51	0	0	0	0	-4,42
8	-1,72	10,47	0	0	0	0	-4,85
1	0	11	0	0	4,725	3,216	0
dP <sub>ш</sub> = 0, МВт и dQ <sub>ш</sub> = 0, МВАр (во всех узлах)							

Таблица 2.7 - Значения параметров ветвей

Ветвь i-j	Поток, $P_{\text{акт.}} P_{ij}$	Поток $P_{\text{акт.}} P_{ji}$	dP,	Поток, $Q_{\text{акт.}} Q_{ij}$	Поток, $Q_{\text{акт.}} Q_{ji}$	dQ	I
	МВт	МВт	МВт	МВАр	МВАр	МВАр	кА
1-8	1,58513	-1,51178	0,07335	0,65819	-0,56363	0,09456	0,09909
1-6	1,18507	-1,13211	0,05295	0,57114	-0,51437	0,05676	0,07595
1-4	1,16661	-1,13212	0,03449	0,60889	-0,56442	0,04447	0,07597
1-2	0,83479	-0,81118	0,02360	0,46937	-0,45072	0,01865	0,05529
4-5	1,13212	-1,11999	0,01212	0,56442	-0,49999	0,06442	0,07597
6-7	1,13211	-1,11999	0,01211	0,51437	-0,44999	0,06437	0,07595
8-9	1,51178	-1,49999	0,01178	0,56363	-0,49999	0,06363	0,09909
2-3	0,81118	-0,79999	0,01118	0,45072	-0,39999	0,05072	0,05529
Q <sub>с</sub> = 0, МВАр во всех ветвях, K <sub>т.акт.</sub> и K <sub>т.реакт.</sub> как в исходных данных (табл.2.5)							

Представленные результаты определяют функционирование системы электроснабжения (качества электроэнергии и эффективности). Из таблицы 2.7 видно, что в узлах нагрузки 3, 5, 7, 9 потери напряжения превышают 5% от  $U_{\text{ном}}$ , поэтому напряжение в этих узлах необходимо регулировать. Суммарные потери мощности в системе электроснабжения составили: активные 185,42935 кВт и реактивные 366,40532 кВАр. Чтобы увеличить значения напряжения и уменьшить потери мощности в системе электроснабжения предлагается применить устройства FACTS.

Определим необходимость установки, тип и мощность компенсирующего устройства для обеспечения допустимых уровней напряжения у потребителя. Мощность нагрузки в исследуемом режиме показана на рисунке 2.15. Для выбора мощности компенсирующего устройства следует убедиться в его необходимости, для этого нужно определить напряжение на шинах потребителя и сопоставить его с допустимыми уровнями напряжения, которые должны обеспечиваться в сети ВН 11 кВ и в сети НН 0,4 кВ. В нормальных режимах напряжение соответствует диапазону от 11,5 кВ до 10 кВ в сети ВН, а в сети НН от 0,42 кВ до 0,38 кВ.

Напряжения в узлах 3,5,7,9 ниже указанных предельных значений и не соответствует требованиям по качеству электроэнергии у потребителя, следовательно, необходима установка компенсирующих устройств, генерирующих реактивную мощность.

**Вариант 1.В** узлах 3 и 5 установим батареи статических конденсаторов (БСК), а в узлах 7 и 9 подключим синхронные конденсаторы (СК) (рис.2.16).

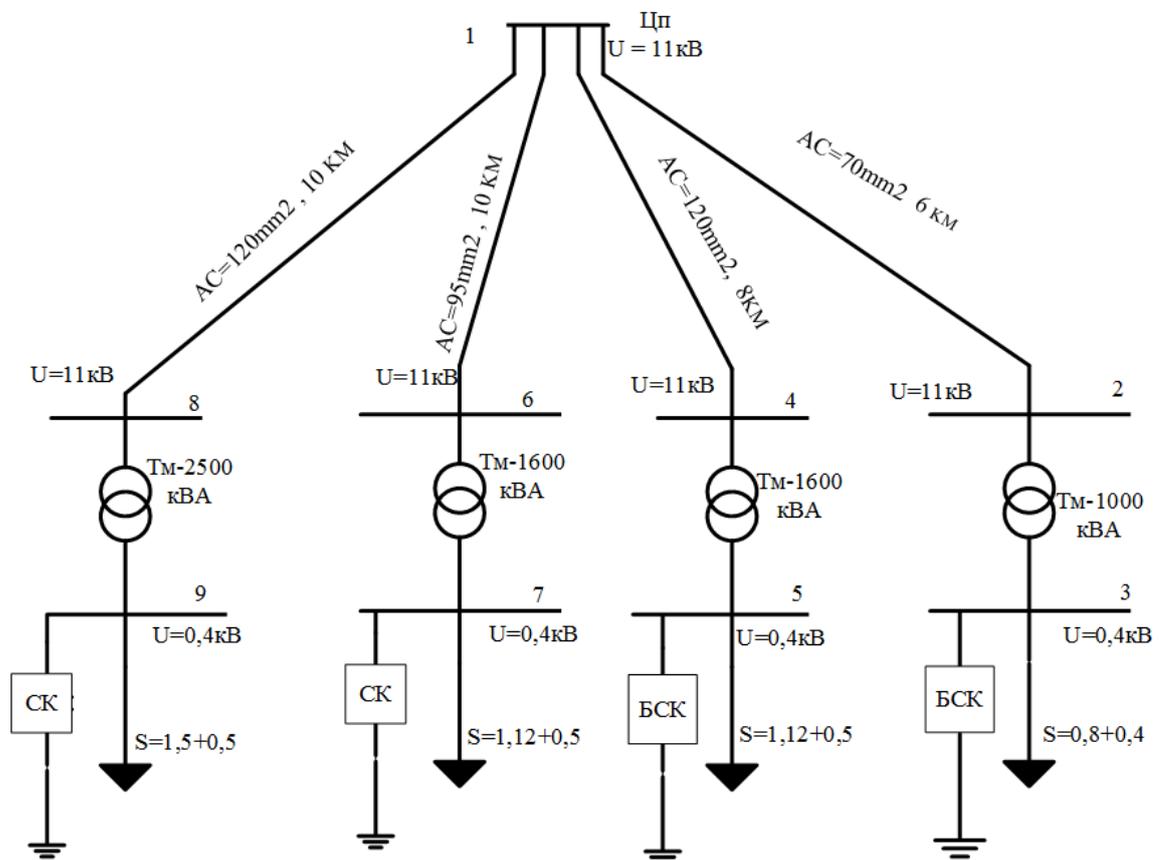


Рисунок 2.16. Система электроснабжения с применением устройств (БСК и СК)

В узле 3 величина напряжения  $U_2 = U_{\text{узел } 3} = 0,373 \text{ кВ}$ , желаемое напряжение  $U_{\text{жел}} = 0,380 \text{ кВ}$

$$X_3 = X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}} = 2,034 + 5,53 = 7,564 \text{ Ом}$$

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{min}} = \frac{U_{\text{жел}}(U_{\text{жел}} - U_2)}{X_3} = \frac{380(380 - 373)}{7,564} = 0,352 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{min}}(U = U_{\text{ном}}) = Q_{\text{БСК}}^{\text{min}} \left( \frac{U_{\text{ном}}}{U_{2 \text{ доп}}} \right)^2 = 0,352 \left( \frac{0,4}{0,38} \right)^2 = 0,39 \text{ Мвар}$$

Предварительно выбираем 3 батареи типа КС2 – 6,3 – 150 общей мощностью  $Q_{\text{БСК}} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ кВар} = 0,45 \text{ Мвар}$ .

В узле 5 величина напряжения  $U_2 = U_{\text{узел } 5} = 0,372 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{жел}} = 0,380 \text{ кВ}$

$$X_5 = X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}} = 2,568 + 3,72 = 6,388 \text{ Ом}$$

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{min}} = \frac{U_{\text{жел}}(U_{\text{жел}} - U_2)}{X_5} = \frac{380(380 - 372)}{6,388} = 0,475 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{БСК}}^{\text{min}}(U = U_{\text{ном}}) = Q_{\text{БСК}}^{\text{min}} \left( \frac{U_{\text{ном}}}{U_{2 \text{ доп}}} \right)^2 = 0,475 \left( \frac{0,4}{0,38} \right)^2 = 0,526 \text{ Мвар}$$

Предварительно выбираем 4 батареи типа КС2 – 6,3 – 150 общей мощностью  $Q_{\text{БСК}} = 4 \cdot 150 = 600 \text{ кВар} = 0,600 \text{ Мвар}$ .

В узле 7 величина напряжения  $U_2 = U_{\text{узел } 7} = 0,367 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{жел}} = 0,380 \text{ кВ}$

$$X_7 = X_{\text{Л}(95)} + X_{\text{Т}(1600)} = 3,28 + 3,72 = 7 \text{ Ом}$$

Пусть  $U_2$  ниже желаемого, при выборе мощности СК ее находят для режима перевозбуждения, исходя из желаемого напряжения  $U_{2 \text{ жел}}$ :

$$Q_{\text{С.К}} = \frac{U_{2 \text{ жел}} - U_2}{X_7} U_{2 \text{ жел}}$$

$$Q_{\text{С.К}} = \frac{380 - 367}{8,83} 380 = 0,559 \text{ МВАр} \approx 0,560 \text{ МВАр}$$

В узле 9 величина напряжения  $U_2 = U_{\text{узел } 9} = 0,368 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{жел}} = 0,380 \text{ кВ}$

$$X_9 = X_{\text{Л}(120)} + X_{\text{Т}(2500)} = 3,21 + 2,16 = 5,37 \text{ Ом}$$

Пусть  $U_2$  ниже желаемого, при выборе мощности СК ее находят для режима перевозбуждения, исходя из желаемого напряжения  $U_{2 \text{ Жел}}$ :

$$Q_{С.К} = \frac{U_{2 \text{ Жел}} - U_2}{X_9} U_{2 \text{ Жел}}$$

$$Q_{С.К} = \frac{380 - 368}{5,37} 380 = 0,849 \text{ Мвар} \approx 0,850 \text{ Мвар.}$$

Исходные данные для расчетов содержатся в таблицах 2.8 и 2.9. Результаты расчетов в программе RS-3 [101] представлены в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.8–Исходные данные для узлов с использованием БСК и СК

№	Характер узла	U, кВ	P <sub>Н</sub> , МВт	Q <sub>Н</sub> , Мвар	P <sub>Г</sub> , МВт	Q <sub>Г</sub> , МВАр	U <sub>ном</sub> , кВ
1	Балансирующий по Р и Q	11	0	0	0	0	11
2	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
3	Нагрузочный	0,4	0,8	0,4	0	0,45	0,4
4	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
5	Нагрузочный	0,4	1,12	0,5	0	0,6	0,4
6	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
7	Нагрузочный	0,4	1,12	0,45	0	0,56	0,4
8	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
9	Нагрузочный	0,4	1,5	0,5	0	0,86	0,4

B<sub>шунта</sub>= 0, мСм, G<sub>шунта</sub>= 0, мСм (во всех узлах)

Таблица 2.9–Исходные данные для ветвей с использованием БСК и СК

Ветвь	R, Ом	X, Ом	B, См	G, См	K <sub>Г</sub> , Акт.	K <sub>Г</sub> , Реакт.
1-2	2,556	2,034	0	0	1	0
1-4	1,992	2,568	0	0	1	0
2-3	1,22	5,53	0	0	27,5	0
4-5	0,7	3,72	0	0	27,5	0
1-6	3,06	3,28	0	0	1	0
6-7	0,7	3,72	0	0	27,5	0
1-8	2,49	3,21	0	0	1	0
8-9	0,4	2,16	0	0	27,5	0

Таблица 2.10–Значения параметров узлов с использованием БСК и СК

№	Угол, °	U, кВ	P, МВт	Q, Мвар	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , Мвар	dU, %
3	-3,02	0,39	0,80	0,40	0	0,4500	-2,38
5	-3,53	0,391	1,12	0,50	0	0,5999	-2,21
7	-4,04	0,387	1,12	0,45	0	0,5600	-3,18
9	-4,41	0,39	1,50	0,50	0	0,8499	-2,33
2	-0,81	10,81	0	0	0	0	-1,71
4	-1,45	10,80	0	0	0	0	-1,79
6	-1,9	10,69	0	0	0	0	-2,79
8	-2,73	10,73	0	0	0	0	-2,43
1	0	11	0	0	4,7263	-0,2429	0
dP <sub>ш</sub> = 0, МВт и dQ <sub>ш</sub> = 0, МВАр (во всех узлах)							

Таблица 2.11–Значения параметров ветвей с использованием БСК и СК

Ветвь <i>i-j</i>	Поток, P <sub>акт.</sub> P <sub>ij</sub>	Поток, P <sub>акт.</sub> P <sub>ji</sub>	dP,	Поток, Q <sub>акт.</sub> Q <sub>ij</sub>	Поток, Q <sub>акт.</sub> Q <sub>ji</sub>	dQ	I
	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар	кА
1-8	1,56	-1,508	0,051	-0,25	0,315	0,066	0,083
1-6	1,162	-1,1278	0,034	-0,032	0,0684	0,0366	0,061
1-4	1,15	-1,1276	0,0217	-0,031	0,0595	0,028	0,0603
1-2	0,821	-0,806	0,014	0,0078	0,0191	0,0113	0,043
8-9	1,51	-1,5	0,008	-0,315	0,359	0,0445	0,0828
6-7	1,127	-1,12	0,0078	-0,0684	0,11	0,0415	0,061
4-5	1,127	-1,12	0,0076	-0,06	0,09	0,0404	0,0603
2-3	0,81	-0,8	0,0068	-0,02	0,049	0,0308	0,043
Q <sub>c</sub> = 0, МВАр во всех ветвях, КТА и КТР как в исходных данных							

В результате расчетов суммарные потери мощности в системе электроснабжения составили: активные 186,30243 кВт и реактивные 367,05306 кВар. Отклонения напряжения в узле №7 –3,188%, в узле №9 –2,33%.

Таким образом, при использовании элементов FACTS (БСК и СК) все значения напряжения у потребителя в узлах 3,5,7,9, соответствуют требованиям, предъявляемым к качеству электроэнергии по показателю отклонение напряжения.

**Вариант 2.** Для уменьшения общего реактивного сопротивления линий  $X_{\text{ЭФ}} = X - X_C$  в ветвях 1-2, 1-4, 1-6, 1-8 установим устройства продольной компенсации УПК (рис.2.17).

$$X_{\text{ЭФ}(1-2)} = X_L - X_C = 2,034 - 1,5 = 0,534 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЭФ}(1-4)} = X_L - X_C = 2,568 - 2,368 = 0,2 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЭФ}(1-6)} = X_L - X_C = 3,28 - 3 = 0,28 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ЭФ}(1-8)} = X_L - X_C = 3,21 - 3 = 0,21 \text{ Ом}$$

Исходные данные для расчетов содержатся в таблицах 2.13 и 2.14.

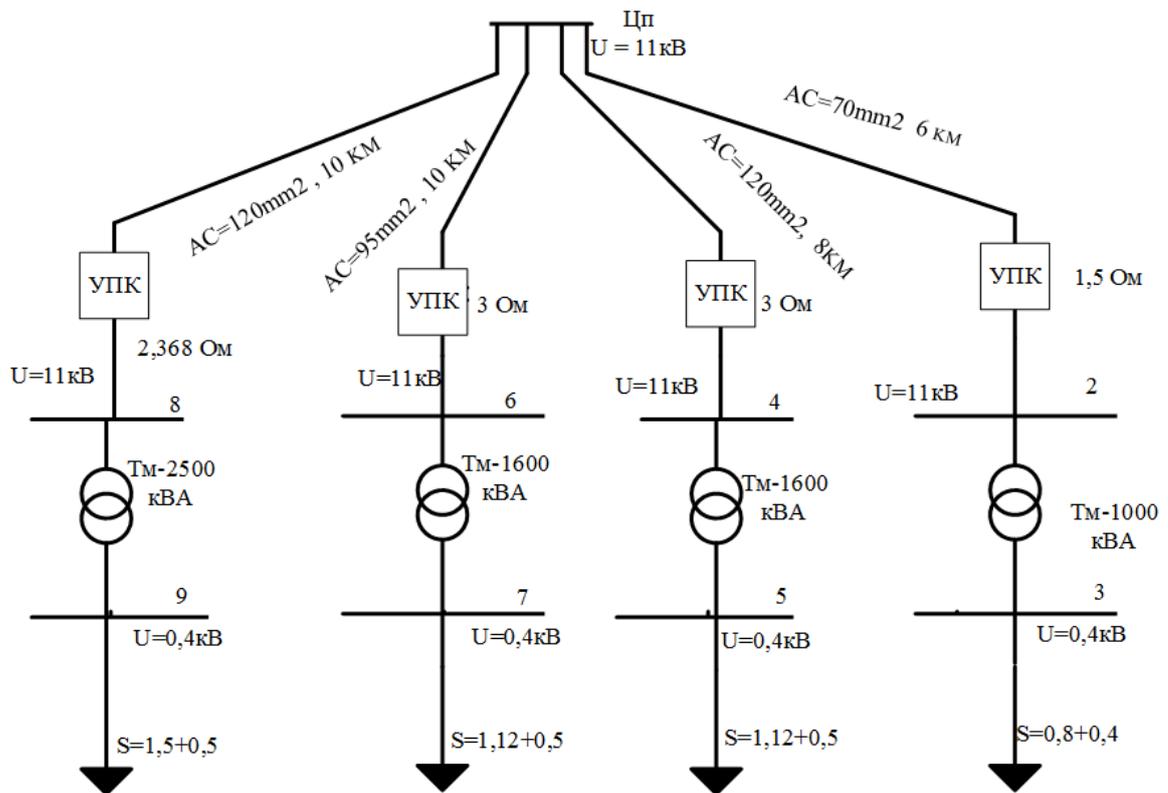


Рисунок 2.17. Система электроснабжения с применением устройств УПК

Таблица 2.13 – Исходные данные для узлов с использованием УПК

№ Узла	Характер узла	U	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	U <sub>ном</sub>
		кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кВ
1	Балансирующий по P и Q	11	0	0	0	0	11
2	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
3	Нагрузочный	0,4	0,8	0,4	0	0	0,4
4	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
5	Нагрузочный	0,4	1,12	0,5	0	0	0,4
6	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
7	Нагрузочный	0,4	1,12	0,45	0	0	0,4
8	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
9	Нагрузочный	0,4	1,5	0,5	0	0	0,4
В <sub>шунта</sub> = 0, мСм, G <sub>шунта</sub> = 0, мСм (во всех узлах)							

Таблица 2.14 – Исходные данные для ветвей с использованием УПК

Ветвь	R ветви	X ветви	B ветви,	G ветви,	K <sub>T</sub>	K <sub>T</sub>
	Ом	Ом	См	См	Акт.	Реакт.
1-2	2,574	0,534	0	0	1	0
1-4	1,992	0,200	0	0	1	0
2-3	1,220	5,530	0	0	27,5	0
4-5	0,700	3,720	0	0	27,5	0
1-6	3,060	0,280	0	0	1	0
6-7	0,700	3,720	0	0	27,5	0
1-8	2,490	0,210	0	0	1	0
8-9	0,400	2,160	0	0	27,5	0

Результаты расчета режимных параметров для узлов и ветвей, и потери мощности в системе электроснабжения представлены в таблицах 2.15-2.17.

Таблица 2.15 – Значения параметров узлов с использованием УПК

№ Узла	Угол, °	U	P <sub>акт.</sub>	Q <sub>акт.</sub>	P <sub>ген.акт.</sub>	Q <sub>ген.реакт.</sub>	dU
		кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар	%
3	-1,507	0,382	0,80	0,40	0	0	-4,77
5	-1,393	0,3789	1,12	0,50	0	0	-4,332
7	-1,049	0,38375	1,12	0,45	0	0	-5,275
9	0,334	0,380	1,50	0,50	0	0	-4,81
2	0,334	10,786	0	0	0	0	-1,942
4	0,420	10,780	0	0	0	0	-1,992
6	0,592	10,662	0	0	0	0	-3,071
8	0,514	10,635	0	0	0	0	-3,314
1	0	11	0	0	4,720	2,0551	0
dP <sub>ш</sub> = 0, МВт и dQ <sub>ш</sub> = 0, Мвар (во всех узлах)							

Таблица 2.16 – Значения параметров ветвей с использованием УПК

Ветвь i-j	Поток, $P_{акт.}$ $P_{ij}$	Поток, $P_{акт.}$ $P_{ji}$	$dP$ ,	Поток, $Q_{акт.}$ $Q_{ij}$	Поток, $Q_{акт.}$ $Q_{ji}$	$dQ$	$I$
	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар	кА
1-8	1,565	-1,509	0,0567	-0,549	0,554	0,00478	0,0871
1-6	1,170	-1,1293	0,0410	-0,49	0,503	0,00375	0,06680
1-4	1,156	-1,1295	0,0270	-0,55	0,553	0,00271	0,0673
1-2	0,827	-0,8088	0,0186	-0,44	0,44	0,00389	0,0492
4-5	1,1295	-1,11999	0,0095	-0,5	0,55	0,0505	0,0672
6-7	1,1293	-1,11999	0,00939	-0,5	0,5	0,05	0,0668
8-9	1,509	-1,49999	0,00912	-0,5	0,55	0,0492	0,0871
2-3	0,8088	-0,79999	0,00832	-0,4	0,44	0,04	0,0492
$Q_c$ , Мвар = 0 во всех ветвях, КтА и КтР как в исходных данных							

Таблица 2.17 – Значения потерь с использованием УПК

Узел	3	5	7	6	8
Потери напряжения, кВ	-4,77	-4,3325	-4,81	-3,07136	-3,31472
Суммарные потери мощности	Активной, кВт			180,44845	
	Реактивной, кВАр			205,17418	
Примечание: результаты расчета из RS-3 [101]					

В результате расчетов суммарные потери мощности в системе электроснабжения составили: активные 180,44845 кВт и реактивные 205,17418 кВАр. Отклонения напряжения в узлах №7 – 5,275%, в узле №9 – 4,81%.

Таким образом, при использовании элементов FACTS (БСК и СК) все значения напряжения у потребителя в узлах 3,5,7,9, соответствуют требованиям, предъявляемым к качеству электроэнергии по показателю отклонение напряжения.

**Вариант 3.** Рассмотрим систему электроснабжения с совместной установкой УПК, БСК и СК (рис.2.18).

Исходные данные для расчетов содержатся в таблицах 2.18 и 2.19. Результаты расчёта режимных параметров для узлов и ветвей, потерь напряжения и мощности в системе электроснабжения, полученные в программе RS-3 [101], представлены в таблицах 2.20– 2.22.

Таблица 2.18 – Исходные данные для узлов с использованием БСК, СК, УПК

№ узла	Характер узла	U	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	U <sub>ном</sub>
		кВ	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кВ
1	Балансирующий по P и Q	11	0	0	0	0	11
2	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
3	Нагрузочный	0,4	0,8	0,4	0	0,45	0,4
4	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
5	Нагрузочный	0,4	1,12	0,5	0	0,6	0,4
6	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
7	Нагрузочный	0,4	1,12	0,45	0	0,56	0,4
8	Нагрузочный	11	0	0	0	0	11
9	Нагрузочный	0,4	1,5	0,5	0	0,85	0,4

В шунта, мСм = 0, G шунта, мСм = 0 (во всех узлах)

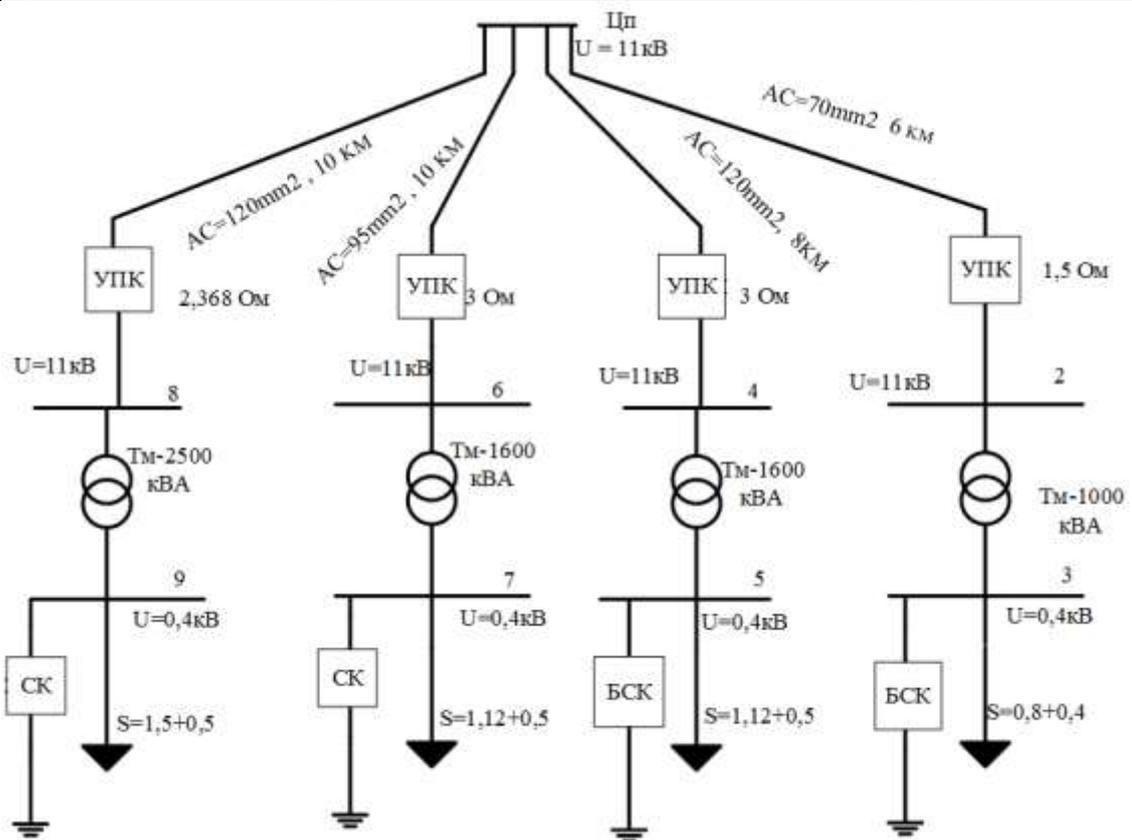


Рисунок 2.18. Система ЭС с применением устройством (БСК, СК, УПК)

Таблица 2.19 – Исходные данные для ветвей с использованием БСК, СК и УПК

Ветви	R, Ом	X, Ом	B, См	G, См	K <sub>т</sub> , акт.	K <sub>т</sub> , реакт.
1-2	2,574	0,534	0	0	1	0
1-4	1,992	0,200	0	0	1	0
2-3	1,220	5,530	0	0	27,5	0
4-5	0,700	3,720	0	0	27,5	0
1-6	3,060	0,280	0	0	1	0
6-7	0,700	3,720	0	0	27,5	0
1-8	2,490	0,210	0	0	1	0

8-9	0,400	2,160	0	0	27,5	0
-----	-------	-------	---	---	------	---

Таблица 2.20 – Значения параметров узлов с использованием БСК, СК и УПК

№	Угол, °	$U$ , кВ	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$P_G$ , МВт	$Q_G$ , Мвар	$dU$ , %
3	-2,44	0,3904	0,80	0,40	0	0,45	-2,392
5	-2,258	0,3908	1,12	0,50	0	0,6	-2,297
7	-2,397	0,386	1,12	0,45	0	0,56	-3,312
9	-2,244	0,387	1,50	0,50	0	0,86	-3,045
2	-0,231	10,81	0	0	0	0	-1,726
4	-0,165	10,792	0	0	0	0	-1,882
6	-0,256	10,678	0	0	0	0	-2,922
8	-0,538	10,653	0	0	0	0	-3,153
1	0	11	0	1	4,693	-0,448	0

$dP_{ш}$ , МВт = 0 и  $dQ_{ш}$ , Мвар = 0 (во всех узлах)

Таблица 2.21 – Значения параметров ветвей с использованием БСК, СК и УПК

Ветвь $i-j$	Поток $P_{акт.}, P_{ij}$	Поток $P_{акт.},$ $P_{ji}$	$dP$ ,	Поток $Q_{акт.}, Q_{ij}$	Поток $Q_{акт.},$ $Q_{ji}$	$dQ$	$I$
	МВт	МВт	МВт	Мвар	Мвар	Мвар	кА
1-8	1,56	-1,508	0,052	-0,31	0,314	0,0043	0,0835
1-6	1,162	-1,1278	0,0342	-0,065	0,068	0,00313	0,061
1-4	1,149	-1,1276	0,0218	-0,057	0,059	0,00218	0,0604
1-2	0,821	-0,806	0,0142	-0,016	0,019	0,00297	0,0431
8-9	1,508	-1,49999	0,0083	-0,314	0,36	0,0451	0,083
6-7	1,1278	-1,12	0,0078	-0,068	0,11	0,0416	0,061
4-5	1,1276	-1,11999	0,0076	-0,0592	0,1	0,0407	0,0604
2-3	0,806	-0,8	0,0067	-0,0191	0,05	0,0308	0,0431

$Q_c$ , Мвар = 0 во всех ветвях, КТА и КТР как в исходных данных

Таблица 2.22 – Значения потерь с использованием БСК, СК и УПК

Узел	7	9	6	8
Потери напряжения, кВ	-3,3125	-3,045	-2,92281	-3,15309
Суммарные потери мощности	Активной, кВт		153,07104	
	Реактивной, кВАр		171,07363	

Примечание: результаты расчета из RS-3 [101]

Анализ результатов моделирования совместного использования устройств FACTS (БСК, СК, и УПК) показывает что:

- потери напряжения уменьшаются (увеличивается напряжение в узлах потребителя);
- отклонение напряжения в узлах потребителя (узлы 3, 5, 7, 9) не превышает 5% от номинального напряжения;
- значения напряжения на шинах потребителя 3, 5, 7, 9, соответствуют требованиям по качеству электроэнергии;

Результаты расчета потерь мощности по вариантам сведены в таблицу 2.23 и визуализированы на рисунке 2.19. Анализ результатов показывает, что наименьшие потери получаются при совместном использовании БСК, СК и УПК.

Таблица 2.23 – Значения потерь мощности для различных режимов

Виды режима	$\Delta P$	$\Delta Q$
	кВт	кВАр
Исходный режим без FACTS	185,43	366,4
Режим с (БСК и СК)	152	299,5
Режим с (УПК)	180,44	205,174
Режим с (БСК, СК и УПК)	153,07	171,07

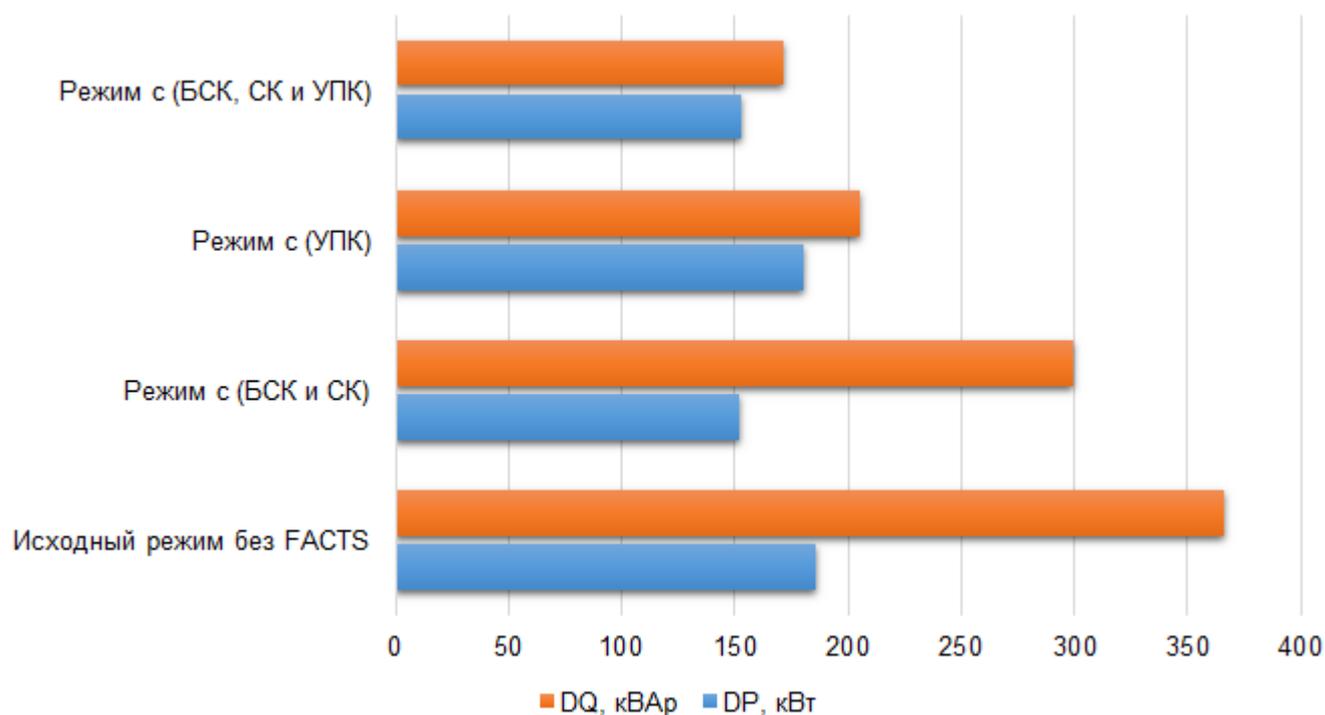


Рисунок 2.19. Потери мощности для различных расчетных режимов

Из графика (рис. 2.19) видно, что использование элементов FACTS снижает потери мощности в распределительных сетях, а совместное использование батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов и устройств продольной компенсации реактивной мощности позволяет добиться наибольшего снижения потерь: активной мощности – на 17%, реактивной мощности – на 53%.

## **Выводы**

1. Усовершенствовать существующие распределительные сети Республики Ирак возможно с помощью создания управляемых линий электропередачи и установки оборудования для них. Аналитический обзор активного электротехнического сетевого оборудования (FACTS) показал, что оно способно гибко менять характеристики передачи или преобразования электроэнергии и, тем самым, оптимизировать режимы сети сразу по нескольким критериям: пропускной способности, уровню технологических потерь, устойчивости, перераспределению потоков мощности, качеству электроэнергии и другим.

2. Проведенное моделирование режимов работы системы электроснабжения Ирака на примере распределительных сетей провинции Дияла показало, что использование устройств FACTS позволяет уменьшить потери напряжения и, как следствие, увеличить напряжение в узлах нагрузки; обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым к качеству электроэнергии по показателю отклонение напряжения.

3. Выявлено, что различные варианты использования элементов FACTS приводят к снижению потерь активной и реактивной мощности в распределительных сетях. Наилучшее решение для снижения потерь активной (на 17%) и реактивной (на 53%) мощности достигается совместным применением БСК, СК, УПК.

## **ГЛАВА 3. Использование систем накопления воды для улучшения режимов распределённых электрических сетей**

Большинство систем водоснабжения населения питьевой водой в Ираке имеют в своем составе водонапорные сооружения в виде резервуаров большой ёмкости, обеспечивающих транспортировку воды по водопроводным сетям. В городской инфраструктуре водопроводные сети и распределительные электрические сети напряжением 11 кВ систем электроснабжения расположены параллельно на небольшом расстоянии друг от друга. В работе изучена возможность использовать потенциальную энергию воды водонапорных башен для повышения качества электрической энергии распределительных электрических сетей путем установки гидравлических микротурбин, соединенных с генераторами, что позволит получить необходимые активную и реактивную мощности для оптимального регулирования (управления) режимами работы систем электроснабжения напряжением 11 кВ в часы наибольшего спроса электрической нагрузки, совпадающими с временем наибольшего расхода воды в водопроводных сетях. Поскольку идея использования потенциальной энергии воды водонапорных башен по своей физической сущности близка к идее гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС), то для расчётов, связанных с определением гидроэнергетических характеристик таких микроГАЭС, целесообразно адаптировать методики и аналитические выражения, используемые для соответствующих расчётов ГАЭС.

### **3.1. Гидроэлектрическая станция (микроГАЭС)**

Гидроэлектрическая станция – это комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. МикроГАЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимое давление потока воды и создание напора и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся

под напором воды в механическую энергию вращения микротурбины, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию генератором, соединенным с микротурбиной. Гидроэнергетический ресурс микроГЭС можно оценить по ее располагаемой мощности. Мощность является функцией гидравлического напора и скорости потока воды. Статический напор пропорционален разнице в высоте, с которой падает вода. Динамический напор связан со скоростью движения воды. Каждая единица массы воды может выполнить работу пропорциональную ее весу и напору, активная мощность всего гидроагрегата определяется по формуле:

$$P_m = \eta_b \rho Q g H_b. \quad (3.1)$$

- где  $P_T$  - мощность на валу гидротурбины, кВт;  
 $\eta_b$  - КПД турбины при соответствующих  $H$ ,  $Q$  и частоте вращения;  
 $\rho$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  
 $Q$  - расход м<sup>3</sup>/сек;  
 $g$  - ускорение свободного падения – 9.81 м/сек<sup>2</sup>;  
 $H_b$  - напор нетто, м.

Приняв, что

$$\rho \cdot g \cdot \eta_b = 8,5 \text{ кН/м}^3$$

получим

$$P_T = Q \cdot H_b \cdot 8,5 \text{ кН/м}^3. \quad (3.2)$$

### 3.1.1. Выбор типа микро-гидротурбины

Гидравлическая турбина – аппарат, преобразующий энергию движущейся воды в механическую энергию вращения его рабочего колеса. Из основного закона механики жидкости – закона Бернулли следует, что удельная энергия, т. е. энергия единицы массы  $H$  на входе в рабочее колесо составляет

$$H_1 = \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + Z_1, \quad (3.3)$$

на выходе из рабочего колеса

$$H_2 = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + Z_2 \quad (3.4)$$

где  $Z_1, Z_2$  – энергии положения в начале и в конце турбины,  $v_1, v_2$  – скорости воды в начале и в конце турбины,  $P_1, P_2$  – давление в начале и в конце турбины.

В зависимости от того, какие из трех членов уравнения Бернулли главным образом использованы в конструкции машины, различаются типы турбин.

Отданная водой рабочему колесу энергия равна разности энергий в потоке до и после рабочего колеса.

$$H = H_1 - H_2 = Z_1 - Z_2 + \frac{P_1 - P_2}{\rho g} + \frac{v_1^2 - v_2^2}{2g} \quad (3.5)$$

Таким образом, вся энергия потока состоит из энергии положения ( $Z_1 - Z_2$ ), энергии давления  $(P_1 - P_2)/\rho g$  (образующих вместе потенциальную энергию), а также кинетической энергии  $(v_1^2 - v_2^2)/2g$ . Турбины, хотя бы частично использующие потенциальную энергию, называются реактивными.

$$Z_1 - Z_2 + \frac{P_1 - P_2}{\rho g} > 0. \quad (3.6)$$

В таких турбинах, процесс преобразования энергии на рабочем колесе происходит с избытком давления. Кроме того, в рабочем колесе частично используется и кинетическая энергия потока. Если в гидротурбинах используется только кинетическая энергия потока, то они называются активными.

В таких турбинах  $z_1 = z_2$ ,  $p_1 = p_2$ , т. е. вода поступает на рабочее колесо без избыточного давления. Для достижения высокого КПД в них почти весь напор преобразуется в скорость. Мощность турбины может быть выражена

$$P_T = 9,81 Q_T H_T \eta_T \quad (3.8)$$

где  $P_T$  – мощность турбины, кВт,  $Q_T$  – расход воды через гидротурбину, м<sup>3</sup>/с;  $H_T$  — напор турбины, м;  $\eta_T$  — коэффициент полезного действия (КПД) турбины.

Напор турбины равен:

$$H_T = \Delta ВБ - \Delta НБ - \Delta h = H_r - \Delta h, \quad (3.9)$$

где ДВБ, ДНБ - отметки уровня воды соответственно в верхнем и нижнем бьефе, м;  
 $H_r$  - геометрический напор;  $\Delta h$  - потери напора в водоподводящем тракте, м.

Потери напора обычно составляют 2—5 % от  $H_r$ . Значение КПД гидротурбины зависит от ее конструкции, размеров и режимов работы.

Электрическая мощность гидроагрегата  $P_r$  на выводах генератора

$$P_r = P_T \eta_r, \quad (3.10)$$

где  $\eta_r$  – КПД гидрогенератора. Обычно КПД гидрогенератора равен 0,9–0,98.

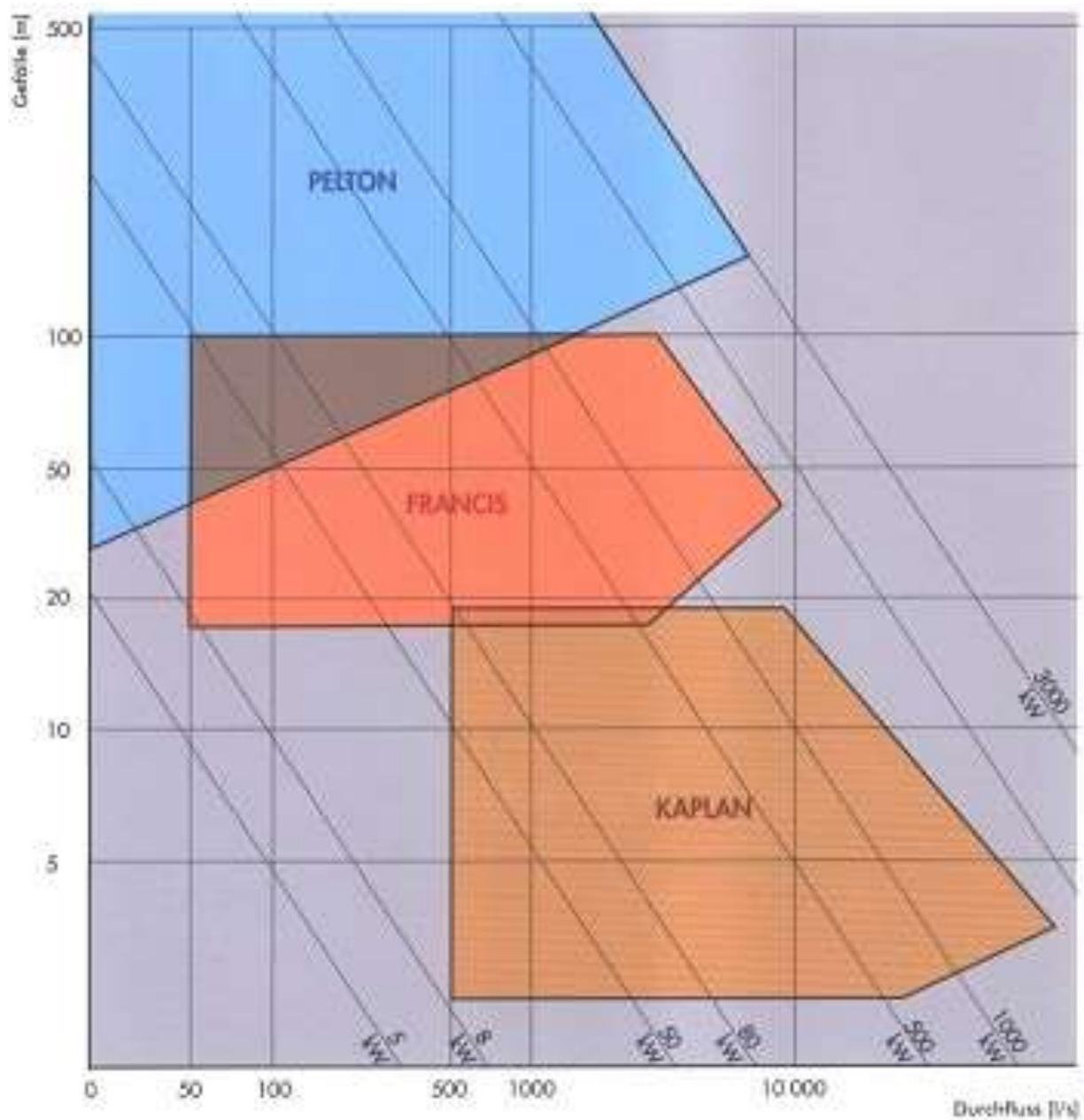


Рисунок 3.1. Гидравлические параметры, при которых работают указанные типы микро-турбин и мини-турбин



а

б

в

г

Рисунок 3.2. Типы гидротурбин: Пелтона (а), Френсиса 30 об/мин (б), Френсиса 70 об/мин (в), Каплана (г)

Как правило, любой тип турбины работает на конкретных значениях характеристик напора, расхода, мощности, скорости и эффективности. Практически после установки турбин в выбранном месте можно изменять некоторые из этих величин во время работы. Производительность турбины в этом случае определяется тестированием, либо на реальной турбине (прототипе), либо проведением экспериментов в лаборатории на модели турбины. Из результатов этих тестов можно определить производительность любого аналога группы турбин. Условия при эксплуатации отличаются от проектных данных турбины, таких, как напор и скорость потока воды. Использование результатов тестов, упомянутых выше, в математических отношениях известных как: коэффициент напора, коэффициент расхода, коэффициент мощности, могут быть применены к любой подобной группе турбин.

Коэффициент напора,

$$K_H = \frac{H}{D^2 N^2} \quad (3.11)$$

где  $H$  – напор,  $D$  - Диаметр рабочего колеса турбины,  $N$ - тангенциальная скорость ротора.

$$v = K_v \sqrt{2gH} = \frac{\pi DN}{60}$$

$$\sqrt{H} \propto DN \rightarrow H \propto D^2 N^2 \rightarrow H = K_H D^2 N^2$$

Коэффициент расхода,

$$K_Q = \frac{Q}{D^3 N} \quad (3.9)$$

$$Q = A * v, \quad A \propto D^2$$

$$v = K_v \sqrt{2gH} \propto \sqrt{H}$$

$$Q \propto D^2 \sqrt{H}, \quad \sqrt{H} \propto DN$$

$$Q \propto D^3 N$$

$$Q = K_Q D^3 N$$

где  $v$  – скорость воды,  $k_v$  – коэффициент скорости,  $A$  – площадь рабочего колеса турбины.

Коэффициент мощности

$$K_P = \frac{P}{D^5 N^3} \quad (3.10)$$

$$P = \eta_o \rho g Q H.$$

$$P \propto QH, \quad H \propto D^2 N^2, \quad Q \propto D^3 N, \quad P \propto D^5 N^3$$

$$P = K_P D^5 N^3.$$

**Кривые производительности.** Кривые производительности для турбин Белтон, Фрэнсис и Каплана, для разных коэффициентов расхода, мощности и их эффективности при неизменном коэффициенте напора и различных створах открытия представлены на рисунке 3.3.

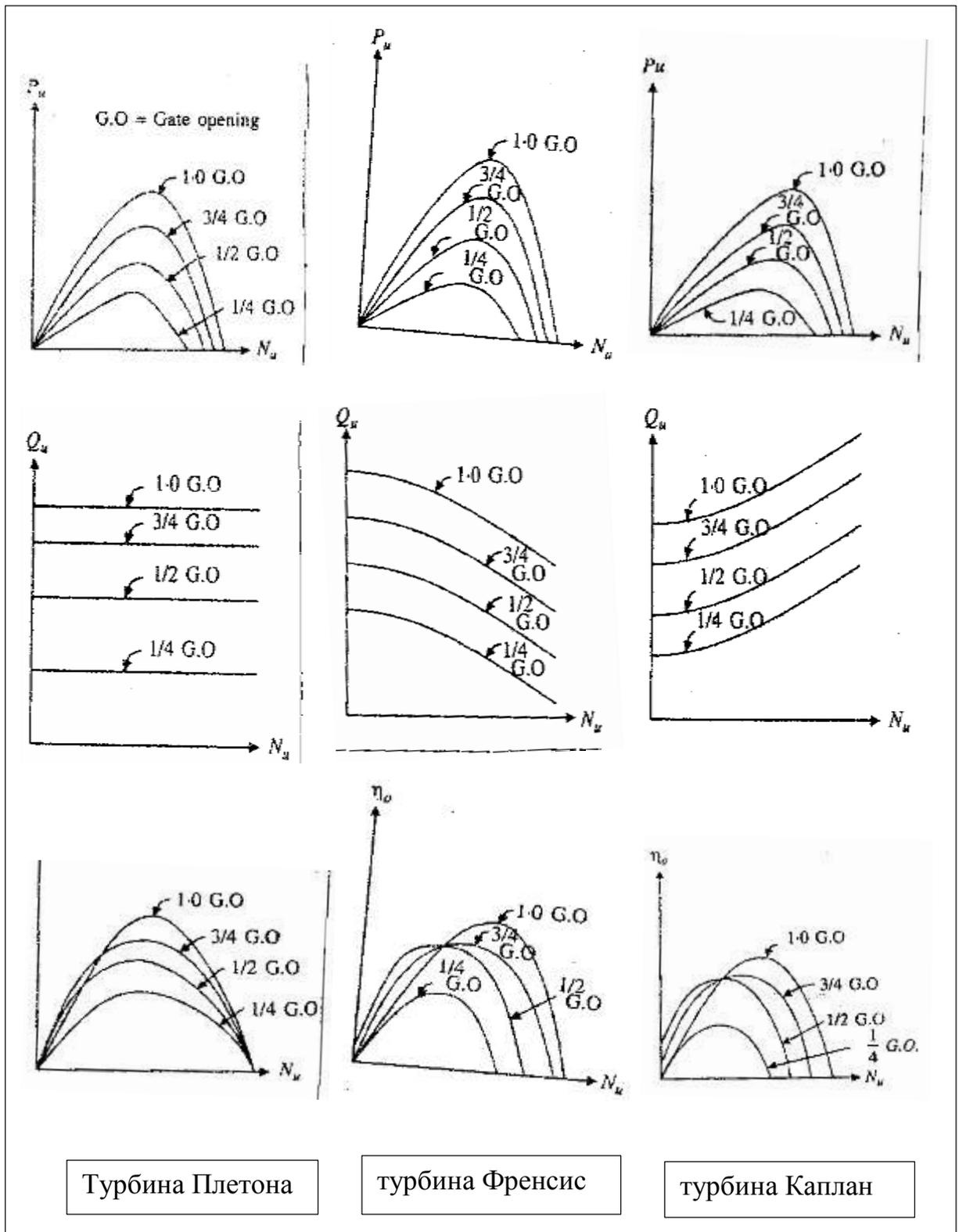


Рисунок 3.3. Кривые производительности и эффективности для турбин Белтон, Френсис и Каплана

**Современные гидротурбины.** LucidPipe – электрическая система от Lucid (рисунок 3.4) в энергетике является новым решением в использовании водопроводной системы для выработки электроэнергии. Это позволяет использовать воды крупных промышленных, муниципальных и сельскохозяйственных объектов для получения чистой, надежной и недорогой электроэнергии из их самотечных (от водонапоров) водоводов и вытекающих потоков. LucidPipe использует запатентованную в трубе турбину, которая захватывает энергию из быстро движущихся вод внутри большого диаметра, самотечных трубопроводов, без влияния на поток или операции водоводных сетей. В зависимости от начального давления, расхода и диаметра трубы, каждая LucidPipe турбина производит до 100 киловатт от возобновляемого источника, электричество с нулевым уровнем выбросов путем извлечения избыточного давления, напора. Чтобы максимизировать производство электроэнергии, несколько единиц LucidPipe турбин могут быть быстро и легко установлены в одном трубопроводе для системы, которая может производить более мегаватт электроэнергии.



Рисунок 3.4. LucidPipe турбина с лопастями гидропривода внутри транспортной трубы

LucidPipe использует уникальный, на подёмной основе, вертикальная ось сферической турбину, которая помещается внутрь большого диаметра (24 "-96") водопроводных труб. Вода протекает через гидродинамической трубе, производя электроэнергию, после раскручивания турбины. Гидродинамическая турбина была

тщательно разработана и лабораторно испытана, чтобы максимизировать эффективность и производство электроэнергии без прерывания потока воды. После увеличения скорости потока производства электроэнергии увеличивается. Из-за подъема генератора на основе конструкции LucidPipe, система генерирует энергию в очень широком диапазоне условий потока, объемов и скоростей. LucidPipe использует очень малый напор на турбину, только 1-6 PSI (1-4 метров). Это позволяет модульную систему LucidPipe размещать последовательно, при этой возможности для непрерывного потока воды. LucidPipe не должны быть размещены в зоне переходного давления или экстремальных перепадов давлений. Модульная архитектура LucidPipe, электрическая система и эксплуатационной гибкости, позволяет сделать эту систему поистине уникальным.

**Динамика и технические характеристики.** Уникальная гибкость дизайна LucidPipe энергосистема вмещает несколько конфигураций и систем потока. Это позволяет LucidPipe, использовать в широком диапазоне для муниципальных, промышленных, ирригации, нефти и газа и опреснительных установок и других систем. Коэффициент использования установленной мощности для систем водоснабжения и водоотведения приложений LucidPipe эквивалентен 2-3, как и солнечной и ветровой энергии. LucidPipe Система питания предназначен для использования в трубах большого диаметра (24"-96") для максимальной эффективности и выхода энергии. Скорость воды помогает определить оптимальный размер LucidPipe системы, которым можно управлять в трубопроводе. Скорость воды является наиболее важным показателем для определения энергии генерирующих мощностей трубопровода. Типичные скорости течения воды в трубопроводах 4-7 ft / с (1,7-2,1 м / с). В большинстве случаев, необходимо уменьшить диаметр трубопровода, на котором установлен система LucidPipe. Это увеличит скорость воды через турбину для увеличения производства энергии. LucidPipe автоматический и система дистанционного управления может остановить или замедлить вращение турбины по необходимости. LucidPipe предназначен как компонент более полной работы воды.

Система позволяет для мониторинга, управления и контроля скорости воды, чтобы поддерживать выход на оптимальную эффективность работы.

Таблица 3.2. – Динамика и технические характеристики LucidPipe

Lucidpipe диаметр	Номинальная мощность,	Номинальный расход	Датчик давления необходимо по номинальной мощности	Голова добыча, при номинальном	Голова добыча, при номинальном во время остановки	Оперативный голова коэффициент потерь
IN	кВт	MGD	PSI	PSI	PSI	работает / остановлен
24	14	24	45	5,2	1,6	6,7-8,4/2,0
42	50	61	49	5,9	1,3	7,7-10/2,3
60	100	128	38	5	1,5	7,7-10,1/2,3

Используя экспериментальные данные таблицы 3.2 получим квадратичную аппроксимацию зависимости мощности турбины от диаметра трубы:

$$ax^2 + bx + c = constant$$

Запишем систему уравнений

$$a(24)^2 + b(24) + c = 14$$

$$a(42)^2 + b(42) + c = 50$$

$$a(60)^2 + b(60) + c = 100$$

Представим ее в матричной форме

$$\begin{pmatrix} a \\ b \\ c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 576 & 24 & 1 \\ 1764 & 42 & 1 \\ 3600 & 60 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 14 \\ 50 \\ 100 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,022 \\ 0,572 \\ -12,222 \end{pmatrix}$$

В результате решения системы, получим уравнение, позволяющее определить мощность гидротурбины в зависимости от диаметра водопроводной трубы.

$$P = 0,022d^2 + 0.572d - 12,222 \quad (3.11)$$

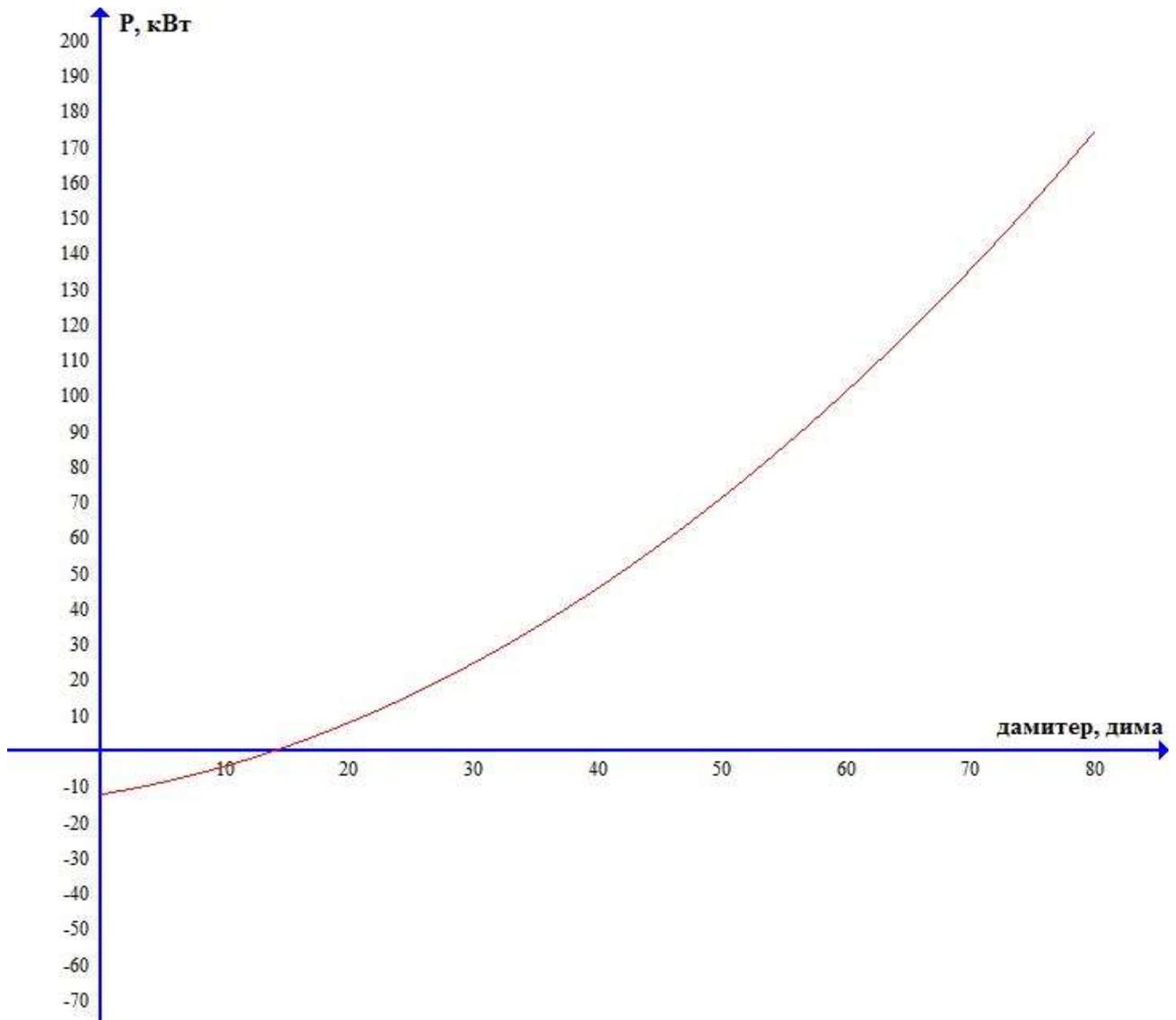


Рисунок 3.5. Зависимость между гидравлической мощностью и диаметром турбины LucidPipe

### 3.2. Система накопления питьевой воды

Система накопления питьевой воды в городах состоит из нескольких компонентов. Забор воды производят из рек, бассейнов обеззараживания, и насосами через фильтры перекачивают воду в город, заполняя высокие водонапорные резервуары водопроводных сетей. Работа систем водоснабжения зависит от давления воды и перепада высот между водопроводными сетями и резервуарами воды (рисунок 3.6).

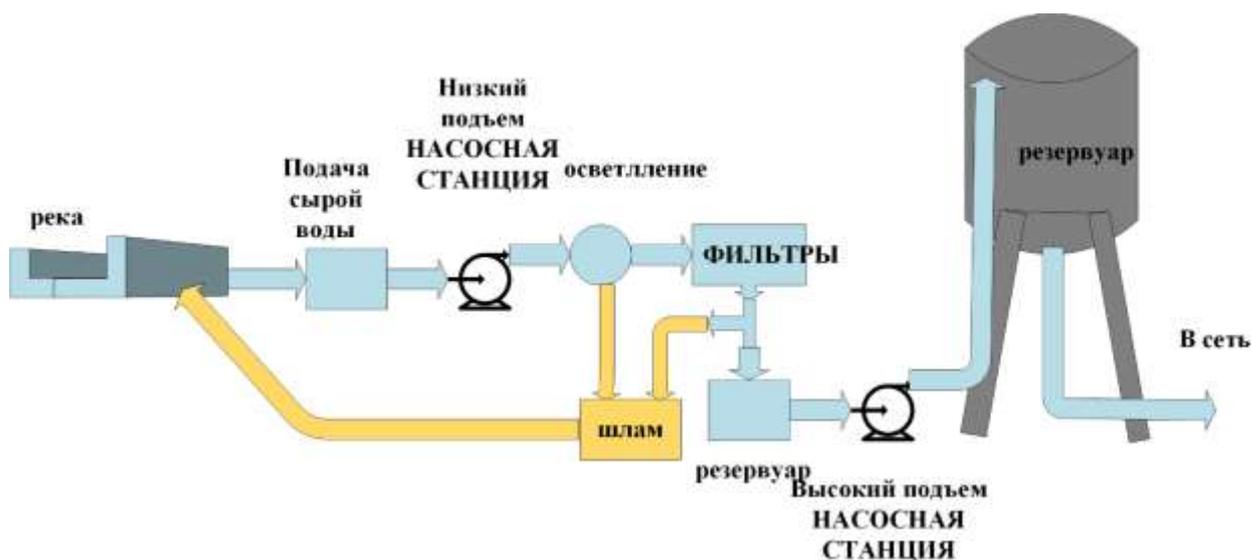


Рисунок 3.6. Система водопроводной сети с использованием в качестве источника реки

К напорно-регулирующим сооружениям относятся водонапорные башни, высоко расположенные наземные напорные резервуары, а также воздушно-водяные (гидропневматические) котлы. Эти сооружения располагаются на высоких отметках местности в непосредственной близости к распределительной сети населенного пункта.

Напорные сооружения (башня, резервуар) имеют высоко расположенную емкость, благодаря которой создается необходимый напор в водопроводной сети. В гидропневматических установках заданный напор в сети поддерживается в результате давления сжатого воздуха на свободную поверхность воды в воздушно-водяном баке (котле). Помимо регулирования, башни и резервуары, имея свободный уровень воды, выравнивают напор в сети так, что изменения напора центробежных насосов не передаются в сеть.

Водонапорная башня (рисунок 3.6) предназначена для хранения регулирующего и противопожарного запасов воды, а также для создания и поддержания в сети необходимых напоров.

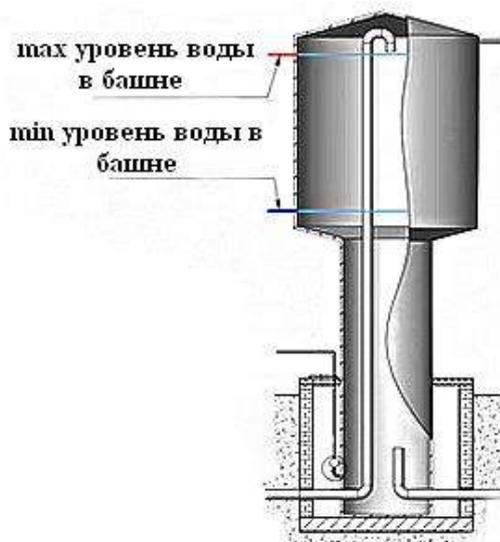


Рисунок 3.7. Водонапорная башня

Высота водонапорной башни может быть определена по пьезометрическому графику как разность отметок пьезометрического напора и геодезической высоты в месте установки водонапорной башни или рассчитана по формуле:

$$H_{вб} = Z_{дт} - Z_{вб} + H_{св} + \sum h_{дт-вб} \quad (3.15)$$

где  $Z_{дт}$  - отметка поверхности земли в рассматриваемой точке, м;  $Z_{вб}$  - то же у водонапорной башни, м;  $H_{св}$  - свободный напор в рассматриваемой точке, зависящий от этажности застройки, м;  $\sum h_{дт-вб}$  - суммарные потери напора на участке от башни до рассматриваемой точки, м.

Объем бака водонапорной башни складывается из регулирующего объема воды в баке удобно определять в табличной форме с учетом графика водопотребления населенного пункта и графика работы насосов второго подъема по часам суток. При автоматизации работы насосов, подающих воду в башню, регулирующий объем воды в баке определяют по формуле

$$W_{рег} = (0,5 \dots 1,0) \cdot Q_H, \quad (3.16)$$

где  $Q_H$  - подача воды насосами НС-II, м<sup>3</sup>/ч.

Например, проект водопроводной сети города Бакуба:

1. Резервуар для воды № 2;

2. Электрические насосы поднимают воду в резервуар в количестве  $500 \text{ м}^3/\text{ч}$ .  
Для каждого резервуара требуется два насоса.
3. Численность населения  $500\,000$  человек.

$$W_{\text{рег}} = (0,5 \dots 1,0) \cdot Q_H,$$

$$W_{\text{рег}} = 0,5 \cdot 500 \cdot 2 = 500 \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$500 \cdot 18 = 9000 \text{ м}^3/\text{день для одного резервуара}$$

### 3.4. Моделирование режимов работы распределительной электрической сети Ирака с микро ГЭС

Для моделирования улучшения работы электрических распределительных сетей использовался синхронный генератор. На рисунке 3.8 представлена модель микроГЭС, подключенная к электрическим распределительным сетям. Моделирование выполнено в пакете Multisim на основе реального объекта исследования.

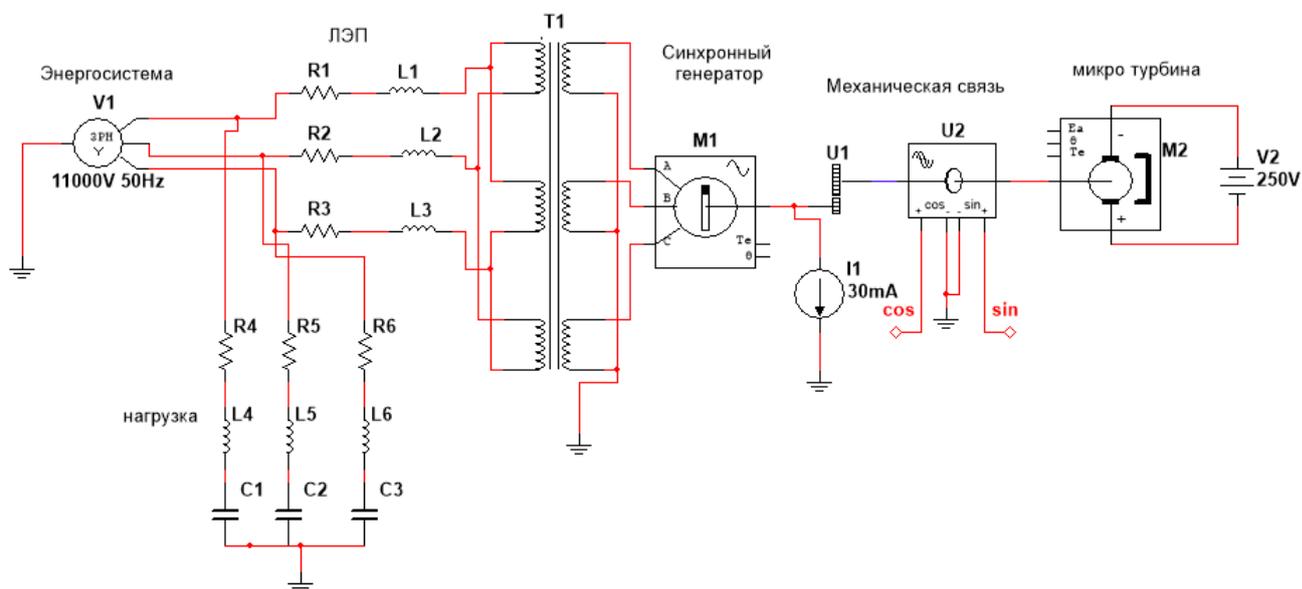


Рисунок 3.8. Моделирование в программе Multisim использования синхронного генератора для улучшения работы электрических распределительных сетей

Модель состоит из следующих блоков: микротурбина, механическая связь, синхронный генератор, трансформатор, ЛЭП, нагрузка, энергосистема.

В качестве блока «микротурбина» в модели использован двигатель постоянного тока 250 В и источник постоянного напряжения для создания механической энергии вращения синхронного генератора.

Блок «механическая связь» используется, как связь между синхронным генератором и двигателем постоянного тока и состоит из распознавателя, шестерни и источника постоянного тока.

Блок «синхронный генератор», служит для преобразования механической энергии в электрическую. Технические характеристики: мощность – 100 кВт, напряжение – 0,4 кВ.

Блок «трансформатор» – трехфазный повышающий трансформатор преобразующих напряжения синхронного генератора до 11 кВ для подключения к электрическим распределительным сетям.

Блок ЛЭП – сопротивление линии электропередачи.

Блок нагрузка – это нагрузка в узлах электрической распределительной сети

Блок «энергосистема» – это источника питания и переменного напряжения для электрической распределительной сети в модели.

### **3.5.Использования водопроводных сетей для улучшения режима электрических распределительных сетей напряжением 11 кВ**

Необходимое оборудование: 1 – микрогидротурбина, 2 – синхронный генератор переменного тока, 3 – трансформатор. На рисунке 3.9 показана схема подключения указанного оборудования.

Использование электроэнергии от водопроводных сетей не только улучшает режим работы электрической системы, но и дает возможность получения экологически чистой энергии. Также эта схема позволяет уменьшить стоимость

производства электроэнергии и обеспечить статическую устойчивость и реализуемость установившегося режима сети.

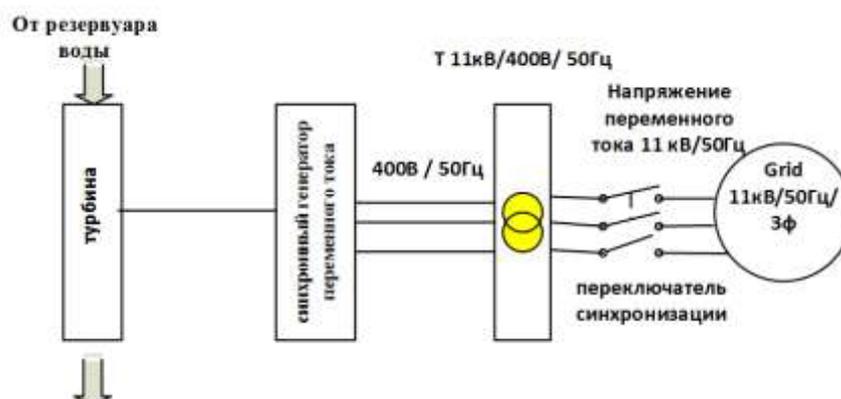


Рисунок 3.9. Использование водопроводных сетей для улучшения режима работы электрических распределительных сетей напряжением 11 кВ

Высота резервуара для воды составляет 30-40 метров (рисунок 3.10). Резервуары подключены к системам водоснабжения трубами различных диаметров (300 – 700 мм). В таблице 3.3 даны диаметры таких труб и соответствующий этому диаметру расход воды. Используя уравнения (3.1), (3.2) можно вычислить необходимую мощность установки на основе генератора постоянного тока и инвертора.

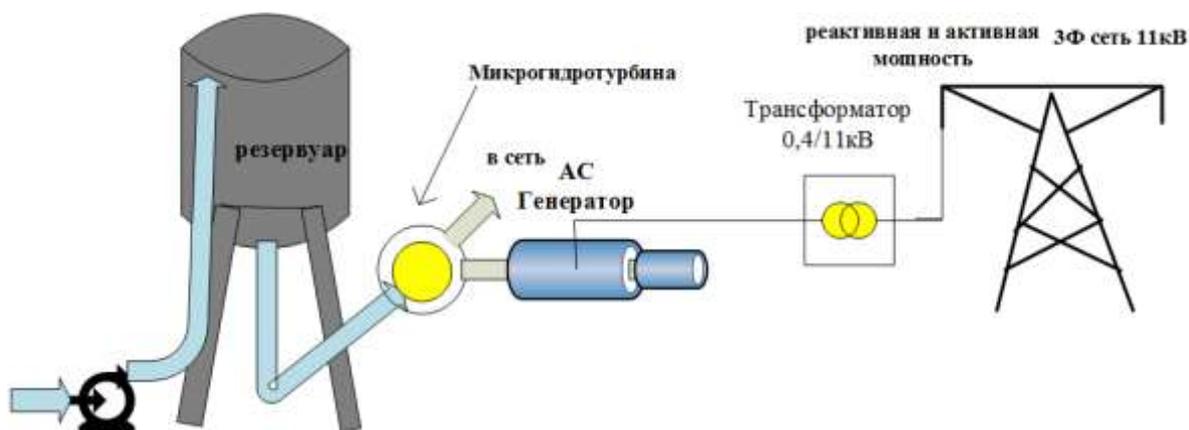


Рисунок 3.10. Использование резервуара воды для улучшения электрической сети с синхронным генератором переменного тока

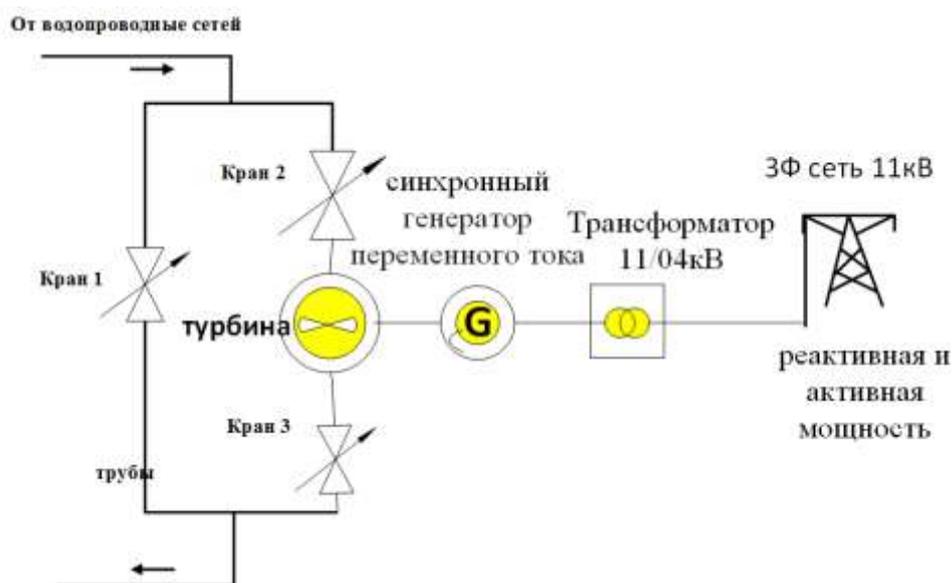


Рисунок 3.11. Использование водопроводной сети для улучшения электрической сети с синхронном генератором переменного тока

Таблица 3.3 - Расход воды в соответствии с диаметром трубы

№	Диаметр трубы	Расход воды
	мм	м <sup>3</sup> /ч
1	300	277,75
2	350	512,75
3	400	683,75
4	450	863,5
5	500	1061,5
6	600	1511,25
7	700	2087
8	800	2735
9	900	3118,5
10	1000	4228
11	1200	6117,5

Системы водоснабжения в Ираке содержат большое количество резервуаров для воды, установленных практически по всей территории.

В местах, примыкающих к резервуарам воды, для улучшения показателей качества электрической энергии и обеспечения ее рекуперации ставят генераторы, приводимые в движение микро-гидротурбинами (рисунок 3.12).

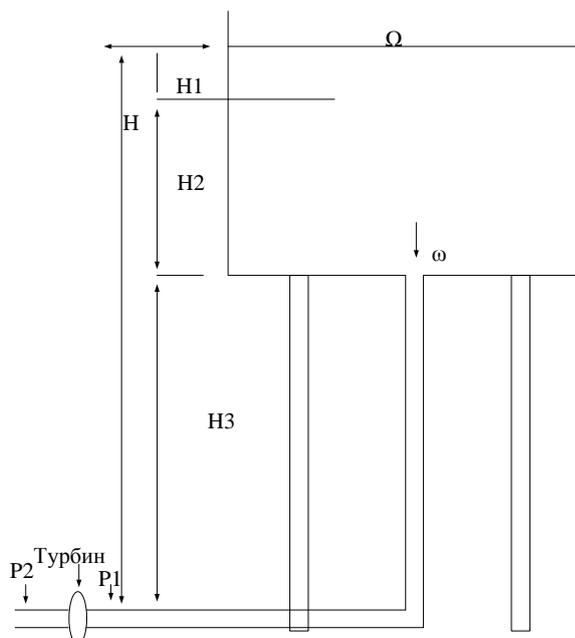


Рисунок 3.12. Истечение жидкости из малого отверстия в тонкой стенке при переменном напоре.

Давление воды в сети равно примерно 20 метров в конца сети и 50 метров в начале, значения расхода воды в соответствии с диаметром трубы приведены в таблице 3.3. Отношение между мощностью и диаметром турбины показано на рисунке 3.5.

Расход воды: это количество воды, которое проходит конкретный раздел в течение определенного периода времени.

$$Q = \frac{V}{t} \text{ м}^3/\text{с},$$

Расход воды рассчитывается по следующему уравнению

$$Q = K_Q \times \omega \times v \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $Q$  – расход воды,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  $V$ – объем воды,  $\text{м}^3$ ;  $v$ –средняя скорость воды,  $\text{м}/\text{ч}$ ;  $t$ – время, ч;  $K_Q = K_c \cdot K_v$ –коэффициент расхода – произведение коэффициента сокращения пространства сечения ( $K_c$ ) на коэффициент скорости ( $K_v$ );  $\omega$ –площадь сечения трубы,  $\text{м}^2$ ;  $\Omega$ –площадь поверхности воды в водонапорной башне,  $\text{м}^2$

$$V = k_v \sqrt{2gH_{\text{ср}}}$$

Расход воды для отверстия или насадки определяется по формуле

$$Q = K_Q \omega \sqrt{2g\Delta H},$$

здесь  $K_Q$  – коэффициент расхода (для круглого отверстия  $K_Q=0,62$ ; для насадки  $K_Q=0,82$ );  $\omega$  – площадь поперечного сечения отверстия или насадки;  $\Delta H$  – разность напоров.

Учитывая, что напор над отверстием в процессе истечения изменяется от  $H_1$  до  $H_2$ , выражения для скорости истечения и расхода из такого отверстия будут аналогичны выражениям (3.1) и (3.2), но со значением средней величины напора  $H_{\text{ср}}$ :

$$H_{\text{ср}} = \frac{H_1 + H_2}{2}$$

Эти выражения пригодны для приближенных расчетов для истечения из резервуаров постоянного сечения, например, цилиндрических.

Время опорожнения резервуара при истечении с напорами над отверстием от  $H_1$  до  $H_2$ :

$$t = \frac{2\Omega(\sqrt{H_1} - \sqrt{H_2})}{K_Q \omega \sqrt{2g}}$$

При  $H_2 = 0$

$$t_0 = \frac{2\Omega(\sqrt{H_1})}{K_Q \omega \sqrt{2g}} = \frac{2W}{Q}$$

Основываясь на законе сохранения массы вещества, на предположении о неразрывности (сплошности) течения жидкости, можно утверждать:

Количество жидкости, прошедшее в единицу времени через одно сечение потока, равно количеству жидкости, прошедшему в единицу времени через любое другое сечение этого потока:  $Q = V_1 S_1 = V_2 S_2 = \text{const}$  - уравнение неразрывности (сплошности) потока, уравнение постоянства расхода. Из этого уравнения следует, что  $v_1/v_2 = s_2/s_1$ , или для круглого сечения  $v_1/v_2 = (d_2/d_1)^2$ .

Уравнение Бернулли представляет закон сохранения и превращения энергии по отношению к движущейся жидкости, устанавливает связь между скоростями и

давлениями в различных сечениях потока жидкости, является основным уравнением гидродинамики.

Для двух произвольных сечений до и после турбины при установившемся движении идеальной жидкости уравнение Бернулли в напорах имеет вид:

$$z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{v_2^2}{2g} = H = \text{const.}$$

где  $z$  – удельная потенциальная энергия положения (геометрический напор).

$\frac{P_1}{\rho g}$  – удельная потенциальная энергия давления (пьезометрический напор).

$\frac{v_1^2}{2g}$  – удельная кинетическая энергия (скоростной напор)

$H$  – полная удельная механическая энергия (полный напор).

В уравнении Бернулли в напорах каждая из энергий приходится на единицу веса жидкости, поэтому они называются удельными.

*Энергетический смысл* уравнения Бернулли – сумма удельных энергий в любом сечении потока есть величина постоянная и равна полной удельной механической энергии данного потока.

### 3.4.2. Использование водопроводной сети

В большинстве городов Ирака в водохозяйственных проектах насосных станции используются водопроводные трубы больших диаметров. Например, водонапорная станция в городе Баакуба, провинции Дияла, связана с водоснабжением города трубой диаметром 700 мм (рисунок 3.13).

Графики изменения расхода воды (рисунок 3.14) и изменения давления воды в водопроводной трубе (рисунок 3.15), полученные в течение одного дня, при использовании турбины LucidPipe, установленной в этой трубе для

генерирования электрической энергии. Согласно зависимости, представленной на рисунке 3.5, может быть использован генератор мощностью 20 кВт.

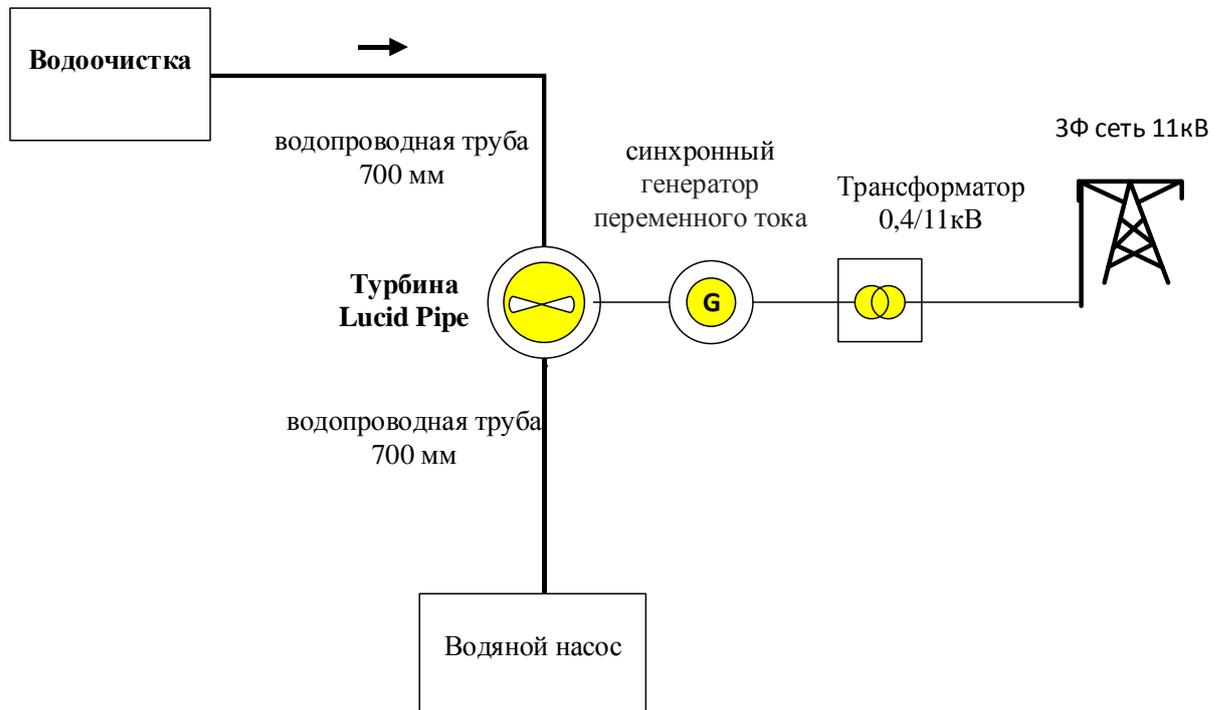


Рисунок 3.13. Использование микро ГЭС в водопроводной сети

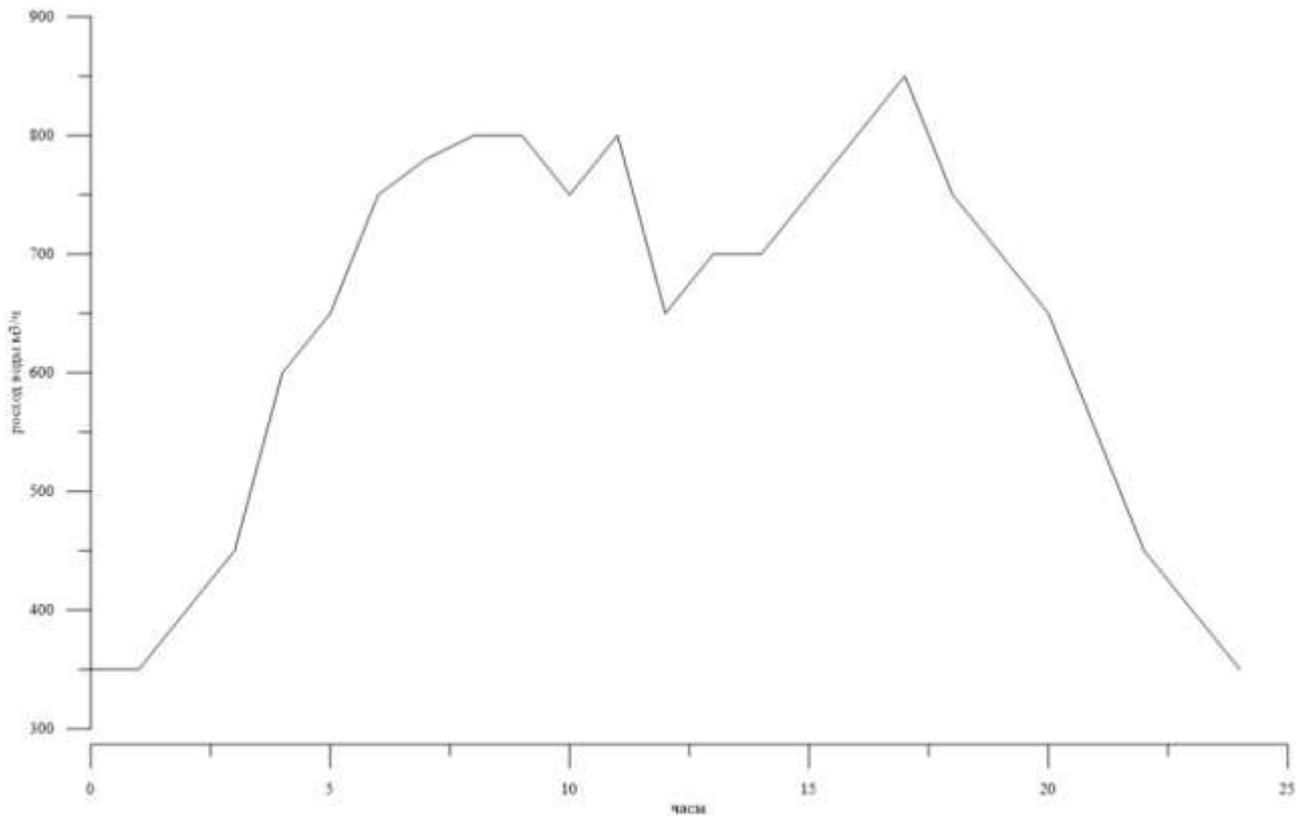


Рисунок 3.14. Изменение расхода воды через трубопровод в течение одного дня

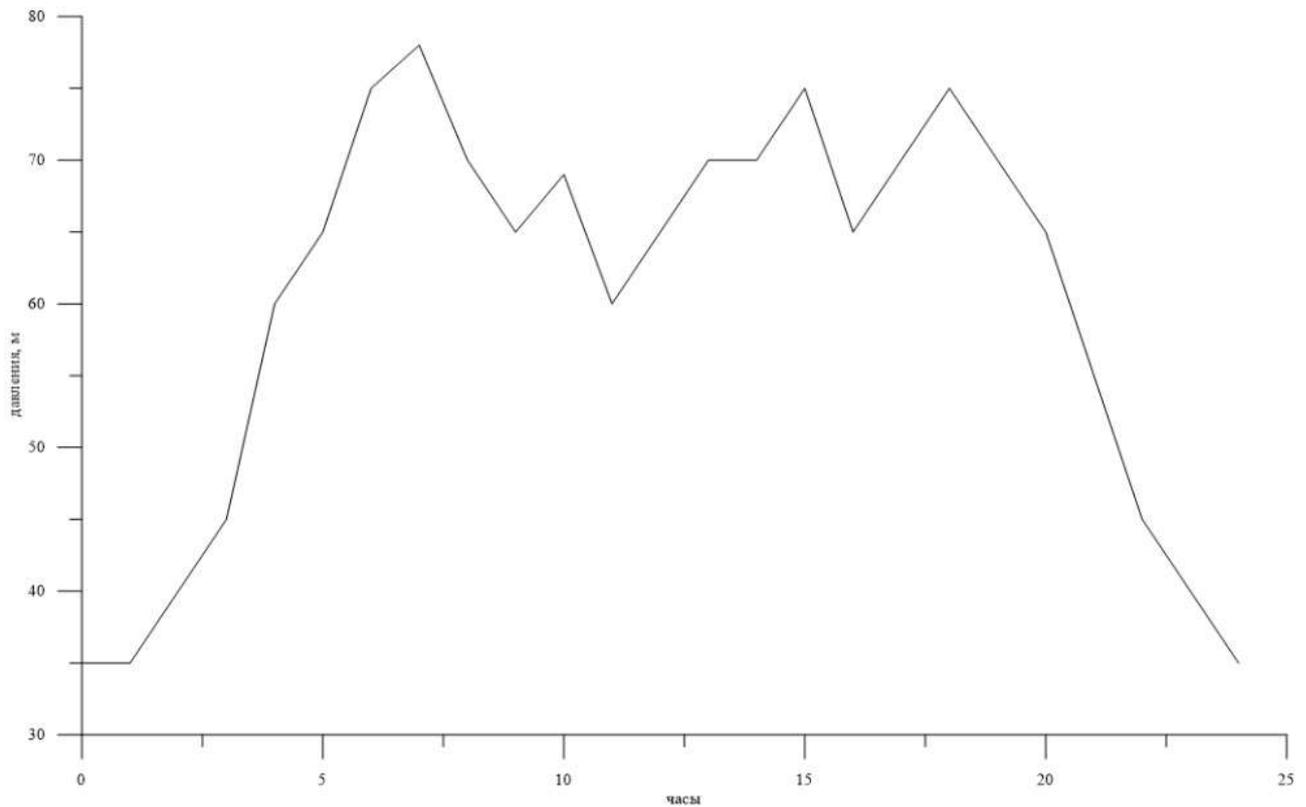


Рисунок 3.15. Изменение давления воды по трубопроводу в день

Определим активную мощность микроГЭС с турбинами типа LucidPipe по формуле (3.2). Средний расход воды в сутки  $Q = 650 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,18 \text{ м}^3/\text{с}$  (рисунок 3.14), средний напор в сутки  $H_b = 60,9\text{м}$  (рисунок 3.15)

$$P = 8.5 \cdot Q \cdot H_b$$

$$P = 8,5 \cdot 0,18 \cdot 60,9 = 93,5 \text{ кВт}$$

Исследование длины водопроводной сети, показывает, что примерно 40 метров водопроводной трубы с повышенным давлением в сети может быть использовано для установки двух микроГЭС с турбинами типа LucidPipe, общей мощностью 200 кВт.

Проведем оценку экономической эффективности двух микроГЭС с турбинами типа LucidPipe.

Количество электроэнергии, производимой в течение суток

$$W = P \cdot 24 = 200 \cdot 24 = 4800 \text{ кВт/ч}$$

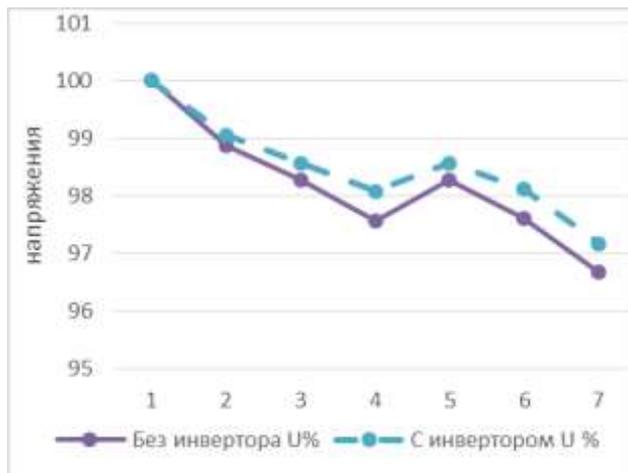
Количество электроэнергии, производимой в течение одного года

$$W = 30 \cdot 8640 = 175200 \text{ кВт/ч}$$

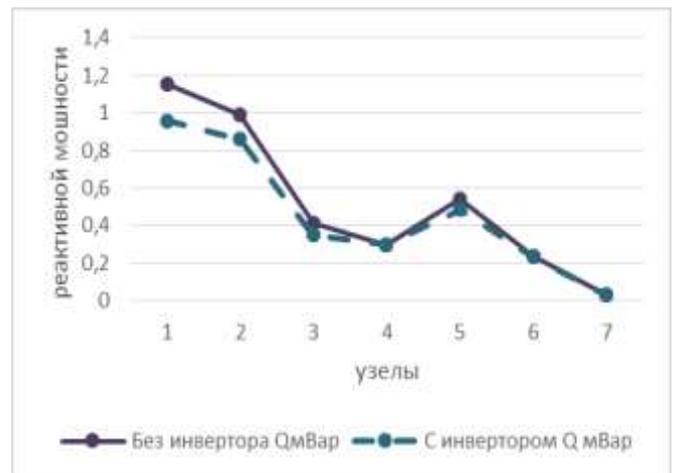


Таблица 3.4 - Значения контролируемых параметров линии электропередачи напряжением 11 кВ до и после использования предложенной схемы

Узлы	Полная мощность нагрузки	Мощность микроГЭС	Без микро ГЭС	С микро ГЭС	Отклонение напряжения	реактивной мощности, Без микро ГЭС	реактивной мощности, С микро ГЭС	Снижение реактивной мощности,
	кВА	кВт	U%	U %	$\Delta U$ %	Q Мвар	Q Мвар	$\Delta Q$ Мвар
1	0		100	100	0	1,151	0,96	0,191
2	0		98,47	98,52	-0,05	0,994	0,86	0,134
3	0.8+j0.6		97,72	97,9	-0,18	0,412	0,351	0,061
4	1,2+j0,3	30+j28	97,02	97,2	-0,18	0,3	0,3	0
5	0,75+0,3		97,87	97,93	-0,06	0,545	0,486	0,059
6	1+0,2	30+j19	97,21	97,3	-0,09	0,234	0,234	0
7	0,2+0,03		96,26	96,34	-0,08	0,03	0,03	0



(а)



(б)

Рисунок 3.16. Изменение напряжения и реактивной мощности без учета и с учетом предложенной схемы использования микро ГЭС: напряжение(а); реактивная мощность (б)

Результаты расчетов показывают, что использование предложенной схемы уменьшает падение напряжения на 3 %, уменьшаются потери активной мощности в сети на 0,8 %, а также снижаются потери реактивной мощности на 2 %, что графически показано на рисунке 3.16.

## **Выводы**

1. Показано, что в распределительных электрических сетях Ирака целесообразно использовать микротурбины систем водоснабжения и синхронные генераторы для повышения пропускной способности сетей и обеспечения необходимого качества электрической энергии у потребителей. Падение напряжения в распределительных сетях снижается на 2 %, потери активной мощности - на 0,8 %, а потери реактивной мощности – на 3 % .

2. Выбор микротурбины и генератора определяется параметрами резервуара системы водоснабжения и составляет в среднем от 100 до 300 кВт.

3. Применение предложенного способа по сравнению с реконструкцией сетей дает экономию финансовых средств на 10-15 %.

## 4. Сравнительный анализ работы ЭЭС Ирака с учетом распределенной генерации

### 4.1. Модель использования водопроводных сетей для улучшения электрических распределительных сетей

Для исследования возможности использования водопроводных сетей с целью улучшения режимов работы электрических распределительных сетей создана модель электрической распределительной сети 11кВ в виде расчетной схемы замещения, которая состоит из восьми узлов, включает трансформатор мощностью 5 МВА (рис. 4.1). Параллельно с электрической сетью на рисунке изображена водопроводная сеть, где установлена микротурбина. Исходные данные модели представлены в таблицах 4.1 – 4.3. Расчет установившихся режимов модели произведен в программе RS-3[101].

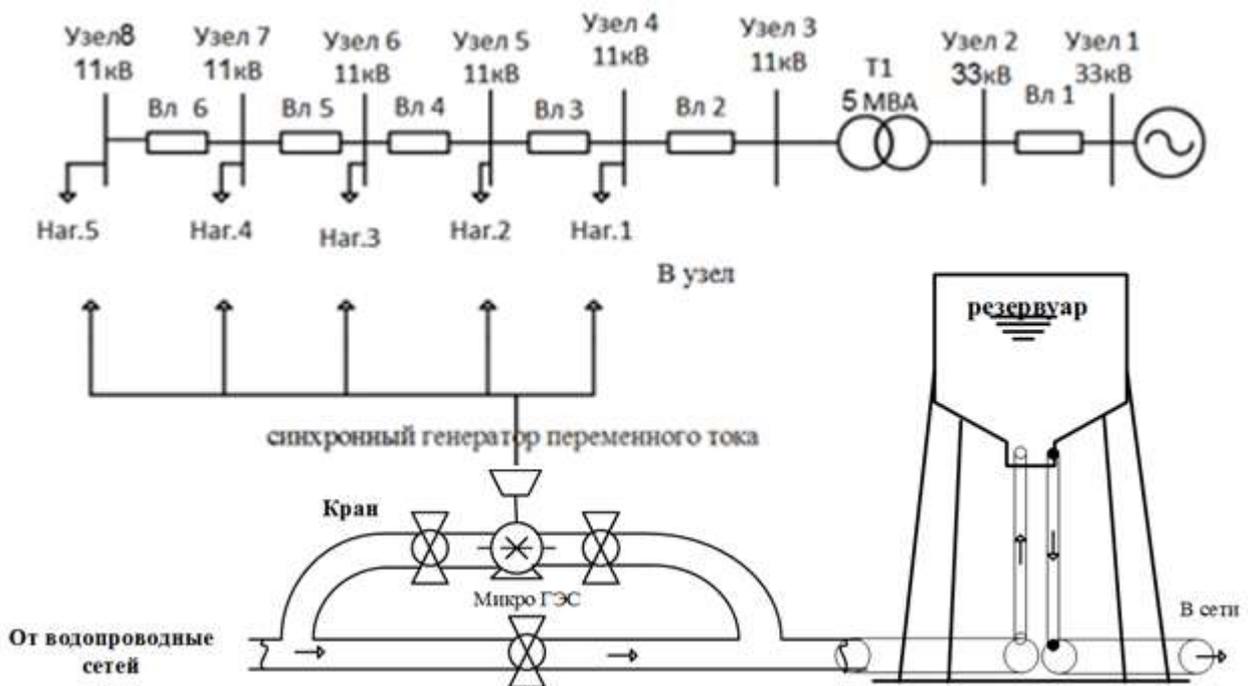


Рисунок 4.1. Схема электрической сети параллельно с водопроводной сетью

Таблица 4.1 - Паспортные данные трансформатора

№	$S_{НОМ}$	Каталожные данные						Расчетные данные	
		$U_{НОМ}$		$U_{кз}$	$\Delta P_{кз}$	$\Delta P_{xx}$	$I_x$	$R_T$	$X_T$
	МВА	ВН	НН	%	кВт	кВт	%	Ом	Ом
кВ		кВ							
T1	5	33	11,5	7	34	5,6	7	1,48	15,2

Таблица 4.2 - Параметры линий электропередачи

ВЛ	Длина	Сечение	Тип	$R_0$	$X_0$	R	X
	км	мм <sup>2</sup>		Ом/км	Ом/км	Ом	Ом
1	10	262	ACSR	0,23	0,35	2,3	3,5
2	0,5	120	ACSR	0,23	0,38	0,125	0,19
3	0,8	120	ACSR	0,23	0,38	0,184	0,3
4	1	120	ACSR	0,23	0,38	0,23	0,38
5	1,2	120	ACSR	0,23	0,38	0,276	0,456
6	0,8	120	ACSR	0,23	0,38	0,184	0,3

Таблица 4.3 - Нагрузка в узлах схемы

Номер нагрузки			1	2	3	4	5
Номер узла			4	5	6	7	8
Мощность	Активная	МВт	0,5	0,7	0,8	1,2	0,9
	Реактивная	Мвар	0,2	0,3	0,2	0,4	0,2

Предварительно произведен расчет исходной модели без подключения микроГЭС. Результаты расчётов параметров режима для узлов и ветвей, а также потерь напряжения в узлах и потерь мощности в системе электроснабжения приведены в таблицах 4.4 – 4.6.

Таблица 4.4 – Значения параметров узлов без микро ГЭС

№ узла	Угол, °	U,кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВАр	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	dU,%
1	0	33	0	0	4,25543	1,79737	0
2	-05746	32,5144	0	0	0	0	-1,47
3	-4,00589	10,5237	0	0	0	0	-4,33
4	-4,3267	10,4484	0,5	0,2	0	0	-5,01
5	-4,7916	10,3499	0,699	0,299	0	0	-5,91
6	-5,2872	10,2536	0,8	0,2	0	0	-6,79
7	-5,7224	10,1693	1,199	0,4	0	0	-7,55
8	-5,8519	10,14702	0,9	0,2	0	0	-7,75

Таблица 4.5 – Значения параметров ветвей без микро ГЭС

Ветвь i-j	P <sub>акт.i-j</sub> , МВт	P <sub>акт.j-i</sub> , МВт	dP, МВт	Q <sub>акт.i-j</sub> , МВАр	Q <sub>акт.j-i</sub> , МВАр	dQ, МВАр	I, кА
1-2	4,2554	-4,2104	0,045	1,7974	-1,7288	0,0686	0,0808
2-3	4,2104	-4,1814	0,029	1,7288	-1,4309	0,2978	0,0808
3-4	4,1814	-4,1593	0,022	1,4309	-1,3974	0,0335	0,2424
4-5	3,6593	-3,6343	0,025	1,1974	-1,1567	0,0407	0,2128
5-6	2,9343	-2,9143	0,020	0,8567	-0,8236	0,0331	0,1705
6-7	2,1143	-2,1015	0,013	0,6236	-0,6025	0,0211	0,1241
7-8	0,9015	-0,8999	0,002	0,2025	-0,1999	0,0025	0,0524

Таблица 4.6 – Значения потерь

Узел	3	4	5	6	7	8
Потери напряжения,%	-4,330	-5,01	-5,91	-6,79	-7,55	-7,75
Суммарные потери мощности	Активной, кВт			155,439		
	Реактивной, квар			497,378		

Выявлено, что значения напряжений в узлах нагрузки превышают требования, предъявляемым к качеству электроэнергии по показателю отклонение напряжения.

Второй расчет проведем с использованием микротурбин с электрическим синхронным генератором мощностью  $S = 120 + j74$  (кВА), установленных в 4, 5, 6, 7 или 8 узлах схемы поочередно и оценим потери напряжения и мощности в сети. Данный расчет позволит определить лучшее место установки микротурбины. Результаты расчета сведены в таблицу 4.7 и проиллюстрированы на рисунках 4.2 - 4.3.

таблица 4.7

Параметры режима системы с микро ГЭС(120+j74) кВА

№ узла	Узел установки генератора					
	нет	4	5	6	7	8
Потери напряжения, $\Delta U$ , %						
4	5,01	4,125	4,11	4,76	4,76	4,7
5	5,91	5,67	4,77	5,62	5,6	5,6
6	6,78	6,54	6,5	6,44	6,43	6,43
7	7,55	7,33	7,26	7,2	7,13	7,13
8	7,75	7,51	7,46	7,4	7,34	7,29
Потери мощности						
dP, кВт	155,43	148,76	146,83	144,88	143,172	142,72
dQ, кВар	497,37	470,36	466,89	463,362	460,257	459,44

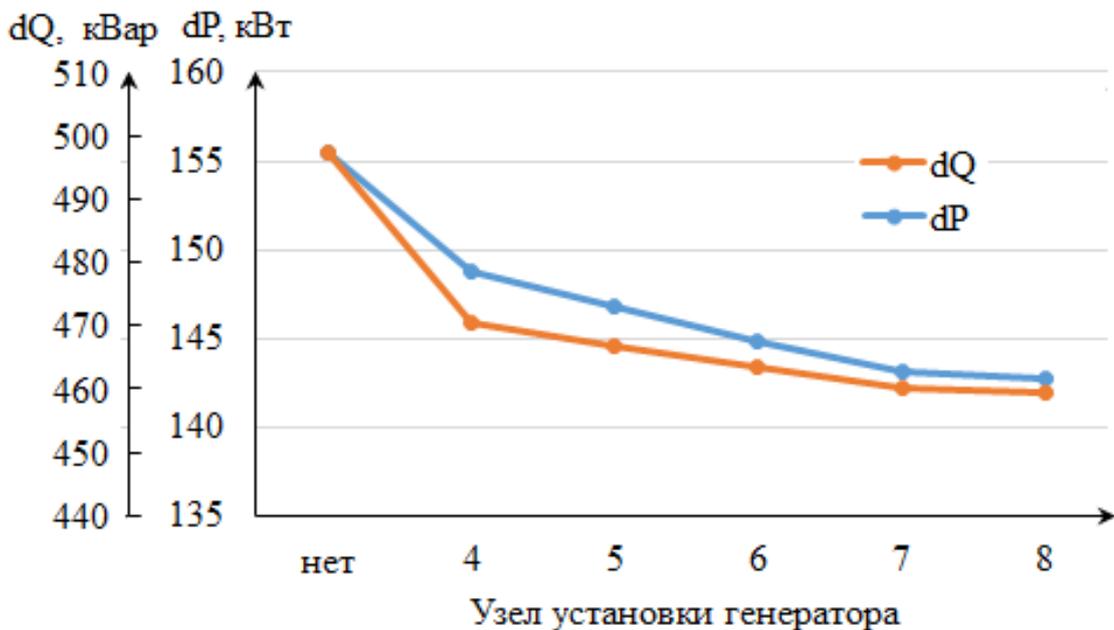


Рисунок 4.2. Потери мощности в системе с микроГЭС

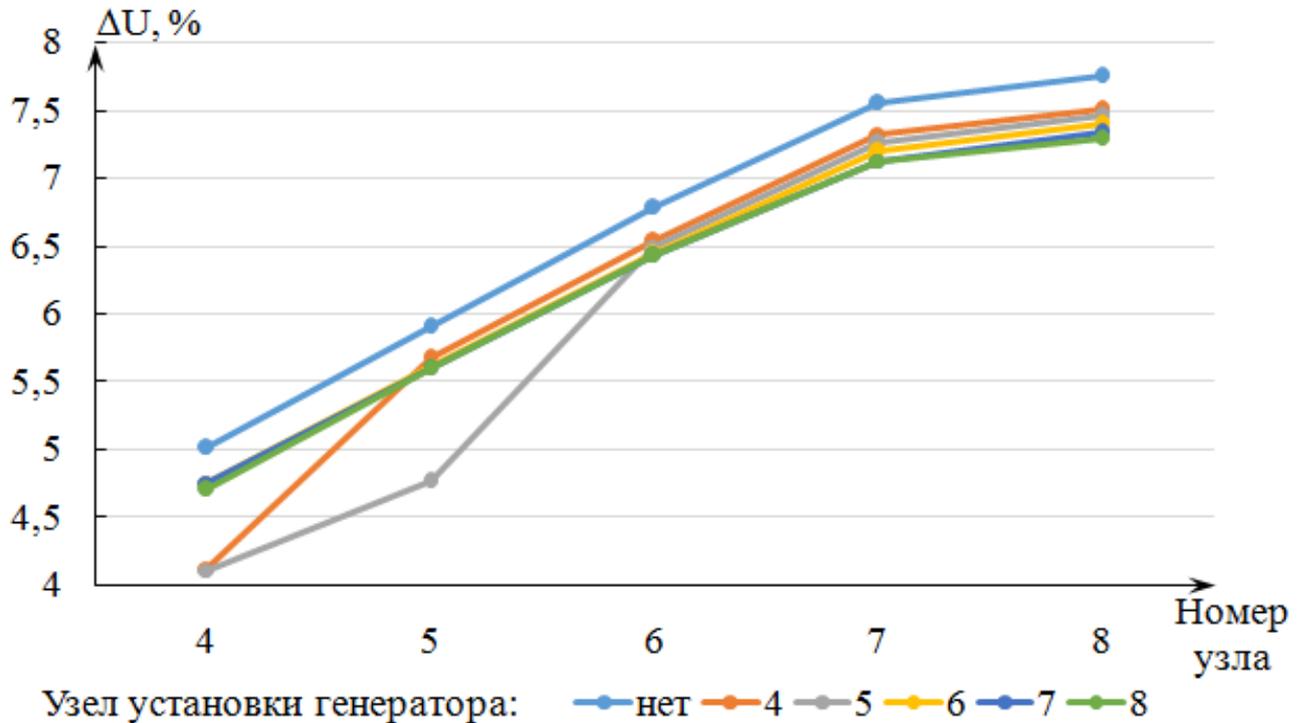


Рисунок 4.3. Изменение напряжения в узлах системы с микро ГЭС

Анализ результатов расчетов показывает, что потери напряжения и мощности в сети уменьшаются, лучшим местом для установки микроГЭС является последний узел распределительной сети (узел 8).

## 4.2. Исследование использования водопроводных сетей для улучшения режимов работы электрической распределительной сети

### 4.2.1. Распределительные сети района Ханаан города Баакуба

Электропитание района Ханаан осуществляется от станции Баакуба Восточный 132/33/11 кВ по линии 33 кВ длиной 20 км до подстанции Ханаан 33/11 кВ. На подстанции Ханаан имеется два трансформатора мощностью 16 МВА. Подстанция является источником электроснабжения для электрических распределительных сетей в районе Ханаан (рис.4.4). Таблицы 4.9 и 4.10 отражают характеристики линий и трансформаторов распределительных сетей района.

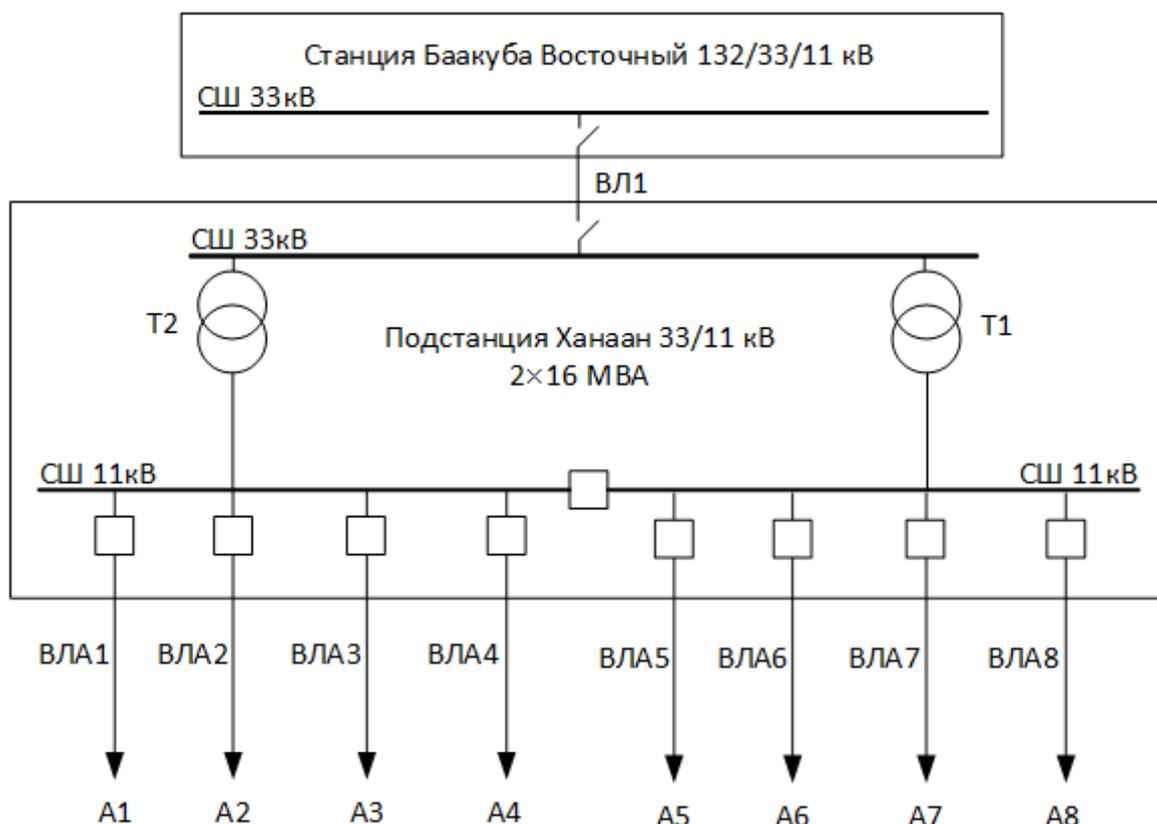


Рисунок 4.4. Схема подстанции Ханаан

Таблица 4.9 – Характеристики линии электропередачи в районе Ханаан

№	Фидер	Подстанция	U	Длина линии	Сечение	R <sub>0</sub> ,	X <sub>0</sub> ,	R	X
			кВ	км	мм <sup>2</sup>	Ом/ км	Ом/ км	Ом	Ом
1	ВЛ1	Баакуба Восточный	33	20	2*262	0,238	0,413	4,76	8,26
2	ВЛ А1	Ханаан	11	18	120	0,238	0,382	4,28	6,876
3	ВЛ А2	Ханаан	11	13	120	0,238	0,382	3,09	4,966
4	ВЛ А3	Ханаан	11	6,9	120	0,238	0,382	1,642	2,635
5	ВЛ А4	Ханаан	11	18,2	120	0,238	0,382	4,331	6,952
6	ВЛ А5	Ханаан	11	19,5	120	0,238	0,382	4,641	7,449
7	ВЛ А6	Ханаан	11	10	120	0,238	0,382	2,38	3,82
8	ВЛ А7	Ханаан	11	15,4	120	0,238	0,382	3,665	5,882
9	ВЛ А8	Ханаан	11	9,2	120	0,238	0,382	2,189	3,514

Модель распределительной сети района подстанции Ханаана для расчёта в программе ЕТАР изменения напряжения и распределения нагрузки в сети представлена на рисунке 4.5. Исходные данные для расчета в таблицах 4.10, 4.11, результаты расчетов в таблицах 4.12, 4.13 и на рисунках 4.6 – 4.8.

Таблица 4.10 – Характеристики трансформаторов подстанции Ханаан

Тип	S <sub>НОМ</sub> ,	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные	
			МВА	U <sub>НОМ</sub>		U <sub>к</sub>	ΔP <sub>к</sub>	P <sub>х</sub>	I <sub>х</sub>	R <sub>т</sub>
	ВН			НН	Ом					Ом
	кВ			кВ		%	кВт	кВт	%	
T1	16	±2*2,5%	33	11,5	10	92	12	2	0,4	6,8
T2	16	±2*2,5%	33	11,5	10	92	12	2	0,4	6,8

Таблица 4.11 – Характеристики нагрузки Ханаан

Имя	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
S, МВА	2	1,5	2	1	2	1,5	2	1,8

Таблица 4.12 – Результаты расчёта установившегося режима в распределительной сети Ханаан

№	Узел	напряжения		генерация		Нагрузки		Поток нагрузки				
		кВ	%	МВт	МВар	МВт	МВар	ID	МВт	МВар	A	PF%
1	Баакуба	33	100	13,2	9,618	0	0	Ханаан	13,197	9,618	285,7	80,8
2	Узел1	11	96,445	0	0	0	0	узелГА5	1,943	1,281	126,6	83,5
3								УзелГА6	1,312	0,828	84,4	84,6
4								УзелГА7	1,861	1,207	120,7	83,9
5								УзелГА8	1,583	1,003	102	84,5
6								Ханаан	-6,698	-4,319	433,7	84
7	Узел2	11	96,719	0	0	0	0	узел ГА1	1,91	1,251	123,9	83,7
8								УзелГА2	1,333	0,847	85,7	84,4
9								УзелГА3	1,91	1,251	123,9	83,7
10								УзелГА4	0,885	0,557	56,7	84,6
11								Ханаан	-6,037	-3,905	390,2	84
12	УзелГА1	11	77,982	0	0	1,567	0,971	узел2	-1,567	-0,971	124,1	85
13	УзелГА2	11	87,367	0	0	1,215	0,753	узел2	-1,215	-0,753	85,8	85
14	УзелГА3	11	77,982	0	0	1,567	0,971	узел2	-1,567	-0,971	124,1	85
15	УзелГА4	11	88,044	0	0	0,812	0,503	узел2	-0,812	-0,503	56,9	85
16	УзелГА5	11	75,687	0	0	1,555	0,964	узел1	-1,555	-0,964	126,8	85
17	УзелГА6	11	89,358	0	0	1,224	0,758	узел1	-1,224	-0,758	84,6	85
18	УзелГА7	11	80,831	0	0	1,582	0,981	узел1	-1,582	-0,981	120,9	85
19	УзелГА8	11	88,573	0	0	1,464	0,907	узел1	-1,464	-0,907	102,1	85
20	Ханаан	33	94,849	0	0	0	0	Багуба	-12,771	-8,899	287,1	82
21								узел1	6,718	4,692	151,2	82
22								узел2	6,053	4,207	136	82,1

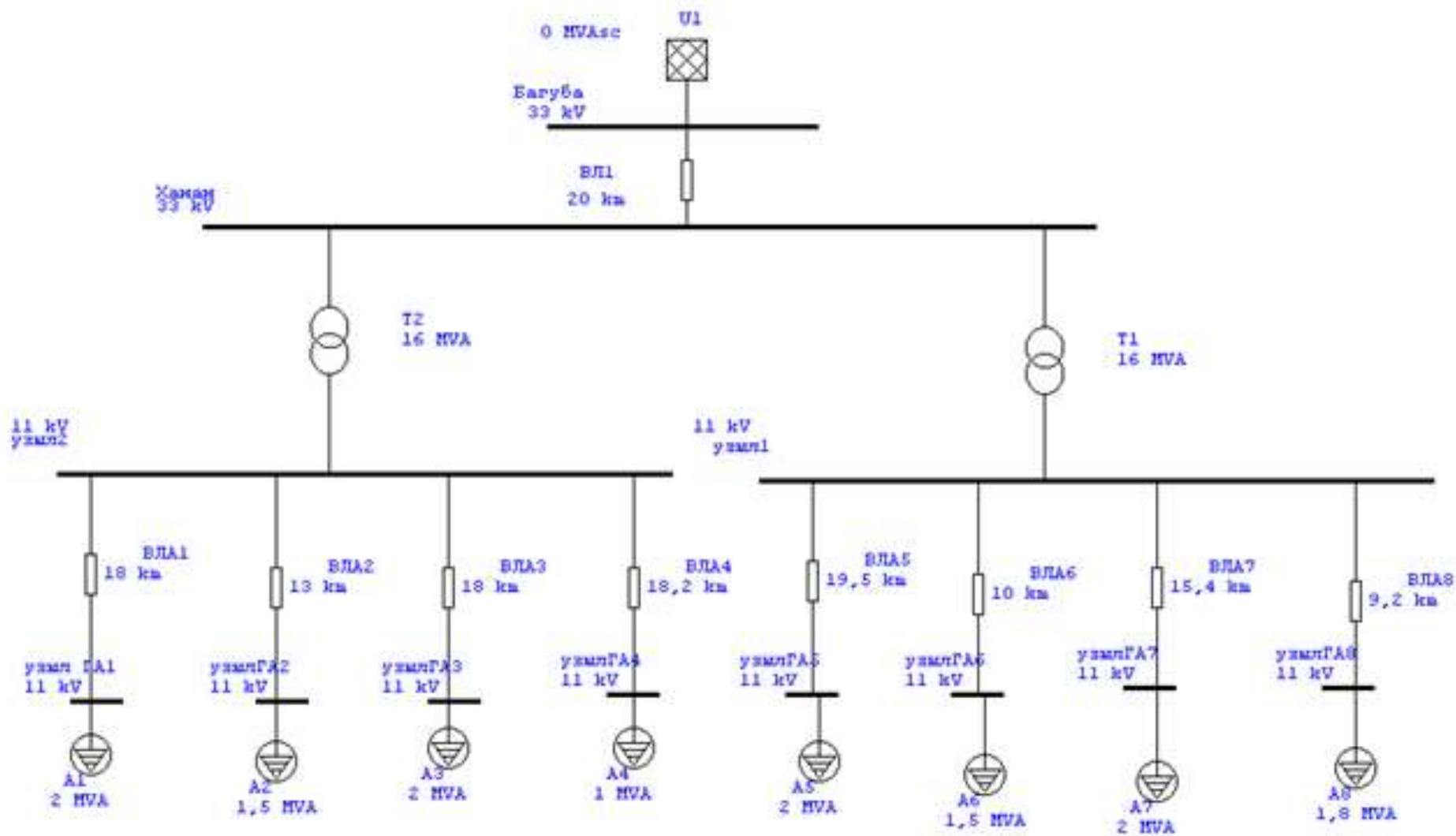


Рисунок 4.5. Модель распределительной сети района Ханаан для расчета в программе ETAP

Таблица 4.13 – Потери в ветвях (итоговый отчет)

Ветви	От - До узел		До - От узел		Потери		% падения напряжения		dU,%
	ID	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кВт	квар	от	
ВЛ1	13,197	9,618	-12,771	-8,899	425,8	718,5	100	94,8	5,15
ВЛА5	1,943	1,281	-1,555	-0,964	388,2	317,2	96,4	75,7	20,76
ВЛА6	1,312	0,828	-1,224	-0,758	88,5	70,1	96,4	89,4	7,09
ВЛА7	1,861	1,207	-1,582	-0,981	278,4	226,8	96,4	80,8	15,61
ВЛА8	1,583	1,003	-1,464	-0,907	118,6	95,5	96,4	88,6	7,87
T1	-6,698	-4,319	6,718	4,692	20	372,7	96,4	94,8	2,72
ВЛА1	1,91	1,251	-1,567	-0,971	342,8	279,7	96,7	78	18,74
ВЛА2	1,333	0,847	-1,215	-0,753	118,5	94,1	96,7	87,4	9,35
ВЛА3	1,91	1,251	-1,567	-0,971	342,8	279,7	96,7	78	18,74
ВЛА4	0,885	0,557	-0,812	-0,503	72,9	54,1	96,7	88	8,67
T2	-6,037	-3,905	6,053	4,207	16,2	301,6	96,7	94,8	2,44

Таблица 4.14 – Потери в ветвях с учетом выработки микроГЭС водопроводной сети (итоговый отчет)

п/п	Ветви	От До узел		До От узел		Потери		% падения напряжения		dU,%
		ID	МВт	Мвар	МВт	Мвар	кВт	кВар	от	
1	ВЛ1	12,687	9,4703	-12,29	-8,8	400,36	667,2	100	95	5,03
2	ВЛА5	1,874	1,2643	-1,51	-0,97	366,17	298,82	96,47	76,3	20,19
3	ВЛА6	1,2577	0,8245	-1,17	-0,76	83,071	65,556	96,47	89,6	6,88
4	ВЛА7	1,7984	1,1967	-1,53	-0,98	263,96	214,72	96,47	81,2	15,23
5	ВЛА8	1,5277	0,9985	-1,42	-0,91	112,52	90,401	96,47	88,8	7,68
6	T1	-6,4578	-4,284	6,48	4,65	19,892	369,98	96,47	95	2,82
7	ВЛА1	1,8435	1,2365	-1,52	-0,97	323,07	263,22	96,89	78,7	18,22
8	ВЛА2	1,2775	0,8417	-1,17	-0,75	110,81	87,632	96,89	87,8	9,06
9	ВЛА3	1,8435	1,2365	-1,52	-0,97	323,07	263,22	96,89	78,7	18,22
10	ВЛА4	0,8295	0,5525	-0,76	-0,5	65,995	48,383	96,89	88,6	8,28
11	T2	-5,7939	-3,867	5,81	4,15	15,166	282,09	96,89	95	2,4

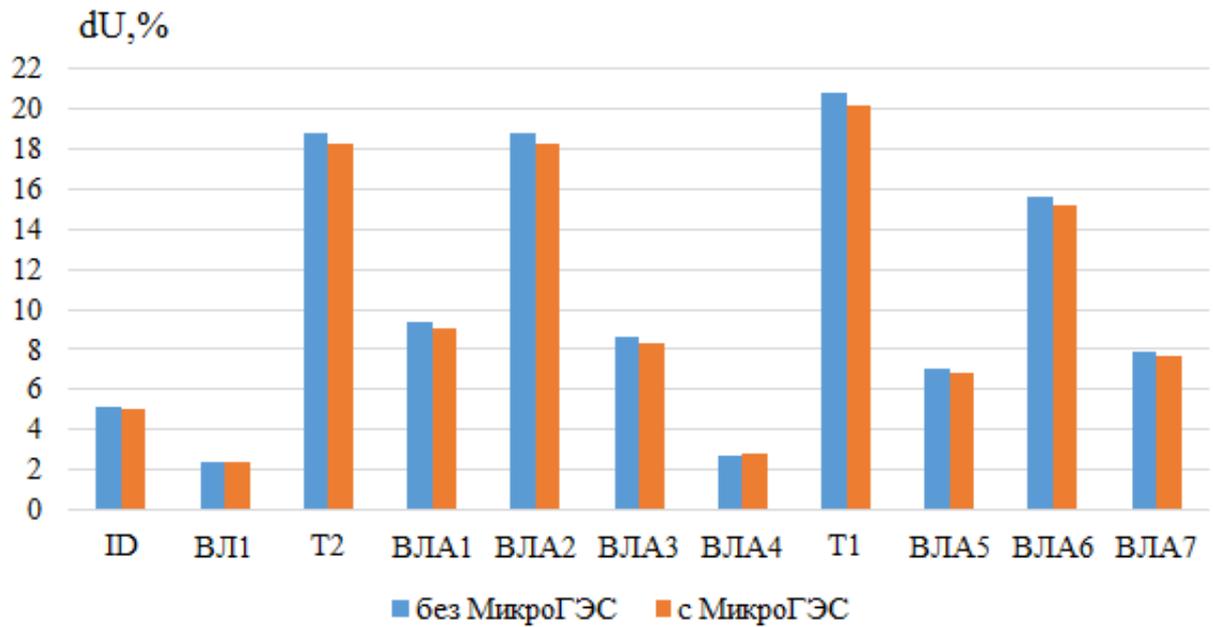


Рисунок 4.6. Показатели изменения напряжения в распределительной сети района Ханаан

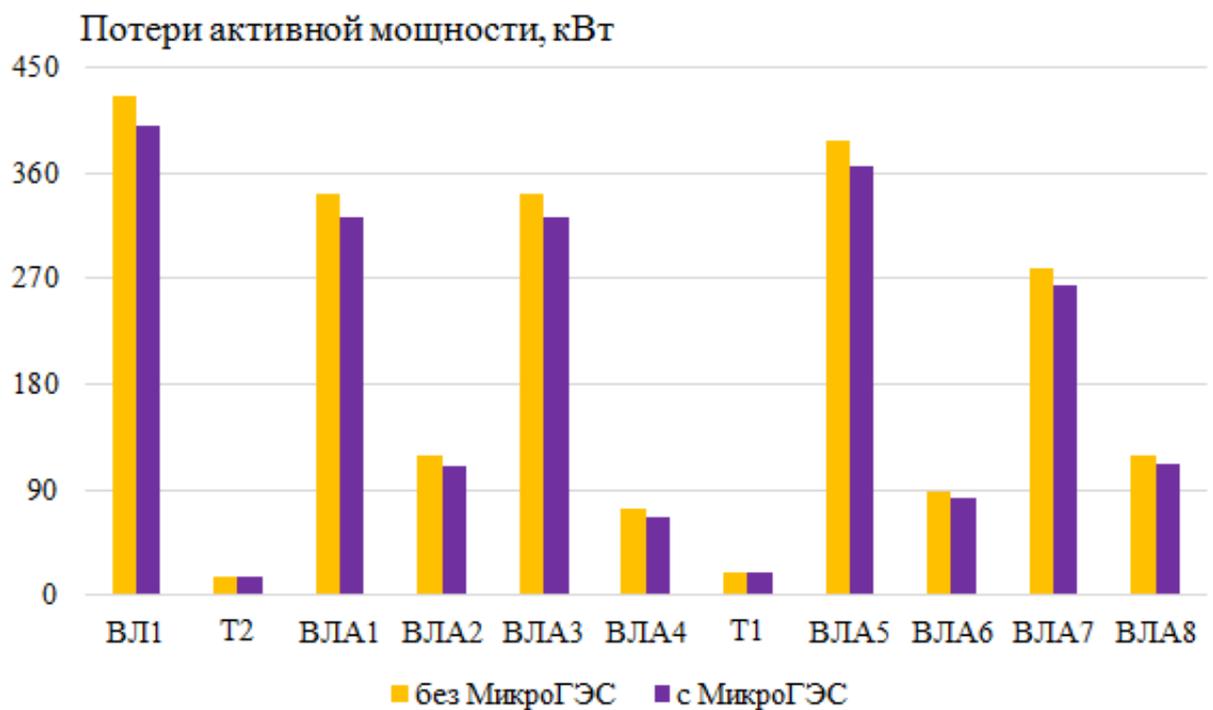


Рисунок 4.7. Показатели изменения активной мощности в распределительной сети района Ханаан

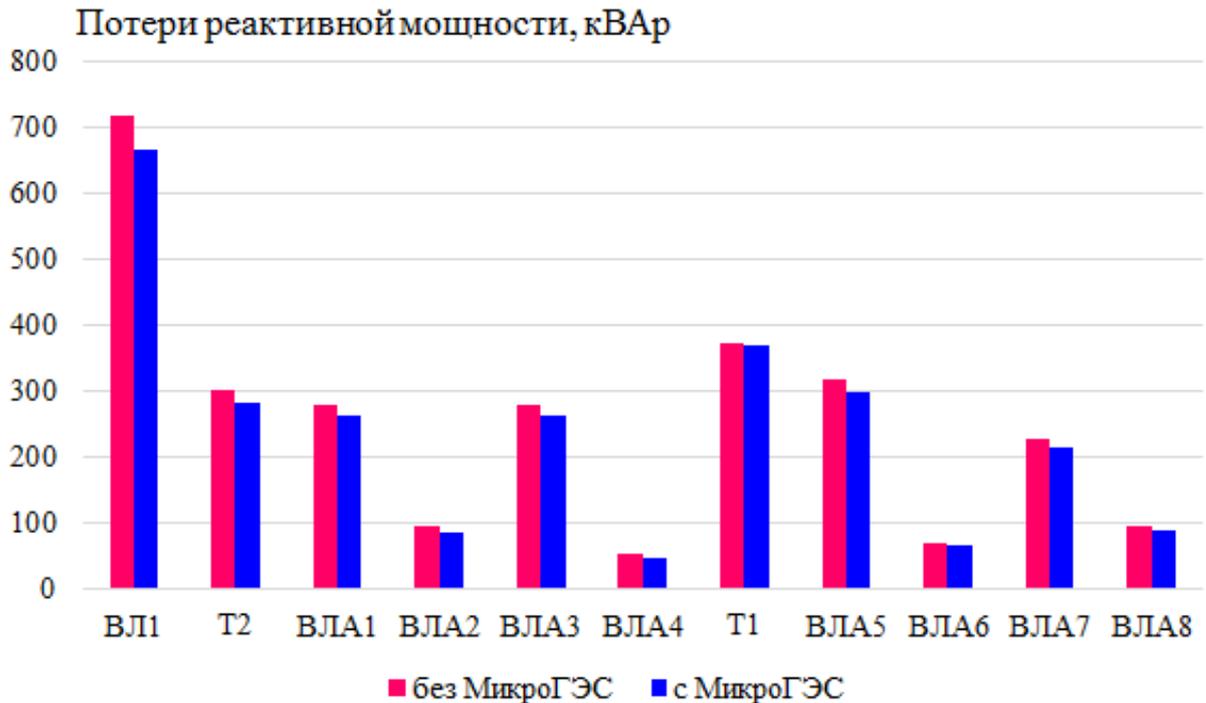


Рисунок 4.8. Показатели изменения реактивной мощности в распределительной сети района Ханаан

В результате исследований выявлено, что при использовании микроГЭС суммарные потери мощности в распределительной сети в районе Ханаан уменьшаются: активной – на 6%, реактивной – на 6%, а также снижаются падения напряжения на 2%

#### 4.2.2. Распределительные сети района Аль Салам города Эль-Халиси

Электропитание района Аль Салам осуществляется от станции Баакуба Западный напряжением 132/33/11 кВ, расположенной в городе Баакуба, по линии длиной 25,5 км, напряжением 33 кВ. На подстанции Аль Салам имеется два трансформатора 2×16 МВА напряжением 33/11 кВ. Она является источником электроснабжения для электрических распределительных сетей района Аль Салам (рис.4.9). Таблицы 4.15 и 4.16 отражают характеристики линий и трансформаторов распределительных сетей района.

Таблица 4.15 – Характеристики трансформаторов подстанции Аль Салам

Тип	S <sub>НОМ</sub> МВА	Пределы регулирувания	U <sub>НОМ</sub>		U <sub>к</sub> %	ΔP <sub>к</sub> кВт	P <sub>х.х.</sub> кВт	I <sub>х.х.</sub> %	R <sub>Т</sub> Ом	X <sub>Т</sub> Ом
			ВН кВ	НН кВ						
T1	16	±2×2,5%	33	11,5	10	92	12	2	0,4	6,8
T2	16	±2×2,5%	33	11,5	10	92	12	2	0,4	6,8

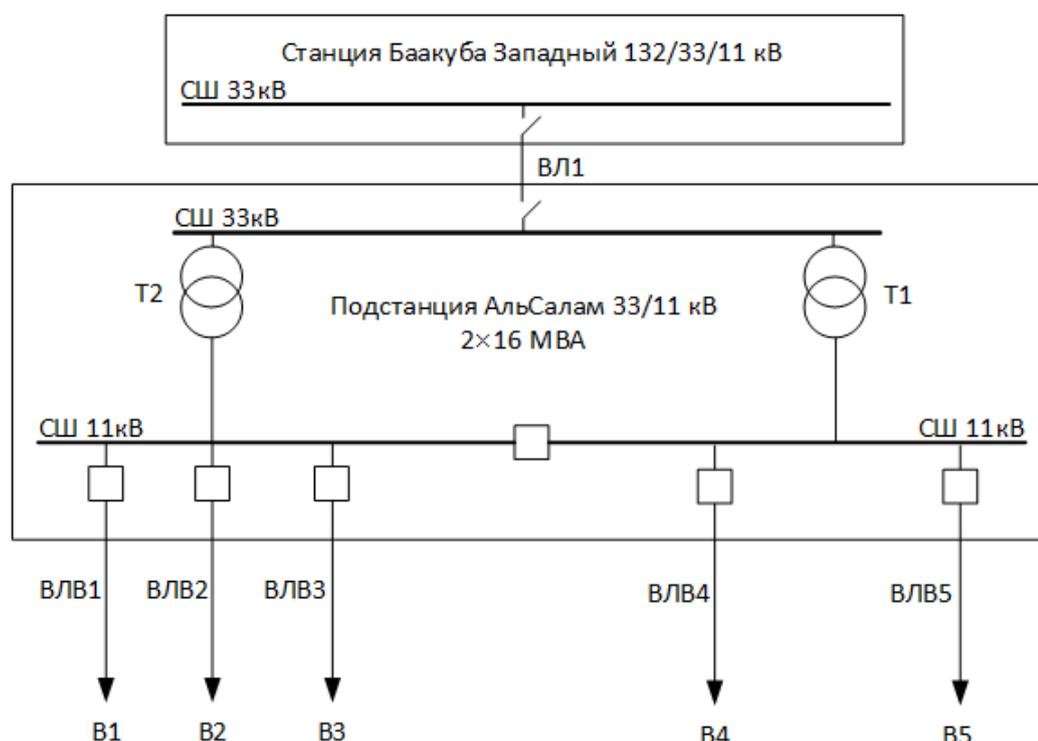


Рисунок 4.9. Схема подстанции Аль Салам

Таблица 4.16 – Характеристики линий электропередачи в районе Аль Салам

№	Фидер	Подстанция	U	Длина линии,	Сечение,	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub> ,	R	X
			кВ	км	мм <sup>2</sup>	Ом/ км	Ом/ км	Ом	Ом
1	ВЛ2	Баакуба западный	33	25,5	210	0,238	0,413	6,069	10,53
2	В1	Аль Салам	11	8	120	0,238	0,382	1,904	3,056
3	В2	Аль Салам	11	16	120	0,238	0,382	3,808	6,112
4	В3	Аль Салам	11	19	120	0,238	0,382	4,522	7,258
5	В4	Аль Салам	11	18	120	0,238	0,382	4,284	6,876
6	В5	Аль Салам	11	5	120	0,238	0,382	1,19	1,91

Таблица 4.17 – Характеристики нагрузки подстанции Аль Салам

Имя	В1	В2	В3	В4	В5
S, МВА	2	1,5	2	1	1,7

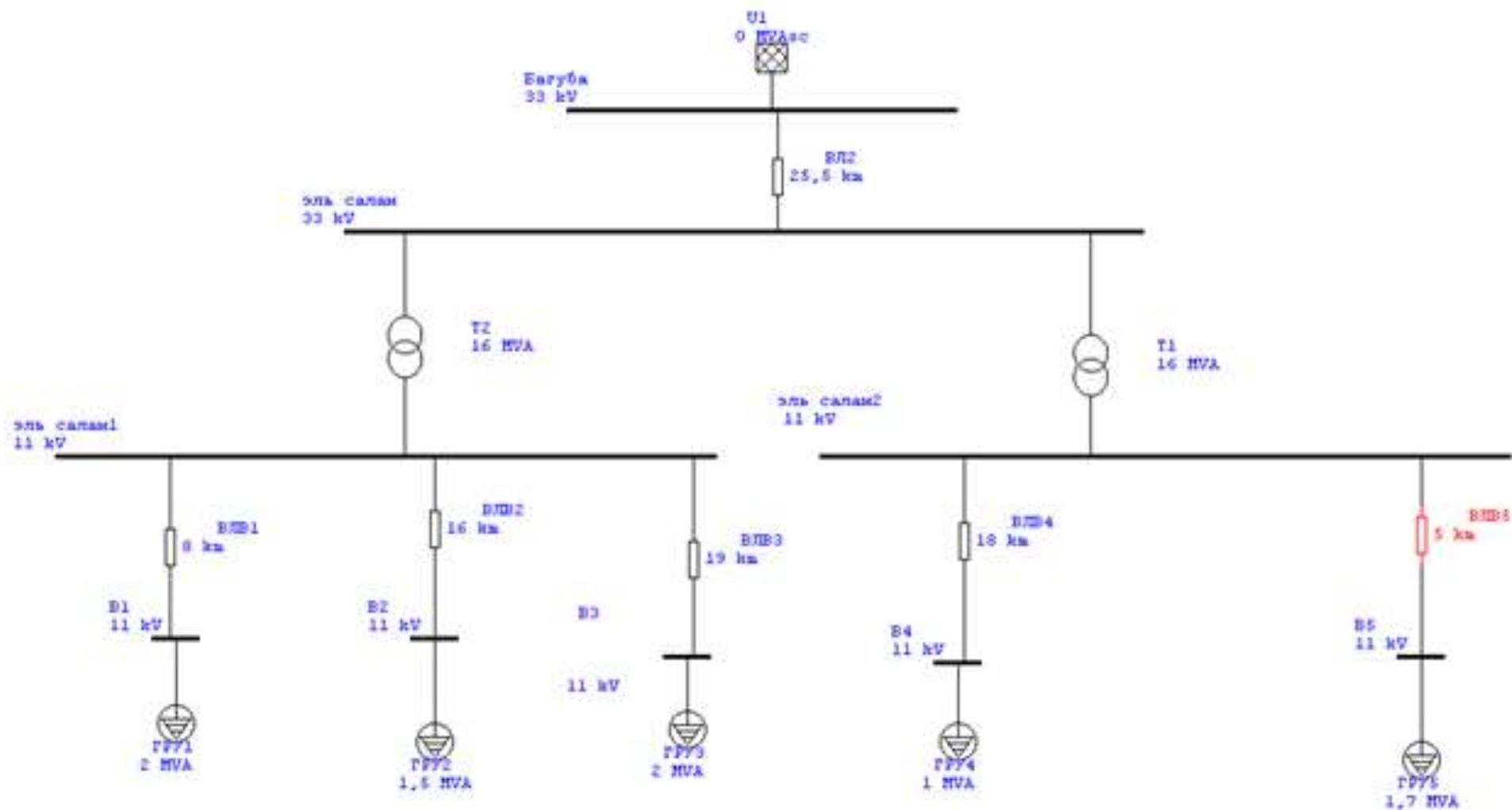


Рисунок 4.10. Модель Аль Салам сети в программе ETAP

Результаты расчёта установившегося режима в распределительной Аль Салам сети

№	Узел	напряжения		генерация		Нагрузки		Поток нагрузки				
		кВ	%	МВт	Мвар	МВт	Мвар	ID	МВт	Мвар	А	PF%
1	Баакуба	33	100	7,443	5,128	0	0	Эль салам	7,443	5,128	158,1	82,3
2	В1	11	87,499	0	0	1,62	1,004	Эль салам1	-1,62	-1,004	114,3	85
3	В2	11	83,605	0	0	1,198	0,743	Эль салам1	-1,198	-0,743	88,5	85
4	В3	11	75,879	0	0	1,556	0,964	Эль салам1	-1,556	-0,964	126,6	85
5	В4	11	87,689	0	0	0,811	0,502	Эль салам2	-0,811	-0,502	57,1	85
6	В5	11	92,009	0	0	1,401	0,868	Эль салам2	-1,401	-0,868	94	85
7	Эль салам	33	96,494	0	0	0	0	Баакуба	-7,288	-4,969	159,9	82,6
8								Эль салам2	2,325	1,512	50,3	83,8
9								Эль салам1	4,963	3,457	109,7	82,1
10	Эль салам1	11	94,6	0	0	0	0	В1	1,734	1,112	114,3	84,2
11								В2	1,334	0,869	88,3	83,8
12								В3	1,885	1,28	126,4	82,7
13								Эль салам	-4,952	-3,261	329	83,5
14	Эль салам2	11	95,654	0	0	0	0	В4	0,874	0,558	56,9	84,3
15								В5	1,448	0,913	93,9	84,6
16								Эль салам	-2,323	-1,471	150,8	84,5

Таблица 4.19 – Потери в ветвях (итоговый отчет)

Ветви	От - До узел		До - От узел		Потери		% падения напряжения		dU
	МВт	МВАр	МВт	МВАр	кВт	кВАр	от	до	%
ВЛ2	7,443	5,128	-7,288	-4,969	155,8	158,9	100	96,5	3,51
Т2	4,963	3,457	-4,952	-3,261	10,5	196,2	96,5	94,6	1,89
ВЛВ1	-1,62	-1,004	1,734	1,112	113,2	107,7	87,5	94,6	7,1
ВЛВ2	-1,198	-0,743	1,334	0,869	135,5	126,9	83,6	94,6	11
Т1	2,325	1,512	-2,323	-1,471	2,2	41,2	96,5	95,7	0,84
ВЛВ3	-1,556	-0,964	1,885	1,28	329,4	315,5	75,9	94,6	18,72
ВЛВ4	-0,811	-0,502	0,874	0,558	63,3	55,6	87,7	95,7	7,97
ВЛВ5	-1,401	-0,868	1,448	0,913	47,8	44,8	92	95,7	3,65

Таблица 4.20 – Характеристики микро ГЭС установленных в электрической распределительной сети района Аль Салам

№	Узел	типа	МВт	кВ	МВт	Мвар	А	% PF	% генерации
Ген. 4	В3	синхронный	0,015	11	0,015	0,011	1,29	80	100
Ген. 5	В2	синхронный	0,03	11	0,03	0,023	2,34	80	100
Ген.6	В1	синхронный	0,04	11	0,025	0,037	2,688	55,58	62,5
Ген.7	В4	синхронный	0,025	11	0,03	0,009	1,862	96	120
Ген.8	В5	синхронный	0,045	11	0,03	0,041	2,907	58,71	66,7

Таблица 4.21 – Потери в ветвях электрической сети в районе Аль Салам

ID	От узел	До узел	типа	кВт	кВАр	А	dU %	Потери	
								кВт	кВАр
ВЛ2	Баакуба	эль салам	Line	7284	4955	154,1	3,41	148	142
Т2	Аль Салам	эль салам1	Transf. 2W	4876	3359	107,2	1,84	10,086	188
ВЛВ1	Аль Салам1	В1	Line	1705	1070	111,5	6,92	108	102
ВЛВ2	Аль Салам1	В2	Line	1298	840	85,64	10,65	127	119
Т1	Аль Салам	эль салам2	Transf. 2W	2260	1454	48,67	0,81	2,078	38,643
ВЛВ3	Аль Салам1	В3	Line	1863	1261	124,6	18,45	320	306
ВЛВ4	Аль Салам2	В4	Line	841	546	54,93	7,7	59,041	51,334
ВЛВ5	Аль Салам2	В5	Line	1417	870	91,1	3,53	44,964	42,036

После подключения к электрической системе турбин микроГЭС, установленных в действующей сети водоснабжения, как описано в разделе 3. можно уменьшить потери в электросети, как показано в таблице 4.21.

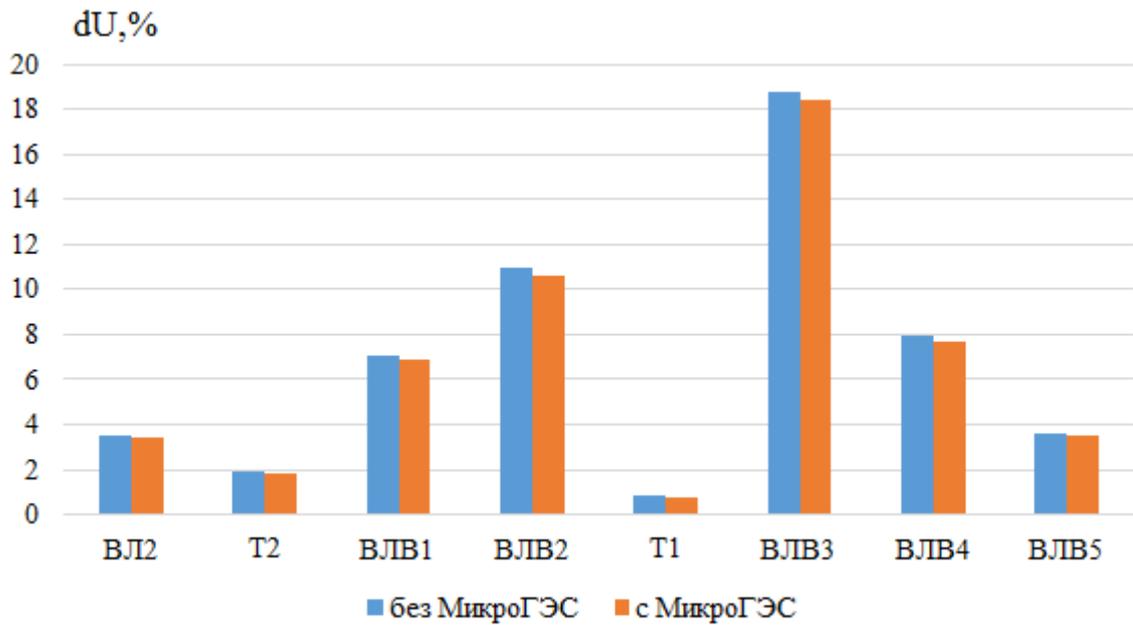


Рисунок4.11. Изменение падения напряжения в элементах распределительной сети района Аль Салам

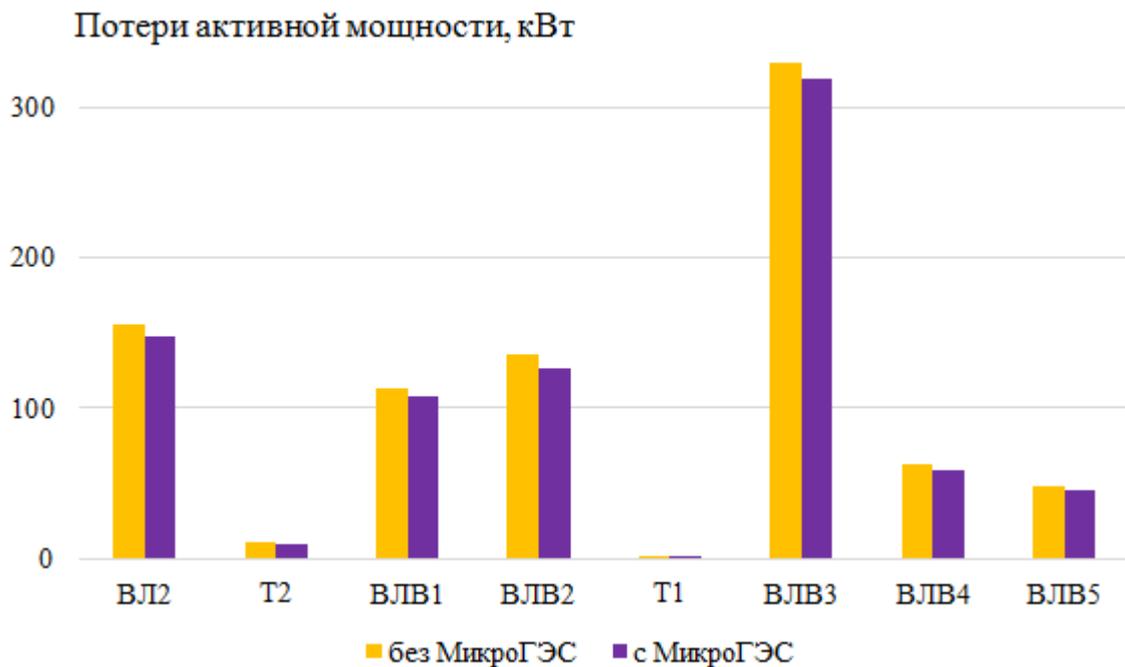


Рисунок4.12. Изменения потерь активной мощности в элементах распределительной сети района Аль Салам,

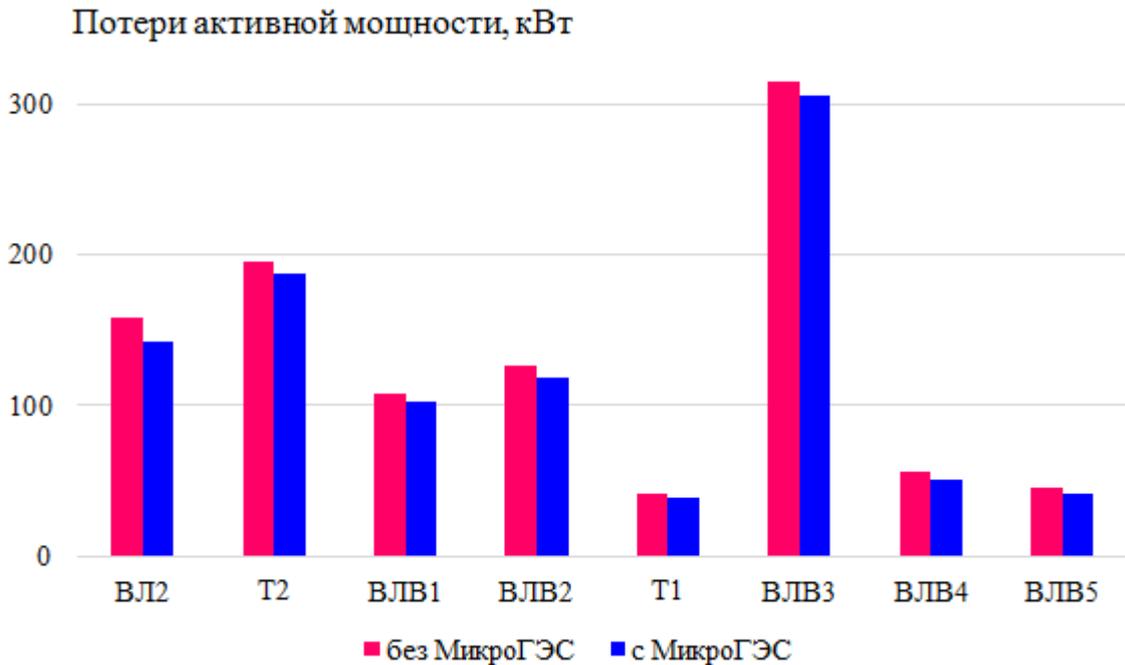


Рисунок 4.13. Изменения потерь реактивной мощности в элементах распределительной сети района Аль Салам

В результате исследований выявлено, что при использовании микроГЭС суммарные потери мощности в распределительной сети в районе Ханаан уменьшаются: активной – на 4%, реактивной – на 6%, а также снижаются падения напряжения на 2%

#### 4.3. Исследование влияния использования микро ГЭС в электрических распределительных сетях в Ираке

В разделе приведен расчет систем электроснабжения Ирака в провинции Дияла, часть электрической распределительной сети которой представлена на рисунке 4.14. Схема содержит 53 узла (с 1-го до 53-го) и 56 ветвей. Узел 1 базисный по напряжению и балансирующий по току, остальные узлы промежуточные или нагрузочные. Данные о параметрах элементов системы (ВЛ, трансформаторы) приведены в таблицах 4.22-4.23.

Моделирование и расчет схемы осуществлены с использованием программы расчёта установившихся режимов. В результате расчета будут

определены параметры режима, анализ которых позволит оценить показатели качества электроэнергии и эффективность системы электроснабжения в целом.

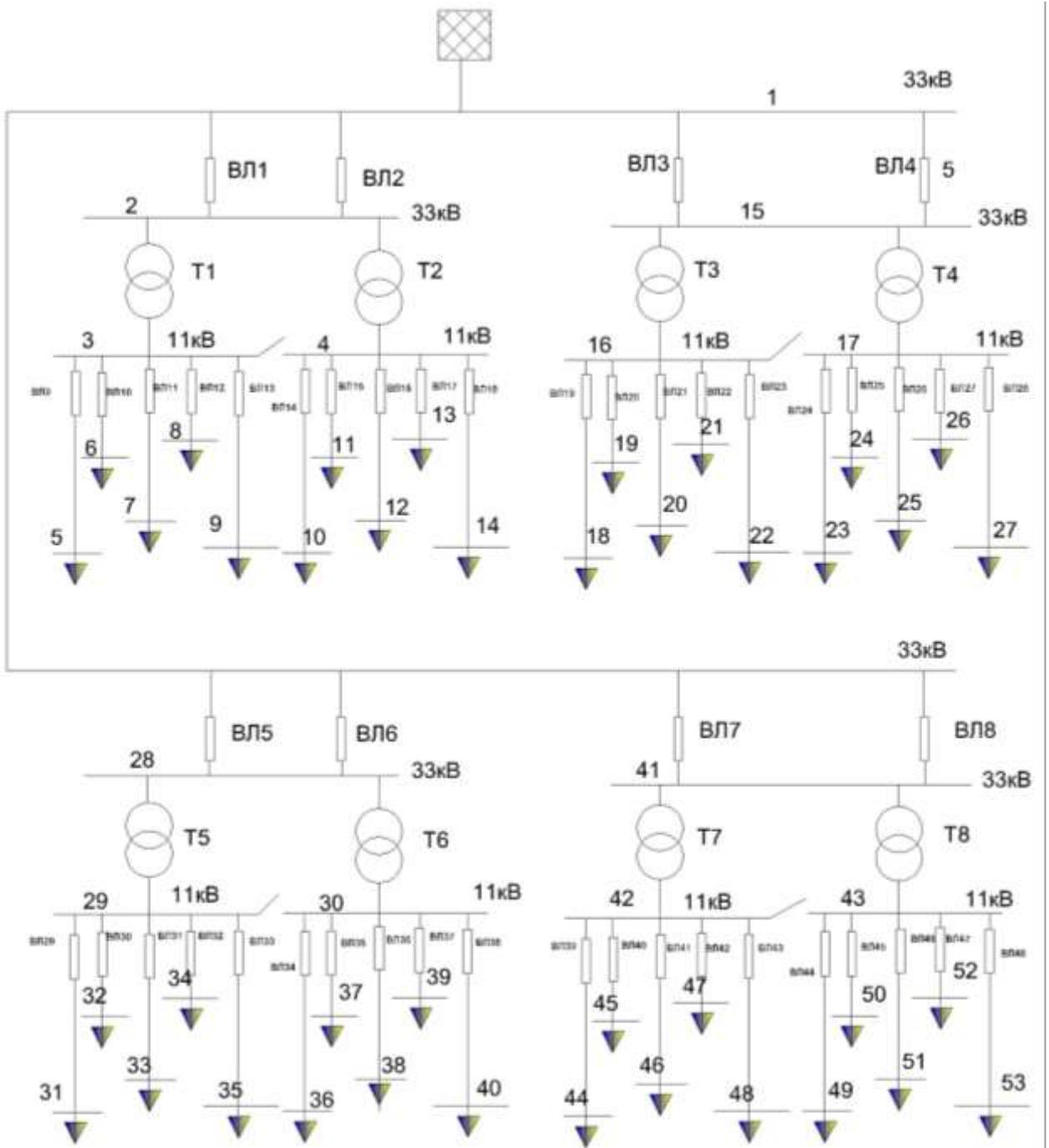


Рисунок 4.14. Часть электрической распределительной сети провинции Дияла

Исходные данные для расчетов содержатся в таблицах 4.24-4.25.

Результаты расчёта режимных параметров для узлов и ветвей, а так же потери мощности и напряжения в системе электроснабжения приведены в таблицах 4.26 - 4.28.

Таблица 4.22 – Сопротивления линий электропередачи

Вл	Длина	Размер	Тип	R <sub>о</sub>	X <sub>о</sub>	R	X
	км	мм <sup>2</sup>		Ом/км	Ом/км	Ом	Ом
1	2	3	4	5	6	7	8
1-2	10	185/29	ACSR	0,16	0,345	1,6	3,45
1-2	10	185/29	ACSR	0,16	0,345	1,6	3,45
3-5	1	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,24	0,35
3-6	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
3-7	0,6	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,144	0,21
3-8	0,9	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,216	0,315
3-9	0,4	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,096	0,14
4-10	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
4-11	1,3	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,312	0,455
4-12	1,5	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,36	0,525
4-13	1	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,24	0,35
4-14	1	120/20	ACSR	0,24	0,35	0,24	0,35
1-15	15	185/29	ACSR	0,16	0,345	2,4	5,175
1-15	15	185/29	ACSR	0,16	0,345	2,4	5,175
16-18	0,5	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,12	0,175
16-19	0,7	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,168	0,245
16-20	1	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,24	0,35
16-21	0,8	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,192	0,28
16-22	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
17-23	1,3	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,312	0,455
17-24	0,6	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,144	0,21
17-25	0,9	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,216	0,315
17-26	1,1	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,264	0,385
17-27	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
1-28	17	210/29	ACSR	0,132	0,34	2,244	5,78
1-28	17	210/29	ACSR	0,132	0,34	2,244	5,78
29-31	0,9	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,216	0,315

Продолжение табл. 4.22

1	2	3	4	5	6	7	8
29-32	0,5	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,12	0,175
29-33	0,6	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,144	0,21
29-34	1,1	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,264	0,385
29-35	0,8	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,192	0,28
30-36	1,3	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,312	0,455
30-37	1,1	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,264	0,385
30-38	0,95	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,228	0,3325
30-39	0,7	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,168	0,245
30-40	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
1-41	12	185/29	ACSR	0,16	0,345	1,92	4,14
1-41	12	185/29	ACSR	0,16	0,345	1,92	4,14
42-44	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
42-45	0,6	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,144	0,21
42-46	0,8	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,192	0,28
42-47	1,2	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,288	0,42
42-48	0,9	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,216	0,315
43-49	1,5	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,36	0,525
43-50	1,05	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,252	0,3675
43-51	0,7	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,168	0,245
43-52	0,9	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,216	0,315
43-53	0,3	120/19	ACSR	0,24	0,35	0,072	0,105

Таблица 4.23 – Паспортные данные трансформаторов

№	Мощность	U <sub>НОМ</sub>		$\Delta P_{K3}$	U <sub>K3</sub>	$\Delta P_{XX}$	i <sub>XX</sub>	R <sub>T</sub>	X <sub>T</sub>
		ВН	НН						
	МВА	кВ	кВ	кВт	%	кВт	%	Ом	Ом
T1	10	33	11,5	55	7	9	1,2	0,599	7,623
T2	10	33	11,5	55	7	9	1,2	0,599	7,623
T3	16	33	11,5	92	9	12	2	0,3914	6,1256
T4	16	33	11,5	92	9	12	2	0,3914	6,1256
T5	10	33	11,5	55	7	9	1,2	0,599	7,623
T6	10	33	11,5	55	7	9	1,2	0,599	7,623
T7	31,5	33	11,5	146	9	20	1,8	0,1602	3,1114
T8	31,5	33	11,5	146	9	20	1,8	0,1602	3,1114

Таблица 4.24

## Исходные данные для узлов

№ узла	Баланс по P	Баланс по Q	№ ст. х-ки	Фаза U, °	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВАр	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	U <sub>ном</sub> , кВ	B шунта, мСм	G шунта, мСм
1	0	0	0	0	33	0	0	0	0	33	0	0
2	1	1	0	0	33	0	0	0	0	33	0	0
3	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
4	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
5	1	1	0	0	11	1,5	0,25	0	0	11	0	0
6	1	1	0	0	11	1,4	0,2	0	0	11	0	0
7	1	1	0	0	11	1,2	0,4	0	0	11	0	0
8	1	1	0	0	11	1,7	0,36	0	0	11	0	0
9	1	1	0	0	11	0,95	0,1	0	0	11	0	0
10	1	1	0	0	11	1,5	0,35	0	0	11	0	0
11	1	1	0	0	11	1	0,45	0	0	11	0	0
12	1	1	0	0	11	1,1	0,15	0	0	11	0	0
13	1	1	0	0	11	1,6	0,4	0	0	11	0	0
14	1	1	0	0	11	1,3	0,2	0	0	11	0	0
15	1	1	0	0	33	0	0	0	0	33	0	0
16	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
17	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
18	1	1	0	0	11	2	0,8	0	0	11	0	0
19	1	1	0	0	11	1,9	0,6	0	0	11	0	0
20	1	1	0	0	11	2	0,8	0	0	11	0	0
21	1	1	0	0	11	2,2	1	0	0	11	0	0

Продолжение табл. 4.24.

22	1	1	0	0	11	2,1	0,7	0	0	11	0	0
23	1	1	0	0	11	1,6	0,5	0	0	11	0	0
24	1	1	0	0	11	2,6	0,5	0	0	11	0	0
25	1	1	0	0	11	2,9	0,45	0	0	11	0	0
26	1	1	0	0	11	2	0,5	0	0	11	0	0
27	1	1	0	0	11	2,3	0,8	0	0	11	0	0
28	1	1	0	0	33	0	0	0	0	33	0	0
29	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
30	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
31	1	1	0	0	11	2	0,5	0	0	11	0	0
32	1	1	0	0	11	1,9	0,4	0	0	11	0	0
33	1	1	0	0	11	2,5	0,5	0	0	11	0	0
34	1	1	0	0	11	2,1	0,6	0	0	11	0	0
35	1	1	0	0	11	2,5	0,55	0	0	11	0	0
36	1	1	0	0	11	2,3	0,5	0	0	11	0	0
37	1	1	0	0	11	2,8	0,63	0	0	11	0	0
38	1	1	0	0	11	2,4	0,5	0	0	11	0	0
39	1	1	0	0	11	2,1	0,7	0	0	11	0	0
40	1	1	0	0	11	2	0,47	0	0	11	0	0
41	1	1	0	0	33	0	0	0	0	33	0	0
42	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
43	1	1	0	0	11	0	0	0	0	11	0	0
44	1	1	0	0	11	2	0,5	0	0	11	0	0

Окончание табл.4.24.

45	1	1	0	0	11	2,5	0,61	0	0	11	0	0
46	1	1	0	0	11	2,3	0,4	0	0	11	0	0
47	1	1	0	0	11	2	0,4	0	0	11	0	0
48	1	1	0	0	11	1,9	0,3	0	0	11	0	0
49	1	1	0	0	11	2,4	1	0	0	11	0	0
50	1	1	0	0	11	2,1	0,6	0	0	11	0	0
51	1	1	0	0	11	2,5	0,5	0	0	11	0	0
52	1	1	0	0	11	2,8	0,7	0	0	11	0	0
53	1	1	0	0	11	1,4	0,5	0	0	11	0	0

Таблица 4.25

## Исходные данные для ветвей

№ ветви	R ветви, Ом	X ветви, Ом	B ветви, См	G ветви, См	Кэф. трансформации акт.	Кэф. трансформации реакт.
1-2	1,6	3,45	0	0	1	0
2-3	0,59	7,62	0	0	3	0
2-4	0,59	7,62	0	0	3	0
3-5	0,24	0,35	0	0	1	0
3-6	0,288	0,42	0	0	1	0
3-7	0,144	0,21	0	0	1	0
3-8	0,216	0,315	0	0	1	0

Продолжение табл. 4.25.

3-9	0,096	0,14	0	0	1	0
4-10	0,288	0,42	0	0	1	0
4-11	0,312	0,455	0	0	1	0
4-12	0,36	0,525	0	0	1	0
4-13	0,24	0,35	0	0	1	0
4-14	0,24	0,35	0	0	1	0
1-15	2,4	5,175	0	0	1	0
15-16	0,39	6,12	0	0	3	0
15-17	0,39	6,12	0	0	3	0
16-18	0,12	0,175	0	0	1	0
16-19	0,168	0,245	0	0	1	0
16-20	0,24	0,35	0	0	1	0
16-21	0,192	0,28	0	0	1	0
16-22	0,288	0,42	0	0	1	0
17-23	0,312	0,455	0	0	1	0
17-24	0,144	0,21	0	0	1	0
17-25	0,216	0,315	0	0	1	0
17-26	0,264	0,385	0	0	1	0
1-28	2,244	5,78	0	0	1	0
28-29	0,599	7,62	0	0	3	0

Продолжение табл.4.25.

28-30	0,59	7,62	0	0	3	0
29-31	0,216	0,315	0	0	1	0
29-32	0,12	0,175	0	0	1	0
29-33	0,144	0,21	0	0	1	0
29-34	0,264	0,385	0	0	1	0
29-35	0,192	0,28	0	0	1	0
30-36	0,312	0,455	0	0	1	0
30-37	0,264	0,385	0	0	1	0
30-38	0,228	0,332	0	0	1	0
30-39	0,168	0,245	0	0	1	0
30-40	0,288	0,42	0	0	1	0
1-41	1,92	4,14	0	0	1	0
41-42	0,16	3,11	0	0	3	0
41-43	0,16	3,11	0	0	3	0
42-44	0,288	0,42	0	0	1	0
42-45	0,144	0,21	0	0	1	0
42-46	0,192	0,28	0	0	1	0
42-47	0,288	0,42	0	0	1	0
42-48	0,216	0,315	0	0	1	0
17-27	0,288	0,42	0	0	1	0

Окончание табл. 4.25.

1-2	1,6	3,45	0	0	1	0
1-15	2,4	5,175	0	0	1	0
1-28	2,244	5,78	0	0	1	0
1-41	1,92	4,14	0	0	1	0
43-51	0,168	0,245	0	0	1	0
43-52	0,216	0,315	0	0	1	0
43-53	0,072	0,105	0	0	1	0

Таблица 4.26

## Значения параметров узлов

№ узла	Угол,°	U,кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВАр	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	dP <sub>ш</sub> , МВт	dQ <sub>ш</sub> , МВАр	dU,%
5	-4,11376	10,62158	1,5	0,25	0	0	0	0	-3,44018
6	-4,14694	10,6178	1,39999	0,2	0	0	0	0	-3,47454
7	-3,97671	10,63965	1,19999	0,4	0	0	0	0	-3,2759
8	-4,11016	10,61845	1,69999	0,35999	0	0	0	0	-3,46863
9	-3,94077	10,65392	0,94999	0,1	0	0	0	0	-3,14618
10	-4,0404	10,59168	1,5	0,34999	0	0	0	0	-3,71199
11	-3,93127	10,59766	1	0,45	0	0	0	0	-3,65763
12	-4,03726	10,60157	1,1	0,14999	0	0	0	0	-3,62209
13	-4,00716	10,59693	1,6	0,4	0	0	0	0	-3,66427

Продолжение табл. 4.26.

14	-3,97795	10,61039	1,3	0,2	0	0	0	0	-3,5419
18	-6,36223	10,10869	2	0,8	0	0	0	0	-8,10281
19	-6,42425	10,10009	1,89999	0,59999	0	0	0	0	-8,181
20	-6,50519	10,07072	2	0,8	0	0	0	0	-8,448
21	-6,45796	10,07652	2,2	1	0	0	0	0	-8,39527
22	-6,6024	10,05671	2,1	0,69999	0	0	0	0	-8,57536
23	-6,98294	10,14083	1,6	0,5	0	0	0	0	-7,81063
24	-6,92809	10,16538	2,6	0,5	0	0	0	0	-7,58745
25	-7,11829	10,13655	2,89999	0,45	0	0	0	0	-7,84954
26	-7,01944	10,14141	2	0,5	0	0	0	0	-7,80536
27	-7,07455	10,11367	2,29999	0,8	0	0	0	0	-8,05754
31	-8,4269	10,08283	2	0,5	0	0	0	0	-8,3379
32	-8,29336	10,11192	1,89999	0,4	0	0	0	0	-8,07345
33	-8,38792	10,09526	2,5	0,5	0	0	0	0	-8,2249
34	-8,49939	10,06317	2,1	0,59999	0	0	0	0	-8,51663
35	-8,46761	10,07835	2,5	0,55	0	0	0	0	-8,37863
36	-8,93344	10,01393	2,29999	0,5	0	0	0	0	-8,96427
37	-8,94562	10,01021	2,79999	0,63	0	0	0	0	-8,99809
38	-8,81497	10,03741	2,39999	0,5	0	0	0	0	-8,75081

Продолжение табл. 4.26.

35	-8,46761	10,07835	2,5	0,55	0	0	0	0	-8,37863
36	-8,93344	10,01393	2,29999	0,5	0	0	0	0	-8,96427
37	-8,94562	10,01021	2,79999	0,63	0	0	0	0	-8,99809
38	-8,81497	10,03741	2,39999	0,5	0	0	0	0	-8,75081
39	-8,6531	10,05648	2,1	0,69999	0	0	0	0	-8,57745
40	-8,82755	10,03135	2	0,46999	0	0	0	0	-8,8059
44	-4,389	10,45681	2	0,5	0	0	0	0	-4,93809
45	-4,25371	10,48555	2,5	0,60999	0	0	0	0	-4,67681
46	-4,32136	10,47921	2,29999	0,4	0	0	0	0	-4,73445
47	-4,40383	10,46083	2	0,4	0	0	0	0	-4,90154
48	-4,30384	10,4839	1,89999	0,29999	0	0	0	0	-4,69181
49	-4,58927	10,35941	2,39999	1	0	0	0	0	-5,82354
50	-4,44009	10,42218	2,1	0,59999	0	0	0	0	-5,2529
51	-4,39127	10,44177	2,5	0,5	0	0	0	0	-5,07481
52	-4,49806	10,41437	2,79999	0,69999	0	0	0	0	-5,3239
53	-4,17275	10,47922	1,39999	0,5	0	0	0	0	-4,73436
2	-1,07638	32,47357	0	0	0	0	0	0	-1,59524
15	-2,55478	31,43274	0	0	0	0	0	0	-4,74927
28	-3,17592	31,41536	0	0	0	0	0	0	-4,80193

Окончание табл. 4.26.

41	-2,14681	31,89251	0	0	0	0	0	0	0	-3,35603
3	-3,87854	10,6638	0	0	0	0	0	0	0	-3,05636
4	-3,77151	10,64646	0	0	0	0	0	0	0	-3,214
16	-6,22034	10,14631	0	0	0	0	0	0	0	-7,76081
17	-6,66649	10,21265	0	0	0	0	0	0	0	-7,15772
29	-8,13441	10,14143	0	0	0	0	0	0	0	-7,80518
30	-8,42941	10,1087	0	0	0	0	0	0	0	-8,10272
42	-4,02691	10,53218	0	0	0	0	0	0	0	-4,2529
43	-4,11492	10,49385	0	0	0	0	0	0	0	-4,60136
1	0	33	0	0	82,08818	30,93452	0	0	0	0

Таблица 4.27

## Значения параметров ветвей

ветвь $i-j$	Поток Ракт., МВт, F	Поток Ракт., МВт, P	dP, МВт	Поток Qакт., МВАр, Q	Поток Qакт., МВАр, dQ, МВАр	I <sub>кА</sub>	Q <sub>с</sub> , МВАр	K <sub>тА</sub>	K <sub>тР</sub>	
1-15	11,24362	-10,91038	0,33324	4,97887	-4,26032	0,71855	0,21513	0	1	0
1-15	11,24362	-10,91038	0,33324	4,97887	-4,26032	0,71855	0,21513	0	1	0
1-28	11,78068	-11,44823	0,33245	4,749	-3,89268	0,85631	0,22222	0	1	0
1-28	11,78068	-11,44823	0,33245	4,749	-3,89268	0,85631	0,22222	0	1	0

Продолжение табл. 4.27.

1-41	11,27478	-11,02549	0,24928	3,77731	-3,23979	0,53751	0,20803	0	1	0
1-41	11,27478	-11,02549	0,24928	3,77731	-3,23979	0,53751	0,20803	0	1	0
28-30	11,76558	-11,67275	0,09282	4,10498	-2,90607	1,1989	0,22901	0	3	0
28-29	11,13087	-11,04745	0,08341	3,68039	-2,61921	1,06118	0,21545	0	3	0
1-2	6,74499	-6,6725	0,07249	1,96206	-1,80574	0,15632	0,12289	0	1	0
1-2	6,74499	-6,6725	0,07249	1,96206	-1,80574	0,15632	0,12289	0	1	0
15-17	11,52196	-11,464	0,05796	3,7529	-2,84334	0,90955	0,22257	0	3	0
15-16	10,2988	-10,24796	0,05083	4,76774	-3,96994	0,79779	0,20845	0	3	0
2-3	6,79606	-6,76862	0,02744	1,69157	-1,33715	0,35441	0,12451	0	3	0
2-4	6,54893	-6,52288	0,02605	1,91991	-1,58336	0,33654	0,12133	0	3	0
43-49	2,42267	-2,4	0,02267	1,03307	-0,99999	0,03307	0,1449	0	1	0
41-43	11,28403	-11,2617	0,02232	3,82413	-3,39009	0,43403	0,21568	0	3	0
30-37	2,8217	-2,79999	0,0217	0,66164	-0,63	0,03164	0,16553	0	1	0
41-42	10,76696	-10,74761	0,01934	2,65546	-2,27943	0,37602	0,20075	0	3	0
17-25	2,9181	-2,89999	0,0181	0,4764	-0,45	0,0264	0,16715	0	1	0
30-36	2,31723	-2,29999	0,01723	0,52513	-0,5	0,02513	0,1357	0	1	0
17-27	2,31669	-2,29999	0,01669	0,82434	-0,79999	0,02434	0,13901	0	1	0
43-52	2,81658	-2,79999	0,01658	0,72419	-0,69999	0,02419	0,16	0	1	0
16-22	2,11395	-2,09999	0,01395	0,72034	-0,69999	0,02034	0,12708	0	1	0
30-38	2,4136	-2,4	0,0136	0,5198	-0,49999	0,0198	0,14101	0	1	0

Продолжение табл. 4.27.

29-34	2,11243	-2,1	0,01243	0,61813	-0,6	0,01813	0,1253	0	1	0
29-35	2,51238	-2,5	0,01238	0,56806	-0,55	0,01806	0,1466	0	1	0
30-40	2,01208	-2	0,01208	0,48761	-0,47	0,01761	0,1182	0	1	0
42-44	2,01119	-2	0,01119	0,51632	-0,49999	0,01632	0,1138	0	1	0
16-21	2,21104	-2,19999	0,01104	1,0161	-0,99999	0,0161	0,1384	0	1	0
16-20	2,01098	-1,99999	0,01098	0,81601	-0,8	0,01601	0,1234	0	1	0
43-50	2,11097	-2,1	0,01097	0,61611	-0,59999	0,01611	0,1209	0	1	0
42-47	2,01094	-1,99999	0,01094	0,41596	-0,39999	0,01596	0,1125	0	1	0
17-26	2,0109	-1,99999	0,0109	0,5159	-0,49999	0,0159	0,1173	0	1	0
43-51	2,51001	-2,5	0,01001	0,5146	-0,5	0,0146	0,1409	0	1	0
17-24	2,60976	-2,59999	0,00976	0,51424	-0,5	0,01424	0,1503	0	1	0
42-46	2,30952	-2,29999	0,00952	0,41389	-0,4	0,01389	0,1286	0	1	0
29-33	2,50918	-2,5	0,00918	0,51339	-0,5	0,01339	0,1458	0	1	0
29-31	2,00902	-1,99999	0,00902	0,51316	-0,49999	0,01316	0,1180	0	1	0
42-45	2,50867	-2,49999	0,00867	0,62264	-0,60999	0,01264	0,1416	0	1	0
17-23	1,60852	-1,59999	0,00852	0,51243	-0,5	0,01243	0,0954	0	1	0
30-39	2,10813	-2,09999	0,00813	0,71187	-0,7	0,01187	0,1270	0	1	0
42-48	1,90727	-1,9	0,00727	0,3106	-0,3	0,0106	0,1059	0	1	0
16-19	1,90653	-1,89999	0,00653	0,60953	-0,6	0,00953	0,1138	0	1	0
4-10	1,50609	-1,5	0,00609	0,35888	-0,34999	0,00888	0,0839	0	1	0
4-13	1,60581	-1,6	0,00581	0,40847	-0,4	0,00847	0,0898	0	1	0

Окончание табл. 4.27.

3-8	1,70578	-1,7	0,00578	0,36843	-0,35999	0,00843	0,09448	0	1	0
16-18	2,00544	-1,99999	0,00544	0,80794	-0,8	0,00794	0,12302	0	1	0
3-6	1,4051	-1,4	0,0051	0,20745	-0,19999	0,00745	0,07689	0	1	0
3-5	1,50491	-1,49999	0,00491	0,25717	-0,25	0,00717	0,08265	0	1	0
29-32	1,90442	-1,9	0,00442	0,40645	-0,4	0,00645	0,11086	0	1	0
4-12	1,10394	-1,1	0,00394	0,15575	-0,15	0,00575	0,06045	0	1	0
4-14	1,30368	-1,3	0,00368	0,20537	-0,2	0,00537	0,07156	0	1	0
4-11	1,00334	-1	0,00334	0,45487	-0,45	0,00487	0,05974	0	1	0
3-7	1,20203	-1,2	0,00203	0,40296	-0,4	0,00296	0,06863	0	1	0
43-53	1,40144	-1,39999	0,00144	0,50211	-0,49999	0,00211	0,0819	0	1	0
3-9	0,95077	-0,94999	0,00077	0,10112	-0,1	0,00112	0,05176	0	1	0

Таблица 4.28 – Потери в сети

Узел	5	6	7	8	9	10
Потери напряжения, %	3,44	3,47	3,28	3,47	3,15	3,71
Узел	11	12	13	14	15	16
Потери напряжения, %	3,66	3,62	3,66	3,54	4,75	<b>7,76</b>
Узел	17	18	19	20	21	22
Потери напряжения, %	<b>7,15</b>	<b>8,10</b>	<b>8,18</b>	<b>8,45</b>	<b>8,39</b>	<b>8,57</b>
Узел	23	24	25	26	27	28
Потери напряжения, %	<b>7,81</b>	<b>7,58</b>	<b>7,84</b>	<b>7,81</b>	<b>8,06</b>	4,80
Узел	29	30	31	32	33	34
Потери напряжения, %	<b>7,81</b>	<b>8,10</b>	<b>8,34</b>	<b>8,07</b>	<b>8,22</b>	<b>8,51</b>
Узел	35	36	37	38	39	40
Потери напряжения, %	<b>8,38</b>	<b>8,96</b>	<b>8,99</b>	<b>8,75</b>	<b>8,58</b>	<b>8,81</b>
Узел	41	42	43	44	45	46
Потери напряжения, %	3,36	4,25	4,60	4,93	4,67	4,73
Узел	47	48	49	50	51	52
Потери напряжения, %	4,90	4,69	<b>5,82</b>	<b>5,25</b>	<b>5,07</b>	<b>5,32</b>
Узел	53					
Потери напряжения, %	4,73					
Суммарные потери мощности	Активной, кВт			2738,18		
	Реактивной, кВАр			10564,52		

Анализ результатов расчета потерь, представленных в таблице 4.28 показывает, что в 28-ми узлах нагрузки потери напряжения превышают допустимые 5% от  $U_{ном}$ . Чтобы уменьшить эти потери предлагается использовать микроГЭС в нескольких узлах схемы (табл. 4.29)

Таблица 4.29 – Мощность микроГЭС

№ узла	Мощность	
	$P$	$Q$
	кВт	кВар
18	120	74
20	100	56
22	140	80
23	70	30
25	150	80
27	120	74
32	150	85
34	100	56
36	180	100
40	120	74

Результаты расчёта режимных параметров для узлов и ветвей, а так же потери мощности и напряжения в системе электроснабжения с использованием микроГЭС приведены в таблицах 4.30 - 4.32.

Таблица 4.30

## Значения параметров узлов с использованием микро ГЭС

№ узла	Угол, °	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВАр	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	dP <sub>ш</sub> , МВт	dQ <sub>ш</sub> , МВАр	dU, %
5	-4,11376	10,62158	1,5	0,25	0	0	0	0	-3,44018
6	-4,14694	10,6178	1,39999	0,2	0	0	0	0	-3,47454
7	-3,97671	10,63965	1,19999	0,4	0	0	0	0	-3,2759
8	-4,11016	10,61845	1,69999	0,35999	0	0	0	0	-3,46863
9	-3,94077	10,65392	0,94999	0,1	0	0	0	0	-3,14618
10	-4,0404	10,59168	1,5	0,34999	0	0	0	0	-3,71199
11	-3,93127	10,59766	1	0,45	0	0	0	0	-3,65763
12	-4,03726	10,60157	1,1	0,14999	0	0	0	0	-3,62209
13	-4,00716	10,59693	1,6	0,4	0	0	0	0	-3,66427
14	-3,97795	10,61039	1,3	0,2	0	0	0	0	-3,5419
18	-6,12836	10,15629	2	0,8	0,11999	0,07399	0	0	-7,67009
19	-6,19657	10,14502	1,89999	0,59999	0	0	0	0	-7,77254
20	-6,2647	10,12014	2	0,8	0,1	0,056	0	0	-7,99872
21	-6,22998	10,12156	2,2	1	0	0	0	0	-7,98581
22	-6,35297	10,10925	2,1	0,69999	0,14	0,08	0	0	-8,09772
23	-6,74694	10,18734	1,6	0,5	0,07	0,02999	0	0	-7,38781
24	-6,70499	10,20826	2,6	0,5	0	0	0	0	-7,19763

№ узла	Угол,°	U ,кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВАр	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	dP <sub>ш</sub> , МВт	dQ <sub>ш</sub> , МВАр	dU,%
25	-6,8769	10,18528	2,89999	0,45	0,14999	0,08	0	0	-7,40654
26	-6,79557	10,18439	2	0,5	0	0	0	0	-7,41463
27	-6,83396	10,16332	2,29999	0,8	0,11999	0,07399	0	0	-7,60618
31	-8,24224	10,24699	2	0,5	0	0	0	0	-6,84554
32	-8,1042	10,27882	1,89999	0,4	0,14999	0,085	0	0	-6,55618
33	-8,2045	10,25922	2,5	0,5	0	0	0	0	-6,73436
34	-8,29936	10,23239	2,1	0,59999	0,1	0,056	0	0	-6,97827
35	-8,28166	10,24258	2,5	0,55	0	0	0	0	-6,88563
36	-8,68042	10,19376	2,29999	0,5	0,17999	0,1	0	0	-7,32945
37	-8,72041	10,18	2,79999	0,63	0	0	0	0	-7,45454
38	-8,59407	10,20674	2,39999	0,5	0	0	0	0	-7,21145
39	-8,43751	10,22548	2,1	0,69999	0	0	0	0	-7,04109
40	-8,59009	10,20728	2	0,46999	0,11999	0,07399	0	0	-7,20654
44	-4,389	10,45681	2	0,5	0	0	0	0	-4,93809
45	-4,25371	10,48555	2,5	0,60999	0	0	0	0	-4,67681
46	-4,32136	10,47921	2,29999	0,4	0	0	0	0	-4,73445
47	-4,40383	10,46083	2	0,4	0	0	0	0	-4,90154
48	-4,30384	10,4839	1,89999	0,29999	0	0	0	0	-4,69181

№ узла	Угол, °	U, кВ	P <sub>н</sub> , МВт	Q <sub>н</sub> , МВАр	P <sub>г</sub> , МВт	Q <sub>г</sub> , МВАр	dP <sub>ш</sub> , МВт	dQ <sub>ш</sub> , МВАр	dU, %
49	-4,58927	10,35941	2,39999	1	0	0	0	0	-5,82354
50	-4,44009	10,42218	2,1	0,59999	0	0	0	0	-5,2529
51	-4,39127	10,44177	2,5	0,5	0	0	0	0	-5,07481
52	-4,49806	10,41437	2,79999	0,69999	0	0	0	0	-5,3239
53	-4,17275	10,47922	1,39999	0,5	0	0	0	0	-4,73436
2	-1,07638	32,47357	0	0	0	0	0	0	-1,59524
15	-2,48174	31,50985	0	0	0	0	0	0	-4,5156
28	-3,1949	31,64486	0	0	0	0	0	0	-4,10648
41	-2,14681	31,89251	0	0	0	0	0	0	-3,35603
3	-3,87854	10,6638	0	0	0	0	0	0	-3,05636
4	-3,77151	10,64646	0	0	0	0	0	0	-3,214
16	-5,99446	10,19104	0	0	0	0	0	0	-7,35418
17	-6,44557	10,25533	0	0	0	0	0	0	-6,76972
29	-7,95899	10,30464	0	0	0	0,8	0	0	-6,32145
30	-8,2211	10,27683	0	0	0	0,8	0	0	-6,57427
42	-4,02691	10,53218	0	0	0	0	0	0	-4,2529
43	-4,11492	10,49385	0	0	0	0	0	0	-4,60136
1	0	33	0	0	80,66893	27,92869	0	0	0

Значения параметров ветвей с использованием микро ГЭС

ветвь i-j	Поток Ракт., МВт, P	Поток Ракт., МВт, P	dP, МВт	Поток Qакт., МВАр, Q	Поток Qакт., МВАр, Q	dQ, МВАр	I <sub>кА</sub>	Qс, МВАр	КтА	КтР
1-15	10,85925	-10,55162	0,30763	4,65462	-3,99129	0,66333	0,2067	0	1	0
1-15	10,85925	-10,55162	0,30763	4,65462	-3,99129	0,66333	0,2067	0	1	0
1-28	11,45542	-11,15875	0,29667	3,57034	-2,80618	0,76416	0,20992	0	1	0
1-28	11,45542	-11,15875	0,29667	3,57034	-2,80618	0,76416	0,20992	0	1	0
1-41	11,27478	-11,02549	0,24928	3,77731	-3,23979	0,53751	0,20803	0	1	0
1-41	11,27478	-11,02549	0,24928	3,77731	-3,23979	0,53751	0,20803	0	1	0
28-30	11,44867	-11,36618	0,08248	2,98779	-1,92249	1,0653	0,21587	0	3	0
28-29	10,86883	-10,79405	0,07478	2,62456	-1,67324	0,95132	0,20399	0	3	0
1-2	6,74499	-6,6725	0,07249	1,96206	-1,80574	0,15632	0,12289	0	1	0
1-2	6,74499	-6,6725	0,07249	1,96206	-1,80574	0,15632	0,12289	0	1	0
15-17	11,17279	-11,11895	0,05383	3,4968	-2,65197	0,84482	0,2145	0	3	0
15-16	9,93045	-9,88381	0,04663	4,48578	-3,75389	0,73188	0,19965	0	3	0
2-3	6,79606	-6,76862	0,02744	1,69157	-1,33715	0,35441	0,12451	0	3	0
2-4	6,54893	-6,52288	0,02605	1,91991	-1,58336	0,33654	0,12133	0	3	0
43-49	2,42267	-2,4	0,02267	1,03307	-0,99999	0,03307	0,1449	0	1	0
41-43	11,28403	-11,2617	0,02232	3,82413	-3,39009	0,43403	0,21568	0	3	0
30-37	2,82098	-2,79999	0,02098	0,6606	-0,62999	0,0306	0,16276	0	1	0
41-42	10,76696	-10,74761	0,01934	2,65546	-2,27943	0,37602	0,20075	0	3	0
43-52	2,81658	-2,79999	0,01658	0,72419	-0,69999	0,02419	0,16	0	1	0

ветвь i-j	Поток Ракт., МВт, P	Поток Ракт., МВт, P	dP, МВт	Поток Qакт., МВАр, Q	Поток Qакт., МВАр, Q	dQ, МВАр	I, кА	Qс, МВАр	КтА	КтР
17-25	2,76603	-2,75	0,01603	0,39337	-0,36999	0,02337	0,15728	0	1	0
17-27	2,19472	-2,18	0,01472	0,74746	-0,726	0,02146	0,13052	0	1	0
30-36	2,13397	-2,11999	0,01397	0,42038	-0,4	0,02038	0,12219	0	1	0
30-38	2,41315	-2,39999	0,01315	0,51915	-0,49999	0,01915	0,13867	0	1	0
29-35	2,51199	-2,5	0,01199	0,56748	-0,55	0,01748	0,14428	0	1	0
16-22	1,9719	-1,96	0,0119	0,63736	-0,62	0,01736	0,1174	0	1	0
42-44	2,01119	-2	0,01119	0,51632	-0,49999	0,01632	0,11382	0	1	0
43-50	2,11097	-2,1	0,01097	0,61611	-0,59999	0,01611	0,12098	0	1	0
42-47	2,01094	-1,99999	0,01094	0,41596	-0,39999	0,01596	0,11256	0	1	0
16-21	2,21094	-2,2	0,01094	1,01596	-0,99999	0,01596	0,13784	0	1	0
29-34	2,01083	-2	0,01083	0,55979	-0,544	0,01579	0,11694	0	1	0
17-26	2,01081	-1,99999	0,01081	0,51577	-0,5	0,01577	0,11686	0	1	0
30-40	1,8902	-1,87999	0,0102	0,41087	-0,39599	0,01487	0,10867	0	1	0
43-51	2,51001	-2,5	0,01001	0,5146	-0,5	0,0146	0,14096	0	1	0
16-20	1,90975	-1,9	0,00975	0,75822	-0,744	0,01422	0,1164	0	1	0
17-24	2,60968	-2,59999	0,00968	0,51412	-0,5	0,01412	0,14974	0	1	0
42-46	2,30952	-2,29999	0,00952	0,41389	-0,4	0,01389	0,12862	0	1	0
29-33	2,50889	-2,5	0,00889	0,51296	-0,5	0,01296	0,14347	0	1	0
29-31	2,00874	-2	0,00874	0,51274	-0,5	0,01274	0,11615	0	1	0
42-45	2,50867	-2,49999	0,00867	0,62264	-0,60999	0,01264	0,14169	0	1	0

ветвь i-j	Поток Ракт., МВт, F	Поток Ракт., МВт, P	dP, МВт	Поток Qакт., МВАр, Q	Поток Qакт., МВАр, dQ	ICA	Qс, МВАр	KтА	KтP
30-39	2,10787	-2,09999	0,00787	0,71148	-0,7	0,01148	0,124980	1	0
17-23	1,5377	-1,52999	0,0077	0,48123	-0,47	0,01123	0,09070	1	0
42-48	1,90727	-1,9	0,00727	0,3106	-0,3	0,0106	0,105920	1	0
16-19	1,90648	-1,9	0,00648	0,60945	-0,6	0,00945	0,113390	1	0
4-10	1,50609	-1,5	0,00609	0,35888	-0,34999	0,00888	0,083960	1	0
4-13	1,60581	-1,6	0,00581	0,40847	-0,4	0,00847	0,089850	1	0
3-8	1,70578	-1,7	0,00578	0,36843	-0,35999	0,00843	0,094480	1	0
3-6	1,4051	-1,4	0,0051	0,20745	-0,19999	0,00745	0,076890	1	0
3-5	1,50491	-1,49999	0,00491	0,25717	-0,25	0,00717	0,082650	1	0
16-18	1,88472	-1,88	0,00472	0,73289	-0,726	0,00689	0,114560	1	0
4-12	1,10394	-1,1	0,00394	0,15575	-0,15	0,00575	0,060450	1	0
4-14	1,30368	-1,3	0,00368	0,20537	-0,2	0,00537	0,071560	1	0
29-32	1,75359	-1,74999	0,00359	0,32023	-0,315	0,00523	0,099870	1	0
4-11	1,00334	-1	0,00334	0,45487	-0,45	0,00487	0,059740	1	0
3-7	1,20203	-1,2	0,00203	0,40296	-0,4	0,00296	0,068630	1	0
43-53	1,40144	-1,39999	0,00144	0,50211	-0,49999	0,00211	0,08190	1	0
3-9	0,95077	-0,94999	0,00077	0,10112	-0,1	0,00112	0,051760	1	0

Таблица 4.32 – Потери в сети с использованием микроГЭС

Узел	5	6	7	8	9	10
Потери напряжения, %	3,44	3,47	3,28	3,47	3,15	3,71
Узел	11	12	13	14	15	16
Потери напряжения, %	3,66	3,62	3,66	3,54	4,75	<b>7,35</b>
Узел	17	18	19	20	21	22
Потери напряжения, %	<b>6,77</b>	<b>7,67</b>	<b>7,77</b>	<b>7,99</b>	<b>7,98</b>	<b>8,10</b>
Узел	23	24	25	26	27	28
Потери напряжения, %	<b>7,39</b>	<b>7,20</b>	<b>7,41</b>	<b>7,41</b>	<b>7,61</b>	4,80
Узел	29	30	31	32	33	34
Потери напряжения, %	<b>6,32</b>	<b>6,57</b>	<b>6,85</b>	<b>6,56</b>	<b>6,73</b>	<b>6,98</b>
Узел	35	36	37	38	39	40
Потери напряжения, %	<b>6,89</b>	<b>7,33</b>	<b>7,45</b>	<b>7,21</b>	<b>7,04</b>	<b>7,21</b>
Узел	41	42	43	44	45	46
Потери напряжения, %	3,36	4,25	4,60	4,93	4,67	4,73
Узел	47	48	49	50	51	52
Потери напряжения, %	4,90	4,69	<b>5,82</b>	<b>5,25</b>	<b>5,07</b>	<b>5,32</b>
Узел	53					
Потери напряжения, %	4,73					
Суммарные потери мощности	Активной, кВт			2568,93		
	Реактивной, кВАр			9867,69		

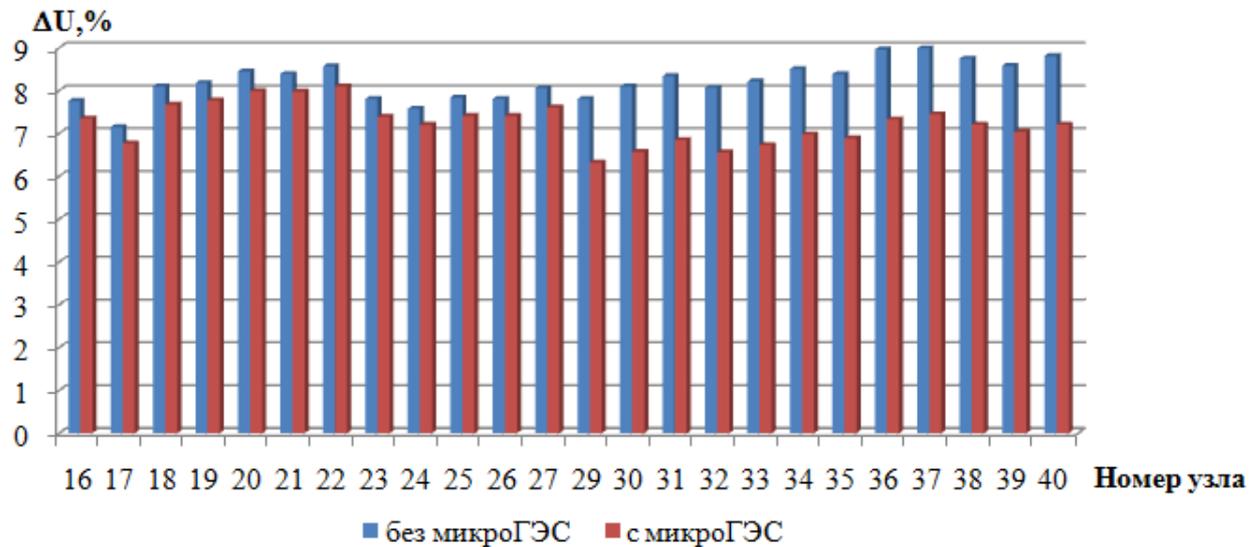


Рисунок. 4.15. Потери напряжения в распределительной сети провинции Дияла

В результате сравнительного анализа выявлено, что подключение к электрической распределительной сети в провинции Дияла турбин микроГЭС, установленных в действующей сети водоснабжения, ведет к уменьшению в электросети потерь активной (на 6%) и реактивной (на 7%) мощности, и снижению падения напряжения на 2 % (рисунок 4.15).

## Выводы

1. Исследования использования водопроводных сетей для улучшения режимов работы электрической распределительной сети, выполненные с помощью программ ETAP и RS-3 для электрических сетей в районах Ханаан, Аль Салам и в провинции Дияла, подтверждают возможность использования избыточной энергии сетей водоснабжения для управляемой генерации дополнительной электрической энергии, которая обеспечит возможность управления режимами работы электрической сети.

2. В результате моделирования показано, что при использовании распределенной генерации снижаются потери мощности и уменьшаются потери напряжения, следовательно увеличивается напряжение у потребителя.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате анализа текущего состояния энергетической системы и распределительных сетей Республики Ирак выявлены их основные проблемы: увеличение спроса на электроэнергию, недостаток существующих и отсутствие новых или возобновляемых источников энергии, высокий уровень технологических потерь в магистральных (13-44%) и распределительных сетях (до 70%), отсутствие способности управлять режимами работы электрических сетей.

2. Установлено, что перспективной в сложившихся условиях представляется возможность создания и использования интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивными устройствами, которые позволяют обеспечить управляемость и повысить пропускную способность сетей.

3. На основании выполненного аналитического обзора активного электротехнического сетевого оборудования (FACTS) и моделирования режимов работы системы электроснабжения Ирака на примере распределительных сетей провинции Дияла показано, что использование устройств FACTS позволяет уменьшить потери мощности и напряжения и, как следствие, увеличить напряжение в узлах нагрузки; обеспечить соответствие требованиям, предъявляемым к качеству электроэнергии по показателю отклонение напряжения. Потенциал снижения потерь мощности составляет: в магистральных сетях – 13-44%, в распределительных сетях – до 70%.

4. Предложена и обоснована возможность использования потенциала воды водонапорных башен с помощью микротурбин систем водоснабжения и синхронных генераторов в качестве элементов FACTS для управляемой генерации дополнительной электрической энергии, при этом падение напряжения на линии электропередачи снижается на 2 %, потери активной мощности в сети на 0,8 %, а потери реактивной мощности на 3 %.

5. Предложена методика выбора микротурбин и генераторов, основанная на использовании параметров резервуаров системы водоснабжения и являющаяся адаптацией методики расчета гидроаккумулирующих электростанций.

6. Расчёты, выполненные с помощью предложенной методики, показали, что возможная мощность микротурбин и генераторов составляет в среднем от 100 до 300 кВт.

7. Технико-экономический анализ, показал, что применение предлагаемых мероприятий по сравнению с реконструкцией сетей дает экономию финансовых средств на 10-15 %.

8. Расчётами, выполненными с помощью программ ETAP и RS-3 для электрических сетей в районах Ханаан, Аль Салам и в провинции Дияла, подтверждена возможность использования избыточной энергии сетей водоснабжения для управляемой генерации дополнительной электрической энергии, которая обеспечит возможность управления режимами работы электрической сети.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Александров Д.С. Надёжность и качество электроснабжения предприятий: учебное пособие/ Д.С. Александров, Е.Ф. Щербаков // 2010. -155 с.
2. Алексей Абакумов Журнал личных заблуждений alexabakumov@yandex.ru.[Электронный ресурс].
3. Ананичева С.С. Схемы замещения и установившиеся режимы электрических сетей / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин // Екатеринбург, - 2012.
4. Бурмана А.П. Основы современной энергетики, Том2 Современная электроэнергетики, Учебник для вузов, /А.П. Бурмана и В.А. Строева // - 2008.- 360 с.
5. Валерий И. К., Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП Управляемая передача мощности / И. К. Валерий //журнала - Новости электротехники - Москва,-№ 4(46) - 2007.
6. Виноградов А. А. Анализ показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения/ А. А. Виноградов // Белгород, 2012.
7. Виноградов А. А. Анализ электропотребления с учетом качества электрической энергии в сетях переменного тока/ А. А. Виноградов, М.Н. Нестеров, А.В. Сапрыка // Светотехника та электроэнергетика: международний журнал. -№ -3(15),-11.-2008,-С. 49-56.
8. Виноградов А. А. Неоднозначность решения уравнений установившегося режима простой электрической системы переменного тока/ А. А. Виноградов, М.Н. Нестеров // научное издание Вестник БГТУ им. В.Г. Шухова. - № -11- 2005г.- с. - 6-8.
9. Виноградов А. А., Проблемы энергосбережения в ЖКХ городов и районов на примере города Белгорода, Традиции и инновации в строительстве и архитектуре/ А. А. Виноградов, С. А. Духанин //

Материалы 67-й Всероссийской научно-технической конференции по итогам НИР 2009 года. – Самара: Изд-во во Самарского государственного Архитектурно - строительного университета, 2010,-С.660-662.

10. Воротницкий В.Э. Пофидерный расчёт баланса электроэнергии в распределительных сетях с использованием комплекса программ РТП-3/ В. Э. Воротницкий, С. В. Заслонов, М. А. Калинкина, И. А. Паринов // <http://www.rtp3.ru>.
11. Востряков М. Ю. Математическое моделирование управляемых связей переменного тока в электрической системе/ М. Ю. Востряков //Сборник научных трудов НГТУ. - № 1(43). 2006.– С.117–122.
12. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин // Высшее образование – Ростов, – 2008.
13. ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».
14. ГОСТ Р 54149— 2010.
15. Гришин А.В. Некоторые вопросы развития энергосистем с использованием сетевых технологий/ А.В. Гришин // МКА: мир ВКТ, -№5 -2009, - 87с.
16. Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники / К.С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин, В. Л. Чечурин // Москва,- 2006.
17. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко //Энас. - 2003.
18. Зацепин Е.П., Перспективы развития распределённой генерации с использованием мини-ГЭС в центральном Черноземье / Е.П. Зацепин, А.Б.Косолапов // Вести высших учебных заведений. Черноземья, №2(24). -2011.
19. Идельчик В.И. - Электрические системы и сети / В.И. Идельчик// Энергоатомиздат, 1989.

20. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий/ А.В. Кабышев// Вестник Томского политехнического университета, - 2012.
21. Костин В.Н. Передача и распределение электроэнергии: Учебное пособие/ В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко // Санкт-Петербург, - 2003.
22. Костин В.Н. Переходные процессы в электроэнергетических системах: Учебно-методический комплекс / В.Н. Костин, А.А. Юрганов // -2009 - 246с.
23. Костин В.Н., Электропитающие системы и электрические сети: учебное пособие/ В.Н. Костин // -2007- 154 с.
24. Липкин В. И., Микро гидроэлектростанции: Пособие по применению/ В. И. Липкин, Э. С. Богомбаев// Бишкек, 2007.
25. Лычев П.В. Электрические системы и сети. Решение практических задач: учебное пособие/ П.В. Лычев , В.Т. Федин// -1997.-192 С.
26. Мисриханов М.Ш. Семинар лаборатории 7 ИПУ РАН «Теория автоматического управления», методы и алгоритмы управления современными электроэнергетическими системами/ М.Ш. Мисриханов, В.Н. Рябченко // Москва, магистральные электрические сети центра – филиал ОАО «федеральная сетевая компания ЕЭС».
27. Обоскалов В.П. Надежность обеспечения баланса мощности электроэнергетических систем/ В.П. Обоскалов //Екатеринбург,-2002.
28. Осорин М. Концепция SMART GRID – инструмент повышения Энергоэффективности / М. Осорин //АВОК, -№1 -2011.
29. Поспелова Т.Г. Эффекты применения FACTS и АСМ в повышении эффективности региональных и национальных энергосистем/ Т.Г. Поспелова //international conference ENERGY OF MOLDOVA, -2012-С. 83-91.
30. Программа etap, [www.etap.com](http://www.etap.com). [Электронный ресурс].

31. Проект, методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACNS в ЕНЭС России, Москва, 2009.
32. РАО «ЕЭС России» «Методические указания по применению синхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях разных типов» Москва, -1996.
33. РАО «ЕЭС России» «Руководящие указания по выбору средств компенсации реактивной мощности и регулируемых трансформаторов в электрических сетях 110-1150 кВ» (Энергосеть проект, ВНИИЭ, ЦДУ «ЕЭС России»), утверждено,- 4.04.-1997.
34. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения / Ю.П. Рыжов // Москва, -2007.
35. Савоськин Н.Е. Надёжность электрических систем/ Н.Е.Савоськин// Пенза, -2004.
36. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса / В.С. Самсонов, М.А. Вяткин // Москва, -2001.
37. Ситников В.Ф. Совершенствование методов и средств управления режимами электроэнергетических систем на основе элементов гибких электропередач (FACTS)/ В.Ф. Ситников// автореф. Дис. Техн. наук, Иваново,-2009.
38. Стандарт Организации ОАО «ФСК ЕЭС» Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России - Проект – Москва,-2009.
39. Тимофеев А.С. Компенсация реактивной мощности / А.С. Тимофеев// Новокузнецк,-2010.
40. Зацепин Е.П. Перспективы развития распределенной генерации с использованием миниГЭС в центральном Черноземье / Е.П. Зацепин, А.Б. Косолапов// Вести высших учебных заведений Черноземья,-№2(24). - 2011

41. Гуревич В. И. Интеллектуальные сети: новые перспективы или новые проблемы / В. И. Гуревич// «ЭР» -№ 6 (36) – 2010.–66с.
42. Хрущев Ю.В. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Ю.В. Хрущев, К.И. Заповодников и А.Ю. Юшков // -2012. –154с.
43. Чуприков В.С. Без трансформаторный СТАТКОМ 35 кВ 100 МВА на базе многоуровневого инвертора напряжения для электросетей / В.С. Чуприков //.
44. Шакарян Ю.Г. Технологическая платформа smartgrid (основные средства) / Ю.Г Шакарян, Н.Л. Новиков // Энергоэксперт, -№4,-2009.-42-49с.
45. Шеметов А.Н. Надёжность электроснабжения/ А. Н. Шеметов// Магнитогорск,-2006.
46. Аль Зухаири Али Мохаммед, Нестеров М. Н., Виноградов А. А. Использование систем накопления питьевой воды для улучшения режимов распределительных электрических сетей 11кВ Ирака. Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова 2015 № 1, с.204-210.
47. Аль Зухаири Али Мохаммед, Нестеров М. Н., Виноградов А. А. Использование конденсаторных установок и батарей в распределительной сети» Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова 2014 № 6, с.205-209.
48. Аль Зухаири Али Мохаммед, Виноградов А. А. Особенности электрической распределительной сети Ирака. Энергетика и энергоэффективные технологии /БГТУ им. В.Г. Шухова – 2012, с. 12-16.
49. Аль Зухаири Али Мохаммед, Виноградов А. А. Типы и виды использования (FACTS) для повышения пропускной способности ЛЭП электрической системы. В сб. «От плана ГОЭЛРО к энергетике будущего» - Изд-во Московского государственного открытого университета им. В.С. Черномырдина» 19 декабря 2012 г.

50. Аль Зухаири Али Мохаммед, Виноградов А. А. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. В сб. «Молодежь и глобальные проблемы современности». Изд-во Московского государственного открытого университета им. В.С. Черномырдина, 20-21 марта 2013 г, с.19-22.
51. Аль Зухаири Али Мохаммед, Виноградов А. А. Состояние вопроса об использовании (SMART GRID). Электронный научный журнал «APRIORI. Серия: естественные и технические науки» №3, 2014.
52. Аль Зухаири Али Мохаммед, Виноградов А. А. Методика расчета технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в электроэнергетических системах». Электронный научный журнал «APRIORI. Серия: естественные и технические науки» №4, 2014.
53. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года утверждена распоряжением правительства российской федерации,-№ 1234,-2003.
54. Теляшова В.Ш. Методы оценки эффективности и стимулирования инновационных энергосберегающих технологий при производстве и передаче энергии / В.Ш. 55. Теляшова, Э.М. Косматов // Санкт-Петербург,-2010.
55. Бобрышов А. М. Надёжность в экономических решениях / А .М .Бобрышов // Академия наук РФ СПб. -1997.
56. Adam Adamkowski, Essential methods of SHP efficiency testing. Testing hydraulic performance of water turbines, Institute of Fluid Flow-Machinery – Gdansk, POLAND.
57. Bayliss C. R., Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. R. Bayliss, B. J. Hardy// AMSTERDAM, -2007.
58. Denis Koch. Control equipment for MV capacitor banks / Denis Koch //Cahier Technique Merlin Gerin n° 142 / p.2 – 1992.
59. Dr. Suad Ibrahim Shahl - Synchronous generators, [www.e-bookpdf.org](http://www.e-bookpdf.org)  
[Электронный ресурс]

60. Fang Lin Luo Advanced DC/AC Inverters: Applications in Renewable Energy/Fang Lin Luo and// Hong Y
61. G. Heydt, A short course on synchronous machines and synchronous condensers/ G. Heydt, S. Kalsi, E. Kyriakides// Arizona State University American Superconductor 2003.
62. <http://www.sayedSaad.com/montada/forum.php>[Электронный ресурс].
63. JAWNSY'S JOURNAL ON LIFE, SOFTWARE AND ENGINEERING.[Электронный ресурс].
64. L. G. Narain Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems/ L. G. Narain G.Hingorani // New York, -2000.
65. L. L. Lai, Power system restructuring and deregulation, BELGOROD, -2003.
66. Leff Larkin, Iraq's electricity master plans/ Leff Larkin, Pfrsons Brinckerhoff // Iraq future energy,-2011.
67. MerlinGerin Техническое руководство, М. В. руководство по разработке
68. MladenKezunovic - Smart Grids and Beyond Achieving the Full Potential of Electricity Systems/ MladenKezunovic, James D. McCalley, Thomas J. Overbye// IEEE,-Vol. 100-, -2012.
69. Narain G. Understanding FACTS/Narain G. Hingorani ,LaszloGyugyi, // - 2005.
70. Tamer kateeb , JihadFadda, Power world homework.
71. RaaedFaleh Hassan, Ahmed Wahab Abdul Razzaq, Design and Simulation of the Flexible AC Transmission System (FACTS) with Power Oscillation Damping (POD), Eng.& Tech. Journal,-Vol.30, -No 9, -2012.
72. Richard A. Rivas overhead transmission lines and underground cables section 9.
73. Saif Rashid, Electricity Problem in Iraq, Hamburg, -2012.
74. Shoorangiz S.S. Farahani, Reza Hemati and Mehdi Nikzad, Comparison of Artificial Intelligence Strategies for STATCOM Supplementary Controller Design, World Applied Sciences Journal, 7 (11): 1428-1438,-2009.

75. Stuart Borlase Smart Grids infrastructure, Technology, and solutions / Stuart Borlase// crcpress,-2012.
76. Testing hydraulic performance of water turbines. Essential methods of SHP efficiency testing. AdamAdamkowski. InstituteofFluidFlow-Machinery – Gdansk, POLAND.
77. K. V. S. Ramachandra Murthy, M. RamalingaRaju, Electrical energy loss in rural distribution feeders, a case study. ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, -VOL. 4, -NO. 2, APRIL,-2009.
78. Tony R. Kuphaldt, Lessons In Electric Circuits, Volume II – AC, Sixth Edition, last update July 25, -2007.
79. Xiao-Ping Zhang, Flexible AC Transmission Systems:Modelling and Control / Xiao-Ping Zhang,Christian Rehtanz, Bikash Pal //2006.
80. Xi-Fan Wang -Modern Power Systems Analysis / Xi-Fan Wang,Yonghua Song, Malcolm Irving// 2008.
81. B.D. Jenkins, Electrical Installation Calculations Third Edition, Blackwell Science,2001.
82. DumitruToader, S, tefanHaragus,, and ConstantinBlaj, Detection of Broken Conductor with Ground Contact Faults in Medium Voltage Power Networks, SER.: ELE. ENERG. vol.19, no. 3, December 2006.
83. Yong-hua song, allan johns, flexible ac transmission systems, facts, 1999.
84. R. Mohan Mathur, Rajiv K. Varma, Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems, John Wiley & Sons,-2002.
85. Schneider Electric, Merlin Gerin MV design guide, 2000, [www.schneider-electric.com](http://www.schneider-electric.com).
86. H. Wayne Beaty, overhead transmission lines and underground cables, From Handbook of Electric Power Calculations, Third Edition Richard A. Rivas
87. John J. Winders, Jr., Power Transformers Principles and Applications, New York , -2002.

88. Anthony J. Pansini, E.E., P.E., Electrical Distribution Engineering, 3rd Edition, -2006.
89. William H. Kersting, Distribution System Modeling and Analysis, Las Cruces, New Mexico, -2001.
90. Аль Зухаири А. М. Use Series Compensation in Distribution Networks 33 kV/ А. М. Аль Зухаири, Isor journal of electrical and electronics engineering ( ISOR-JEEE) 2013.
91. /www.wikipedia.org/ [Электронный ресурс].
92. /www.siemens.com/ [Электронный ресурс].
93. http://www.ieee.org/ [Электронный ресурс].
94. <http://etap.com/> [Электронный ресурс].
95. د. نزار احمد «أزمة الكهرباء العراقية من الالف الى الياء (الحلقة الاولى)» منظمة بنت الرافدين العراق, 2012
96. وزارة التخطيط الجهاز المركزي للإحصاء مديرية الإحصاء الصناعي إحصاء الكهرباء لسنة 2012
97. الدكتور مصطفى كامل عبد الجنابي /إمكانية استغلال طاقة الرياح في توليد الكهرباء في العراق / المؤتمر العالمي الدولي / التنمية المستدامة والكفاءة الاستخدامية للموارد المتاحة / جامعة عباس فرحات- سطيف – المغرب 2008
98. م.م.حسين علي احمد العامري / واقع انتاج الطاقة الكهربائية في مدينة البصرة وافاقه المستقبلية / دراسات إدارية / المجلد الثاني/العدد الرابع /2008 ص195-224
99. جريدة الزمان العدد 4090 في 2012/1/7
100. www.moelc.gov.iq
101. Програма установившегосја режима електрической системы ( RS-3), зарегистрирована вгосударственном реестре регистрации программ для ЭВМ России, свидетельство № 2013613725. Авторы: А.А. Виноградов, Г.С. Середин. 2013 г.
102. Киселева П.Г. Справочник по гидравлическим расчетам/ П.Г.Киселева// Москва. 1974г.
103. Сироткин В. П. Схемы и расчет водоводов и водопроводных сетей/ В. П.Сироткин// Москва. 1968г.

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

## Приложение А



العدد :  
التاريخ : ٢٠١ / /

AFFIRM

Director of "Barakt Alqateef Co. "

Hammed Ali Salah

ACT

When studying results of the use of water networks to improve the electrical distribution networks as possible to take advantage of them in the designs of new projects implemented by the Barakt Alqateef for General Contracting.

We, signers representative of "Barakt Alqateef for General Contracting " Aqeel and representatives of Belgorod Shukhov state Technological University, Department of (electrical engineering) professor Necitrof M.N., post-graduate student Al-Zoheri Ali mohammed kathim were this act is as follows.

By agreement of the parties on the basis of the results of research conducted in the BSTU, in the performance of thesis work at the enterprise "Barakt Alqateef for General Contracting " in the city Baquba.

Will be the introduction of the results of the use of the drinking water network in improving the electric grid designs projects in water and sanitation, designed and implemented by the group because of its significant role in reducing the economic costs of the electrical system for the project and to the city served by the project.

Director

"Barakt Alqateef for General Contracting "

Hammed Ali Salah





العدد :  
التاريخ :  
УТВЕРЖДАЮ ٢٠١ / /  
Директор « Barakt Alqateef Co. »

Салах Хаммед Али

### АКТ

При изучении результатов использования водных сетей для улучшения электрических распределительных сетей, как можно ими воспользоваться в конструкциях новых проектов, реализуемых Barakt Alqateef for General Contracting.

Мы, нижеподписавшийся представитель «Barakt Alqateef for General Contracting» Салах Хаммед Али с одной стороны, и представители кафедры «Электроэнергетика» Белгородского государственного технологического университета им Шухова, доцент, к.т.н. Нестеров М.Н и аспирант Аль-Зухири Али Мохаммед Кадхем с другой стороны, составили настоящий акт о нижеследующем.

По согласованию сторон на основании результатов исследований, проведенных в БГТУ им Шухова, при выполнении диссертационной работы на предприятии «Barakt Alqateef for General Contracting» в городе Багуба.

Будет внедрение результатов использования сети питьевой воды в улучшении электрической сети составляет проекты в области водоснабжения и санитарии, разработанной и реализуемой группы за его значительную роль в снижении экономических затрат электрической системы для проекта и в город обслуживается проекта.

Директор

« Barakt Alqateef for General Contracting»

Салах Хаммед Али



## Приложение Б



AFFIRM

Director of "Arth Almthabra Co. "

Mohammed Husain Ali

ACT

Our company is interested in increasing the capacity of electrical distribution networks and especially the networks 11 and 33 kV in Iraq. The robot Al Zuhairi Ali Mohammed Kadhim contributes to the solution of this problem in Iraq. Reconstruction of networks destroyed after the war, requires the implementation of cost-effective technologies for the Iraqi population with electric power.

After study the findings carried out Al Zuhairi Ali Mohammed Kadhim on the use of drinking water for the purpose of improving the operation of the electrical distribution network, our company is ready to implement such technologies based on the energy of the water pressure in order to reduce technical losses in transmission lines and increase their capacity.

We (Arth Almthabra co.) Recognize the fact that the studies Postgraduate Al Zuhairi Ali Mohammed Kadhim and professor of the department of electric power Nesterov Mikhail Nikitovich in Belgorod State Technological University named after VG Shukhov will make a significant contribution to improving the functioning of the electrical network in Iraq using drinking water tanks and water networks that will meet the challenges before our company objectives for reliable power and settlement of the Iraqi population.

Director

"Arth Almthabra Co. "



Mohammed Husain Ali



DATE / /

УТВЕРЖДАЮ

Директор « Ард Аль Мутабра ку. »  
Мохаммед хасан Али

## АКТ

Наша компания заинтересована в повышении пропускной способности электрических распределительных сетей и особенно сетей 11 и 33 кВ в Ираке. Работа Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхим вносит свой вклад в решение этой задачи в Ираке. Реконструкция сетей разрушенных после войны, требует реализации малозатратных технологий для обеспечения населения Ирака электрической энергией.

После изучения результатов исследования выполненных Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхим по использованию питьевого водоснабжения с целью улучшения работы электрических распределительных сетей, наша компания готова к реализации таких технологий, основанных на энергии напора воды с целью снижения технических потерь в ЛЭП и повышения их пропускной способности.

Нас (Ард Аль Мутабра ку.) признаем и то, что исследования аспиранта Аль Зухаири Али Мохаммед Кадхим и профессора кафедры электроэнергетики Нестерова Михаила Никитовича в Белгородского государственного технологического университета имени В.Г. Шухова внесут существенный вклад в улучшение функционирования электрической сети Ирака с использованием резервуаров питьевой воды и водопроводных сетей, которые позволят решить стоящие перед нашей компанией задачи по надёжному электроснабжению поселений и населения Ирака.

Директор

« Ард Аль Мутабра ку. »



Мохаммед хасан Али