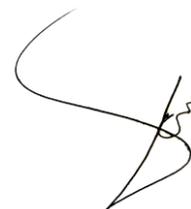


Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова»

На правах рукописи



**АБДУЛВАХХАБ МОХАММЕД ВАЛИД АБДУЛВАХХАБ**

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
С ПРИМЕНЕНИЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ  
КОМБИНИРОВАННОЙ ГЕНЕРАЦИИ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции  
и электроэнергетические системы

Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук

Научный руководитель  
кандидат технических наук  
Е.В. Жилин

Белгород – 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ХАРАКТЕРИСТИКА И ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАК.....	10
1.1. Географические и климатические особенности Республики Ирак.....	10
1.2. Характеристика распределительных сетей Республики Ирак.....	20
1.3. Способы повышения качества электроснабжения потребителей распределительных сетей Республики Ирак.....	29
Выводы.....	37
2. ОЦЕНКА РЕЖИМОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ИРАК.....	38
2.1. Характеристика потребляемых нагрузок распределительной сети Республики Ирак	38
2.2. Аналитический расчет нормальных и послеаварийных режимов в распределительных сетях Республики Ирак в программном комплексе RasterWin.....	48
2.3. Способы подключения установок солнечно-дизельных комплексов к распределительной сети Республики Ирак.....	59
Выводы.....	67
3. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАК.....	68
3.1. Разработка имитационной модели распределительной сети Республики Ирак в пакете Matlab Simulink .....	68
3.2. Решение задачи оптимизации выбора оптимальных узлов установки и мощности солнечно-дизельных комплексов .....	84

3.3. Анализ элементов структуры солнечно-дизельного комплекса.....	91
Выводы.....	96
4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ИРАК...	97
4.1. Решение задачи оптимизации структуры солнечно-дизельных комплексов методом нечетких множеств.....	97
4.2. Имитационное моделирование распределительной сети Республики Ирак с использованием солнечно-дизельных комплексов .....	109
4.3. Оценка экономической эффективности предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления.....	123
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	132
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	134
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Результаты расчета режимов работы распределительной сети Республики Ирак в программном комплексе Raster Win.....	149
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Акты об использовании результатов работы.....	157

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы

Распределительные сети Республики Ирак включают в себя более 200 подстанций напряжением 132/33 кВ общей мощностью 27 000 МВА и сети напряжением 33 кВ с большим количеством подстанций напряжением 33/11 кВ. Протяженность сетей напряжением 33 кВ составляет порядка 12 000 км, а суммарная протяженность линий напряжением 11 кВ – 52 000 км [1-3].

Ежегодно спрос электроэнергии в Республике Ирак возрастает, в то время как энергосистема Ирака не может вырабатывать нужное количество электроэнергии. С учетом частичного выбывания сетей из-за военного конфликта и роста потребления, распределительные сети Республики Ирак перегружены [4-7]. Также свыше 70 % установленных генерирующих мощностей введены в эксплуатацию до 2000 года, что указывает на моральный износ и низкую эффективность. Перегрузка распределительных сетей приводит к множеству негативных последствий таких как [8-17]: отклонение напряжения в узлах нагрузок; увеличение потерь активной мощности и электроэнергии; снижение срока службы электрооборудования распределительной сети.

В связи с этим возникает необходимость дополнительных источников мощности, в том числе использование распределенной генерации. Для территорий с большим количеством солнечных дней и высоким уровнем солнечной активности актуальным является применение и использование в составе систем распределенной генерации фотоэлектрических модулей различного исполнения и мощности. Учитывая климатические и географические особенности Республики Ирак, в качестве распределенной генерации возможно использование фотоэлектрических модулей. Согласно исследованиям [18, 19], интенсивность солнечной радиации в течение года изменяется от 2393 до 6576 Вт·ч/(м<sup>2</sup>·сут), а количество солнечных дней превышает двести пятьдесят. Следовательно, наиболее эффективное решение использования распределенной генерации в районах, обладающих достаточным уровнем солнечного излучения, является применение

фотоэлектрических модулей. Современные солнечные панели площадью в 1 м<sup>2</sup> выдают порядка 120 Вт электрической мощности, что подтверждает их применение в качестве возобновляемых источников [20-22].

Отдельное применение систем преобразования солнечной энергии не получило широкого распространения, а в основном фотоэлектрические модули различного исполнения применяются в составе гибридных энергокомплексов или электростанций. Один из вариантов построения таких систем – это комбинированные солнечно-дизельные комплексы. При этом актуальность применения дизельных комплексов в составе комбинированных электростанций намного выше для территорий с невысокой стоимостью топлива и возможностью его быстрых поставок. Дизельные электростанции в составе комбинированных солнечно-дизельных комплексов могут использоваться в различных режимах работы в зависимости от интенсивности солнечного излучения или действующих графиков электрических нагрузок [23-26].

Таким образом, оценка эффективного использования распределенной генерации в сетях Республики Ирак является актуальной задачей.

Особую роль в развитии теории и применения распределенной генерации на практике в системах электроснабжения внесли такие ученые, как Б.В. Лукутин, А.З. Гамм, П.И. Бартоломей, Д.А. Арзамасцев, В.Д. Николаев, В.Р. Окорочков, П.П. Безруких, Д.С. Щавелев, К.В. Суслов, Б.Г. Санеев, В.В. Елистратов, Л.А. Мелентьев, С.Г. Обухов, Л.С. Беляев, В.П. Харитонов, В.И. Виссарионов, В.А. Тремясов, И.Ю. Иванова, Д.Д. Ноговицын, Н.А. Петров, J. Dekker, J.A. Carta, G. Rauschenbach, L. Bernal-Agustin Joze, Rodolfo Dufo-Lopez и другие ученые.

**Цель исследования** – совершенствование электроснабжение потребителей электроэнергии распределительных сетей Республики Ирак напряжением 33/11 кВ за счет использования возобновляемых источников энергии и распределенной генерации.

Для достижения поставленной цели решены следующие **задачи**:

1. Анализ нормальных и послеаварийных режимов распределительных сетей Республики Ирак с целью выявления наиболее загруженных узлов потребления.

2. Оценка возможных технических решений, способствующих повышению пропускной способности распределительных сетей Республики Ирак.

3. Оценка возможности использования распределенной генерации в удаленных и загруженных узлах потребления в распределительных сетях Республики Ирак.

4. Разработка методики принятия решений по выбору узлов подключения возможных структур распределенной генерации на основе решения задачи оптимизации по критерию минимума потерь активной мощности методом нелинейной оптимизации.

5. Разработка методики выбора оптимальной структуры распределенной генерации в виде соотношения фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций на основе решения многокритериальной задачи на базе нечетких множеств.

**Объектом исследования** являются распределительные сети напряжением 11-33 кВ Республики Ирак.

**Предметом исследования** являются характеристики структуры солнечно-дизельных комплексов и фрагмента распределительной сети Республики Ирак.

**Методика исследований** основана на положениях теоретических основ электротехники, теории и методах системного анализа, принятия решений, расчёта и формирования распределительных сетей, решения задач оптимизации и теории нечетких множеств. Поставленные задачи решались применением численных и аналитических методов анализа, методами дифференциального и интегрального исчисления, имитационного моделирования с использованием пакета *Matlab*.

### **Научная новизна**

1. Усовершенствована методика анализа нормальных и послеаварийных режимов распределительных сетей с целью выявления удаленных и максимально загруженных узлов, позволяющая учитывать распределенную генерацию в

сочетании фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций, образующих общую структуру солнечно-дизельных комплексов.

2. Предложены методики оптимального выбора узлов подключения и мощности солнечно-дизельных комплексов и соотношения мощностей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре комплекса.

3. Установлены критерии, характеризующие солнечно-дизельные комплексы с учетом особенностей системы электроснабжения Республики Ирак.

**На защиту выносятся:**

1. Результаты аналитических расчетов нормальных и послеаварийных режимов работы распределительных сетей Республики Ирак и их имитационного моделирования в программном комплексе RasterWin и Matlab & Simulink, позволяющие выявлять удаленные и максимально загруженные узлы.

2. Методика принятия решений по выбору узлов подключения возможных структур распределенной генерации, основанная на решении задачи оптимизации и обеспечивающая минимальные потери активной мощности.

3. Методика выбора оптимального соотношения мощностей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в составе солнечно-дизельных комплексов, основанная на решении многокритериальной задачи с использованием нечетких множеств и критериев, характеризующих солнечно-дизельные комплексы, учитывающих особенности системы электроснабжения Республики Ирак.

**Теоретическая и практическая значимость** заключается в развитии многокритериального подхода к обоснованию решений по выбору узлов подключения и мощностей солнечно-дизельных комплексов, а также выбору соотношений мощностей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре солнечно-дизельного комплекса. Практическая значимость результатов исследований по применению распределенной генерации в распределительных сетях напряжением 11-33 кВ Республики Ирак, подтверждается наличием актов внедрения.

**Достоверность полученных результатов** подтверждается корректным применением классических методов математического анализа. Полученные результаты расчетов и имитационного моделирования коррелируются между собой, не превышают расхождение в 5 % и не противоречат представленным данным в литературном обзоре.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных, всероссийских, республиканских научно-технических конференциях: X международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых (молодежь и научно-технический прогресс), г. Губкин 20 апреля 2017 г.; 5-я международная молодежная научная конференция «будущее науки – 2017» 26-27 апреля 2017 г. Юго-Западный государственный университет, Курск, 2017; международная научно-техническая конференция молодых ученых БГТУ им. В.Г. Шухова, Белгород, 2017 г.; всероссийская научно-техническая конференция, Сибирский федеральный университет г. Красноярск, октябрь 2017 г.; II международная научно-техническая конференция Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, г. Белгород, ноября 2017 г.; международная научная конференция по техническим наукам Университет Дияла, инженерный колледж 18.01.2018 г. ; III международная научно-техническая конференция Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова г. Белгород, ноября 2018 г.; Инновационные решения в агроинженерии в XXI веке. Материалы Национальной научно-практической конференции, пос. Майский, 2021 г.

**Личный вклад автора** состоит в анализе источников литературы с целью получения сведений о существующих методах повышения энергоэффективности распределительных сетей. Положения, составляющие новизну и выносимые на защиту, получены лично автором. В совместных публикациях вклад автора составляет от 40% до 60%, автору принадлежат результаты, связанные с постановкой задачи, разработкой методики многокритериального подхода для выбора структуры солнечно-дизельных комплексов на базе нечетких множеств;

методики выбора узлов подключения и мощности солнечно-дизельных комплексов по критерию минимума потерь активной мощности.

**Публикации.** По результатам научных исследований опубликовано 12 печатных работ, в том числе две статьи индексируемых в базах Scopus, три статьи в периодических изданиях, рекомендуемых ВАК.

**Структура и объем диссертации.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы, состоящего из 128 наименований и приложения. Работа изложена на 159 страницах машинописного текста, включая 56 рисунков и 26 таблиц. В приложении представлены результаты расчета режима распределительной сети Республики Ирак и акты о внедрении результатов диссертационного исследования.

# **1. ХАРАКТЕРИСТИКА И ОЦЕНКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАК**

Надежность электроэнергетической системы является первостепенной задачей любого развитого государства. Наличие мощных независимых источников электрической энергии, системы распределительных электрических сетей позволяет обеспечить развитие промышленности, перехода к высокотехнологичному производству и улучшению социальной инфраструктуры.

Электрические сети Республики Ирак имеют в составе 106 источников генерации с преобладающей генерацией на основе паровых турбин [27] с суммарной выработкой 12 МВт, что практически в 3 раза меньше необходимых 30 МВт [28].

В связи с чем возникает необходимость модернизации системы энергообеспечения, в том числе за счет распределенной генерации.

## **1.1. Географические и климатические особенности Республики Ирак**

Республика Ирак расположена в Западной Азии и граничит с Ираном, Иорданией, Кувейтом, Саудовской Аравией и Сирией (рис. 1.1) [29]. Поверхность Ирака разделена на четыре основных участка: аллювиальная равнина, пустынное плато, горная область и волнистая область. Климат Ирака колеблется от умеренного на севере, субтропического на востоке и юго-востоке до континентального пустынного климата на западе и юго-западе. Лето характеризуется засухой и экстремальной жарой, при этом температура в большинстве районов страны может достигать 43 °С, зима же характеризуется обильными осадками и значительным снижением температуры, например, средняя температура в городе Мосул зимой составляет 7 °С, на юге в пустынной местности температура падает еще сильнее, вплоть до 2 °С. Это обуславливает ситуацию, при которой температуры значительно разнятся от региона к региону. Дождевые осадки редки в большинстве районов Ирака, за исключением северо-восточных

районов. Количество осадков колеблется от 100 мм в Бадии и от 350 до 550 мм в горных районах на севере страны [30].



Рисунок 1.1. Географическое расположение Республики Ирак

Ирак является страной богатой нефтью, поэтому там развиты как ее добыча, так и переработка. Недра Ирака также богаты различными минералами, некоторые из которых являются довольно редкими, например, уран, золото, серебро, сера, а также железо, медь, олово, хром, никель, алюминий и другие металлы.

Одним из индикаторов развития отраслей, добывающих полезные ископаемые, является надежное энергообеспечение, а добавленная стоимость тем ниже, чем дешевле источник энергии.

Также основным источником потребления являются охлаждающие системы, так как охлаждение необходимо в период с апреля и до конца октября.

Существующий энергетический комплекс достаточно сильно страдает из-за периодических войн и большинство источников генерации либо разрушены, либо эксплуатируются на пределе возможностей. Также свыше 70% установленных генерирующих мощностей введены в эксплуатацию до 2000 года, что указывает на моральный износ и низкую эффективность [31].

Источники электроэнергии в энергосистеме Ирака можно классифицировать как по способу производства электроэнергии, так и по организационной структуре. Управление производством электроэнергии в Ираке в основном принадлежит четырем государственным компаниям, принадлежащим Министерству электроэнергетики Ирака: компании по производству электроэнергии на севере, компании по производству электроэнергии на юге, компании по производству электроэнергии в среднем Евфрате и компании по производству электроэнергии в центральном регионе. Каждая из этих компаний отвечает за многие генерирующие станции и подстанции по всей стране.



Рисунок 1.2. Проектная и фактическая мощность иракских электростанций

Классификация и производственные мощности основных источников энергии в Республики Ирак в соответствии с данными Министерства энергетики Ирака за 2020 год представлены на рис. 1.2.

В Республике Ирак существует восемь тепловых электростанций для производства электроэнергии, они расположены в шести городах. Величина производимой ими электроэнергии представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1

#### Тепловые электростанции в Ираке

Город	Название станции	Объем производства электроэнергии (МВт·ч)
Багдад	Юг Багдада	593 150
	Аль-дора	2 420 009
Хилле	Эль-Мусайиб	11 929 470
Салах аль-Дин	Бейджи	0
Басра	Аль-наджибия	559 824
	Харта	1 106 769
Ди Кар	Насирия	3 761 419
Кут	Васит	18 256 206
Всего		30 816 306

К преимуществам тепловых электростанций относятся:

- низкая стоимость используемого топлива;
- малые капитальные вложения, по сравнению с другими электростанциями;
- могут быть построены в любом месте независимо от наличия топлива;
- занимают меньшую площадь по сравнению с гидроэлектростанциями;
- стоимость выработки электроэнергии меньше, чем у дизельных электростанций.

К недостаткам тепловых электростанций относятся [32, 33]:

- высокий уровень загрязнения атмосферы;
- более высокие эксплуатационные расходы по сравнению с гидроэлектростанциями.

Процесс работы газотурбинных электростанций можно описать следующим образом. В начале атмосферный воздух поступает в компрессор двигателя, далее под высоким давлением следует в камеру сгорания, где смешивается с природным газом и сжигается. Далее горячий газ, попадая на лопасти турбины, приводит ее во

вращение, в результате чего тепловая энергия переходит в механическую. Затем энергия вращения турбины переходит на генератор, который в свою очередь вырабатывает электроэнергию. Отработавшие дымовые газы поступают в котел-утилизатор, и далее используются для нагрева воды, воздуха или другого агента.

В Ираке существует тридцать восемь газотурбинных электростанций для производства электроэнергии. Объем производства электроэнергии представлен в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Газотурбинные электростанции в Ираке

Город	Название станции	Объем производства электроэнергии (МВт·ч)
Багдад	Юг Багдада 1	814,669
	Юг Багдада 2	756,389
	Аль-рашид	72,200
	Аль-дора	0
	Аль-таджи 1	717,135
	Аль-таджи 1	683,762
	Аль-куде	5,385,837
	Аль-садир	1,199,870
Бабал	Хиле 1	345,665
	Хиле 2	1,344,700
	Аль-херат	5,349,539
	Эль-Мусайиб	1,311,913
Дияла	Аль-мансурия	562,426
Кербала	Кербала	1,147,660
Наджаф	Наджаф 1	1,947,120
	Наджаф 2	
	Аль-хаидария 1	3,233,811
	Аль-хаидария 2	
Салах аль-Дин	Бейджи	0
Киркук	Аль-дибс	287,340
	Мула абдулла 1	1,005,767
	Мула абдулла 2	520,347
	Мула абдулла 3	2,436,738
Ниневия	Ниневия 1	0
	Ниневия 2	269,386
Миссан	Аль-кахлаа	68,574
	Бизркан 1	415,474
	Бизркан 1	
	Аль-имара	2,561,687
Басра	Аль-щубеба	257,244
	Хор аль-зубер	2,440,171
	албитро	0
	Аль-ремела	6,816,216

	Щат аль-басра	4,688,188
	Аль-наджибия	1,771,844
Дикар	настрия	154,722
Аль-мутхана	Аль-самава	204,803
Аль-дивания	Аль-дивания	2,126,236
Всего		50,897,639

К преимуществам газотурбинных электростанций относятся:

- малые масса и габариты в соотношении на единицу продукции;
- монтаж в относительно малые сроки;
- быстрый пуск и плавная работа;
- обеспечение гибкости, поставляя электроэнергию для производства, а также путем подачи сжатого воздуха для удовлетворения технологических потребностей;
- способности использования жидких и газообразных видов топлива, включая синтетические;
- более экологичны по сравнению с дизельными электростанциями;
- меньшее потребление воды по сравнению с паровой электростанцией.

При большом количестве положительных сторон работы газотурбинных станций, они так же обладают и рядом недостатков [34, 35]:

- для запуска установки необходим надежный пусковой двигатель;
- обладают высокочастотным шумом;
- высокие температуры накладывают серьезное ограничение на условия обслуживания установки;
- низкий КПД системы из-за того, что две трети общей выходной мощности используются для привода компрессора;
- несовместимы с твердым топливом.

В Ираке работает восемь гидроэлектростанций для производства электроэнергии плотинного типа. Эти станции расположены в шести иракских городах: Салах-эд-Дин, Дияла, Вавилон, Кербела, Наджаф, Ниневия (табл. 1.3).

## Гидроэлектростанции в Ираке

Город	Название станции	Объем производства электроэнергии (МВт·ч)
Салах аль-Дин	Самараа	350,140
Дияла	Химринь	181,405
Аль-айбар	Хадита	998,904
Кербела	Аль-хиндия	42,188
Наджаф	Аль-куфа	2,405
Ниневия	Мусол 1	290,363
	Мусол 2	311,038
	Мусол 3	0
Всего		2,176,083

Для эффективной работы гидроэлектростанций необходимо соблюдать два требования: круглогодичное бесперебойное снабжение водой, наличие резких склонов рек.

Существуют три основных типа гидроэлектростанций, отличающихся по способу подачи воды: плотинные, деривационные и гидроаккумулирующие.

Самые распространенные – плотинные гидроэлектростанции, которые являются самыми мощными электростанциями. Водоем образуется посредством возведения искусственных ограждений для удерживания течения реки. Таким образом регулируется уровень водоема и необходимая выработка электрической энергии. Деривационный вид отличается тем, что не применяет все течение реки, а с помощью труб и системы водоотведения происходит забор нужного объема воды, которая затем отправляется в турбину. Гидроаккумулирующие станции являются установками, которые запасают электрическую энергию и возвращают ее в систему при необходимости, применяются для выравнивания суточной неоднородности графика электрической нагрузки.

К преимуществам гидроэлектростанций относятся:

- гибкость – гидротурбина запускается в течение всего нескольких минут;
- невысокие расходы на электроэнергию;
- использование для обеспечения энергией промышленности и населения;
- минимальные выбросы углекислого газа, только попутные работы;

- польза от создания водохранилища для развития водных культур, орошения полей, создания запасов питьевой воды.

К недостаткам гидроэлектростанций можно отнести следующее:

- нанесение вреда экологии и потеря плодородных участков земли, лесов и снижение численности животных;
- заиление дна водохранилища;
- увеличение выбросов метана из-за гнивающих на дне растений;
- переселение населения [36].

Дизельная электростанция (подвижная) – энергетическая установка, оборудованная одним или несколькими электрическими генераторами переменного тока с приводом от дизельного двигателя внутреннего сгорания. Дополнительно включает устройства для распределения электроэнергии, устройства автоматики, пульт управления.

В основном дизельные электростанции выступают в роли вспомогательного источника электрической энергии при плановых и аварийных отключениях централизованной сети. Однако в местах, где централизованный источник электрической энергии отсутствует, дизельная электростанция выступает в роли самостоятельного источника электрической энергии [37].

Установка в таких местах дизель-электростанций позволит скомпенсировать сколь угодно длительные нарушения в работе традиционного источника электропитания, при этом она оснащена автоматической системой пуска, которая срабатывает при сбоях в работе электросети.

В Ираке используются десять дизельных электростанций для производства электроэнергии, эти станции расположены в восьми иракских городах (табл. 1.4).

Таблица 1.4

#### Дизельные электростанции в Ираке

Город	Название станции	Объем производства электроэнергии, (МВт·ч)
Багдад	Аль-щахид сабба	39,409
	альхурия	11,236
Аль-самва	Аль-самва	0
Салах аль-Дин	Самараа	451,731

Продолжение табл. 1.4

Басра	Хондай	24,211
Аль-айбар	махлас	164,368
Миссан	Щимал аль иммара	262,825
Аль-дивания	Аль-щималя	202,234
	Аль-джанубия	217,128
Кербела	Восток Карбалы	213,236
всего		1,593,408

Ввиду недостатка собственной генерирующей системы в Республике Ирак, которая не позволяет удовлетворить растущие потребности населения и производства, руководство республики использует импорт электрической энергии из соседних стран, таких, как Исламская Республика Иран и Турецкая Республика (табл. 1.5).

Таблица 1.5

## Импорт электроэнергии в Ираке

Город	Название линии	Количество импортируемой энергии (МВт·ч)
Дияла	Ханакин – Сарбил захаб	2 162 001
	Дияла – Мирсад	1 610 499
Миссан	Имара – Карха	1 592 130
Басра	Аль-барижать	2 644 617
	Аль-харта	890 432
	Аль-Шуеба	996 432
Киркука	Импорт Киркука	1 998 937
Ниневии	Импорт Ниневии	47 275
Всего		13 104 203

В связи с растущим спросом на электроэнергию в Ираке и в соответствии с изменениями в энергетике в мире, Министерство энергетики Ирака начало первые шаги по развитию распределенной генерации в начале 2017 года, используя их для производства электроэнергии и способствуя повышению энергоэффективности при производстве электроэнергии, а также для обеспечения баланса между потреблением и производством электроэнергии.

Стоит отметить, что был начат первый в Ираке проект по производству солнечных батарей, который, как ожидается, будет завершен в 2022 году, общая установленная мощность установки составит 755 МВт.

Отдельные проекты в области солнечной энергии также были проведены с целью обеспечения электроэнергией отдельных зданий, относящихся к правительственным учреждениям, например, здание Министерства энергетики, здание Вавилонского университета и здание Технического университета Среднего Евфрата.

Нынешняя программа правительства Ирака считает производство электроэнергии на основе распределенной генерации одним из приоритетных направлений, что обуславливает значительные объемы инвестиций из государственного бюджета на развитие альтернативной энергетики. Считается, что мощность установленных в Ираке альтернативных источников энергии вырастет до 5000 МВт к 2023 году.

В научной работе [38] были проведены исследования применения фотоэлектрических модулей в качестве источника электрической энергии. Сделан вывод о том, что необходимо использовать отдельную линию постоянного тока, что способствует удорожанию комплекса и снижает его эффективность.

Однако в году остается еще 115 пасмурных дней, не охваченных солнцем, а также часы, в которые солнце по определенным причинам не попадает на поверхность земли. В этом случае необходимо компенсировать либо мощными накопительными системами, либо дополнительным стабильным источником энергии, турбинные генераторы, дизель-электростанции, гидроэлектростанции.

Наиболее перспективным с точки зрения совместного применения считается применение солнечных модулей совместно с дизельной электростанцией, что позволит повысить эффективность комплекса, компенсировать падение выработки энергии, а также сделать систему полностью независимой от основной сети.

## 1.2. Характеристика распределительных сетей Республики Ирак

Электроэнергетика Республики Ирак берет свое начало с 1917 года, когда в здании «Хан Дала» был установлен первый электрогенератор в стране [38]. А уже в 1931 году была введена в эксплуатацию первая система распределения электрической энергии, и затем в 1952 году – полноценная электрическая подстанция.

До войны в Персидском заливе суммарная установленная генерирующая мощность составляла 5 100 МВт, а после снизилась более чем в 2 раза и составила 2300 МВт [39].

Энергетический сектор является неотъемлемой частью иракской экономики и испытывает на сегодня значительную нехватку электроэнергии. Развитие энергетики Республики Ирак включает установку газотурбинных систем суммарной мощностью до 13 МВт с приоритетным использованием газа в качестве основного топлива. Но ввиду особенностей географического расположения в качестве топлива предусмотрены варианты использования сырой нефти и мазута [40].

Производство электроэнергии увеличилось почти на 90% в период между 2012 и 2018 годами, но разрыв между предложением и максимальным спросом превышает значения 2012 года. Особенно это проявляется в летние месяцы, когда генерация не удовлетворяет пиковые потребности в электроэнергии (рис. 1.3) [41].

Большая часть электроэнергии в Ираке вырабатывается на крупных электростанциях. Наличие крупных освоенных запасов нефти в Ираке позволяет опереться на собственные энергоносители в процессе производства электроэнергии, и, кроме того, снизить их стоимость. Наличие крупных рек Тигр и Евфрат на территории Ирака позволяет использовать гидроресурсы страны для производства электроэнергии путем строительства гидроэлектростанций.

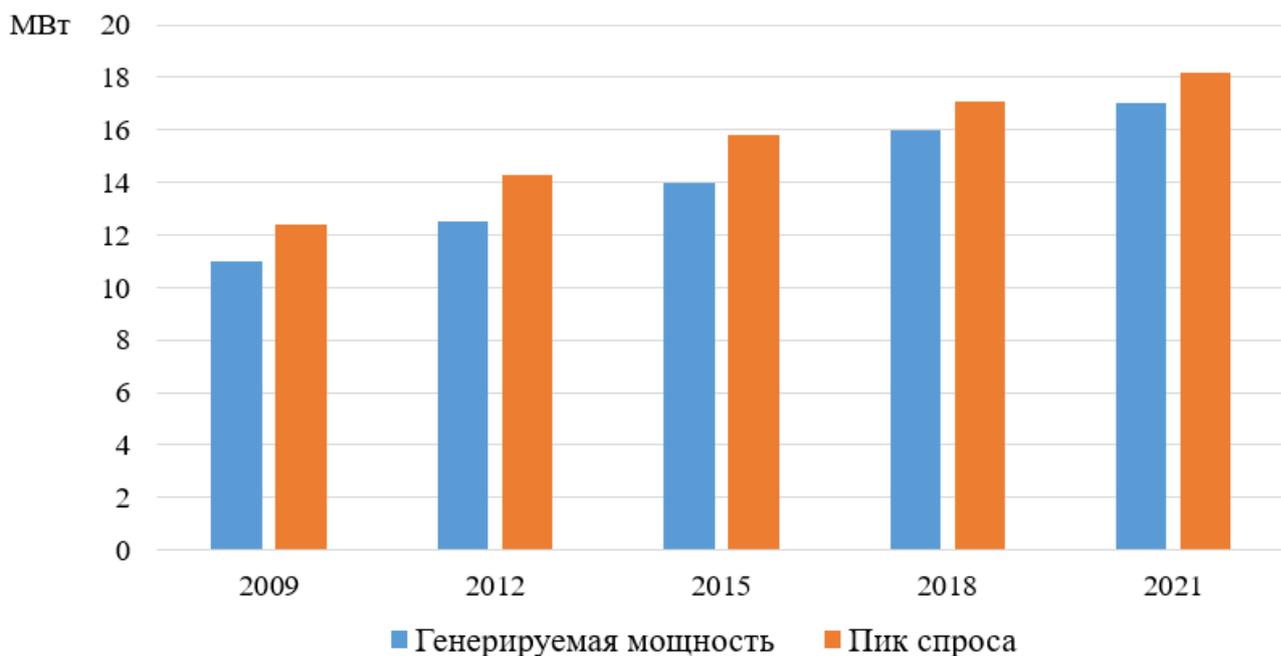


Рисунок 1.3. Пиковый спрос и максимальное производство электроэнергии

Растущий спрос на электроэнергию в Ираке обусловил необходимость использования большого количества электростанций различных типов, которые в качестве топлива используют в основном углеводороды (рис. 1.4) [42].



Рисунок 1.4. Внешний вид электростанций Ирака

В энергосистеме Ирака для производства электроэнергии используются природные ресурсы (нефть, вода, газ). Производство электроэнергии во всех провинциях Ирака зависит от тех природных ресурсов, которые в них имеются (рис. 1.5).

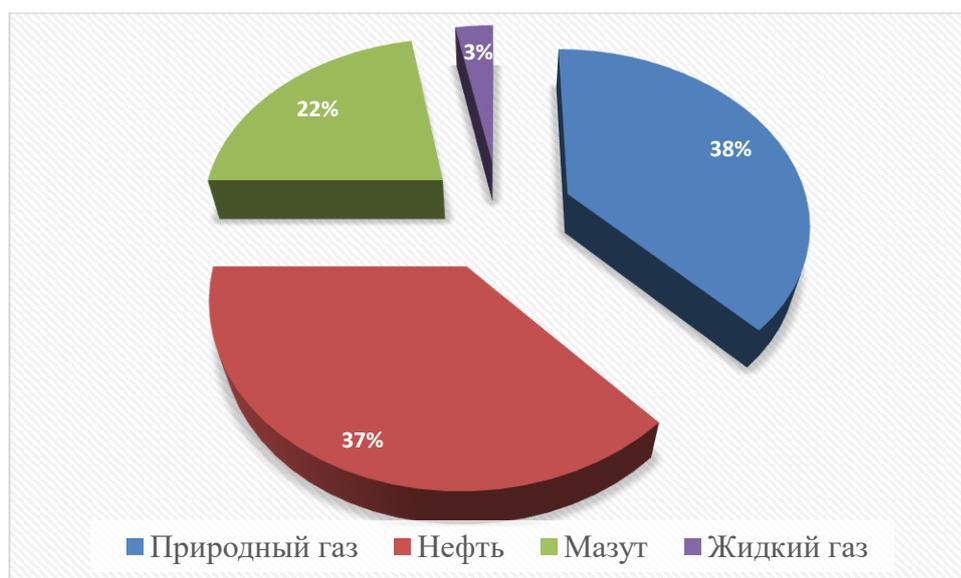


Рисунок 1.5. Процентное соотношение видов топлива в структуре производства электроэнергии в Республике Ирак

Данная зависимость приводит к необходимости создавать отдельные инфраструктуры в виде трубопроводного транспорта, перекачивающих станций и хранилищ, это значительно повышает стоимость энергосистем и уменьшает их гибкость.

Одним из решений может стать применение распределенной генерации, которая обеспечит локализацию источника генерации непосредственно рядом с потребителем. Климат Ирака, который характеризуется солнечной погодой в течение всего года, послужил важным стимулом для тенденции производства энергии из возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Наряду с научным прогрессом в области преобразования энергии и сокращения выбросов в соответствии с утвержденными стандартами и внедрением новейших технологий для производства чистой энергии развиваются гибридные комплексы для производства экологически чистой энергии [43].

Электрические сети в Республике Ирак являются основным компонентом электроэнергетической системы, также сети выполняют важную функцию доставки электроэнергии подключенным к ним потребителям. Разделяют сети на распределительные и системообразующие:

– системообразующие сети осуществляют передачу электроэнергии высокого напряжения на большие расстояния, повышение напряжения используется для снижения потерь в сетях, сопротивление которых увеличивается из-за значительной протяженности проводов;

– распределительные сети расположены в городах и других населенных пунктах, выполняют функции передачи электроэнергии от понижающих подстанций к потребителям, а также используются для расширения географического охвата сети.

Иракские распределительные сети и линии электропередачи характеризуются разнообразием в соответствии с их конструктивными особенностями, выполняемыми функциями и местоположением (табл. 1.6) [44].

Таблица 1.6

Количество и протяженность распределительных сетей в Ираке

Область	Город	Линии 33 кВ				Линии 11 кВ			
		Воздушные		Кабельные		Воздушные		Кабельные	
		Количество	Длина км	Количество	Длина км	Количество	Длина км	Количество	Длина км
Багдад	Аль-русафа	11	160	119	300	361	1,779	351	588
	Аль-карх	23	190	160	540	781	4,847	263	632
	Аль-садр	9	26	70	322	403	2,027	140	274
Север	Ниневия	92	832	78	734	646	6,332	107	1133
	Салах аль-Дин	49	904	27	132	265	2,794	14	14
	Киркук	38	598	9	35	282	5,073	11	25
Средний Евфрат	Бабил	37	442	26	96	290	3,736	34	76
	Кербела	12	169	48	260	232	1,610	46	132
	Наджаф	20	240	48	226	282	2,210	48	140
	Дивания	31	555	21	92	222	3,114	39	95
Аль-вассат	Аль-фнбар	34	764	6	24	221	2,173	16	41
	Дияла	30	516	17	46	251	4,659	11	21
	Васить	46	818	14	267	3952	3,952	61	6907
Юг	Аль-басра	142	1306	80	309	936	5,226	140	274
	Дикар	57	778	18	77	423	4,399	20	17
	Миссан	34	501	8	31	258	3,006	37	70
	Аль-мутхана	14	217	23	91	160	2,829	49	152
Всего		679	9016	772	3370	6280	59,766	1349	3745

Иракская электросеть также включает в себя множество подстанций, работающих в целях передачи и распределения, эти станции играют важную роль

в обеспечении работоспособности всей сети. Системообразующие сети напряжением 400/132 кВ, а также распределительные сети напряжением 33/11 кВ представлены в табл. 1.7.

Таблица 1.7

Подстанции системообразующих сетей

Город	Коммутационные станции			
	400 кВ		132 кВ	
	Количество	Мощность, МВт	Количество	Мощность, МВт
Багдад	6	6250	45	7913
Ниневия	2	2000	19	2759
Киркук	1	1000	9	1318
Салах аль-Дин	0	0	26	2363
Наджаф	1	1000	6	1225
Кербела	0	0	6	1255
Бабил	1	1000	8	1562
Дивания	1	1250	6	1071
Аль-фнбар	0	0	18	1175
Дияла	1	1000	19	1573
Васить	1	500	9	1625
Аль-басра	3	2500	42	5556
Дикар	0	0	9	1625
Миссан	1	1000	7	1008
Аль-мутхана	0	0	5	882
Всего	18	17500	234	32717
Область	Город	Подстанции (11/33) кВт		
		Количество	Мощность, МВт	
Багдад	Аль-русафа	70	3676	
	Аль-карх	70	3676	
	Аль-садр	95	4884	
Север	Ниневия	39	2063	
	Салах аль-Дин	79	2592	
	Киркук	29	1404	
Средний Евфрат	Бабил	35	1292	
	Кербела	27	1770	
	Наджаф	36	1488	
	Дивания	32	1750	
Аль-вассат	Аль-фнбар	37	1450	
	Дияла	37	1034	
	Васить	30	1247	
Юг	Аль-басра	110	5455	
	Дикар	58	2322	
	Миссан	32	1535	
	Аль-мутхана	23	966	
Всего		812	36152	

На рис. 1.6 представлена существующая системообразующая электрическая сеть Республики Ирак, определяемая линиями электропередач напряжением 132 кВ и 400 кВ.

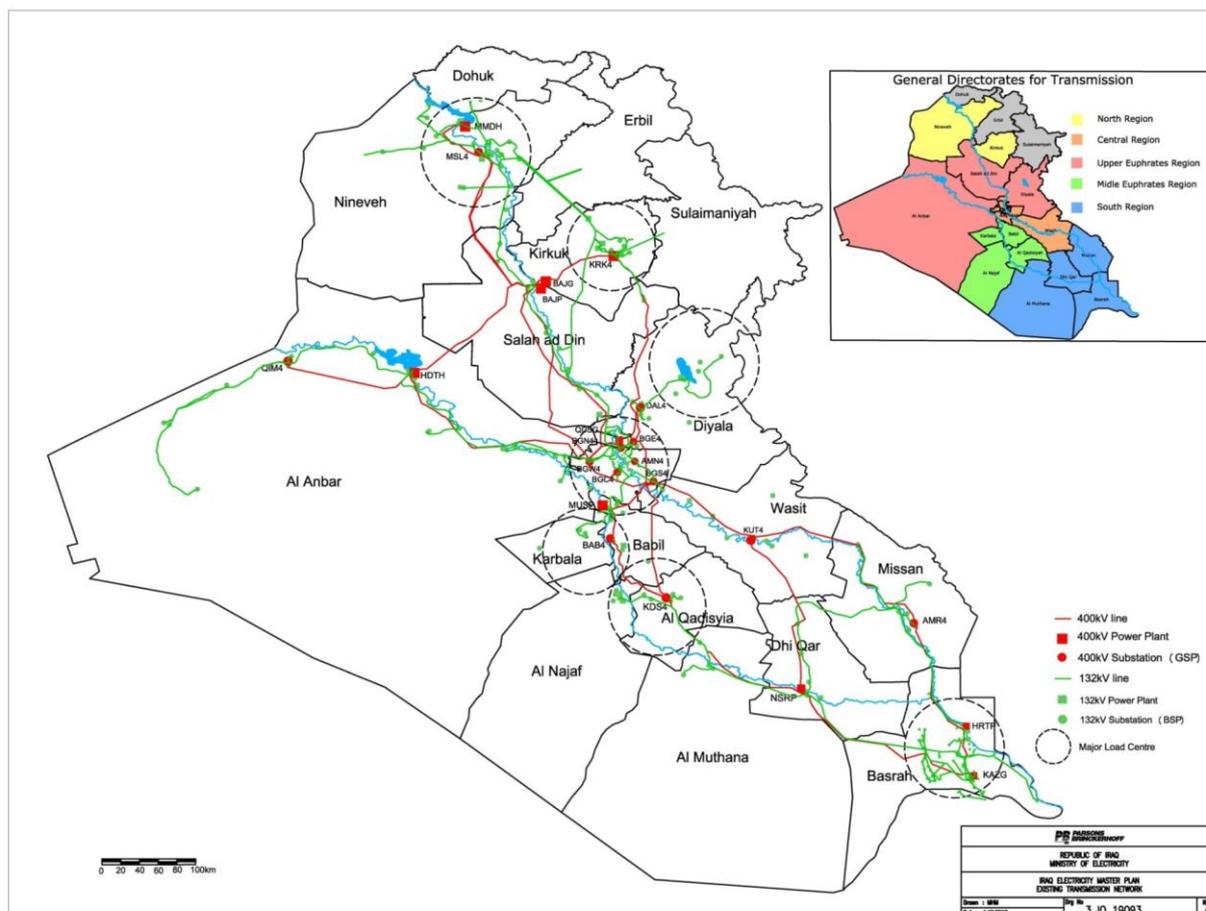


Рисунок 1.6. Существующая электросеть Республики Ирак 400 кВ и 132 кВ

Развитие системы передачи электрической энергии сопровождается развитием генерирующих мощностей, что приводит к переконфигурированию существующих сетей на 132/400 кВ. Одним из решений может быть использование четырех и более проводников в фазе для увеличения пропускной способности [45].

Развитие электроэнергетических систем способствует увеличению проблем, связанных как с организацией жесткого управления (автоуправления), так и с необходимостью вовлечения новых земельных участков. В данном случае, единственным решением является повышение управляемости сетей или переход к технологии Smart Grid (интеллектуальных сетей). Это позволит с меньшими

затратами обеспечить жесткий режим управления и уйти от строительства новых, дорогостоящих линий электропередач [46].

В Республике Ирак, в рамках развития вектора применения интеллектуальных технологий в работе энергетических систем, применяется технология FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems – гибкие системы передачи переменного тока), которая позволяет значительно повысить управляемость [47]. Технология позволяет гибко менять характеристики передачи или преобразования электроэнергии по нескольким параметрам: устойчивость, уровень технологических потерь, пропускная способность, перераспределение потоков мощности, качество электроэнергии и пр. Применение FACTS способствует повышению пропускной способности линий электропередач до 20 %, достигать заданных параметров сети, обеспечить устойчивую работу энергосистемы, приводит к снижению потерь электроэнергии до 20 % [48].

Технология FACTS является одной из составляющей концепции Smart Grid, которую можно разделить на 4 модуля:

- альтернативные источники, технологии малой и средней генерации;
- устройства автоматизации нового уровня с применением цифровых технологий;
- программные комплексы и цифровые платформы для центров управления энергосистемой;
- гибкие системы передачи переменного тока (FACTS).

В самой технологии FACTS можно сгруппировать по решениям:

- статические преобразователи в электропередачах переменного тока;
- вставки постоянного тока в электропередачи постоянного тока;
- электромашинные комплексы, состоящие из электрических машин переменного тока или трансформаторов в комбинации с устройствами силовой электроники.

Электричество является основным фактором обеспечения устойчивого социального и экономического развития. Бесперебойный постоянный доступ к

электроэнергии является жизненно важным для работы многих промышленных предприятий и учреждений.

Для обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения необходимо в условиях роста потребления электроэнергии соответственно увеличивать и его производство для обеспечения экономического роста, и удовлетворения растущего спроса электроэнергии.

Доступность электроэнергии в Ираке оказывает решающее влияние на многие аспекты жизни общества, поэтому иракское правительство уделяет особое внимание данному вопросу. Была значительно увеличена генерация путем ввода в строй новых генерирующих мощностей, при этом доступная мощность увеличилась на 8 ГВт (или 90%) в период с 2012 по 2018 год. Также увеличение генерации сопровождалось улучшением состояния энергосистемы, которое выразилось в снижении потерь в электроэнергетических сетях (технические и нетехнические), однако потери электроэнергии все равно остаются чрезвычайно высокими и составляют до 60%, что является одним из самых высоких показателей в мире. Это означает, что эффективное увеличение мощности составило 4 ГВт. Между тем, пиковый спрос увеличился на 80%, а разрыв между предложением и пиковым спросом сегодня больше, чем в 2012 году [44].

Климат также оказывает значительное влияние на электроэнергетические проблемы в Ираке. Высокие температуры вызывают дополнительный нагрев проводов и оборудования сетей, таким образом, жара, стоящая в Ираке летом, способствует увеличению потерь в сетях, увеличивает риск выхода оборудования из строя, а также создает дополнительные требования к системам охлаждения.

Бытовые потребители составляют около 66 % всей установленной мощности потребителей Ирака, вторым по размеру видом потребителей являются промышленные потребители, за ними следуют сельскохозяйственные и другие потребители (табл. 1.8). В табл. 1.8 также представлена информация по общему потреблению электрической энергии по городам Республики Ирак [44].

Таблица 1.8

## Потребление электрической энергии по категориям потребителей

Область	Город	Всего энергии	Категории потребителей, МВт·ч							
			Домашнее хозяйство	%	Коммерческие	%	Промышленные	%	Сельскохозяйственные	%
Багдад	Аль-русафа	3,626,324	1,509,880	42	680,024	19	186,557	5	22,440	1
	Аль-карх	5,601,790	3,145,108	56	504,903	9	384,937	7	87,880	2
	Аль-садр	2,635,128	1,902,511	72	173,989	7	23,790	1	11,507	0,5
Север	Ниневия	2,040,600	1,304,474	64	47,475	2	510,221	25	46,090	2
	Салах аль-Дин	210,242	319,480	63	18,952	4	42,517	8	31,087	6
	Киркук	2,695,795	1,077,739	40	91,564	3	1,243,476	46	58,661	2
Средний Евфрат	Бабил	2,893,838	1,928,804	67	91,844	3	51,162	5	34,696	1
	Кербела	1,939,916	992,142	51	170,866	9	137,193	7	9,510	0,4
	Наджаф	2,578,282	1,668,620	65	169,671	7	83,645	3	46,084	2
	Дивания	1,712,711	1,264,769	74	59,192	3	92,732	5	57,466	3
Аль-вассат	Аль-фнбар	1,258,865	900,996	72	51,511	4	137,464	11	25,428	2
	Дияла	1,886,508	1,585,073	84	52,106	3	50,235	3	44,363	2
	Васить	2,114,343	1,666,847	79	68,757	3	72,073	3	166,470	8
Юг	Аль-басра	4,916,731	2,357,704	48	205,889	4	1,673,818	34	15,159	1
	Дикар	2,397,322	1,982,660	83	67,837	3	146,188	6	15,196	1
	Миссан	1,225,691	926,562	76	16,831	1	34,536	3	14,189	1
	Аль-Мутхана	736,538	459,806	62	12,554	2	59,360	8	24,815	3
Всего		40,770,622	24,993,174	61	2,483,965	6	5,029,902	12	709,790	2
Область	Общее количество потребителей	Всего продано энергии	Категории потребителей, МВт·ч							
			Домашнее хозяйство	%	Коммерческие	%	Промышленные	%	Сельскохозяйственные	%
Багдад	Аль-русафа	308,203	199,320	64	106,321	34	912	0	1,650	1
	Аль-карх	434,680	35,7087	81	6,7031	15	992	0	9,581	2
	Аль-садр	340,431	295,620	86	43,810	13	826	0	535	0
Север	Ниневия	403,259	348,179	85	50,437	12	1,817	0	2,826	1
	Салах аль-Дин	183,438	153,205	83	17,838	10	598	0	1,1797	6
	Киркук	256,389	219,244	84	30,844	12	577	0	5,724	2
Средний Евфрат	Бабил	250,723	250,723	88	25,117	9	709	0	4,725	2
	Кербела	164,069	147,842	89	14,783	9	508	0	936	1
	Наджаф	178,247	178,989	86	18,956	9	1,181	1	6,944	3
	Дивания	158,718	137,785	86	15,190	9	730	0	5,013	3
Аль-вассат	Аль-фнбар	188,074	157,431	82	21,734	11	1,252	1	7,657	4
	Дияла	249,792	220,349	87	25,999	10	615	0	2,829	1
	Васить	222,089	191,604	85	24,056	11	715	0	5,714	3
Юг	Аль-басра	303,328	261,815	86	37,448	12	1,379	0	2,686	1
	дикар	205,782	187,184	90	17,390	8	531	0	677	0
	миссан	913,30	97,259	88	9,406	8	365	0	2,300	2
	Аль-мутхана	107,425	92,984	85	9,956	9	396	0	4,095	4
Всего		4,117,977	3,496,611	84	536,316	13	14,103	034	75,719	2

### **1.3. Способы повышения качества электроснабжения потребителей распределительных сетей Республики Ирак**

В настоящее время повышение качества электроснабжения потребителей распределительных сетей Ирака реализуется с применением технических решений по компенсации реактивной мощности, генерации и накопления электроэнергии.

Необходимая степень компенсации достигается с помощью устройств компенсации реактивной мощности. Для получения требуемого уровня напряжения на зажимах нагрузки применяют регулировку напряжения на трансформаторе (переключение РПН), продольную компенсацию и векторное регулирование, которое обеспечивают устройства силовой электроники на основе IGBT транзисторов или IGCT-тиристоров [49-57].

Для генерации электроэнергии используют дизель-генераторные, газопоршневые и газотурбинные электроустановки различной мощности. Такие источники питания обладают сравнительно высокой маневренностью, что позволяет им оперативно влиять на параметры режима сети, к которой они подключены. Так же всё большее распространение получают электростанции на возобновляемых источниках энергии, но, так как выработка электроэнергии от таких станций непостоянна, возникает необходимость использования накопителей электроэнергии [58-61].

Мероприятия, способствующие снижению потерь электроэнергии в сети и повышению напряжения в узлах нагрузки, приведены на рис. 1.7.

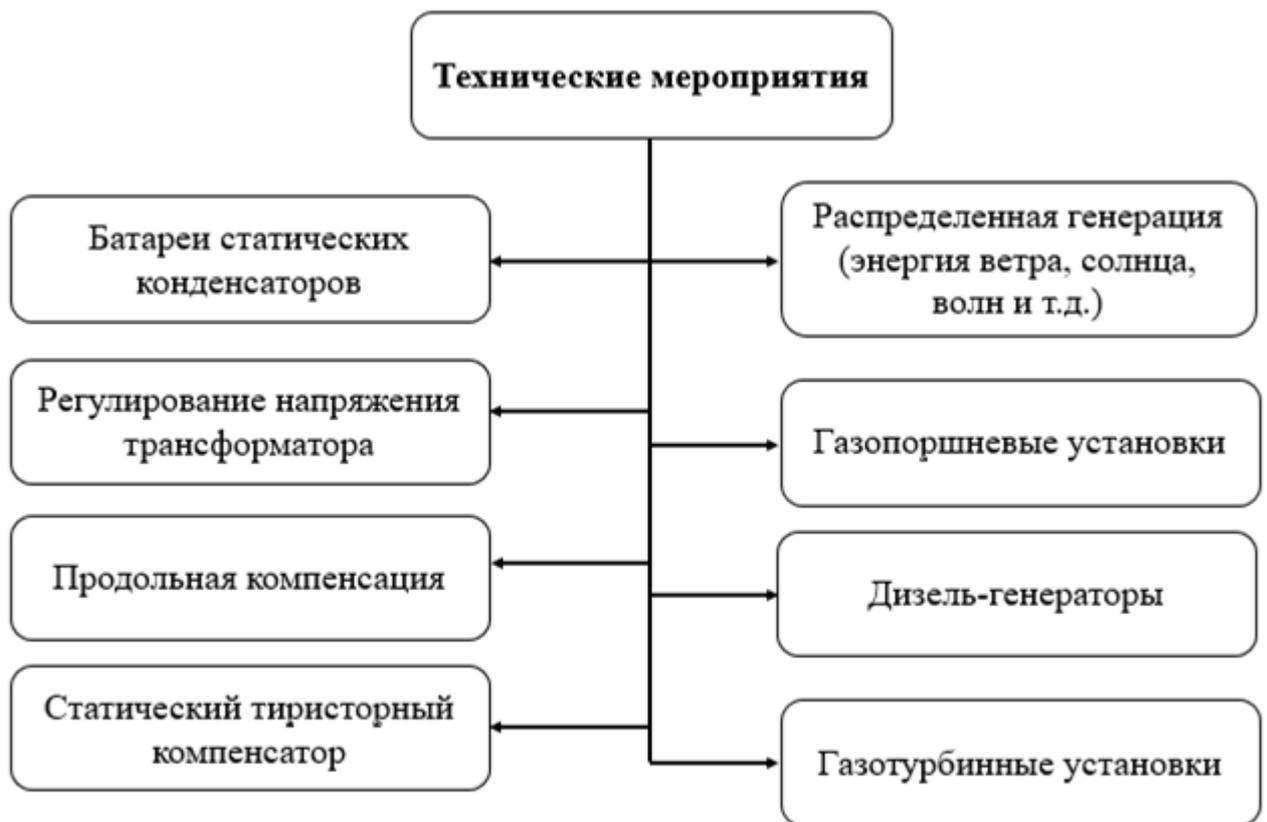


Рисунок 1.7. Технические мероприятия, направленные на повышение качества электроснабжения потребителей распределительных сетей

При установке батарей конденсаторов в узлах нагрузки происходит снижение величины реактивной мощности, протекающей по всем элементам сети, питающей эту нагрузку: линии электропередач, трансформаторы и др. (рис. 1.8).

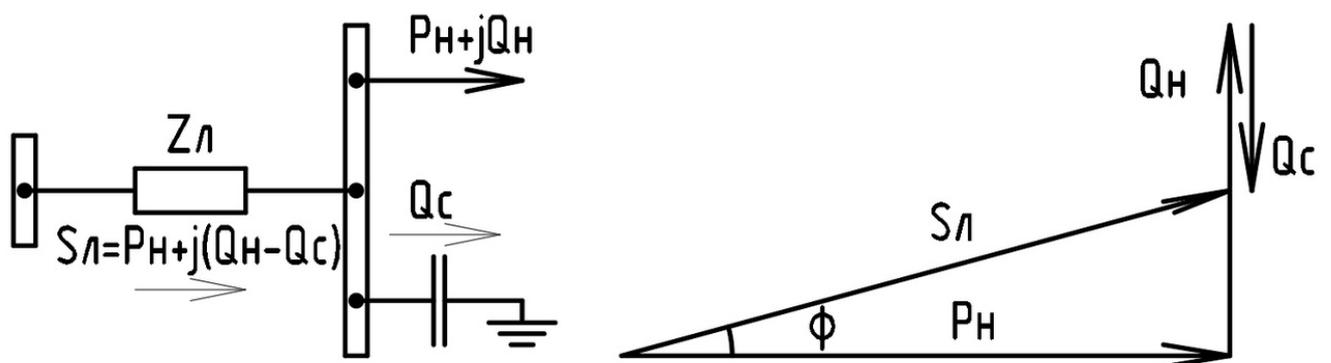


Рисунок 1.8. Повышение энергоэффективности от работы устройств поперечной компенсации реактивной мощности

За счет это снижается величина полной мощности и тока в элементах распределительной сети, а, следовательно, и величина потерь электроэнергии, что дополнительно разгружает линии электропередач и трансформаторы. Так же происходит увеличение коэффициента мощности в магистральных и распределительных сетях. Всё это позволяет повышать пропускную способность сетей без мероприятий по их реконструкции для увеличения мощности оборудования.

Основными функциями батарей статических конденсаторов являются:

*Регулирование напряжения.* При передаче электроэнергии по электроэнергетической сети происходит падение напряжения. Величина падения, в основном, зависит от конфигурации схемы сети, протяженности линий электропередач и мощности питающейся от этой сети нагрузки. Предельно допустимая величина отклонения напряжения от номинальных значений не должна превышать  $\pm 10\%$  (согласно IEEE Std 1366-2003) [62], при этом нормально допустимое отклонение составляет  $\pm 5\%$ . Конденсаторные батареи обеспечивают генерацию реактивной мощности, за счет чего происходит компенсация реактивной мощности в сети и снижается величина падения напряжения в элементах системы электроснабжения.

*Снижение потерь электроэнергии.* Технологические потери при транспортировке электроэнергии по сетям могут составлять 8-12 % от всей электроэнергии, отпущенной в сеть. Для установки батарей статических конденсаторов необходимо выбирать наиболее загруженные реактивной мощностью узлы нагрузки. Для этого производят расчет и последующий анализ режимных параметров сети. Это позволяет существенно повысить экономические показатели сетей.

Батареи статических конденсаторов состоят из следующих элементов: сборок конденсаторных батарей, токоограничивающего реактора, коммутационной аппаратуры, устройств защиты и измерения (рис. 1.9).

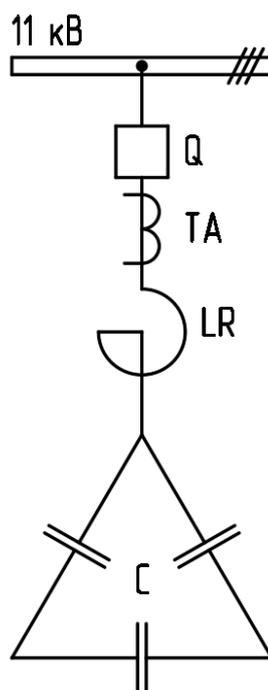


Рисунок 1.9. Состав и схема подключение батареи статических конденсаторов при поперечной компенсации

На каждую фазу собирают конструкцию, состоящую из статических конденсаторов, реактора и трансформатора тока. Такие конструкции в свою очередь объединяют в трехфазные сборки, которые в зависимости от режима нейтрали, соединяются по схеме «звезда» или «треугольник». Основной элемент батареи статических конденсаторов – косинусный конденсатор. Конденсаторы соединяются последовательно и параллельно и крепятся в металлических рамах. Такие блоки устанавливаются вертикально в несколько уровней на опорных изоляторах.

Основными преимуществами конденсаторных батарей по сравнению с другими видами устройств компенсации реактивной мощности являются:

- длительный срок службы;
- простота эксплуатации;
- возможность подключения батарей статических конденсаторов к шинам как низкого, так и высокого напряжения;
- малые потери активной мощности;

- сравнительная легкость операций монтажа;
- возможность внутренней и наружной установки.

Еще одним устройством, которое применяют для коррекции режима работы распределительных сетей в Ираке, является устройство регулирования напряжения под нагрузкой силовых трансформаторов.

Изменение напряжения трансформатора при использовании регулирования напряжения под нагрузкой осуществляется за счет изменения количества витков обмотки высокого напряжения с помощью переключающего устройства. Переключения производятся вручную персоналом либо приводами устройств автоматики.

Такое регулирование изменяет величину напряжения у потребителя, но никак не разгружает распределительные сети. Так же к недостаткам можно отнести невысокий ресурс переключающего устройства, из-за чего регулировка напряжения под нагрузкой, в основном, имеет сезонный характер.

Устройства продольной компенсации часто применяются в районах с линиями, имеющими большую протяженность для повышения энергоэффективности электроэнергетической сети. Батареи устройства продольной компенсации состоят из конденсаторов продольной компенсации. При включении конденсаторов последовательно с линиями электропередач снижается реактивная составляющая эквивалентного сопротивления при его индуктивном характере. Благодаря этому уменьшается уровень падения напряжения и потерь электроэнергии. Типовая схема подключения устройства продольной компенсации и состав таких установок показан на рис. 1.10.

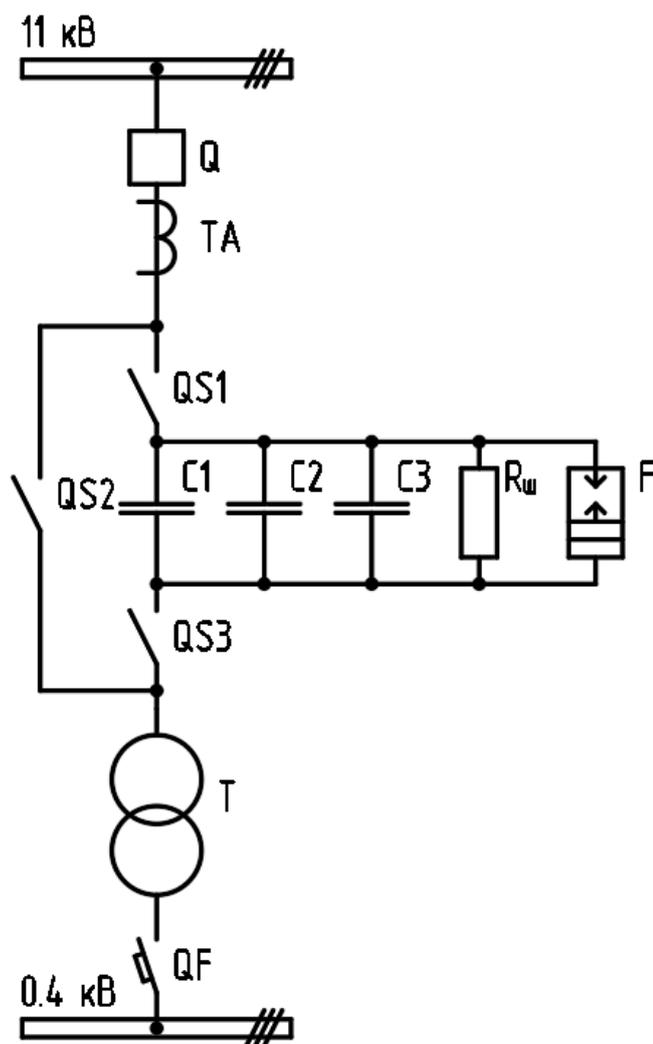


Рисунок 1.10. Подключение и состав устройства поперечной компенсации

При работе устройств продольной компенсации могут возникать аварийные режимы, связанные с перенапряжениями при расшунтировании конденсаторов (повреждение шунта  $R_{ш}$ ), резонансом или повреждениями конденсаторов. При возникновении таких режимов ёмкость должна быть разряжена через разрядник  $F$  и зашунтирована выключателем (рис. 1.10).

Устройства продольной компенсации помогают поддерживать значения напряжения на протяжении всей длины линий и в узлах нагрузки в допустимых пределах при постоянном росте спроса на электроэнергию. В таком случае пропускная способность линии будет зависеть лишь от ограничения по длительно допустимому току проводников, из которых выполнена эта линия, т.е. от предельно

допустимого нагрева проводов. Так же за счет последовательного подключения емкости улучшается динамическая устойчивость режима.

Статический тиристорный компенсатор, в отличие от батарей конденсаторов, способен выполнять плавное регулирование вырабатываемой реактивной мощности и поддерживать её значение на четко заданном уровне. В состав такого компенсатора входят: цепи управления и защиты, фильтрокомпенсирующие цепи и коммутируемые тиристорами реакторы тиристорно-реакторной группы. Фильтр-компенсатор постоянно включен в сеть и применяется для компенсации высших гармоник, что улучшает параметры качества электроэнергии, но почти не влияет на величину потоков мощностей, передаваемых по сети.

Тиристорно-реакторная группа включает в себя высоковольтные тиристорные вентили и коммутируемые этими вентилями реакторы. Из-за нагрева полупроводников при протекании мощности для вентиляей применяют систему охлаждения. Типовая конфигурация статического тиристорного компенсатора и схема его включения приведена на рис. 1.11. За счет наличия коммутирующих устройств в тиристорно-реакторной группе достигается плавное регулирование реактивной мощности. Для этого изменяют время и угол коммутации тиристоров.

Статический тиристорный компенсатор применяют для улучшения следующих показателей качества электроэнергии: регулирование уровня напряжения в сети и узлах нагрузки, а также поддержание величины напряжения на нужном уровне; подавление низкочастотных колебаний и асинхронных качаний; подавление колебаний напряжения, вызванных изменением нагрузки. Статический тиристорный компенсатор часто применяется в электроснабжении промышленных предприятий. Их применение приводит к существенной экономии за счет оптимизации расходов электроэнергии при передаче и потреблении, а также снижении штрафов за отклонение от допустимых пределов по коэффициенту мощности для предприятий.

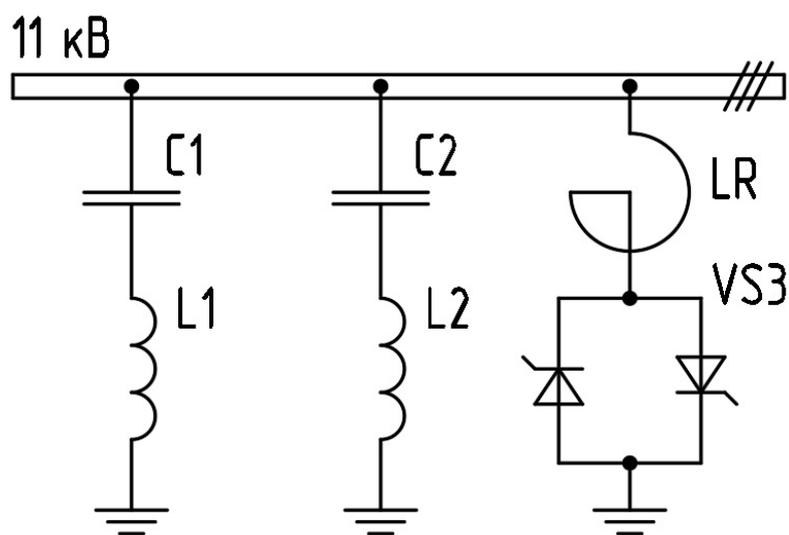


Рис. 1.11. Подключение и состав статического тиристорного компенсатора

Существующие устройства имеют во всех случаях одну основную функцию – компенсация реактивной мощности, так как снижение перетоков реактивной мощности в электрической сети позволяет снизить потери активной энергии и напряжения, регулировать напряжение в энергосистеме, снизить нагрузку линий электропередач и трансформаторов. Однако они не позволяют повысить энергоэффективность распределительных сетей Республики Ирак в нужном объеме, так как имеется большой дефицит активной мощности, что говорит о необходимости использования распределенной генерации.

## Выводы

1. Аналитический обзор литературных источников показал, что Республика Ирак имеет дисбаланс в генерируемой и потребляемой электрической энергии на 20 %. При этом причина отрицательного баланса в периодических военных действиях и террористических актах. Показано, что на территории Республики Ирак применяются классические системы генерации, тепловые электростанции, гидроэлектростанции. Определено, что в качестве эффективного решения необходимо применение комбинированных источников распределённой генерации.

2. Исследование климатических и географических особенностей Республики Ирак показало, что в течение года на поверхности земли в Ираке мощность солнечной энергии изменяется от 2393 до 6576 Вт·ч/(м<sup>2</sup>·сут), а в среднем по году мощность составляет 4455 Вт·ч/(м<sup>2</sup>·сут), а количество солнечных дней превышает двести пятьдесят. Однако в году остается еще дни, не охваченные солнцем, в этом случае необходимо использовать дополнительные стабильные источники энергии.

3. Анализ технических мероприятий, повышающих качество электроснабжения и снижающих потери мощности в распределительных сетях, показал, что с учетом климатических особенностей Республики Ирак и стоимости дизельного топлива наиболее рациональным вариантом снижения потерь мощности и напряжения в ветвях сети является использование распределенной генерации. Учитывая указанные особенности, рациональным и экономически обоснованным решением использования в качестве распределённой генерации являются солнечно-дизельные комплексы, подключенные к шинам низкого напряжения трансформаторных подстанций 33/11 кВ как дополнительные источники мощности, так и автономные электростанции для удаленных населенных пунктов.

## **2. ОЦЕНКА РЕЖИМОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ИРАК**

### **2.1. Характеристика потребляемых нагрузок распределительной сети Республики Ирак**

Объектом исследования в диссертационной работе является распределительная сеть 33 кВ Республики Ирак с подстанциями 33/11 кВ, к шинам низкого напряжения которых присоединяется местная нагрузка. В качестве примера для дальнейших исследований выбран участок распределительной сети, однолинейная схема которого представлена на рис. 2.1.

Рассматриваемый участок распределительной сети имеет пять источников питания, которыми являются шины 33 кВ крупных узловых подстанций. В схеме содержится 14 понизительных потребительских подстанций 33/11 кВ. Местная нагрузка присоединена к шинам низкого напряжения этих подстанций. Из 14 понизительных подстанций 12 являются двухтрансформаторными, и только две из общего числа – однострансформаторные (ПС-11 и ПС-14).

Участки распределительной сети рассматриваемой схемы между источниками питания представляют собой радиальные схемы с двусторонним питанием и подключением подстанций по двум линиям. По способу присоединения к электрической распределительной сети 33 кВ подстанции являются проходными, за исключением подстанции ПС-14, которую можно считать тупиковой.

На подстанциях установлены силовые трансформаторы номинальной мощностью от 2500 до 6300 кВА. Все трансформаторы имеют масляное охлаждение и тропическое климатическое исполнение (рис. 2.1).



Потребительские подстанции 33/11 кВ соединены между собой и присоединены к источникам электрической энергии неизолированными сталеалюминевыми проводами марки АС сечением от 70 до 95 мм<sup>2</sup> различной протяженности (рис. 2.1).

Большинство подстанции 33/11 кВ распределительной сети Республики Ирак являются проходными, поэтому распределительные устройства 33 кВ двухтрансформаторных потребительских подстанций выполнены с выключателями в цепях трансформаторов по схемам мостик. Такие схемы позволяют сохранять переток мощности через подстанцию при ремонте выключателей в цепях трансформатора. Вывод линии в ремонт выполняется двумя выключателями. При этом выключатели мостиков в нормальном режиме работы находятся как во включенном, так и в отключенном положении. Выключатели мостиков отключены на тех подстанциях, распределительные устройства высшего напряжения которых являются границей раздела мощности на участках распределительной сети 33 кВ. На подстанциях, где предусмотрен транзит мощности через их распределительные устройства высшего напряжения в нормальном режиме работы, выключатели мостиков нормально включены [63, 64].

Распределительные устройства 11 кВ двухтрансформаторных потребительских подстанций выполнены по схеме одиночной секционированной системы сборных шин на базе комплектных распределительных устройств. Секции в этих схемах на всех подстанциях работают отдельно, т. е. секционные выключатели нормально отключены. Это необходимо по условиям ограничения токов короткого замыкания в схемах подстанций.

Состояние выключателей схемы формирует режим работы рассматриваемого участка электрической распределительной сети. Для расчета режимов работы участка распределительной сети необходимы параметры всех элементов схемы. Используются значения длин линий и характеристики проводников, типы и мощности силовых трансформаторов.

Эти данные определяются по паспортным данным этих элементов или по справочникам. Более сложной и важной задачей является определение эквивалентных нагрузок потребительских понизительных подстанций на стороне низкого напряжения.

Данные о нагрузках понизительных потребительских подстанции схемы получены при проведении измерений электрических параметров в распределительных устройствах низкого напряжения. Нагрузочные параметры измерялись на шинах 11 кВ трансформаторных подстанций 33/11 кВ. Годовые графики нагрузки строились с учетом общего годового периода работы, поскольку разделения электрических нагрузок по климатическим сезонам в Республике Ирак не существует. Для оценки максимальной мощности использовался суточный график нагрузки одного из режимных дней, когда электрические нагрузки имеют максимальные значения.

По полученным значениям активной, реактивной и полной мощности составлены данные о нагрузках на шинах 11 кВ трансформаторных подстанций. Измерения выполнены с временным интервалом равным 30 мин.

Например, данные суточных нагрузок в режимный день на шинах 11 кВ подстанции ПС-6 представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Электрические нагрузки подстанции 33/11 кВ ПС-6 на шинах 11 кВ

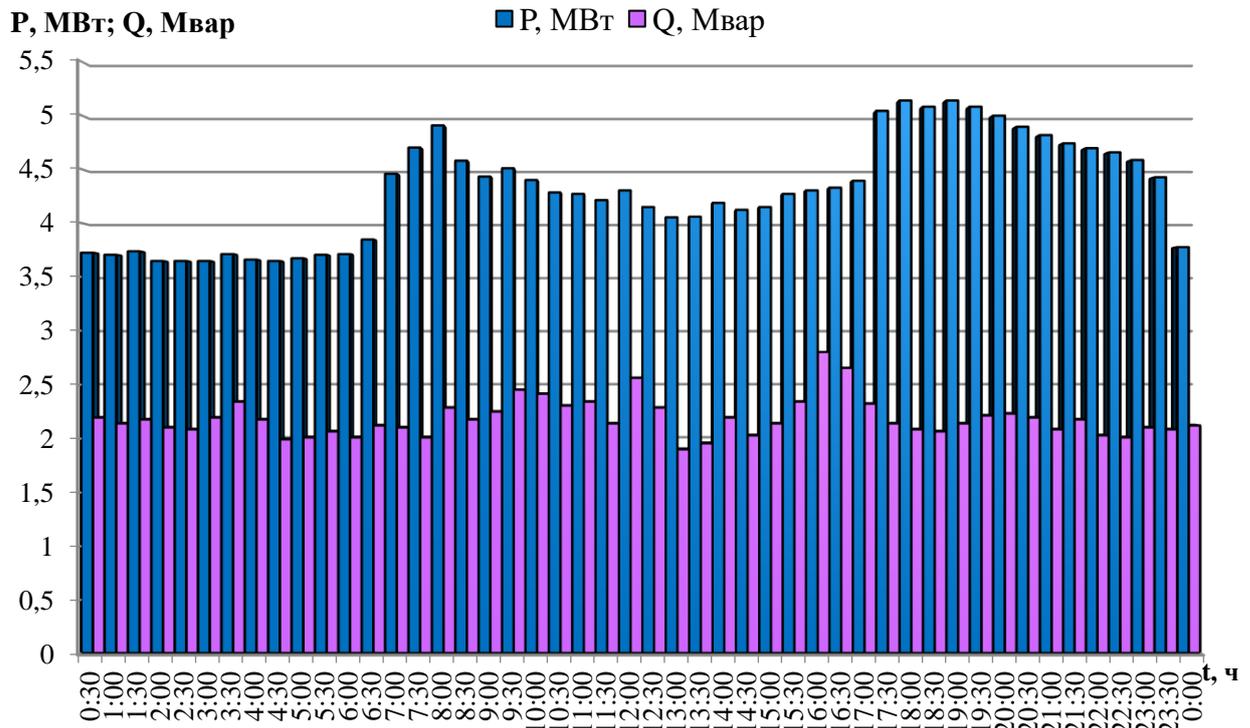
№ ступени	11 кВ T <sub>1</sub>	11 кВ T <sub>1</sub>	11 кВ T <sub>1</sub>	11 кВ T <sub>2</sub>	11 кВ T <sub>2</sub>	11 кВ T <sub>2</sub>	11 кВ T <sub>1</sub> +T <sub>2</sub>	11 кВ T <sub>1</sub> +T <sub>2</sub>	11 кВ T <sub>1</sub> +T <sub>2</sub>
<i>i</i>	P <sub>1</sub> , МВт	Q <sub>1</sub> , Мвар	S <sub>1</sub> , МВА	P <sub>2</sub> , МВт	Q <sub>2</sub> , Мвар	S <sub>2</sub> , МВА	P <sub>сумм</sub> , МВт	Q <sub>сумм</sub> , Мвар	S <sub>сумм</sub> , МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	3,724	2,194	4,323	3,125	2,032	3,727	6,849	4,226	8,048
2	3,705	2,139	4,278	2,895	1,932	3,480	6,600	4,071	7,755
3	3,737	2,176	4,325	2,856	1,932	3,449	6,594	4,108	7,769
4	3,647	2,102	4,210	2,856	2,012	3,494	6,504	4,114	7,696
5	3,647	2,084	4,201	2,837	2,032	3,490	6,485	4,116	7,680
6	3,647	2,194	4,257	2,837	2,032	3,490	6,485	4,226	7,740
7	3,712	2,342	4,389	2,741	1,992	3,389	6,453	4,334	7,773
8	3,660	2,176	4,258	2,741	2,052	3,424	6,402	4,228	7,672
9	3,647	1,992	4,156	2,722	1,972	3,361	6,370	3,964	7,502

Продолжение табл. 2.1

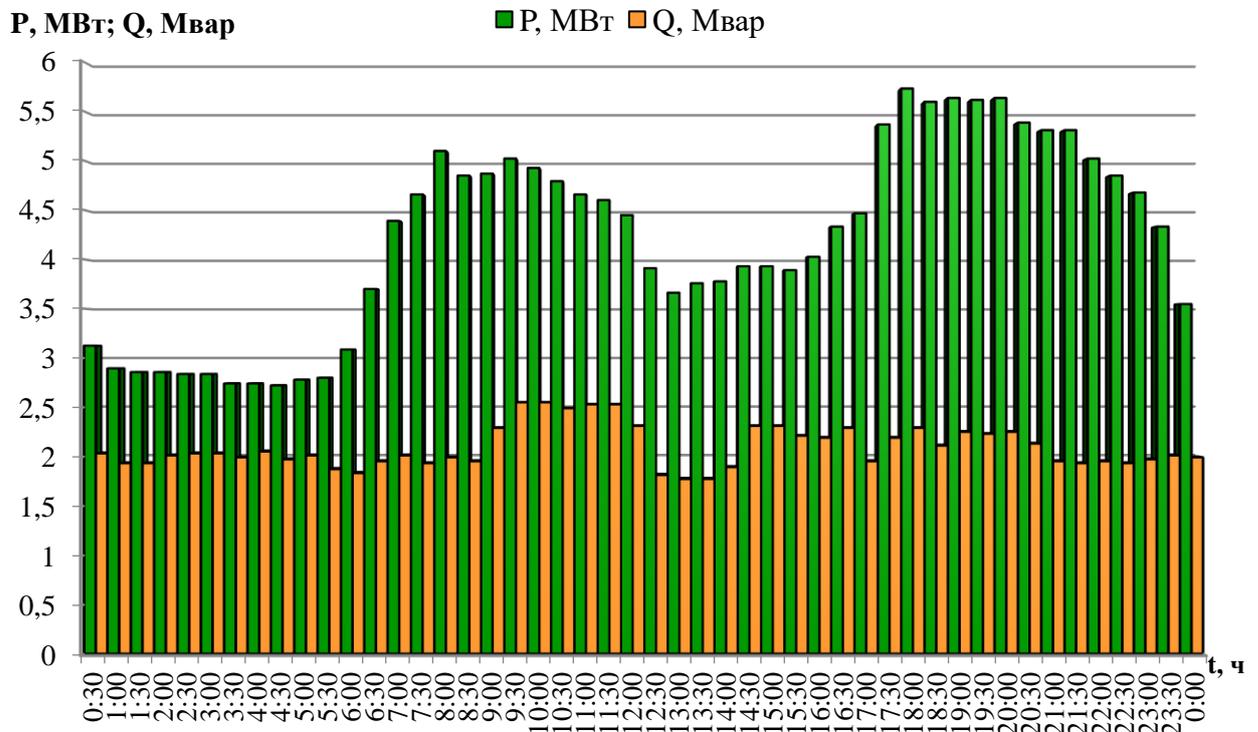
10	3,673	2,010	4,187	2,780	2,012	3,431	6,453	4,022	7,604
11	3,705	2,065	4,242	2,799	1,872	3,367	6,504	3,938	7,603
12	3,712	2,010	4,221	3,086	1,833	3,589	6,798	3,843	7,809
13	3,846	2,121	4,392	3,700	1,952	4,183	7,546	4,073	8,575
14	4,457	2,102	4,927	4,390	2,012	4,829	8,846	4,114	9,756
15	4,701	2,010	5,112	4,658	1,932	5,043	9,359	3,942	10,155
16	4,906	2,287	5,413	5,099	1,992	5,474	10,005	4,279	10,882
17	4,579	2,176	5,069	4,850	1,952	5,228	9,429	4,128	10,293
18	4,431	2,250	4,969	4,869	2,291	5,381	9,300	4,540	10,349
19	4,508	2,453	5,132	5,023	2,550	5,633	9,530	5,002	10,763
20	4,399	2,416	5,018	4,927	2,550	5,547	9,325	4,965	10,565
21	4,283	2,305	4,864	4,793	2,490	5,401	9,076	4,795	10,264
22	4,270	2,342	4,870	4,658	2,530	5,301	8,929	4,872	10,171
23	4,213	2,139	4,724	4,601	2,530	5,250	8,813	4,669	9,974
24	4,302	2,563	5,008	4,447	2,311	5,012	8,750	4,874	10,016
25	4,148	2,287	4,737	3,911	1,813	4,310	8,059	4,099	9,042
26	4,052	1,899	4,475	3,661	1,773	4,068	7,713	3,672	8,543
27	4,058	1,955	4,505	3,757	1,773	4,155	7,816	3,728	8,659
28	4,187	2,194	4,727	3,776	1,892	4,224	7,963	4,087	8,951
29	4,123	2,028	4,595	3,930	2,311	4,559	8,052	4,339	9,147
30	4,148	2,139	4,667	3,930	2,311	4,559	8,078	4,450	9,223
31	4,270	2,342	4,870	3,892	2,211	4,476	8,162	4,553	9,346
32	4,302	2,803	5,135	4,026	2,191	4,583	8,328	4,994	9,711
33	4,328	2,655	5,078	4,332	2,291	4,901	8,661	4,946	9,973
34	4,392	2,323	4,969	4,467	1,952	4,875	8,859	4,276	9,837
35	5,041	2,139	5,476	5,368	2,191	5,798	10,408	4,330	11,273
36	5,137	2,084	5,544	5,732	2,291	6,173	10,869	4,375	11,716
37	5,079	2,065	5,483	5,598	2,112	5,983	10,677	4,177	11,465
38	5,137	2,139	5,565	5,636	2,251	6,069	10,773	4,390	11,633
39	5,079	2,213	5,540	5,617	2,231	6,044	10,696	4,444	11,583
40	4,996	2,231	5,472	5,636	2,251	6,069	10,632	4,482	11,538
41	4,893	2,194	5,363	5,387	2,131	5,793	10,280	4,326	11,153
42	4,816	2,084	5,248	5,310	1,952	5,658	10,126	4,036	10,901
43	4,739	2,176	5,215	5,310	1,932	5,651	10,049	4,108	10,856
44	4,694	2,028	5,114	5,023	1,952	5,389	9,717	3,981	10,500
45	4,656	2,010	5,071	4,850	1,932	5,221	9,506	3,942	10,291
46	4,585	2,102	5,044	4,677	1,972	5,076	9,262	4,074	10,119
47	4,424	2,084	4,891	4,332	2,012	4,777	8,757	4,096	9,667
48	3,776	2,121	4,331	3,546	1,992	4,068	7,322	4,113	8,398

На основании представленных результатов измерения мощности (табл. 2.1), получены суточные графики нагрузки по активной и реактивной мощности. Суточные графики представлены отдельно по каждому из силовых трансформаторов, ввиду отдельной их работы в нормальном режиме на данной подстанции. Суточный график нагрузок по первому (*а*) и второму (*б*)

силовому трансформатору представлен на рис. 2.2.



а)



б)

Рис. 2.2. Суточный график нагрузки подстанции ПС-6 по трансформатору  $T_1$  – а;  $T_2$  – б

Анализ значений мощностей нагрузок по трансформаторам показал, что оба силовых трансформатора находятся в работе. При этом силовой трансформатор № 2 ( $T_2$ ) в отдельные моменты времени загружен немного больше первого ( $T_1$ ) примерно на 10 %. Максимальная нагрузка подстанции 33/11 кВ ПС-6 по трансформатору  $T_1$  составляет 5,565 МВА, по трансформатору  $T_2$  – 6,173 МВА. Суммарная полная максимальная мощность подстанции ПС-6 – 11,716 МВА (табл. 2.2).

Таблица 2.2

Максимальные нагрузки подстанции 33/11 кВ ПС-6

Параметр	$P_{\max}$ , МВт		$Q_{\max}$ , МВар		$S_{\max}$ , МВА	$S_{\max\text{пс}}$ , МВА
$T_1$ ПС 33/11 кВ ПС-6	5,137	10,869	2,803	5,002	5,565	11,716
$T_2$ ПС 33/11 кВ ПС-6	5,732		2,550		6,173	

В табл. 2.3 представлены рассчитанные значения потребляемой активной энергии для каждого интервала времени суточного графика нагрузки трансформаторной подстанции. По выражению (2.1) рассчитаны значения всех ступеней графика нагрузки активной энергии [65]:

$$W_i = P_i \cdot t_i, \quad (2.1)$$

где  $t$  – продолжительность одной ступени суточного графика потребления активной мощности на подстанции 33/11 кВ ПС-6,  $t_i = 0,5$  ч.

Суммарная электроэнергия за сутки на трансформаторной подстанции ПС-6 определяется по выражению:

$$W_{\text{сут}} = \sum_{i=1}^n W_i. \quad (2.2)$$

Таблица 2.3

Потребление активной мощности на подстанции 33/11 кВ ПС-6 за сутки

Номер ступени	Время ступени, ч	Активная мощность, МВт		Электрическая энергия, МВт·ч		
		$T_1$	$T_2$	$T_1$	$T_2$	$T_{\text{общ}}$
1	0,5	3,724	3,125	1,862	1,562	3,425
2	0,5	3,705	2,895	1,853	1,447	3,300
3	0,5	3,737	2,856	1,869	1,428	3,297
4	0,5	3,647	2,856	1,824	1,428	3,252

Продолжение табл. 2.3

5	0,5	3,647	2,837	1,824	1,419	3,242
6	0,5	3,647	2,837	1,824	1,419	3,242
7	0,5	3,712	2,741	1,856	1,371	3,226
8	0,5	3,660	2,741	1,830	1,371	3,201
9	0,5	3,647	2,722	1,824	1,361	3,185
10	0,5	3,673	2,780	1,837	1,390	3,226
11	0,5	3,705	2,799	1,853	1,399	3,252
12	0,5	3,712	3,086	1,856	1,543	3,399
13	0,5	3,846	3,700	1,923	1,850	3,773
14	0,5	4,457	4,390	2,228	2,195	4,423
15	0,5	4,701	4,658	2,350	2,329	4,679
16	0,5	4,906	5,099	2,453	2,550	5,003
17	0,5	4,579	4,850	2,289	2,425	4,714
18	0,5	4,431	4,869	2,215	2,435	4,650
19	0,5	4,508	5,023	2,254	2,511	4,765
20	0,5	4,399	4,927	2,199	2,463	4,663
21	0,5	4,283	4,793	2,142	2,396	4,538
22	0,5	4,270	4,658	2,135	2,329	4,464
23	0,5	4,213	4,601	2,106	2,300	4,407
24	0,5	4,302	4,447	2,151	2,224	4,375
25	0,5	4,148	3,911	2,074	1,955	4,029
26	0,5	4,052	3,661	2,026	1,831	3,857
27	0,5	4,058	3,757	2,029	1,879	3,908
28	0,5	4,187	3,776	2,093	1,888	3,982
29	0,5	4,123	3,930	2,061	1,965	4,026
30	0,5	4,148	3,930	2,074	1,965	4,039
31	0,5	4,270	3,892	2,135	1,946	4,081
32	0,5	4,302	4,026	2,151	2,013	4,164
33	0,5	4,328	4,332	2,164	2,166	4,330
34	0,5	4,392	4,467	2,196	2,233	4,429
35	0,5	5,041	5,368	2,520	2,684	5,204
36	0,5	5,137	5,732	2,569	2,866	5,435
37	0,5	5,079	5,598	2,540	2,799	5,339
38	0,5	5,137	5,636	2,569	2,818	5,387
39	0,5	5,079	5,617	2,540	2,808	5,348
40	0,5	4,996	5,636	2,498	2,818	5,316
41	0,5	4,893	5,387	2,447	2,693	5,140
42	0,5	4,816	5,310	2,408	2,655	5,063
43	0,5	4,739	5,310	2,370	2,655	5,025
44	0,5	4,694	5,023	2,347	2,511	4,858
45	0,5	4,656	4,850	2,328	2,425	4,753
46	0,5	4,585	4,677	2,292	2,339	4,631
47	0,5	4,424	4,332	2,212	2,166	4,378
48	0,5	3,776	3,546	1,888	1,773	3,661
Суточное потребление электрической энергии W <sub>сут</sub> , кВт·ч				103,088	100,997	204,085

На основании данных таблицы 2.3 потребление электрической энергии за сутки на трансформаторной подстанции 33/11 кВ ПС–6 составляет  $W_{\text{сут}} = 204,085$  МВт·ч.

На основании рассчитанных величин выполним построение годового графика нагрузки. Он позволяет оценить время работы подстанций с различными нагрузками в течении года. Для построения годового графика нагрузки по продолжительности производится расчет продолжительности действия нагрузок:

$$T_i = \Delta t_{iC} \cdot n_C, \quad (2.3)$$

где  $n_C$  – число дней в сезоне (году), принимается 365 дней;

$\Delta t_{iC}$  – время действия нагрузок на  $i$ -той ступени в сезоне.

Продолжительность действия нагрузок на каждой ступени в сезон определяется по выражению:

$$T_{iC} = \Delta t_{iC} \cdot n_C = 0,5 \cdot 365 = 182,5 \text{ ч.}$$

Например, на рис. 2.3 представлен годовой график нагрузки по активной мощности трансформатора  $T_1$  подстанции ПС-6.

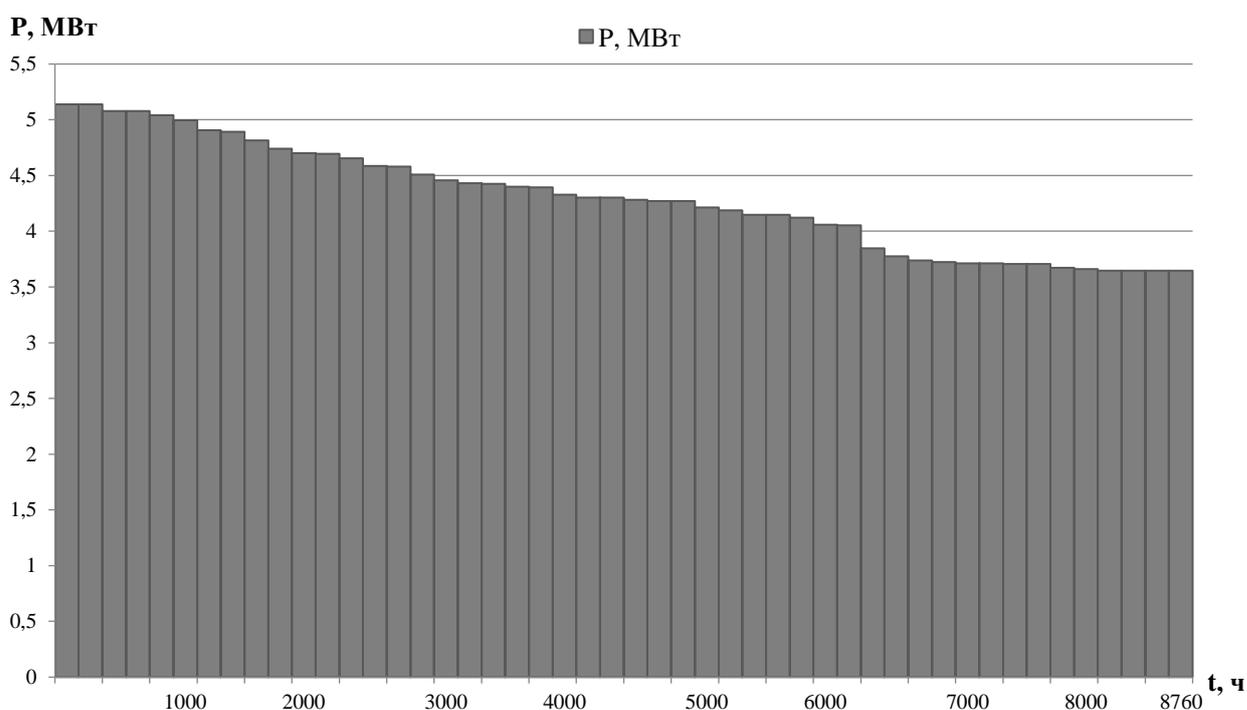


Рис. 2.3. График годовой нагрузки по трансформатору  $T_1$

По выражению (2.4) рассчитывается годовое потребление активной электроэнергии, проходящей через силовые трансформаторы подстанции ПС-б за год:

$$W = \sum_{i=1}^{48} P_i \cdot T_i; \quad (2.4)$$

$$W_1 = 37626,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_2 = 36863,96 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{\Sigma} = 74490,91 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Среднее потребление активной мощности равно:

$$P_{cp} = \frac{W}{8760}; \quad (2.5)$$

$$P_{cp1} = \frac{37626,96}{8760} = 4,295 \text{ МВт};$$

$$P_{cp2} = \frac{36863,96}{8760} = 4,208 \text{ МВт};$$

$$P_{cp\Sigma} = \frac{74490,91}{8760} = 8,503 \text{ МВт}.$$

Аналогичным образом определено среднее потребление реактивной мощности:

$$Q_{cp1} = 2,186 \text{ Мвар};$$

$$Q_{cp2} = 2,094 \text{ Мвар};$$

$$Q_{cp\Sigma} = 4,280 \text{ Мвар}.$$

По выше представленной методике определялись средние значения потребляемой активной и реактивной мощностей на всех подстанциях исследуемого участка распределительной сети Республики Ирак. Расчетные средние значения потребляемых мощностей на подстанциях участка распределительной сети за год представлены в табл. 2.4.

Средние значения потребления активной и реактивной мощности  
на подстанциях участка распределительной сети Республики Ирак

ПС	$P_{cp1}$ , МВт	$Q_{cp1}$ , Мвар	$P_{cp2}$ , МВт	$Q_{cp2}$ , Мвар	$P_{cp\Sigma}$ , МВт	$Q_{cp\Sigma}$ , Мвар
1	2	3	4	5	6	7
ПС-1	8,458	4,312	–	–	8,458	4,312
ПС-2	3,392	1,785	–	–	3,392	1,785
ПС-3	2,711	1,209	2,787	1,292	5,498	2,501
ПС-4	1,693	0,836	1,623	0,799	3,316	1,635
ПС-5	5,25	2,622	–	–	5,25	2,622
ПС-6	4,295	2,186	4,208	2,094	8,503	4,28
ПС-7	3,146	1,674	–	–	3,146	1,674
ПС-8	3,285	1,804	–	–	3,285	1,804
ПС-9	2,692	1,385	1,711	0,879	4,403	2,264
ПС-10	3,314	1,724	–	–	3,314	1,724
ПС-11	1,613	0,821	–	–	1,613	0,821
ПС-12	1,702	0,789	1,667	0,642	3,369	1,431
ПС-13	3,128	1,598	–	–	3,128	1,598
ПС-14	1,611	0,622	–	–	1,611	0,622

Средние значения потребления активной и реактивной мощностей за год на подстанциях исследуемого участка распределительной сети являются исходными данными для расчета параметров нормальных и послеаварийных режимов распределительных сетей Республики Ирак.

## 2.2. Аналитический расчет нормальных и послеаварийных режимов в распределительных сетях Республики Ирак в программном комплексе Raster Win

Для оценки эффективности распределительной сети Республики Ирак в нормальном и послеаварийном режимах выполнен аналитический расчет режимов. Фрагмент исследуемой схемы распределительной сети изображен на рис. 2.1. На ней указаны номера подстанций и источников питания, номинальные напряжения, длины линий и марки их проводов, номинальные мощности трансформаторов, а также обозначены состояния выключателей.

Расчет режима произведём с помощью программного комплекса Rastr Win. Он предназначен для расчета, анализа и оптимизации режимов электрических сетей и систем.

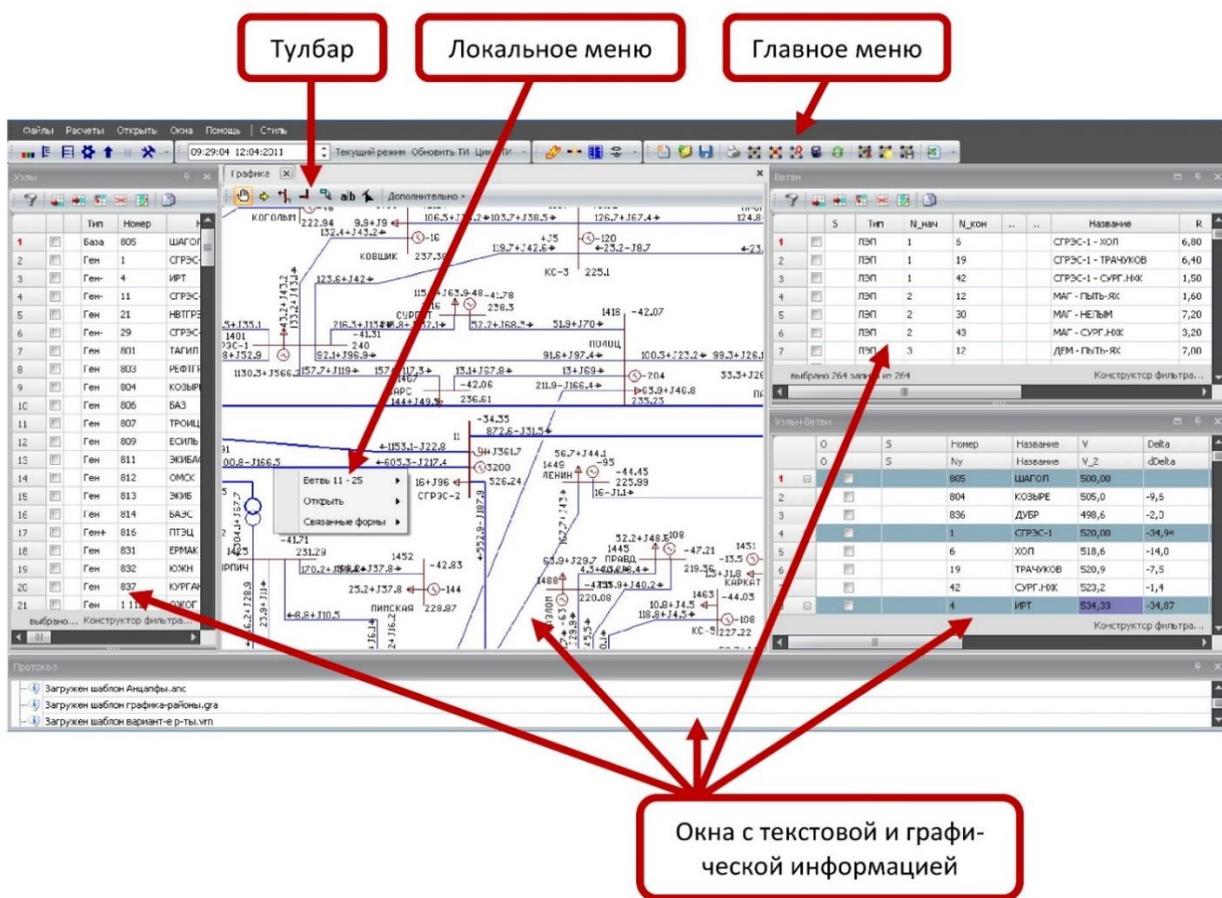


Рисунок 2.4. Рабочая область программного комплекса Rastr Win

Рабочая область Rastr Win представляет собой табличный процессор, поддерживающий возможность ввода группового или одиночного редактирования данных, сортировку, а также графические средства анализа результатов расчета (рис. 2.4) [66, 67].

Исходными данными для расчетов режимов в программном комплексе Rastr Win являются: топология схемы (направленный граф); параметры ветвей и трансформаторов схемы замещения; мощности в узлах нагрузок; номинальное напряжение источника энергии; коэффициенты трансформации.

Программный продукт выполняет расчет режима методом Ньютона в форме небаланса мощностей. Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации системы нелинейных

уравнений некоторой линейной системой, решение которой дает значения неизвестных, более близкие к решению нелинейной системы, чем исходное приближение. Для линеаризации нелинейных уравнений их раскладывают в ряд Тейлора [68].

На каждой итерации  $k$  метода Ньютона выполняют несколько шагов, вычисляется вектор балансов токов  $W[U^{(k)}]$  по формуле:

$$w_i(U) = \frac{S_i}{U_i} - Y_{ii}U_i - \sum_{\substack{l=1 \\ j \neq i}}^{n+1} Y_{ij}U_j, \quad (2.6)$$

где  $i$  и  $j$  – номера узлов;

$S_i$  – нагрузка  $i$ -го узла;

$U_i$  – напряжение  $i$ -го узла;

$Y_{ii}$  – собственная проводимость  $i$ -го узла;

$Y_{ij}$  – взаимная проводимость узлов  $i$  и  $j$ ;

$n$  – количество узлов.

Если достигнута заданная точность сведения баланса, то итерации завершаются. Вычисляются элементы матрицы Якоби:

$$\left[ \frac{\partial W}{\partial U} \right]_{U^{(k)}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial w_1}{\partial U_1} & \frac{\partial w_1}{\partial U_2} & \cdots & \frac{\partial w_1}{\partial U_n} \\ \frac{\partial w_2}{\partial U_1} & \frac{\partial w_2}{\partial U_2} & \cdots & \frac{\partial w_2}{\partial U_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial w_n}{\partial U_1} & \frac{\partial w_n}{\partial U_2} & \cdots & \frac{\partial w_n}{\partial U_n} \end{bmatrix}. \quad (2.7)$$

Решается система уравнений методом Гаусса и определяется вектор поправок  $\Delta U$ .

$$\left[ \frac{\partial W}{\partial U} \right]_{U^{(k)}} \Delta U = -W[U^{(k)}]. \quad (2.8)$$

Определяются напряжения узлов по выражению:

$$U^{(k+1)} = U^{(k)} + \Delta U. \quad (2.9)$$

Для расчета режима сформирована схема замещения фрагмента распределительной сети Республики Ирак (рис. 2.5).

На первом этапе рассчитаны параметры схемы замещения. Активное сопротивление  $R_{л}$  и индуктивное сопротивление  $X_{л}$  линии определяются по выражениям соответственно [69]:

$$R_{л} = \frac{R_0 \cdot L}{n}; \quad (2.10)$$

$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot L}{n}; \quad (2.11)$$

где  $L$  – длина линии, км;  $R_0$  и  $X_0$  – удельные активное и реактивное сопротивления линии электропередач, соответственно, Ом/км;  $n$  – число цепей линии электропередач.

Двухобмоточные трансформаторы представляют в виде Г-образной схемы замещения. Поперечная ветвь схемы соответствует потерям мощности холостого хода трансформатора. Поскольку полная мощность трансформатора в режиме холостого хода приближенно равна потерям реактивной мощности, можно учитывать только индуктивную проводимость, которая определяется по выражению [69]:

$$B_T = \frac{I_{xx} \% \cdot S_H \cdot n}{100 \cdot U_{BH}^2}, \quad (2.12)$$

где  $I_{xx}$  – ток холостого хода трансформатора;  $U_{BH}$  – номинальное напряжение первичной обмотки, кВ;  $S_H$  – номинальная мощность, кВА;  $n$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Активное и реактивное сопротивления трансформаторов в продольной ветви схемы замещения определяются по выражениям:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{n \cdot S_H^2}; \quad (2.13)$$

$$X_T = \frac{u_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot n \cdot S_H}; \quad (2.14)$$

где  $\Delta P_K$  – активные потери мощности короткого замыкания, кВт;  $u_K$  – напряжение короткого замыкания, %.

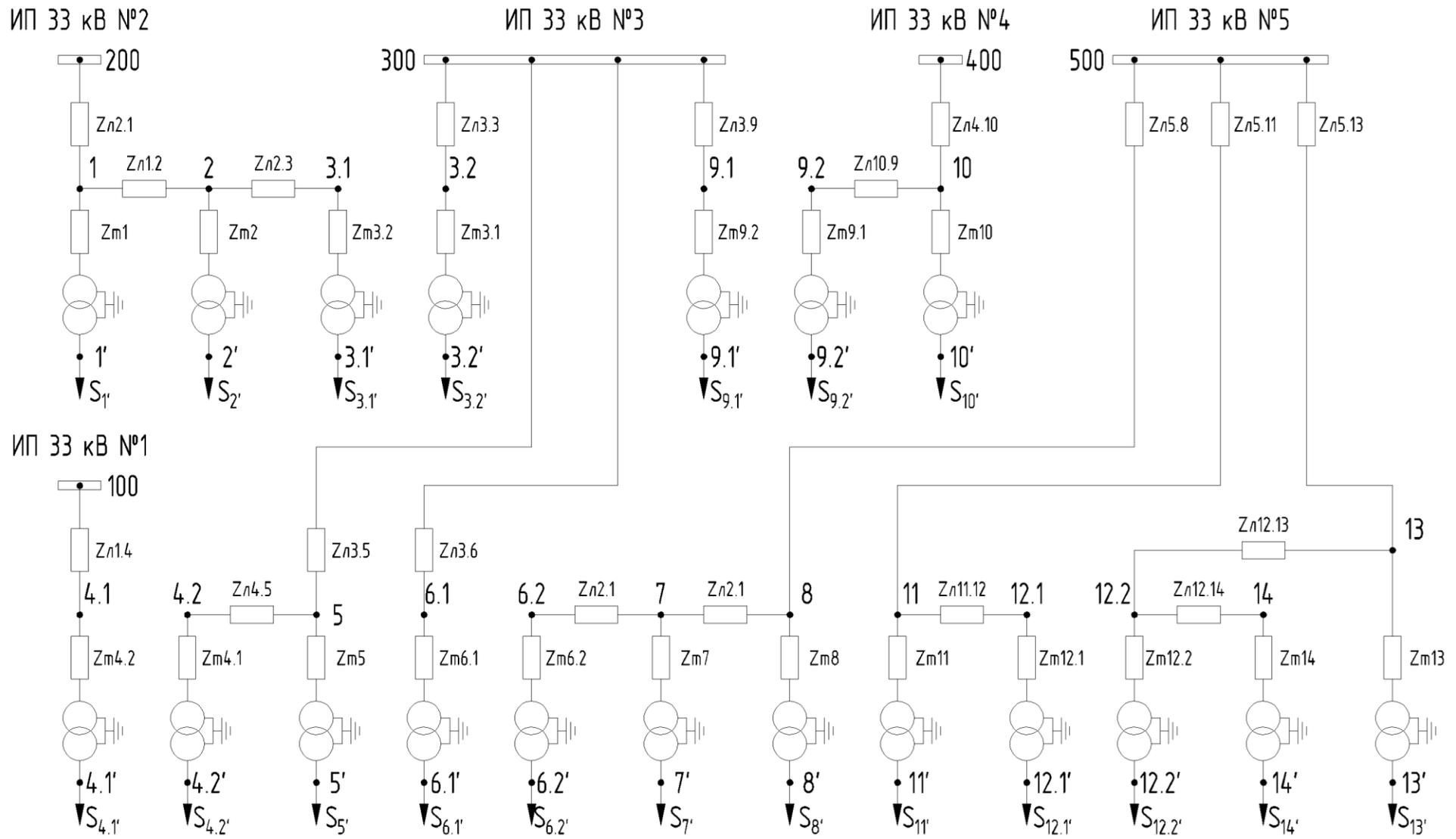


Рисунок 2.5. Схема замещения участка распределительной сети Республики Ирак

Коэффициент трансформации  $K_T$  вычисляется по формуле:

$$K_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}}, \quad (2.15)$$

где  $U_{\text{НН}}$  – номинальное напряжение вторичной обмотки, кВ.

Результаты расчета параметров схемы замещения фрагмента распределительной сети Республики Ирак представлены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Параметры схемы замещения распределительной сети Республики Ирак

Ветвь	R, Ом	X, Ом	B, мкСм	Ветвь	R, Ом	X, Ом
1-1'	0,64	6,48	46,28	ИП2-1	3,91	5,62
2-2'	2,05	14,16	22,96	1-2	10,00	10,24
3.1-3.1'	2,28	20,42	33,06	2-3.1	7,30	7,47
3.2-3.2'	2,28	20,42	33,06	ИП3-3.2	10,47	10,71
4.1-4.1'	4,09	28,31	22,96	ИП1-4.1	12,41	12,70
4.2-4.2'	4,09	28,31	22,96	4.2-5	9,71	9,94
5-5'	1,14	10,21	33,06	ИП3-5	7,60	7,78
6.1-6.1'	1,28	12,96	46,28	ИП3-6.1	8,44	8,64
6.2-6.2'	1,28	12,96	46,28	6.2-7	4,73	4,84
7-7'	2,05	14,16	22,96	7-8	7,68	7,86
8-8'	1,14	10,21	33,06	ИП5-8	4,70	6,74
9.1-9.1'	2,28	20,42	33,06	ИП3-9.1	3,91	5,62
9.2-9.2'	4,09	28,31	22,96	ИП4-10	3,91	5,62
10-10'	2,05	14,16	22,96	10-9.2	7,26	7,43
11-11'	0,64	6,48	46,28	ИП5-11	10,68	10,93
12.1-12.1'	4,09	28,31	22,96	11-12.1	11,39	11,66
12.2-12.2'	4,09	28,31	22,96	12.2-14	9,33	9,55
13-13'	2,05	14,16	22,96	12-13	10,38	10,63
14-14'	1,14	10,21	33,06	ИП5-13	9,09	13,05

Параметры ввода исходных данных ветвей и узлов, графический интерфейс распределительной сети Республики Ирак, а также фрагменты результатов расчета в программном комплексе Rastr Win представлены на рис. 2.6.-2.8.

	o	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Темп...	dV
1	<input type="checkbox"/>		База	100	ИП1	33					1,8	1,0					33,00			
2	<input type="checkbox"/>		База	200	ИП2	33					15,7	10,3					33,00			
3	<input type="checkbox"/>		База	300	ИП3	33					17,9	10,6					33,00			
4	<input type="checkbox"/>		База	400	ИП4	33					5,2	3,2					33,00			
5	<input type="checkbox"/>		База	500	ИП5	33					21,4	13,4					33,00			
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	1	ПС1ВН	33											29,42	-2,82		-10,84
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	110	ПС1НН	11			8,5	4,3							9,39	-6,37		-14,66
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	ПС2ВН	33											26,10	-4,58		-20,91
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	ПС2НН	11			3,4	1,8							8,26	-8,18		-24,87
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	ПС3.1ВН	33											24,99	-5,39		-24,29
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	3 131	ПС3.1НН	11			2,7	1,2							7,88	-9,94		-28,36
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	ПС3.2ВН	33											31,54	-0,77		-4,41
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	3 232	ПС3.2НН	11			2,8	1,3							10,13	-4,00		-7,91

Рис. 2.6. Параметры ввода «Узлов» в программном комплексе Rastr Win

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач	Na	I max	dP	dV%
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	11	121	ПС11 ВН - ПС12.1 ВН	11,39	11,66			-2	-1		37	0,046	3,01
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	122	14	ПС12.2 ВН - ПС14 ВН	9,33	9,55			-1	-1		32	0,029	2,06
18	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	122	13	ПС12.2 ВН - ПС13 ВН	10,38	10,63			3	1		66	0,135	-4,79
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	500	13	ИП5 - ПС13 ВН	9,09	13,05			-7	-4		134	0,490	10,00
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1	110	ПС1 ВН - ПС1 НН	0,64	6,48	46,3	0,333	-8	-5		193	0,071	3,73
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	22	ПС2 ВН - ПС2 НН	2,05	14,16	23,0	0,333	-3	-2		83	0,043	3,95
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	3131	ПС3.1 ВН - ПС3.1 НН	2,28	20,42	33,1	0,333	-2	-1		66	0,030	4,00
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	32	3232	ПС3.2 ВН - ПС3.2 НН	2,28	20,42	33,1	0,333	-3	-2		59	0,023	3,41
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	4141	ПС4.1 ВН - ПС4.1 НН	4,10	28,31	23,0	0,333	-2	-1		35	0,015	3,09
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	4242	ПС4.2 ВН - ПС4.2 НН	4,10	28,31	23,0	0,333	-2	-1		37	0,016	3,23
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	55	ПС5 ВН - ПС5 НН	1,14	10,21	33,1	0,333	-6	-3		121	0,050	3,61
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	61	6161	ПС6.1 ВН - ПС6.1 НН	1,28	12,96	46,3	0,333	-4	-3		93	0,033	3,57
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	62	6262	ПС6.2 ВН - ПС6.2 НН	1,28	12,96	46,3	0,333	-4	-2		103	0,041	4,12

Рис. 2.7. Параметры ввода «Ветви» в программном комплексе Rastr Win

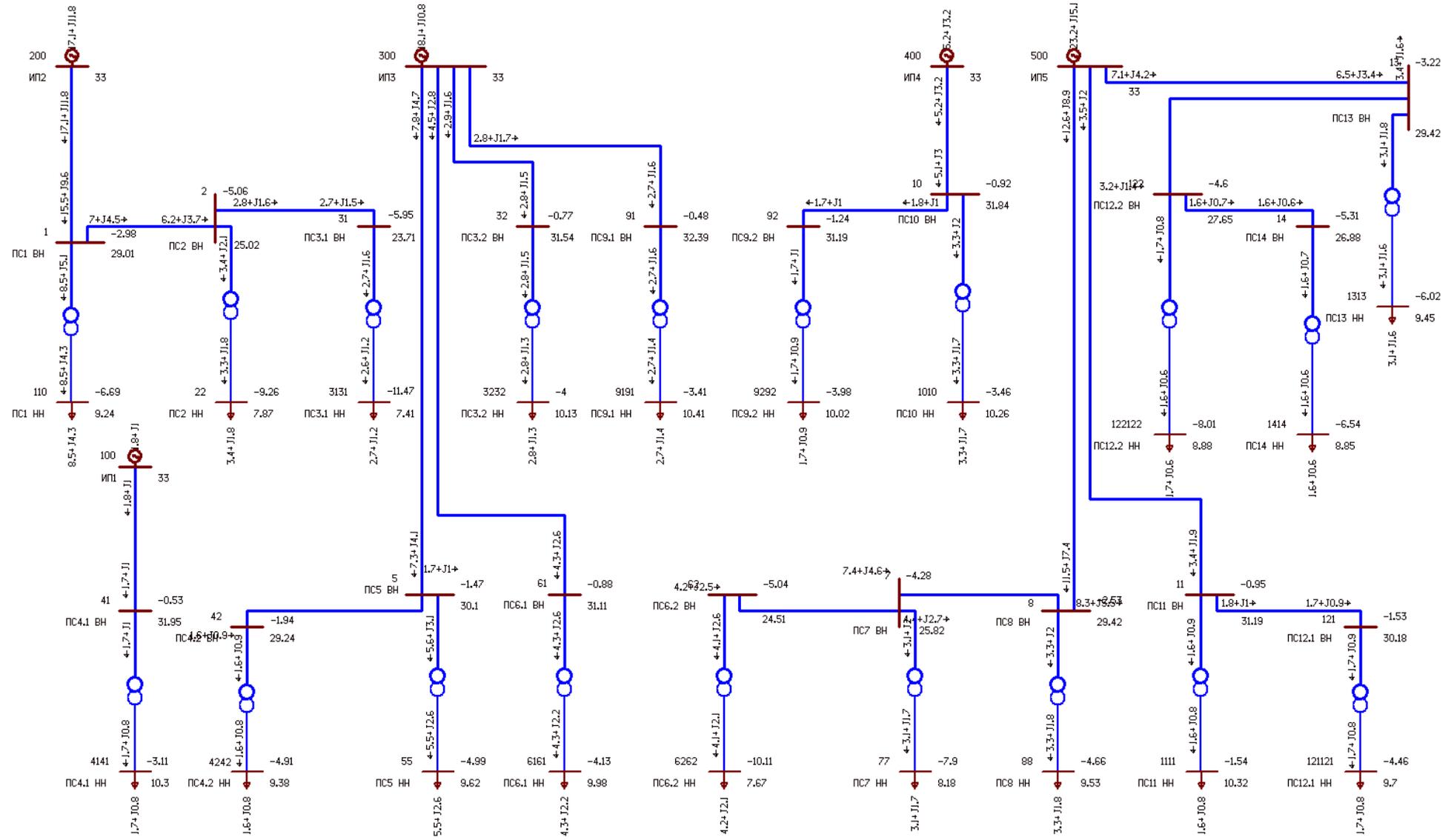


Рис. 2.8. Модель участка распределительной сети Республики Ирак в программном комплексе Rastr Win

Результаты расчета напряжения в узлах и отклонение напряжения от номинального, выраженное в процентах в нормальном и послеаварийном режимах работы, приведены в табл. 2.6. Под послеаварийным режимом работы понимается отключение наиболее загруженной линии распределительной сети Республики Ирак.

Таблица 2.6

Расчет параметров узлов схемы замещения сети Республики Ирак

Узел	Нормальный		Послеаварийный		$P_p$ , МВт	$Q_p$ , Мвар
	U, кВ	$\delta U$ , %	U, кВ	$\delta U$ , %		
1	29,01	-12,10	18,41	-44,21	–	–
1'	9,24	-16,01	5,50	-50,00	8,5	4,31
2	25,02	-24,17	22,45	-31,98	–	–
2'	7,87	-28,47	6,98	-36,53	3,392	1,79
3,1	23,71	-28,14	25,93	-21,42	–	–
3,1'	7,41	-32,68	8,19	-25,51	2,711	1,21
3,2	31,54	-4,41	–	–	–	–
3,2'	10,13	-7,92	–	–	2,787	1,29
4,1	31,95	-3,18	29,25	-11,36	–	–
4,1'	10,30	-6,37	9,38	-14,70	1,693	0,84
4,2	29,24	-11,40	–	–	–	–
4,2'	9,38	-14,75	–	–	1,623	0,80
5	30,10	-8,78	27,12	-17,81	–	–
5,5	9,62	-12,51	8,60	-21,82	5,525	2,62
6,1	31,11	-5,73	28,81	-12,71	–	–
6,1'	9,98	-9,31	9,19	-16,46	4,295	2,19
6,2	24,51	-25,73	–	–	–	–
6,2'	7,67	-30,29	–	–	4,208	2,09
7	25,82	-21,76	27,93	-15,35	–	–
7,7	8,18	-25,67	8,93	-18,85	3,146	1,67
8	29,42	-10,83	27,07	-17,97	–	–
8,8	9,53	-13,32	8,74	-20,58	3,285	1,80
9,1	32,39	-1,84	31,64	-4,13	–	–
9,1'	10,41	-5,40	10,22	-7,13	2,692	1,39
9,2	31,19	-5,47	–	–	–	–
9,2'	10,02	-8,88	–	–	1,711	0,88
10	31,84	-3,52	30,59	-7,29	–	–
10'	10,26	-6,69	9,84	-10,55	3,314	1,72
11	31,19	-5,50	30,13	-8,70	–	–
11'	10,32	-6,22	9,96	-9,43	1,613	0,82
12,1	30,18	-8,55	27,39	-16,99	–	–
12,1'	9,70	-11,81	8,77	-20,25	1,702	0,79
12,2	27,65	-16,21	–	–	–	–

12,2'	8,88	-19,26	–	–	1,667	0,64
13	29,42	-10,84	25,98	-21,27	–	–
13'	9,45	-14,13	8,26	-24,89	3,128	1,60
14	26,88	-18,55	27,13	-17,78	–	–
14'	8,85	-19,57	8,93	-18,78	1,611	0,62

В табл. 2.7 приведены результаты расчета параметров режима в ветвях распределительной сети Республики Ирак в нормальном и послеаварийном режиме работы.

Таблица 2.7

## Расчет параметров ветвей схемы замещения сети Республики Ирак

Ветвь	Нормальный					Послеаварийный				
	$P_{нач}$ , МВт	$Q_{нач}$ , Мвар	$I$ , А	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %	$P_{нач}$ , МВт	$Q_{нач}$ , Мвар	$I$ , А	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %
1-2	15,673	10,32	328,3	1264,1	10,84	5,839	3,234	171,7	884,4	12,23
1-1'	5,968	3,749	138,3	573,8	10,06	6,510	5,140	260,1	129,2	5,73
2-3.1	2,580	1,385	64,8	91,9	10,14	7,421	4,886	197,8	857,0	10,56
2-2'	2,917	1,641	58,6	107,7	0,00	2,992	2,063	93,5	53,5	4,54
5-5'	1,755	1,012	35,4	46,8	3,18	5,285	3,060	130,0	57,6	3,93
8-7	1,657	0,936	36,4	38,6	7,64	2,318	0,816	50,8	59,4	2,62
7-7'	7,694	4,526	156,2	556,1	0,00	3,045	1,877	73,9	33,4	3,42
8-8'	4,545	2,782	93,2	220,1	0,00	3,131	1,955	78,7	21,0	2,53
10-9.2	4,094	2,408	102,5	149,1	10,52	3,041	1,473	61,7	82,8	3,16
10-10'	7,294	4,712	167,9	649,6	28,25	3,286	1,934	72,0	31,6	3,25
11-12.1	11,317	7,611	238,6	802,8	9,52	4,786	2,438	102,9	362,0	8,29
11-11'	2,750	1,665	56,2	37,1	0,00	1,590	0,879	34,8	2,3	0,64
13-13'	5,218	3,179	106,9	134,0	3,50	2,955	1,810	77,0	36,2	3,53
14-14'	1,754	1,041	37,0	29,8	5,84	1,532	0,671	35,6	4,3	0,91
3.1-3.1'	3,465	1,956	69,6	155,2	5,35	5,185	3,014	133,5	60,5	4,00
3.2-3.2'	1,750	0,955	36,8	46,4	9,03					
4.1-4.1'	1,455	0,583	32,2	29,0	6,17	3,251	1,868	74,0	33,3	3,26
4.2-4.2'	6,644	3,823	134,1	490,5	10,00					
5-4.2	3,057	1,452	65,8	134,8	14,38	4,528	1,889	96,8	273,2	6,45
7-6.2	3,165	2,052	83,4	42,6	1,32	3,570	1,710	79,3	89,3	2,64
6.1-6.1'	8,427	5,048	192,8	70,8	1,24	8,312	4,991	194,3	71,9	3,74
6.2-6.2'	2,459	1,455	66,0	29,6	1,33					
9.1-9.1'	2,810	1,533	58,6	23,2	1,14	4,390	2,568	92,8	32,7	2,90
9.2-9.2'	1,708	0,965	35,4	15,3	1,03					
100-4.1	1,620	0,929	36,8	16,4	1,08	6,584	3,376	129,5	624	11,36
12.1-12.1'	5,534	3,094	121,3	50,1	1,20	3,241	1,682	77,0	36,1	3,17
12.2-12.2'	2,961	1,900	75,9	35,2	1,19					

12.2-14	4,325	2,566	93,3	33,0	1,19	0,776	-0,003	16,4	7,5	0,79
13-12.2	3,861	2,472	103,4	40,7	1,37	2,527	1,190	58,9	107,9	4,28
200-1	3,247	1,989	73,6	18,4	0,78	–	–	–	–	–
300-3.2	2,713	1,611	56,2	21,4	1,15	12,967	9,207	278,2	2431	21,42
300-5	1,725	1,016	37,1	16,7	1,10	–	–	–	–	–
300-6.1	3,342	1,955	70,2	30,1	1,05	10,375	5,977	209,5	1111	12,71
300-9.1	1,608	0,887	33,9	2,2	0,21	6,521	3,520	129,7	197,2	4,13
400-10	1,705	0,924	37,0	16,7	1,05	–	–	–	–	–
500-8	1,612	0,768	36,7	16,4	0,96	–	–	–	–	–
500-11	3,106	1,818	70,0	29,9	1,05	5,729	3,106	114,0	416,5	8,70
500-13	1,524	0,676	35,1	4,2	0,30	–	–	–	–	–

По результатам расчета установившегося режима сети видно, что отклонения от номинальных напряжений в большей части узлов превышает значение 10%, а в ряде узлов превышает значение 30%. Максимальное значение потери мощности составляет 1264 кВт. Всё это свидетельствует о перегрузке распределительной сети и необходимости принятия соответствующих технических решений, направленных на снижение вышеуказанных параметров. Учитывая географические и климатические особенности Республики Ирак и анализ, проведенный в первой главе, одним из вариантов технических решений повышения качества электроснабжения потребителей является использование фотоэлектрических модулей совместно с дизельными электростанциями в общей структуре солнечно-дизельного комплекса.

### **2.3. Способы подключения установок солнечно-дизельных комплексов к распределительной сети Республики Ирак**

Объекты распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов могут функционировать в разных рабочих режимах [70–73]:

- в составе сети;
- отдельно от сети, как независимые или автономные источники энергии;
- в совместном режиме.

Когда объекты распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов работают в составе электрической сети, то они присоединяются к нагрузочным узлам схемы, например, к сборным шинам центров питания – подстанций. При таком режиме работы обеспечение потребителей электрической энергией происходит от центров питания по линиям электропередач к нагрузке, направление потока мощности не изменяется, устройства релейной защиты и автоматики не требуют дополнительной настройки. Но такой режим работы имеет недостаток в надежности электроснабжения. При аварийных режимах в центрах питания могут одновременно отключаться как основные источники энергии, так и источники распределенной генерации. Соответственно прекращается электроснабжение всех потребителей от шин центра питания [74, 75].

При работе объектов распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов изолировано от сети или в виде независимых источников энергии надёжность электроснабжения потребителей значительно выше. Подключение дополнительных источников в виде объектов распределенной генерации производится не к шинам центров питания, а к отходящим линиям электропередач. Источники могут работать даже при полном аварийном отключении всего центра питания. Однако в таком режиме в сетях могут возникать изменения направлений потоков мощности, которые зависят от режимов работы объектов распределённой генерации и от действующих графиков электрических нагрузок потребителей. В этом случае требуется дополнительная настройка устройств релейной защиты и автоматики, а возможно и реконструкция системы защит. Кроме этого в отдельных случаях возможно изменение структуры сети, установка дополнительных устройств управления, коммутационного оборудования [73, 76].

Третий режим предполагает комбинацию первых двух режимов работы объектов распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов. Первоначально дополнительные источники распределенной генерации могут работать в составе электрической сети, а при определенных режимах, например, при ремонтных, послеаварийных или аварийных, могут переводиться к изолированной работе от сети в виде независимых источников энергии. Этот

режим требует дополнительных автоматических устройств коммутации источников распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов в зависимости от режима работы участка сети, а также дополнительную настройку или реконструкцию систем релейной защиты и автоматики.

Таким образом, в зависимости от возможных рабочих режимов функционирования объектов распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов, от их мощности, мест установки и от других факторов возможны различные способы подключения установок солнечно-дизельных комплексов к распределительной сети, которые представлены на рис. 2.9.

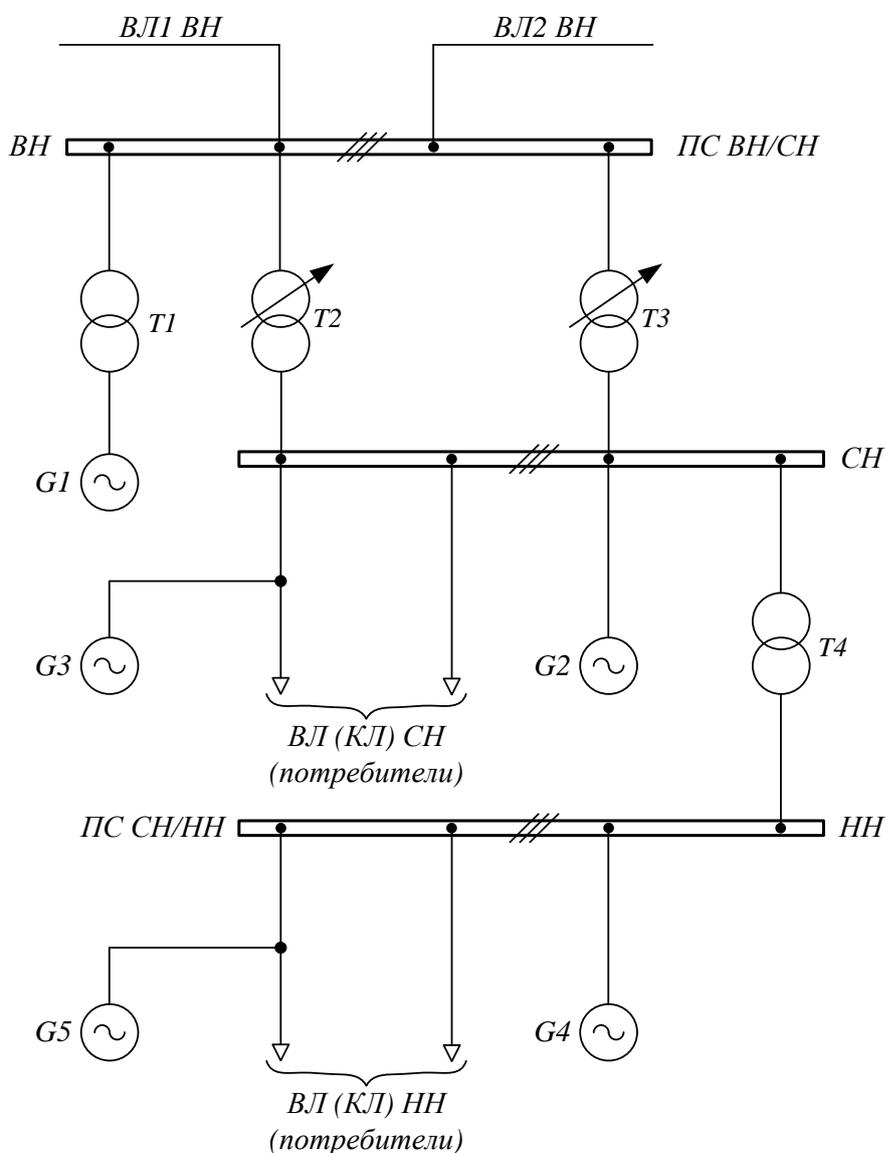


Рисунок 2.9. Варианты подключения объектов распределенной генерации

Важным моментом при переходе из режима работы объектов распределенной генерации в составе электрической сети в режим изолированной работы от сети или в виде независимых источников энергии является обеспечение процесса перехода гибридной электростанции в автономный режим работы при аварии, а также обеспечение такого режима без дефицита мощности продолжительное время и без критических значений электрических параметров у потребителей. Также важным является вопрос синхронизации объектов распределенной генерации при обратном переходе к совместному режиму работы в составе сети после ликвидации аварийного режима [77].

Объекты распределенной генерации дополняют централизованную систему новыми элементами с новыми динамическими характеристиками и возможностями управления, что дает как положительные эффекты, так и обуславливает немало проблем, которые могут существенно осложнить эксплуатацию сетей.

Основная причина – возрастание токов короткого замыкания, что может приводить к значительным электродинамическим и термическим повреждениям элементов электроустановок, отключениям источников питания, некорректной работе оборудования систем внутреннего электроснабжения и вызывать кратковременные отклонения и провалы напряжения [78–80].

Из-за высокого уровня солнечного излучения в некоторых странах, таких, как Ирак, а также из-за доступных и стабильных цен на дизельное топливо применение современных технологий в объектах распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов будет только расширяться и совершенствоваться. Применение объектов распределенной генерации является одним из способов покрытия дефицита мощности в электрических сетях, снижения потерь электроэнергии и загрузки элементов сетей, а также повышения эффективности работы традиционных электрических станций. Показателем улучшения эффективности традиционных электрических станций и повышения пропускной способности распределительных сетей может стать применение объектов распределенной генерации в виде солнечно-дизельных комплексов. На основе современных исследований можно сделать вывод, что применение объектов

распределенной генерации на основе фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций ведет к снижению эксплуатационных затрат электрических станций на традиционном топливе, уменьшению финансовых расходов на поставляемое твердое топливо, повышению энергоэффективности распределительных сетей.

Использование фотоэлектрических модулей в сочетании с дизельными электростанциями также позволяет дополнительно экономить дизельное топливо за счет оптимизированного комбинированного режима работы такой гибридной электростанции. Для точной оптимизации режима работы комбинированного солнечно-дизельного комплекса необходимо иметь точные данные по потреблению электроэнергии в узлах нагрузки в виде графиков электрических нагрузок. Важным направлением исследования является определение закономерностей между графиками потребляемой мощности, оптимальной структурой и режимами работы комбинированного солнечно-дизельного комплекса. Ввиду высокой стоимости фотоэлектрических модулей актуальной является задача выбора оптимальной мощности солнечных установок для достижения индикаторов энергетической и экономической эффективности в распределительных сетях Республики Ирак [81].

С другой стороны, выбор оптимальной мощности и конструкции солнечных установок должен быть согласован с основными параметрами работы дизельных электростанций. Мощность фотоэлектрических модулей должна быть согласована с режимами работы солнечно-дизельного комплекса, а емкость систем накопления электроэнергии должна быть согласована с графиками электрических нагрузок.

Присоединение установок солнечно-дизельных комплексов к распределительной электрической сети возможно с применением различных схем [82-85]:

- дизельная электростанция и фотоэлектрические модули с системой накопления электроэнергии работают отдельно (рис. 2.11, а);
- фотоэлектрические модули работают совместно с электрической сетью, образованной дизельной электростанцией (рис. 2.11, б);

– комбинированный режим работы, при котором возможна как совместная, так и отдельная работа фотоэлектрических модулей с системой накопления электроэнергии и дизельной электростанцией (рис. 2.12, в).

Представленные схемы имеют свои плюсы и минусы.

В случае, когда дизельная электростанция и фотоэлектрические модули с системой накопления электроэнергии работают отдельно (рис. 2.2 а), достигается минимальный расход дизельного топлива, значительно возрастает срок службы элементов дизельной электростанции за счет покрытия пиков потребляемой мощности энергией из систем накопления электроэнергии. Определенная на этапе проектирования номинальная мощность фотоэлектрических модулей должна покрывать дефицит мощности потребителей в дневной период и аккумулировать избыток мощности в систему накопления электроэнергии. Дизельная электростанция должна покрывать часть нагрузки в ночной период и подзаряжать аккумуляторные элементы системы накопления электроэнергии при нехватке их заряда от фотоэлектрических модулей.

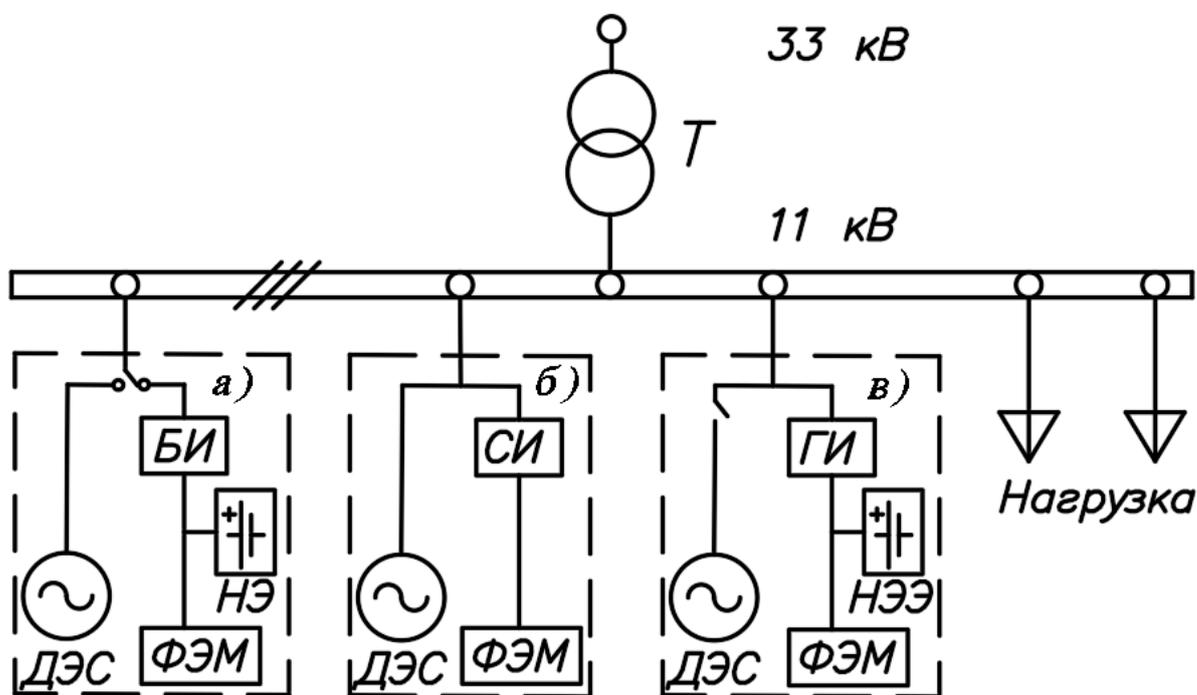


Рисунок 2.12. Схемы подключения солнечно-дизельных комплексов:

ДЭС – дизельная электростанция; ФЭМ – фотоэлектрические модули;

НЭЭ – накопитель электрической энергии; БИ – батарейный инвертор;

СИ – сетевой инвертор; ГИ – гибридный инвертор

Такая схема построения находит применение для солнечно-дизельных комплексов малой и средней мощности от 100 до 150 кВт. Ограничениями по применению являются высокая стоимость современных систем накопления электрической энергии, а также большая площадь для установки комплексов.

В случае, когда фотоэлектрические модули работают совместно с электрической сетью, образованной дизельной электростанцией (рис. 2.12, б), происходит постоянная работа дизельной электростанции и лишь часть её генерируемой электроэнергии покрывается за счет мощности, вырабатываемой фотоэлектрическими модулями. Плюсом такого варианта исполнения схемы солнечно-дизельного комплекса является максимальное использование номинальной мощности фотоэлектрических модулей без применения дорогостоящих систем накопления электрической энергии. Поэтому такой вариант схемы подключения установок солнечно-дизельных комплексов является наиболее выгодным с экономической точки зрения по капитальным затратам на сооружение.

Отрицательным моментом в таком схемном решении является требование по ограничению мощности сетевого инвертора фотоэлектрических модулей до величины меньше 50 % мощности дизельной электростанции. Таким образом, за счет такого ограничения мощности сетевого инвертора уровень замещения генерации дизельной электростанции не очень значительный и может составлять не более 50 % от среднего потребления электрической мощности в дневное время.

Несмотря на недостатки такого варианта присоединения солнечно-дизельного комплекса к электрической сети, такое схемное решение является наиболее применимым в районах с невысокой интенсивностью солнечного излучения за счет минимальных затрат на сооружение и последующую эксплуатацию. Кроме того, данное техническое решение применимо в случае, когда потребляемая потребителями мощность превышает 1000 кВт [86]. Но такой вариант построения и подключения солнечно-дизельных комплексов к электрической сети не применим в районах с высокими показателями солнечного излучения, например, в южных странах.

Вариант присоединения солнечно-дизельного комплекса к электрической сети для работы в комбинированном режиме с гибридным инвертором (рис. 2.12) является наиболее гибким и сочетает достоинства схемных решений с отдельной и совместной работой фотоэлектрических модулей и дизельной электростанции. Он позволяет комбинировать режимы работы солнечно-дизельного комплекса в зависимости от режимов работы и графиков электрических нагрузок. Однако является более технически сложным вариантом и дорогостоящим за счет наличия гибридного инвертора.

Таким образом, принятие окончательного варианта структуры солнечно-дизельного комплекса и схемы присоединения его установок к электрической сети зависит от множества параметров и является многокритериальной задачей. Основными критериями выбора являются: стоимость дизельного топлива, интенсивность солнечного излучения, характер изменения электрических нагрузок, величина напряжения распределительной электрической сети, место подключения источника распределенной генерации, величина капитальных вложений, влияние на внешнюю электрическую сеть.

## Выводы

1. На основании представленных результатов измерения мощности, получены суточные графики активной и реактивной нагрузки трансформаторных подстанций участка распределительной сети Республики Ирак, позволяющие оценить время работы подстанций с различными нагрузками в течении года. Полученные значения являются исходными данными для расчёта режимов работы.

2. Аналитический расчет нормального и послеаварийного режимов работы распределительной сети Республики Ирак напряжением 33/11 кВ показал загруженность сети, что приводит к возникновению потери напряжения и мощности в ветвях и снижению напряжения в узлах. Так, например, в результате расчетов выявлено, что в нормальном режиме отклонение напряжения, в узле 3.1'  $\delta U = 32,68 \%$ , потери напряжения в ветви 1-2  $\Delta U = 10,84 \%$ , потери мощности в ветви 1-2  $\Delta P = 1264$  кВт. В послеаварийном режиме – отклонение напряжения в узле 1'  $\delta U = 50 \%$ , потери напряжения в ветви 1-2  $\Delta U = 12,23 \%$ , потери мощности в ветви 1-2  $\Delta P = 884,4$  кВт. Это свидетельствует о перегрузке распределительных сетей и необходимости принятия соответствующих технических решений по изысканию резервных мощностей. Снижение потерь мощности на участке 1-2 в послеаварийном режиме обусловлено переключением головного участка ИП2-1 на ИП3-3.1.

3. Рассмотрены различные структурные схемы солнечно дизельных комплексов, установлено, что окончательный вариант структуры и схемы присоединения его установок к электрической сети зависит от множества параметров и является многокритериальной задачей.

### **3. ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАК**

#### **3.1. Разработка имитационной модели распределительной сети Республики Ирак в пакете Matlab Simulink**

Моделирование является сложным процессом, предназначенным для получения информации о поведении моделируемой системы при различных её параметрах [87-89]. Использование компьютерных технологий при моделировании дает ряд преимуществ:

- уменьшение времени математических расчетов;
- удешевление процесса разработки. Нет необходимости проводить натурный эксперимент, так как необходимые данные рассчитывает электронная вычислительная машина;
- с помощью компьютерного моделирования можно учесть влияние большего числа факторов, влияющих на развитие аварийного процесса.

При разработке имитационных моделей систем электроснабжения часто используются различные программные средства. Кратко рассмотрим некоторые из них.

*Scilab* – мощная интерактивная система автоматизации инженерных, научных и математических расчетов, построенная на расширенном представлении и применении матричных операций. Главным достоинством данной программной среды является бесплатность и свобода распространения. Недостатками являются «бедная» библиотека стандартных блоков и низкая стабильность работы программы [90].

*Fazonord* – программный комплекс, предназначенный для моделирования систем электроснабжения с линиями электропередач различного конструктивного исполнения. В программе достаточно точно учитываются

влияния различных металлоконструкций. Недостатками программного комплекса являются закрытость и объектно-ориентированность [91].

*MexBios* – программная среда для моделирования различных систем и управления автоматизированными комплексами. Имеет достаточно большое число разнообразных блоков, которые могут быть использованы в электроэнергетике. Программа обладает низкой ценой и при моделировании использует относительно небольшой ресурс вычислительной мощности [92].

*Matlab Simulink* – одна из самых распространенных сред для моделирования, использующая принцип визуального программирования. Пакет Simulink включает в себя комплекс библиотек блоков, необходимых для создания моделей систем управления и связи, цифровых, электротехнических и энергетических устройств. Имеется возможность редактировать имеющиеся блоки и создавать собственные [93]. Библиотека SimPowerSystems включает в себя набор блоков для моделирования активных и пассивных компонентов электротехнических систем. Данная библиотека позволяет моделировать работу системы во времени и проводить анализ большого количества её параметров. Главным недостатком является высокая цена лицензии [94, 95].

Ввиду большой распространенности огромного числа стандартных блоков и наличию большого количества руководств по работе в программном комплексе для имитационного моделирования распределительной сети Республики Ирак был выбран программный комплекс Matlab Simulink.

Была разработана имитационная модель фрагмента распределительной сети 11- 33 кВ Республики Ирак, которая включает в себя источники питания 33 кВ, воздушные линии и подстанции 33/11 кВ. Имитационная модель представлена на рис. 3.1. Модель позволяет проводить анализ режимов работы сети, определять величину потоков мощностей в её ветвях и определять напряжения в узлах, изучать различные переходные процессы в схеме. С помощью блоков Three-Phase Breaker можно переводить линии в нормальный и аварийный режимы работы. В дальнейшем можно дополнить имитационную модель объектами распределённой генерации [96].



В качестве источников питания используются блоки AC Voltage Source – идеальный источник синусоидального напряжения. Каждый источник питания содержит 3 таких блока, соединенных по схеме «звезда» с глухозаземленной нейтралью. Параметры блока представлены на рис. 3.2.

В параметрах задаются следующие величины:

1. Peak amplitude (V) – амплитуда напряжения, В.
2. Phase (deg) – начальная фаза, град.
3. Frequency (Hz) – частота напряжения.
4. Sample time – шаг дискретизации при создании дискретных моделей.
5. Measurements – измеряемые переменные.

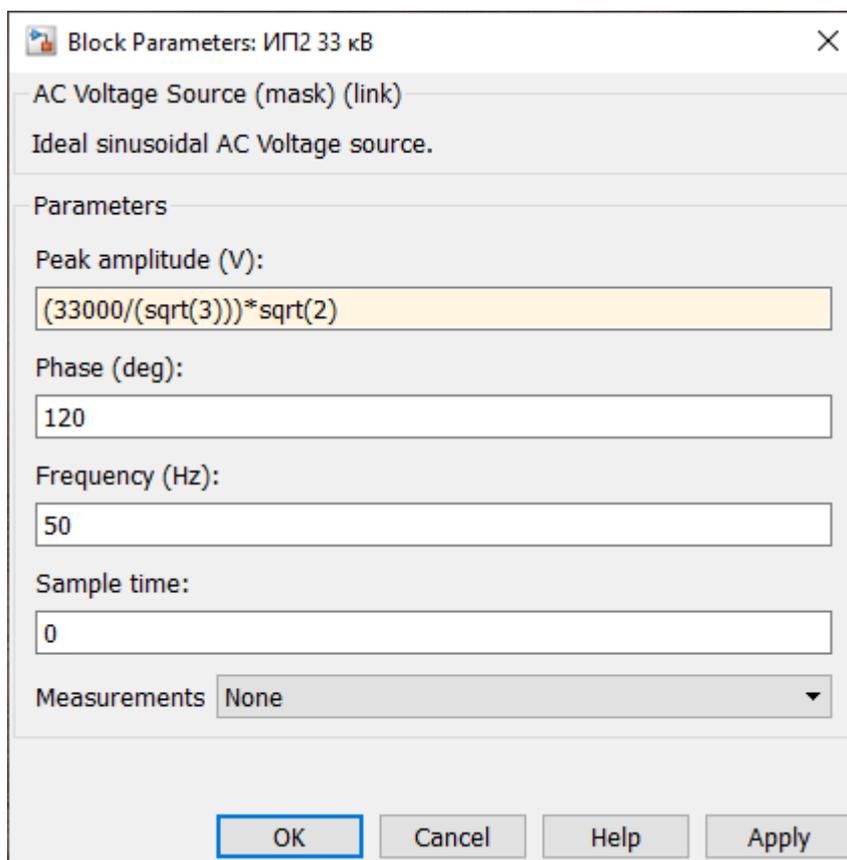


Рис. 3.2. Окно редактирования параметров блока AC Voltage Source

Линии электропередач представлены блоками Three-Phase Series RLC Branch – последовательная RLC ветвь с возможностью выбора её состава. Для моделирования воздушных линий 33 кВ в состав ветви входят активное

сопротивление и индуктивность, параметры которых определяются по схеме замещения. Параметры блока представлены на рис. 3.3.

В параметрах задаются следующие величины:

1. Branch type – выбор состава ветви.
2. Resistance R (Ohms) – активное сопротивление ветви, Ом.
3. Inductance L (H) – индуктивность ветви, Гн.
4. Measurements – измеряемые переменные.

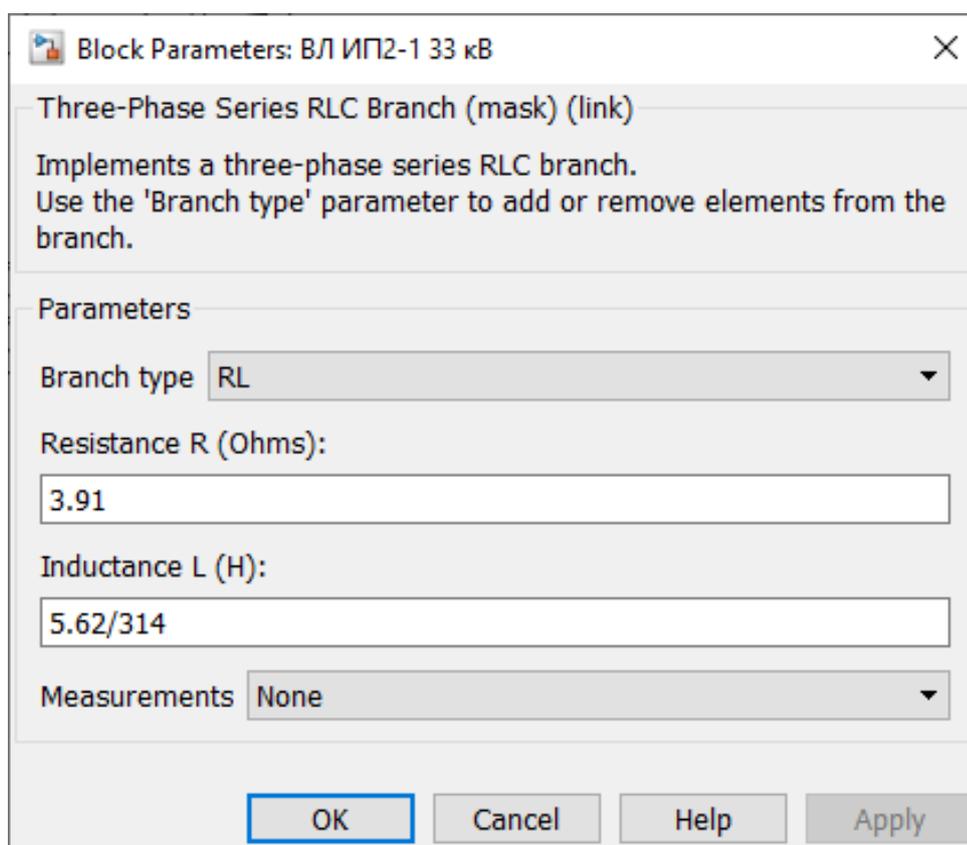


Рис. 3.3. Окно редактирования параметров блока  
Three-Phase Series RLC Branch

Измерения напряжений и токов в схеме производятся с помощью блоков Three-Phase VI Measurement. В параметрах блока (рис. 3.4) можно задать тип измеряемого напряжения (фазное или линейное), включить измерение величины тока и включить измерение величин в относительных единицах.

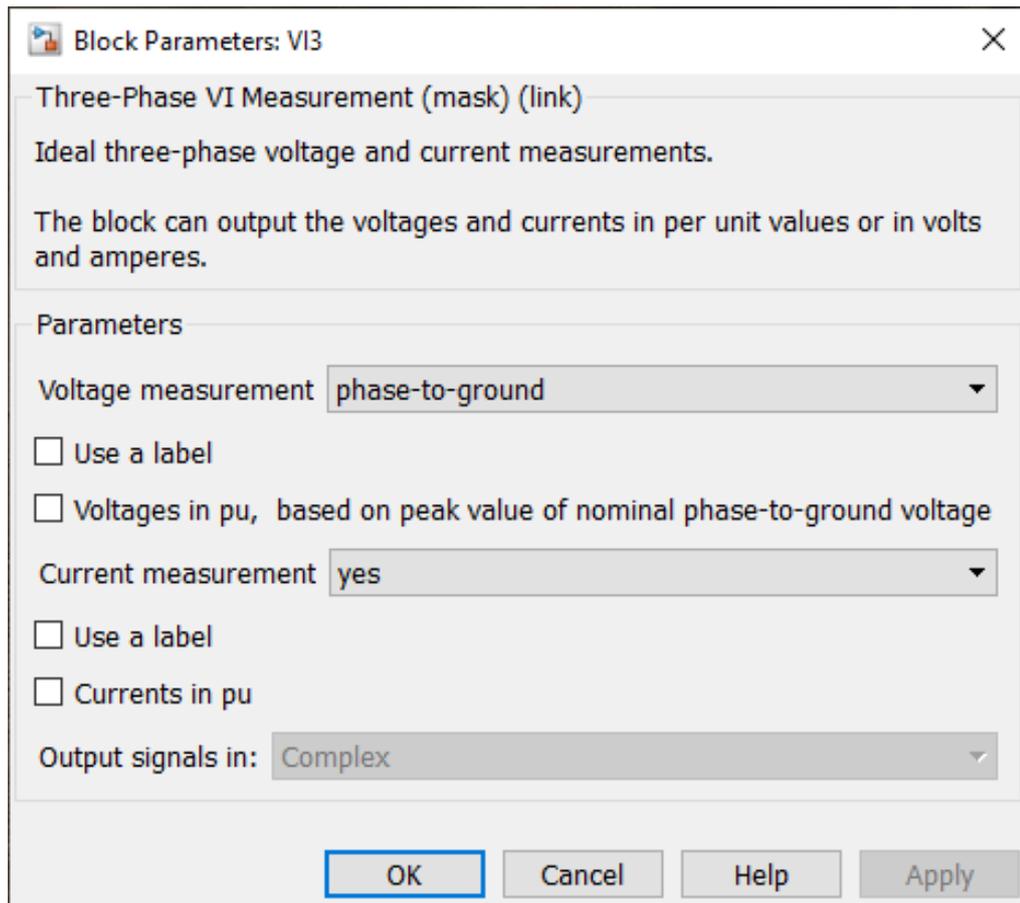


Рис. 3.4. Окно редактирования параметров блока  
Three-Phase VI Measurement

Измерения мощностей осуществляются с помощью блоков Power (Зрн, Instantaneous). Блок вычисляет трехфазную активную и реактивную мощность по полученным значениям трехфазного напряжения и тока. При протекании тока по RL цепи блок вычисляет положительную активную и реактивную мощность.

Трансформаторная подстанция 33/11 кВ с подключенной нагрузкой на шинах 11 кВ объединена в подсистему. Блок-диаграмма подсистемы показан на рис. 3.5.

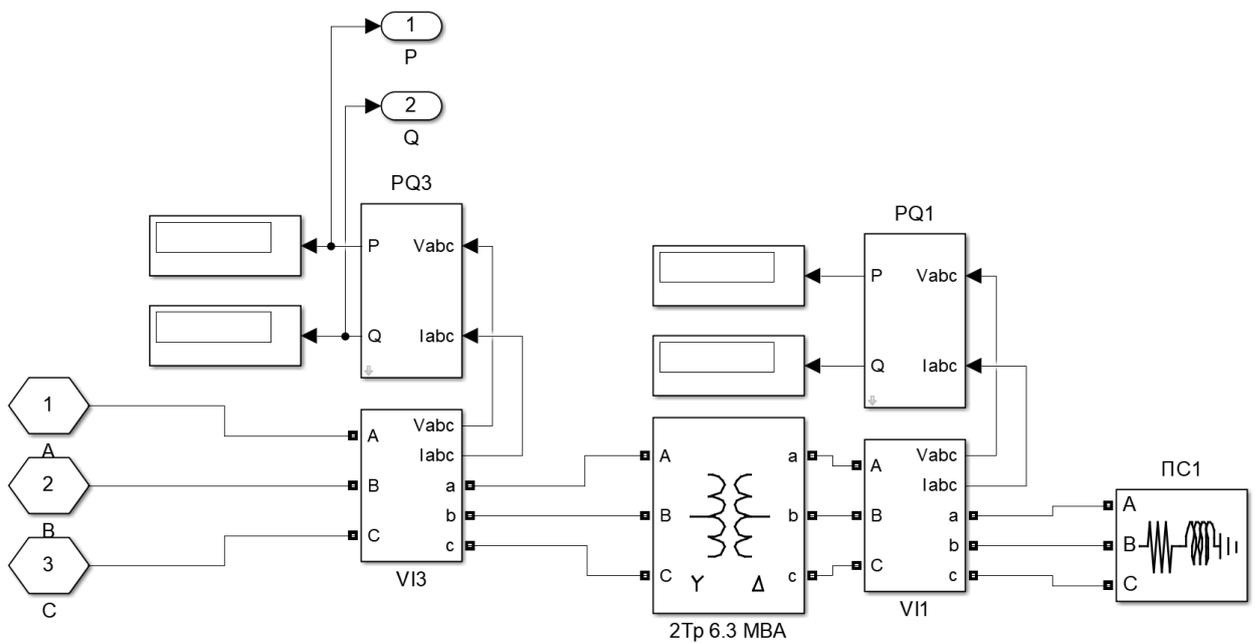


Рис. 3.5. Блок-диаграмма подсистемы ПС

В состав подсистемы входят измерители напряжения, тока и мощности, а также трансформатор 33/11 кВ и нагрузка на стороне 11 кВ.

Моделирование трансформаторов происходит с помощью блоков Three-Phase Transformer (Two Windings). Во вкладке Configuration (рис. 3.6) окна редактирования параметров блока можно задать с помощью схемы соединения первичной и вторичной обмоток трансформатора (параметры Winding 1 connections и Winding 2 connections) и включить учет насыщаемого сердечника [97].

Для подключения к фазам *A*, *B* и *C* первичной обмотки трансформатора используются терминалы блока *A*, *B* и *C* соответственно. Аналогично для подключения ко вторичной обмотке используются терминалы *a*, *b*, *c*.

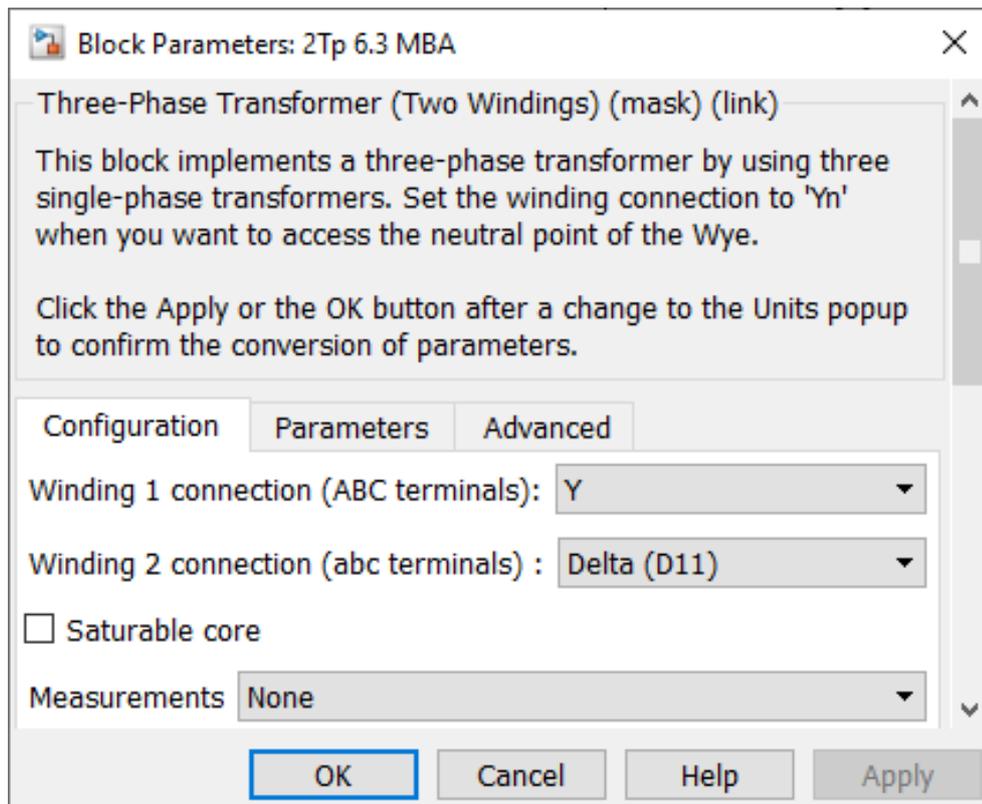


Рис. 3.6. Окно редактирования параметров блока Three-Phase Transformer (Two Windings), вкладка Configuration

Во вкладке Parameters (рис. 3.7) задаются параметры схемы замещения трансформатора:

1. Номинальная мощность (ВА) и частота (Гц) трансформатора.
2. Номинальное напряжение (В), активное сопротивление (Ом) и индуктивность (Гн) первичной обмотки.
3. Номинальное напряжение (В), активное сопротивление (Ом) и индуктивность (Гн) вторичной обмотки.
4. Активное сопротивление ветви намагничивания (Ом).
5. Индуктивность ветви намагничивания (Гн).
6. Характеристики насыщения сердечника трансформатора.
7. Начальный магнитный поток в сердечнике трансформатора.

Характеристики под номером 6 и 7 доступны для редактирования только при включенном учете насыщения сердечника во вкладке Configuration.

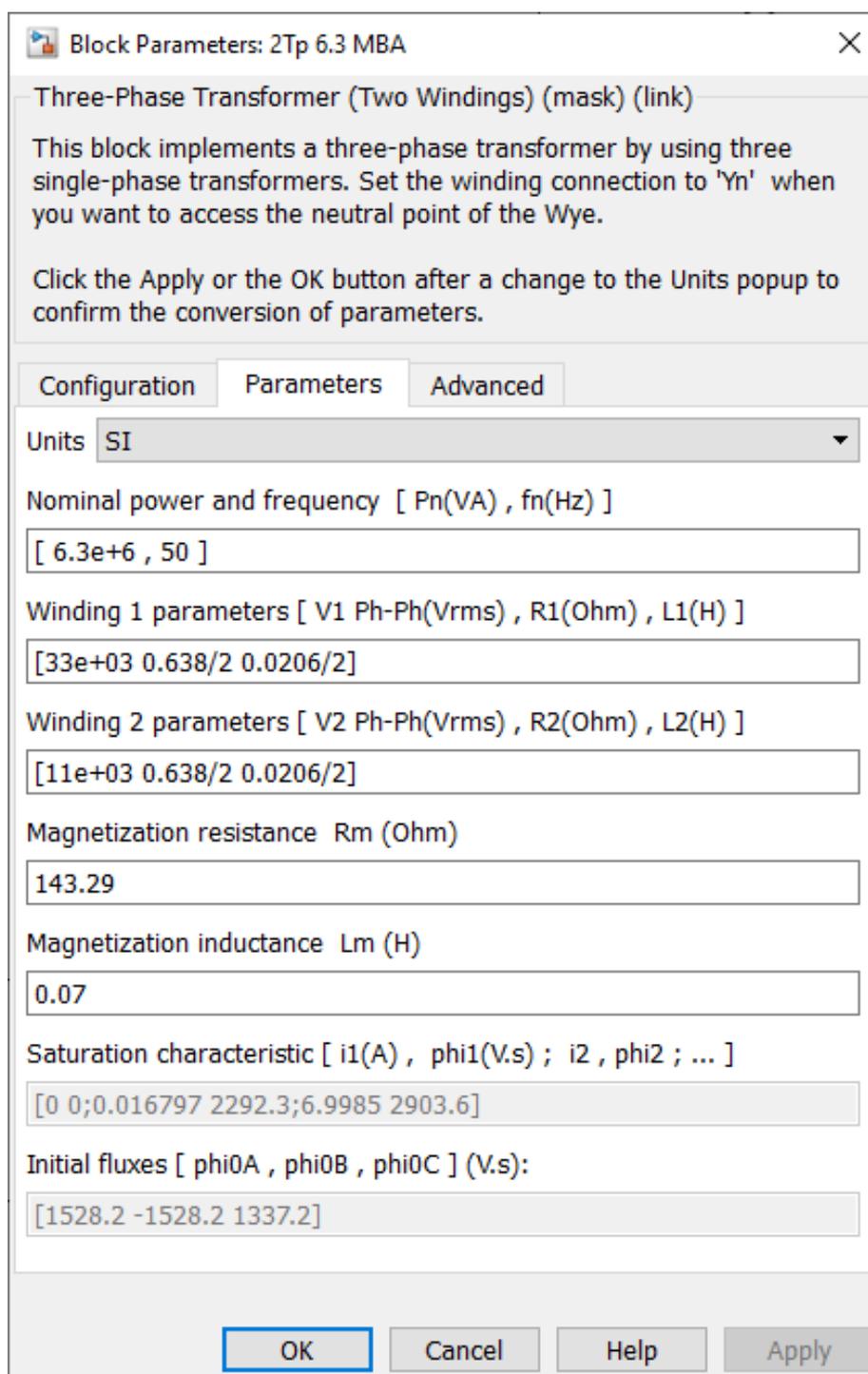


Рис. 3.7. Окно редактирования параметров блока Three-Phase Transformer (Two Windings), вкладка Parameters

Расчет параметров трансформатора производится согласно выражениям, представленным в табл. 3.1 [99]. В качестве примера в данной таблице представлены полученные расчетные значения для трансформаторов, установленных на ПС № 1.

## Расчет параметров трансформатора

Параметр	Формула	Результаты расчета
Активное сопротивление обмоток	$R_1 = R_2 = \frac{\Delta P_{кз} U_n^2}{2 \cdot S_{нм}^2}$	0,638 Ом
Полное сопротивление обмоток	$Z_1 = Z_2 = \frac{U_{к\%}}{100} \frac{U_n^2}{2 \cdot S_{нм}}$	6,48 Ом
Индуктивное сопротивление обмоток	$X_1 = X_2 = \sqrt{Z_1^2 - R_1^2}$	6,45 Ом
Индуктивность обмоток	$L_1 = L_2 = \frac{X_1}{2 \cdot \pi \cdot f}$	0,07 Гн
Полные потери мощности холостого хода	$\Delta S_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{нм}$	50,40 кВА
Намагничивающая мощность трансформатора	$\Delta Q_{xx} = \sqrt{\Delta S_{xx}^2 - \Delta P_{xx}^2}$	49,82 квар
Активное сопротивление цепи намагничивания	$R_\mu = \frac{U_n^2}{\Delta P_{xx}}$	143,29 Ом
Индуктивное сопротивление цепи намагничивания	$X_\mu = \frac{U_n^2}{\Delta Q_{xx}}$	21,86 Ом
Индуктивность цепи намагничивания	$L_\mu = \frac{X_\mu}{2 \cdot \pi \cdot f}$	0,07 Гн

Нагрузка моделируется с помощью блоков Three Phase Series RLC Load. Блок моделирует ветвь из последовательно включенной RLC нагрузки.

Параметры блока представлены на рис. 3.8.

В параметрах задаются следующие величины:

1. Configuration – схема соединения ветвей нагрузки.
2. Nominal phase-to-phase voltage  $V_n$  (Vrms) – номинальное среднеквадратичное линейное напряжение (В).
3. Nominal frequency  $f_n$  (Hz) – номинальная частота нагрузки (Гц).
4. Active power  $P$  (W) – потребляемая активная мощность (Вт).
5. Inductive reactive power  $Q_L$  (positive var) – потребляемая индуктивностью реактивная мощность.
6. Capacitive reactive power  $Q_C$  (negative var) – потребляемая емкостью реактивная мощность.
7. Measurements – измеряемые переменные.

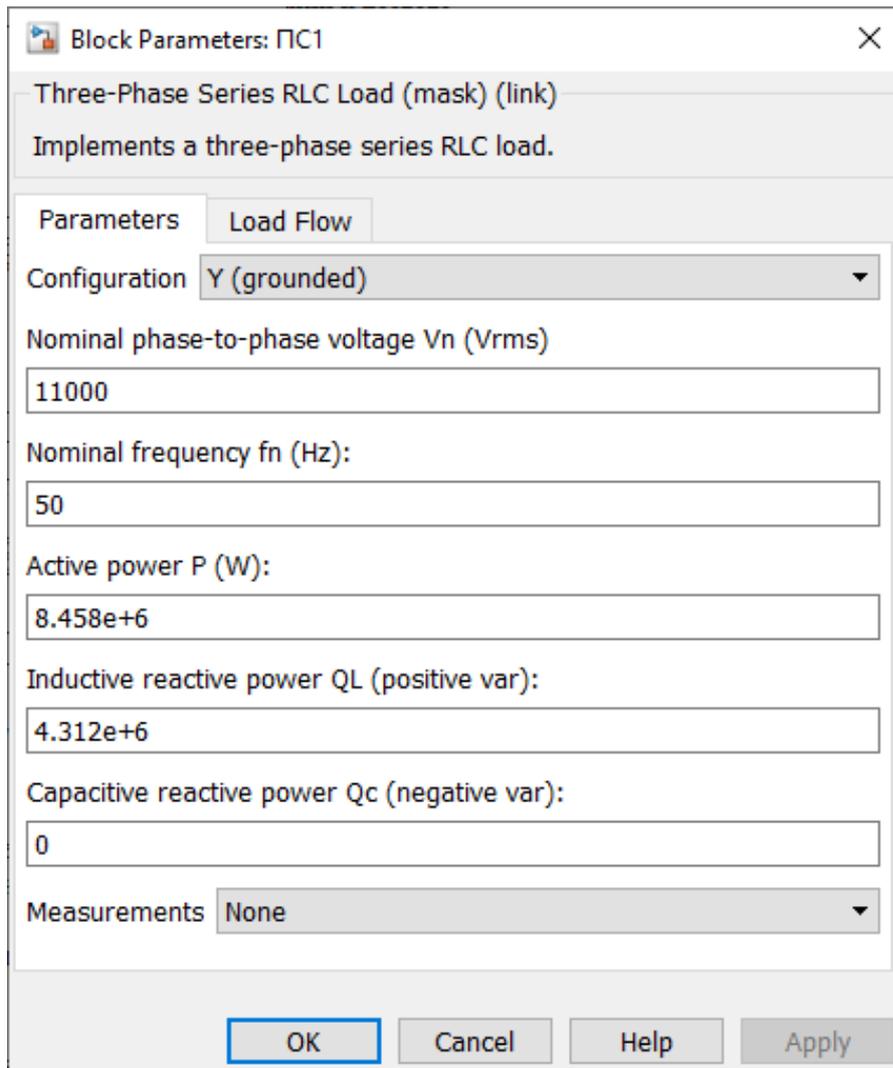
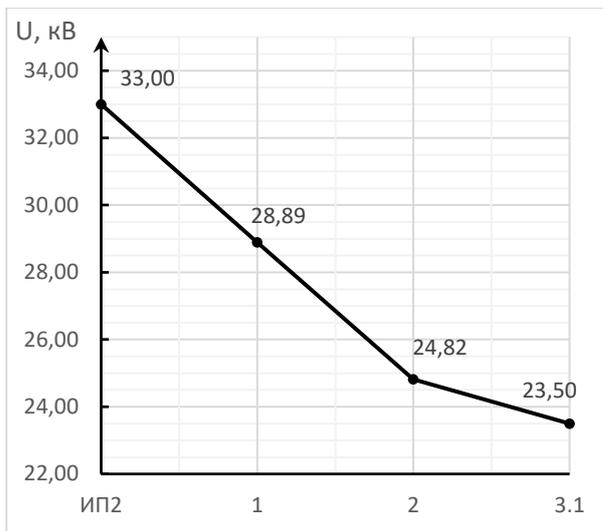


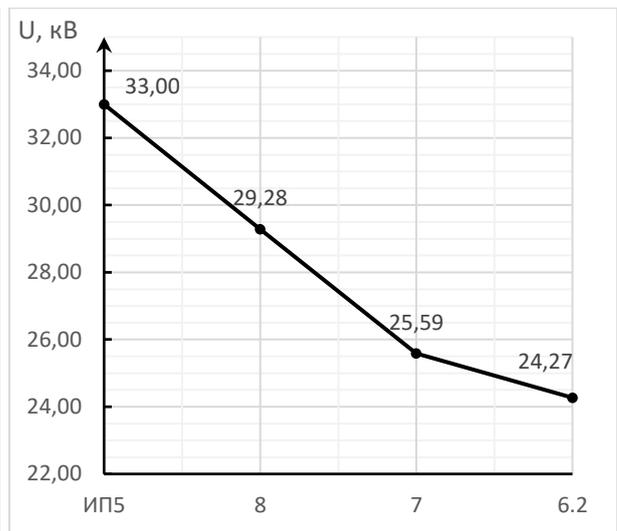
Рис. 3.8. Окно редактирования параметров блока  
Three Phase Series RLC Load

Полученные в результате моделирования напряжения в узлах схемы представлены в виде потенциальных диаграмм, которые даны на рис. 3.9, 3.10.

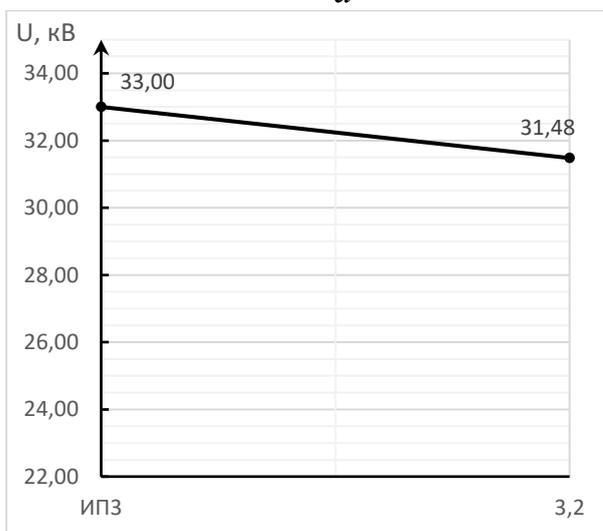
На диаграммах наглядно отображается уровень потери напряжения в линиях электропередач при передаче электроэнергии на каждом участке изолированных ветвей сети.



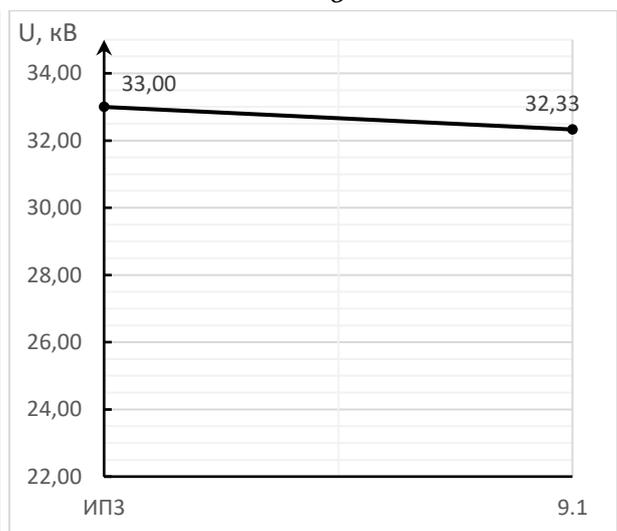
*a*



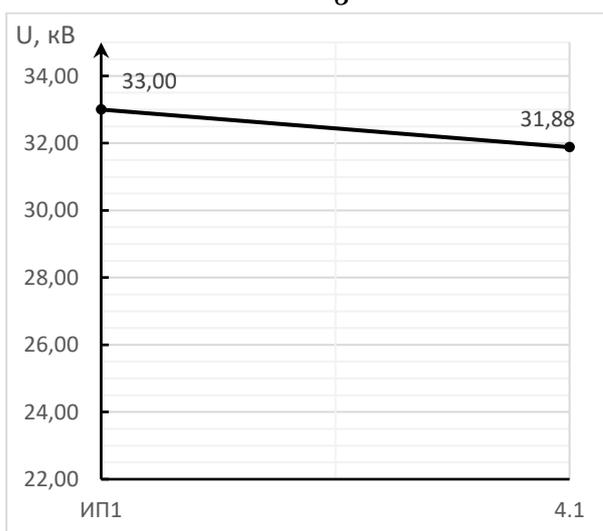
*б*



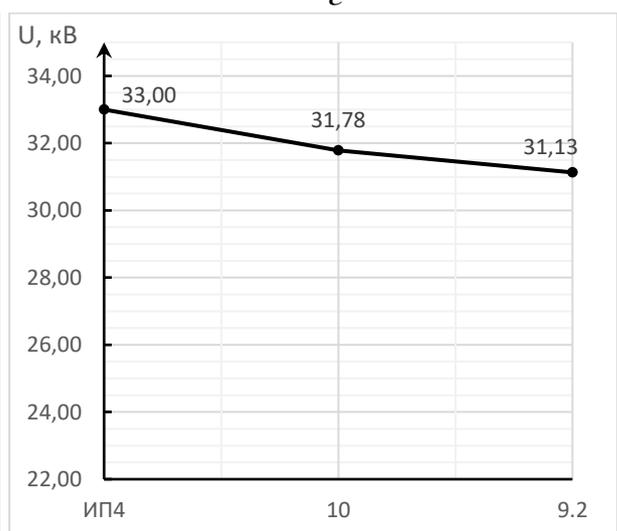
*в*



*г*



*д*



*е*

Рис. 3.9. Потенциальная диаграмма для участка схемы:

*a* - ИП2-1-2-3.1; *б* - ИП5-8-7-6.2;

*в* - ИП3-3.2; *г* - ИП3-9.1; *д* - ИП1-4.1; *е* - ИП4-10-9.2.

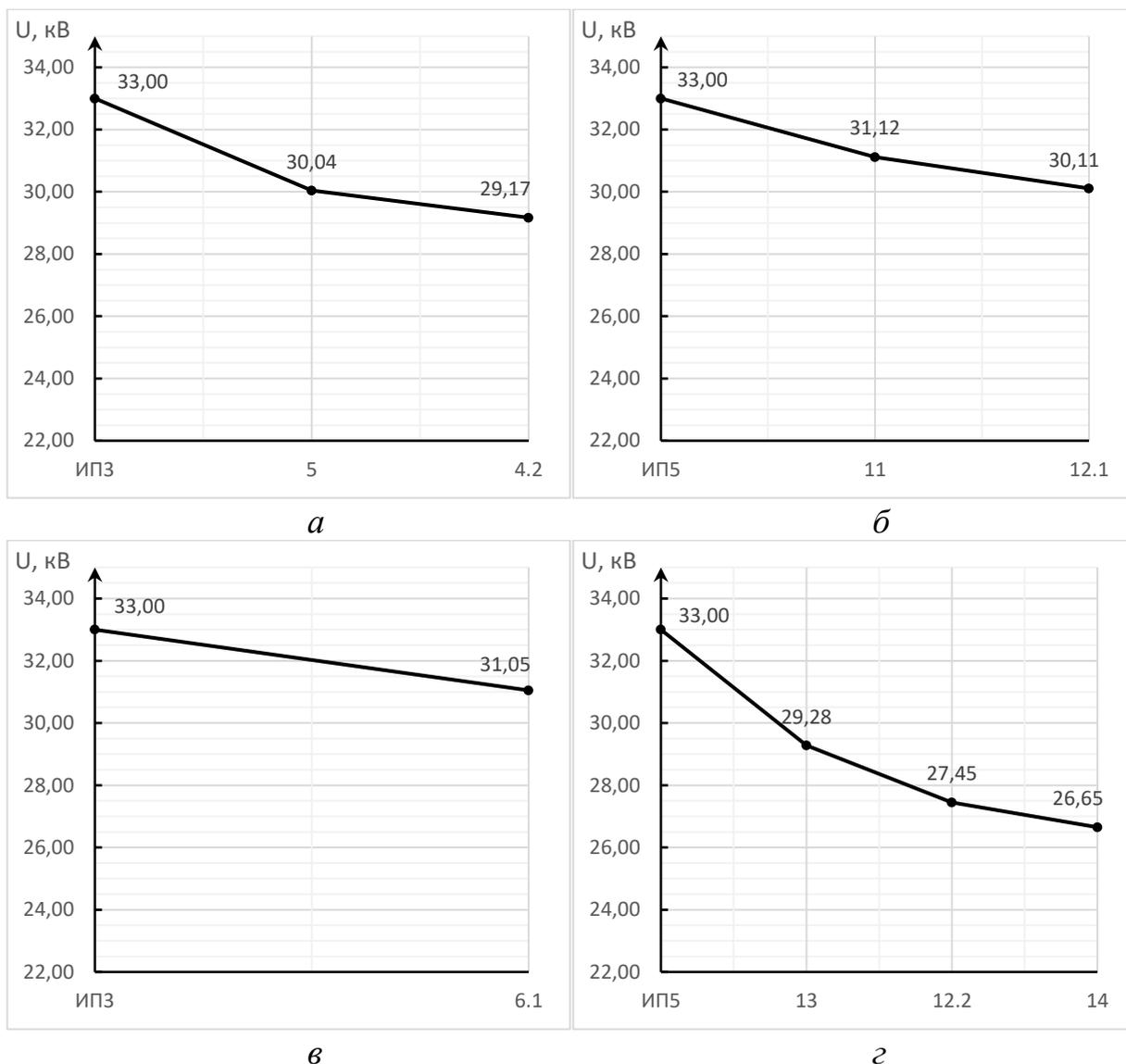


Рис. 3.10. Потенциальная диаграмма для участка схемы:

*а* - ИПЗ–5–4.2; *б* - ИП5–11–12.1; *в* - ИПЗ–6.1; *г* - ИП5–13–12.2–14.

Результаты моделирования распределительной сети Республики Ирак представлены в табл. 3.2 и 3.3. В этих же таблицах представлено сравнение полученных при моделировании значений со значениями, полученными при расчетах с помощью программного комплекса RastrWin. В табл. 3.2 приведены значения напряжений в точках подключения трансформаторных подстанций.

На рисунке 3.9 дана гистограмма потерь активной мощности в каждой ветви схемы.

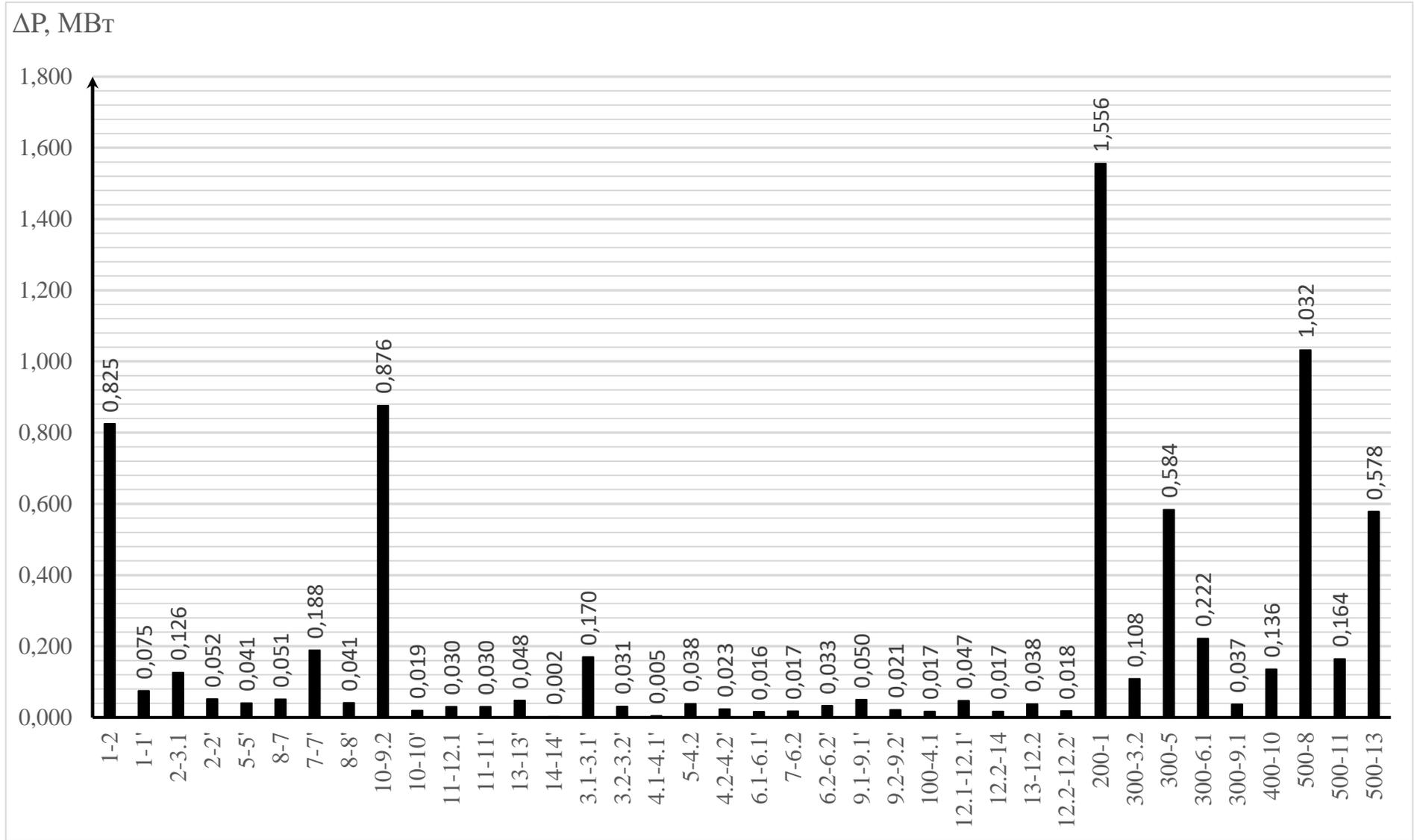


Рисунок 3.9. Гистограмма потерь активной мощности в ветвях распределительной сети Республики Ирак

Таблица 3.2

Сравнение напряжений, полученных при расчетах и моделировании

Узел	RastrWin3		Модель Simulink		Расхождение результатов $\Delta U$ , %
	U, кВ		U, кВ		
1	29,01		28,89		0,41
2	25,02		24,82		0,81
3,1	23,71		23,50		0,90
3,2	31,54		31,48		0,20
4.1	31,95		31,88		0,22
4.2	29,24		29,17		0,23
5	30,10		30,04		0,20
6.1	31,11		31,05		0,19
6.2	24,51		24,27		0,98
7	25,82		25,59		0,88
8	29,42		29,28		0,49
9,1	32,39		32,33		0,19
9,2	31,19		31,13		0,21
10	31,84		31,78		0,19
11	31,19		31,12		0,21
12.1	30,18		30,11		0,22
12.2	27,65		27,45		0,73
13	29,42		29,28		0,48
14	26,88		26,65		0,85

В табл. 3.3 приведены значения потоков мощностей в ветвях сети при имитационном моделировании и аналитических расчетах.

Таблица 3.3

Сравнение потоков мощностей, полученных при расчетах и при моделировании

Ветвь	RastrWin3		Модель Simulink		$\Delta P$ , %	$\Delta Q$ , %
	$P_{нач}$ , МВт	$Q_{нач}$ , Мвар	$P_{нач}$ , МВт	$Q_{нач}$ , Мвар		
1-2	6,985	4,511	7,010	4,713	-0,36	-4,47
1-1'	8,541	5,105	8,571	5,136	-0,36	-0,61
2-3.1	2,828	1,630	2,788	1,689	1,41	-3,65
2-2'	3,359	2,144	3,370	2,151	-0,31	-0,34
5-5'	5,576	3,109	5,594	3,119	-0,33	-0,32
8-7	8,281	5,455	8,331	5,704	-0,60	-4,56
7-7'	3,104	1,961	3,114	1,967	-0,33	-0,29
8-8'	3,285	2,003	3,297	2,010	-0,36	-0,36
10-9.2	1,758	1,048	1,765	1,052	-0,41	-0,42
10-10'	3,344	1,956	3,355	1,963	-0,33	-0,38
11-12.1	1,767	0,975	1,773	0,979	-0,36	-0,41
11-11'	1,615	0,888	1,621	0,891	-0,38	-0,33

Продолжение табл. 3.3

13-13'	3,141	1,830	3,151	1,836	-0,32	-0,31
14-14'	1,580	0,684	1,585	0,686	-0,29	-0,29
3.1-3.1'	2,654	1,556	2,662	1,561	-0,29	-0,34
3.2-3.2'	2,810	1,533	2,820	1,539	-0,35	-0,38
4.1-4.1'	1,708	0,965	1,702	1,001	0,37	-3,74
5-4.2	1,680	0,976	1,687	0,980	-0,39	-0,36
4.2-4.2'	1,640	0,935	1,646	0,938	-0,38	-0,27
6.1-6.1'	4,328	2,567	4,565	2,803	-5,47	-9,20
7-6.2	4,370	2,716	4,306	2,805	1,47	-3,29
6.2-6.2'	4,103	2,602	4,116	2,610	-0,32	-0,32
9.1-9.1'	2,713	1,611	2,723	1,617	-0,35	-0,35
9.2-9.2'	1,728	1,017	1,734	1,021	-0,36	-0,40
100-4.1	1,755	1,013	1,749	1,049	0,34	-3,57
12.1-12.1'	1,719	0,927	1,725	0,930	-0,38	-0,30
12.2-14	1,613	0,665	1,624	0,726	-0,67	-9,18
13-12.2	3,407	1,594	3,467	1,693	-1,78	-6,23
12.2-12.2'	1,658	0,780	1,663	0,782	-0,32	-0,20
200-1	17,059	11,809	17,170	12,130	-0,65	-2,72
300-3.2	2,918	1,643	2,929	1,650	-0,37	-0,40
300-5	7,838	4,680	7,867	4,700	-0,38	-0,43
300-6.1	4,549	2,793	4,565	2,803	-0,35	-0,36
300-9.1	2,751	1,665	2,760	1,671	-0,34	-0,38
400-10	5,237	3,198	5,256	3,210	-0,36	-0,39
500-8	12,564	8,886	12,690	9,241	-1,00	-4,00
500-11	3,544	2,027	3,559	2,040	-0,42	-0,62
500-13	7,109	4,215	7,212	4,382	-1,45	-3,95

Исходя из сравнения полученных в результате моделирования значений напряжений в узлах и потоков мощности в ветвях с расчетными значениями, можно сделать вывод, что созданная модель может быть использована для исследования режимов работы распределительной сети Республики Ирак. Также имитационное моделирование подтвердило высокий уровень потерь активной мощности и напряжения в ветвях распределительной сети Республики Ирак.

### **3.2. Решение задачи оптимизации выбора оптимальных узлов установки и мощности солнечно-дизельных комплексов**

Учитывая высокую стоимость солнечно-дизельного комплекса, не рационально устанавливать их во всех узлах распределительной сети Республики Ирак, так как они могут не окупиться даже за весь период эксплуатации. Целесообразно выбрать минимальное количество узлов для установки объектов генерации. Таким образом, возникает задача выбора таких узлов, при установке в которые будет достигнут максимальный эффект снижения падения напряжения и потери активной мощности в элементах распределительной сети Республики Ирак.

Величина потерь активной мощности в линиях электропередач и напряжения в узлах зависит от величины протекаемого по этой линии тока нагрузки. В представленной схеме имеются участки, где несколько потребителей соединены последовательно. Следовательно, по некоторым линиям протекает ток сразу нескольких потребителей. С целью уменьшения потерь на протяжении всего участка целесообразно использовать дополнительные источники питания в узлах потребителей, которые максимально удалены от основного источника питания.

Выбор мощности и места установки гибридных солнечно-дизельных комплексов произведен на основании минимизации потерь активной мощности в элементах распределительной сети Республики Ирак [99-103]. Оценка эффективности выбора узлов установки выполняется для фрагмента распределительной сети Республики Ирак, представленного на рис. 2.1 в главе 2.

С целью выбора узлов подключения солнечно-дизельных комплексов к распределительным сетям Республики Ирак решается задача оптимизации. За критерий оптимальности выбирается минимум потерь активной мощности в распределительных сетях Республики Ирак 33 кВ [104, 107].

Постановка оптимизационной задачи заключается в определении объекта, параметров и критериев оптимизации, а также ограничений для целевой функции.

Одним из общих подходов, в котором реализуется стремление свести задачу условной оптимизации к более простой задаче безусловной оптимизации, является



$$\begin{aligned}
\Delta P_{\Sigma} = & R_1 \cdot (P_{4.1} - P_{СДК4.1})^2 + R_2 \cdot (P_5 + P_{4.2} - P_{СДК5} - P_{СДК4.2})^2 + \\
& + R_3 \cdot (P_{4.2} - P_{СДК4.2})^2 + R_4 \cdot \left( P_1 + P_2 + P_{3.1} - \sum_{i=1}^3 P_{СДКi} \right)^2 + \\
& + R_5 \cdot \left( P_2 + P_{3.1} - \sum_{i=2}^3 P_{СДКi} \right)^2 + R_6 \cdot (P_{3.1} - P_{СДК3.1})^2 + \\
& + R_7 \cdot (P_{3.2} - P_{СДК3.2})^2 + R_8 \cdot (P_{6.1} - P_{СДК6.1})^2 + \\
& + R_9 \cdot \left( P_{6.2} + P_7 + P_8 - \sum_{i=6}^8 P_{СДКi} \right)^2 + R_{10} \cdot \left( P_{6.2} + P_7 - \sum_{i=6}^7 P_{СДКi} \right)^2 + \\
& + R_{11} \cdot (P_{6.2} - P_{СДК6.2})^2 + R_{12} \cdot (P_{9.1} - P_{СДК9.1})^2 + \\
& + R_{13} \cdot \left( P_{9.2} + P_{10} - \sum_{i=9}^{10} P_{СДКi} \right)^2 + R_{14} \cdot (P_{9.2} - P_{СДК9.2})^2 + \\
& + R_{15} \cdot \left( P_{11} + P_{12.1} - \sum_{i=11}^{12} P_{СДКi} \right)^2 + R_{16} \cdot (P_{12.1} - P_{СДК12.1})^2 + \\
& + R_{17} \cdot \left( P_{12.1} + P_{13} + P_{14} - \sum_{i=12}^{14} P_{СДКi} \right)^2 + \\
& + R_{17} \cdot (P_{12.2} + P_{14} - P_{СДК12.2} - P_{СДК14})^2 + R_{18} \cdot (P_{14} - P_{СДК14})^2 \rightarrow \min,
\end{aligned} \tag{3.5}$$

где  $R_i = \frac{r_i}{U_i^2}$  – отношение активного сопротивления  $i$ -го участка сети к квадрату

напряжения  $i$ -го узла сети;

$P_i$  – величина активной мощности  $i$ -го участка сети;

$P_{СДКi}$  – генерируемая активная мощность солнечно-дизельным комплексом на  $i$ -м участке сети

На основании расчета установившегося режима выявлено, что суммарные потери мощности в элементах сети составили 4468 кВт. На основании этого сформированы условия ограничения для целевой функции, которые принимают следующий вид:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{14} P_{СДКi} - 4468 \approx 0; \\ P_{СДКi} \geq 0, i = 1, 2, \dots, 14; \\ 0 \leq \delta U \leq 10\%. \end{cases}$$

Абсолютный экстремум целевой функции находится методом Лагранжа, в результате которого функция, подлежащая минимизации, принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} L = & R_1 \cdot (P_{4.1} - P_{СДК4.1})^2 + R_2 \cdot (P_5 + P_{4.2} - P_{СДК5} - P_{СДК4.2})^2 + \\ & + R_3 \cdot (P_{4.2} - P_{СДК4.2})^2 + R_4 \cdot \left( P_1 + P_2 + P_{3.1} - \sum_{i=1}^3 P_{СДКi} \right)^2 + \\ & + R_5 \cdot \left( P_2 + P_{3.1} - \sum_{i=2}^3 P_{СДКi} \right)^2 + R_6 \cdot (P_{3.1} - P_{СДК3.1})^2 + \\ & + R_7 \cdot (P_{3.2} - P_{СДК3.2})^2 + R_8 \cdot (P_{6.1} - P_{СДК6.1})^2 + \\ & + R_9 \cdot \left( P_{6.2} + P_7 + P_8 - \sum_{i=6}^8 P_{СДКi} \right)^2 + R_{10} \cdot \left( P_{6.2} + P_7 - \sum_{i=6}^7 P_{СДКi} \right)^2 + \\ & + R_{11} \cdot (P_{6.2} - P_{СДК6.2})^2 + R_{12} \cdot (P_{9.1} - P_{СДК9.1})^2 + \\ & + R_{13} \cdot \left( P_{9.2} + P_{10} - \sum_{i=9}^{10} P_{СДКi} \right)^2 + R_{14} \cdot (P_{9.2} - P_{СДК9.2})^2 + \\ & + R_{15} \cdot \left( P_{11} + P_{12.1} - \sum_{i=11}^{12} P_{СДКi} \right)^2 + R_{16} \cdot (P_{12.1} - P_{СДК12.1})^2 + \\ & + R_{17} \cdot \left( P_{12.1} + P_{13} + P_{14} - \sum_{i=12}^{14} P_{СДКi} \right)^2 + \\ & + R_{17} \cdot (P_{12.2} + P_{14} - P_{СДК12.2} - P_{СДК14})^2 + R_{18} \cdot (P_{14} - P_{СДК14})^2 + \\ & + \lambda \left( \sum_{i=1}^{14} P_{СДКi} - 4468 \right) \rightarrow \min. \end{aligned} \tag{3.6}$$

Подставляя числовые значения в функцию Лагранжа, получаем выражение для формирования частных производных по всем неизвестным переменным:

$$\begin{aligned}
L = & 0,0114 \cdot (1763 - P_{СДК4.1})^2 + 0,007 \cdot (7580 - P_{СДК4.2} - P_{СДК5})^2 + \\
& + 0,009 \cdot (1665 - P_{СДК4.2})^2 + 0,0036 \cdot \left(16305 - \sum_{i=1}^3 P_{СДКi}\right)^2 + \\
& + 0,0092 \cdot \left(6698 - \sum_{i=2}^3 P_{СДКi}\right)^2 + 0,0067 \cdot (2808 - P_{СДК3.1})^2 + \\
& + 0,0096 \cdot (2919 - P_{СДК3.2})^2 + 0,00775 \cdot (4503 - P_{СДК6.1})^2 + \\
& 0,00431 \cdot \left(11591 - \sum_{i=6}^8 P_{СДКi}\right)^2 + 0,0105 \cdot \left(7823 - \sum_{i=6}^7 P_{СДКi}\right)^2 + \\
& + 0,00434 \cdot (4347 - P_{СДК6.2})^2 + 0,00822 \cdot (2786 - P_{СДК9.1})^2 + \\
& + 0,01054 \cdot \left(5463 - \sum_{i=9}^{10} P_{СДКi}\right)^2 + 0,00667 \cdot (2786 - P_{СДК9.2})^2 + \\
& + 0,0098 \cdot \left(3528 - \sum_{i=11}^{12} P_{СДКi}\right)^2 + 0,01046 \cdot (1769 - P_{СДК12.1})^2 + \\
& + 0,0117 \cdot \left(7278 - \sum_{i=12}^{14} P_{СДКi}\right)^2 + 0,0095 \cdot (3465 - P_{СДК12.2} - P_{СДК14})^2 + \\
& 0,00856 \cdot (1661 - P_{СДК14})^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^{14} P_{СДКi} - 4468\right) \rightarrow \min.
\end{aligned}$$

На основании полученной целевой функции минимума потерь активной мощности сформированы частные производные по всем неизвестным переменным, которые примут следующий вид:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{СДК4.1}} = -0,01736 \cdot (1763 - P_{СДК4.1}) + \lambda;$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{СДК5}} = -0,01086 \cdot (7580 - \sum_{i=4}^5 P_{СДКi}) + \lambda;$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{СДК4.2}} = -0,01086 \cdot (7580 - \sum_{i=4}^5 P_{СДКi}) - 0,0093 \cdot (1665 - P_{СДК4.2}) + \lambda;$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{СДК1}} = -0,00718 \cdot (16305 - \sum_{i=1}^3 P_{СДКi}) + \lambda;$$

$$\frac{\partial L}{\partial P_{СДК2}} = -0,00718 \cdot (16305 - \sum_{i=1}^3 P_{СДКi}) - 0,01836 \cdot (6698 - \sum_{i=2}^3 P_{СДКi}) + \lambda;$$

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК3.1}} &= -0,00718 \cdot (16305 - \sum_{i=1}^3 P_{СДКi}) - 0,01836 \cdot (6698 - \sum_{i=2}^3 P_{СДКi}) \\
&\quad - 0,0103 \cdot (2808 - P_{СДК3.1}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК3.2}} &= -0,01612 \cdot (2919 - P_{СДК3.2}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК6.1}} &= -0,01106 \cdot (4503 - P_{СДК6.1}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК8}} &= -0,0053 \cdot (11591 - \sum_{i=6}^8 P_{СДКi}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК7}} &= -0,0053 \cdot (11591 - \sum_{i=6}^8 P_{СДКi}) - 0,00784 \cdot (7823 - \sum_{i=7}^8 P_{СДКi}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК6.2}} &= -0,0053 \cdot (11591 - \sum_{i=6}^8 P_{СДКi}) - 0,00784 \cdot (7823 - \sum_{i=7}^8 P_{СДКi}) - \\
&\quad - 0,0062 \cdot (4347 - P_{СДК6.2}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК9.1}} &= -0,00868 \cdot (2786 - P_{СДК9.1}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК10}} &= -0,02108 \cdot (5463 - \sum_{i=9}^{10} P_{СДКi}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК9.2}} &= -0,02108 \cdot (5463 - \sum_{i=9}^{10} P_{СДКi}) - 0,00558 \cdot (2786 - P_{СДК9.2}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК11}} &= -0,01398 \cdot (3528 - \sum_{i=11}^{12} P_{СДКi}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК12.1}} &= -0,01398 \cdot (3528 - \sum_{i=11}^{12} P_{СДКi}) - 0,01628 \cdot (1769 - P_{СДК12.1}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК13}} &= -0,0234 \cdot (7278 - \sum_{i=12}^{14} P_{СДКi}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК12.2}} &= -0,0234 \cdot (7278 - \sum_{i=12}^{14} P_{СДКi}) - 0,0114(3465 - P_{СДК12.2} - P_{СДК14}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial P_{СДК14}} &= -0,0234 \cdot (7278 - \sum_{i=12}^{14} P_{СДКi}) - 0,0114(3465 - P_{СДК12.2} - P_{СДК14}) - \\
&\quad - 0,0094(1661 - P_{СДК14}) + \lambda; \\
\frac{\partial L}{\partial \lambda} &= \sum_{i=1}^{14} P_{СДКi} - 4468.
\end{aligned}$$

На основании решения полученных уравнений определены рекомендуемые мощности солнечно-дизельных комплексов в узлах распределительной сети Республики Ирак, представленные в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Рекомендуемая мощность солнечно-дизельных комплексов  
в узлах распределительной сети Республики Ирак

№ п.п	№ узла	$P_{СДК}$ , кВт	$\delta U$ , %	№ ветви	$\Delta P$ , кВт	$\delta U$ , %
1.	4.1	0	3,3	10 – 4.1	48,7	3,3
2.	5	65,4	8,5	30 – 5	541,2	8,5
3.	4.2	55,3	9,1	4.2 – 5	40,8	2,6
4.	1	262,6	6,4	20 – 1	534,2	6,4
5.	2	701,2	8,1	1 – 2	51,3	1,7
6.	3.1	1206,7	5,5	2 – 3.1	42,2	2,6
7.	3.2	0	4,5	30 – 3.2	108,1	4,4
8.	6.1	17,5	5,9	30 – 6.1	231,6	5,9
9.	8	205,2	5,2	4 – 8	288,9	5,1
10.	7	419,5	9,3	7 – 8	152,2	4,1
11.	6.2	820,4	9,9	6.2 – 7	10,1	0,5
12.	9.1	0	3,8	30 – 9.1	91,3	3,7
13.	10	94,9	9,5	40 – 10	423,3	8,5
14.	9.2	110,2	9,7	9.2 – 10	35,2	2,1
15.	11	0	55,8	4 – 11	175,3	4,8
16.	12.1	0	8,9	11 – 12.1	50,1	3,1
17.	13	333,9	6,9	4 – 13	246,6	6,1
18.	12.2	529,5	7,9	12.2 – 13	18,5	0,9
19.	14	625,3	6,5	12.2 – 14	12,5	1,35

Как следует из табл. 3.4., рациональным местом установки солнечно-дизельных комплексов являются узлы 2, 3.1, 6.2, 12.2, 14. Укрупняя значения активных мощностей в узлах потребления, предлагается подключать установки распределенной генерации в узлах 3.1, 6.2, 14.

В результате решения задачи оптимизации по выбору узлов подключения солнечно-дизельных комплексов к шинам 11 кВ подстанции 33/11 кВ предложено их размещение в узлах 3.1, 6.2, 14 суммарной мощностью 4500 кВт.

### 3.3. Анализ элементов структуры солнечно-дизельного комплекса

Сочетание гарантированного источника питания в виде дизельной электростанции и фотоэлектрического модуля позволяет построить надежные универсальные гибридные электростанции с неплохими технико-экономическими показателями. В настоящее время наибольшее распространение получили следующие структурные схемы построения таких электростанций [109-111]:

- с согласованием фотоэлектрического модуля по шине переменного тока;
- с дублирующей дизельной электростанцией;
- с согласованием фотоэлектрического модуля и дизельной электростанции по шине постоянного тока.

Вне зависимости от выбранной схемы, в структуру разрабатываемого комплекса входят следующие элементы [112-114]:

- фотоэлектрические преобразователи (ФЭП);
- устройство отбора максимальной мощности (УОММ);
- аккумуляторные батареи (АКБ);
- контроллер заряда АКБ – зарядное устройство (ЗУ);
- дизельная электростанция (ДЭС);
- инвертор напряжения (ИН);
- повышающий силовой трансформатор (Т);
- внешняя сеть электроснабжения;
- нагрузка.

Электроэнергия, вырабатываемая фотоэлектрическими преобразователями, поступает в аккумуляторные батареи через устройство отбора максимальной мощности и контроллер заряда батарей, которые используются для создания необходимого резерва электроэнергии в периоды, когда выработка электроэнергии превышает потребление, и ее расходования в ином случае. Поскольку питание нагрузки происходит на переменном токе, в систему включен инвертор для преобразования постоянного тока в переменный.

Для обеспечения надежности и бесперебойной работы системы предусматривается подключение к централизованной электросети и к резервному источнику энергии (дизель-генератору). При недостаточном потенциале фотоэлектрических модулей для покрытия необходимой мощности потребителей, происходит включение дизельной электростанции, и она работает параллельно фотоэлектрическим модулем. При этом с повышением нагрузки и меньших установленных мощностях установок фотоэлектрических модулей увеличивается нагрузка на дизельную электростанцию. При высоких значениях потенциала модуля дизельная электростанция отключается, и отбор мощности происходит только от панелей. Колебания потребляемой и генерированной мощности от фотоэлектрических модулей демпфируется за счёт энергии, накопленной в аккумуляторной батарее. В зависимости от погодных условий и характера потребляемой мощности, а также заряда аккумуляторной батареи, возможно использование всех или некоторых установок из состава фотоэлектрических модулей.

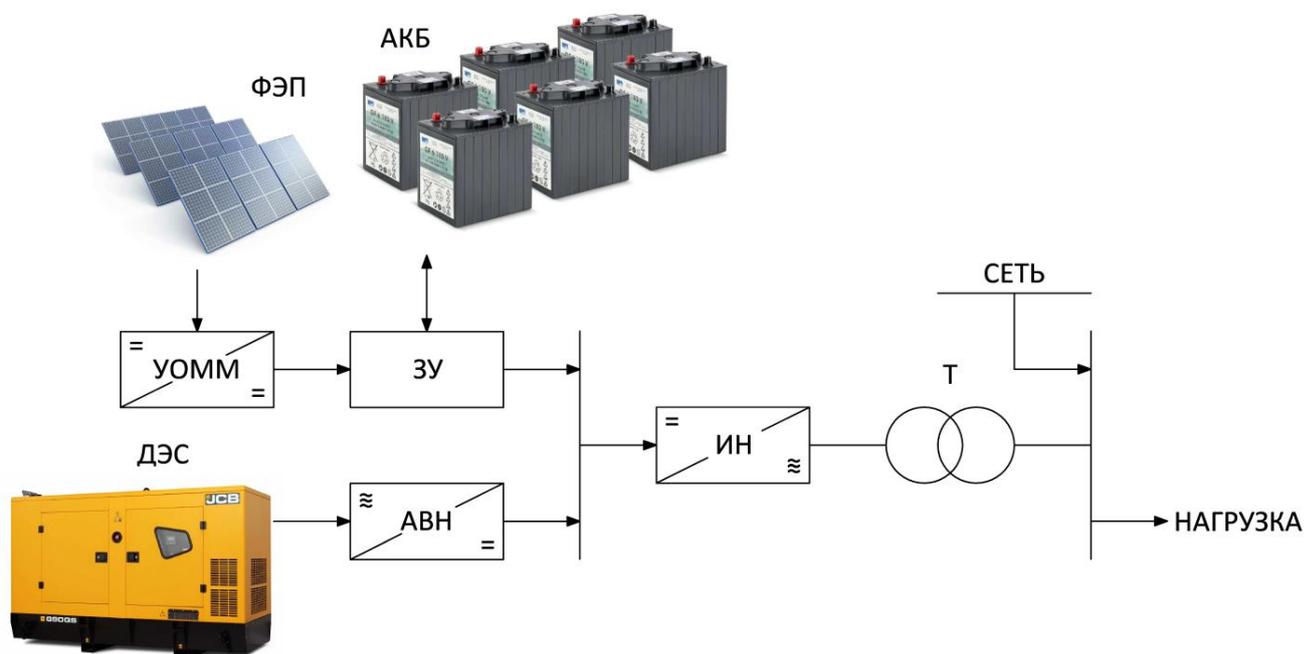


Рисунок 3.10. Структурная схема с согласованием фотоэлектрических модулей с дизельной электростанцией по шине постоянного тока

Поскольку получение напряжения на солнечных панелях свыше 48 В невозможно по технологическим причинам, для присоединения проектируемого комплекса к сети 11 кВ в схему включен согласующий силовой повышающий трансформатор Т.

В схеме, представленной на рис. 3.10, помимо указанных элементов, присутствует активный выпрямитель напряжения, служащий для преобразования переменного тока на выходе дизель-генератора в постоянный.

Учитывая тот факт, что работа аккумуляторных батарей и генерация энергии от фотоэлектрических модулей происходит на постоянном токе, согласование по шине постоянного тока является конкурентно-способным вариантом также ввиду простоты реализации.

Однако схема не лишена недостатков, к которым относится, во-первых, дополнительная ступень преобразования электроэнергии: переменное напряжение на выходе дизельной электростанции преобразовывается в постоянное для согласования с возобновляемыми источниками энергии, затем в инверторе снова происходит преобразование в переменное напряжение для питания нагрузки. Во-вторых, такое решение приводит к завышению мощности инвертора, поскольку он должен быть рассчитан и на мощность дизельной электростанции, и на мощность фотоэлектрического модуля, что усложняет реализацию такой системы, когда требуется обеспечить питание мощных нагрузок.

Также использование полупроводниковых инверторов для представленной структуры приводит к необходимости установки дополнительных компенсирующих устройств для поддержания требуемого напряжения на шинах электростанций.

Следовательно, для распределенной генерации предложенный вариант построения системы является нецелесообразным. Рассмотрим структурные схемы гибридной электростанции с согласованием по шине переменного тока. Первый вариант такой схемы представлен на рис. 3.11.

В данной схеме отсутствует выпрямитель напряжения, следовательно, исключается лишняя ступень преобразования напряжения. Также возможно

применение инвертора меньшей мощности, поскольку теперь требуется преобразование напряжения только от фотоэлектрической установки, а дизель-генератор подключается напрямую на шины переменного тока.

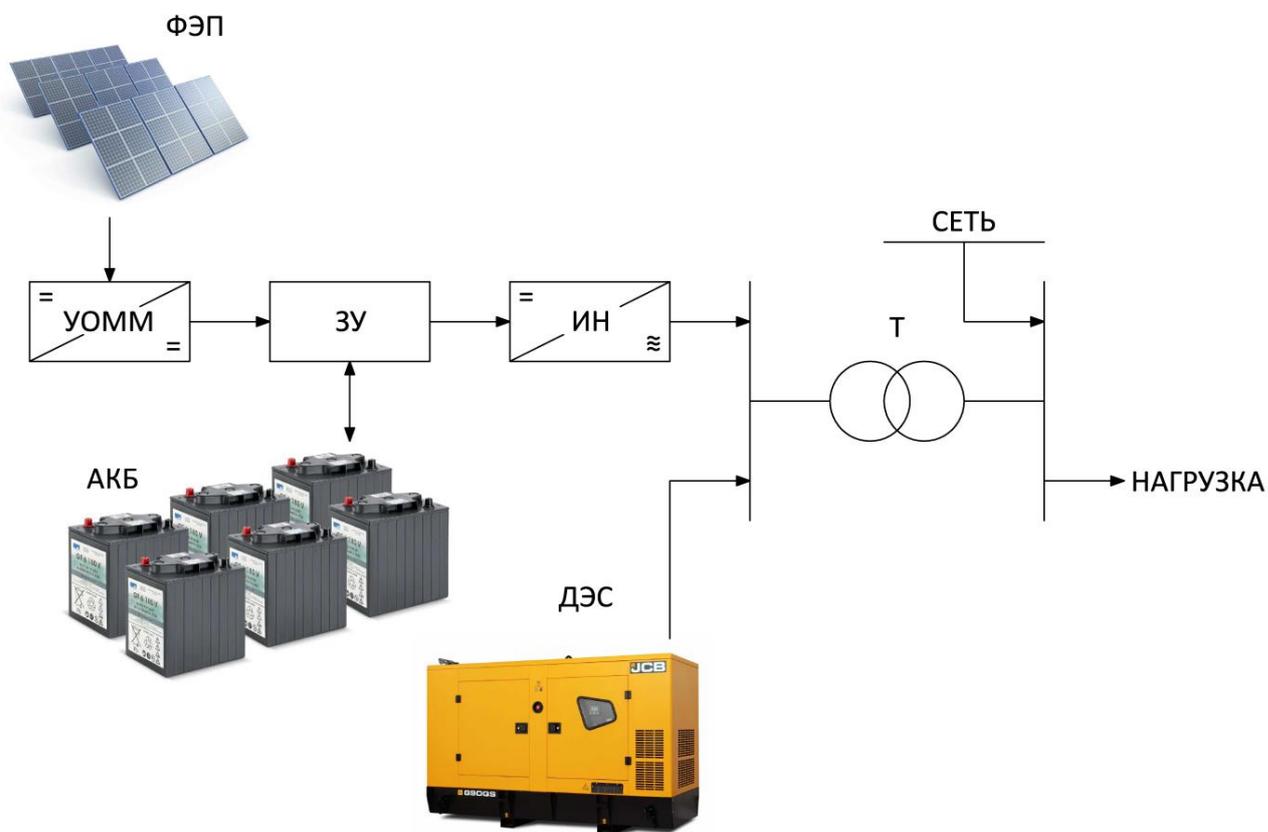


Рисунок 3.11. Структурная схема с согласованием фотоэлектрических модулей с дизельной электростанцией по шине переменного тока низкого напряжения

Недостатком предложенной схемы является усложнение системы управления, поскольку для согласования инвертора и дизельной электростанции по шине переменного тока требуется выполнение следующих условий: равенство напряжений, равенство частоты и синхронизация по фазе. Однако для построения мощных систем данный вариант является предпочтительным ввиду возможности применения меньшей мощности инвертора по сравнению со схемой на рис. 3.10.

На представленной схеме можно исключить еще одну ступень преобразования, выбрав дизельную электростанцию на требуемое напряжение, на котором осуществляется питание нагрузки. Предложенный вариант показан на рис. 3.12.

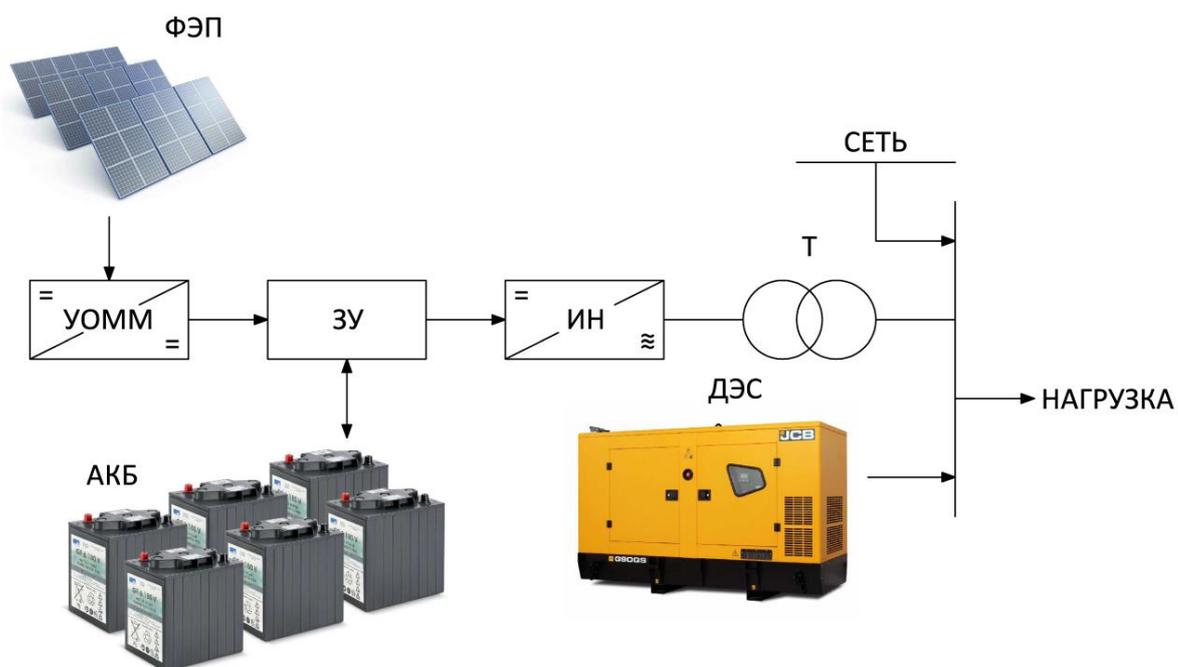


Рисунок 3.12. Структурная схема с согласованием фотоэлектрических модулей с дизельной электростанцией по шине переменного тока высокого напряжения

В данном случае дизельная электростанция подключается на шины высокого напряжения электростанции, за счет чего возможна установка повышающего трансформатора меньшей мощности, чем в схеме на рис. 3.11. Поскольку возможны такие режимы работы, при которых нагрузка получает питание и от фотоэлектрических модулей, и от дизельной электростанции, то трансформатор на структурной схеме 3.11 должен быть рассчитан на их суммарную мощность. Это решение приведет к тому, что при питании от одного из источников (длительный режим работы) трансформатор будет работать с низким коэффициентом загрузки, при котором потери холостого хода трансформатора начинают играть значительную роль. При подключении дизельной электростанции на шины высокого напряжения отпадает необходимость в увеличении мощности силового трансформатора, что позволяет выбрать трансформатор с оптимальными параметрами.

В дальнейшем в данной работе будет рассматриваться работа гибридной электростанции, согласованной по шине переменного тока на стороне высокого напряжения.

## Выводы

1. Имитационная модель участка распределительной сети Республики Ирак, реализованная в пакете Matlab&Simulink, позволяет учесть реальную конфигурацию сетей, особенности их построения, избежать ошибок на этапе проектирования и выбора технических мероприятий, способствующих повышению качества электроснабжения потребителей. Сравнение результатов имитационного моделирования и аналитического расчета, показали их хорошую сходимость, не превышающую расхождения в 10 %, что говорит о возможности использования разработанной имитационной модели для исследования режимов работы распределительной сети Республики Ирак. Результаты имитационного моделирования подтвердили значительное отклонение напряжения в узлах нагрузки, которое достигает значения  $\delta U = 32,3 \%$ , для послеаварийного режима работы и значения увеличиваются в 2 раза, что говорит о необходимости использования дополнительных источников электроэнергии в виде распределенной генерации.

2. В результате решения задачи оптимизации по минимуму потерь активной мощности выявлены оптимальные узлы установки солнечно-дизельных комплексов. Предложено размещение солнечно-дизельных комплексов в трех характерных узлах 3.1, 6.2, 14. номинальной мощностью 2; 1,5 и 1 МВт соответственно. Суммарная мощность установок распределенной генерации задается исходя из того, что мощность потерь в ветвях распределительной сети Республики Ирак составляет 4468 кВт.

3. Выбрана схема подключения к распределительной сети солнечно-дизельного комплекса, согласованного по шине переменного тока на стороне высокого напряжения. Она позволяет исключить еще одну ступень преобразования, выбрав дизельную электростанцию на требуемое напряжение, за счет чего возможна установка повышающего трансформатора меньшей мощности.

## **4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛНЕЧНО-ДИЗЕЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ РЕСПУБЛИКИ ИРАК**

### **4.1. Решение задачи оптимизации структуры солнечно-дизельных комплексов методом нечетких множеств**

Для повышения энергоэффективности при наименьших затратах возникает необходимость выбора оптимального соотношения мощностей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре солнечно-дизельного комплекса с учетом основных элементов.

Одной из основных задач при использовании распределенной генерации является выбор установленных мощностей составных частей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре солнечно-дизельного комплекса. С этой целью определяются основные факторы, влияющие на технико-экономические показатели распределенной генерации. К ним следует отнести: себестоимость производимой электроэнергии; капитальные затраты и эксплуатационные издержки; количество моточасов, вырабатываемых солнечно-дизельным комплексом на протяжении срока службы; снижение производительности фотоэлектрических модулей от времени эксплуатации; потери электроэнергии в элементах солнечно-дизельных комплексах; площадь отчуждаемой территории под установку элементов солнечно-дизельных комплексов; влияние на показатели качества электроэнергии в распределительных сетях Республики Ирак; влияние на экологическую обстановку окружающей среды.

Выбор соотношения мощностей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре солнечно-дизельного комплекса – это типичная задача оптимизации. Однако построить целевую функцию классическими методами математики невозможно из-за неточной информации о

перечисленных факторах. Справиться с этой проблемой поможет область математики, которая получила название нечетких множеств [115-117].

Для выбора оптимального соотношения фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре предлагается использовать шесть нечетких критериев, соответствующих вышеперечисленным факторам:  $T_1$  – капитальные затраты с учетом установки и монтажа солнечно-дизельных комплексов и эксплуатационных издержек ( $K_{уд}$ , о.е.);  $T_2$  – потери электроэнергии в элементах солнечно-дизельных комплексов ( $\Delta W$ , о.е.);  $T_3$  – площадь отчуждаемой территории для установки элементов солнечно-дизельных комплексов ( $S$ , о.е.);  $T_4$  – влияние на качество электрической энергии в энергосистеме (ПКЭ, %);  $T_5$  – стоимость дизельного топлива с учетом его доставки ( $C_{уд}$ , о.е.);  $T_6$  – влияние на экологическую обстановку окружающей среды ( $\mathcal{E}$ , о.е.).

Единицы измерения представленных критериев задаются в относительных единицах, для удобства построения функций принадлежности лингвистических переменных. Количественная оценка каждого критерия производится на основании экспертных оценок и статистических данных о диапазоне их изменения. Решение поставленной задачи произведено двумя вариантами: 1-й – критерии равной степени важности; 2-й – критерии различной степени важности.

При критериях равной важности, если имеется  $j$  критериев  $T_1, T_2, \dots, T_j$ , то лучшей считается альтернатива, удовлетворяющая критерию  $T_1, T_2, \dots, T_j$ . Наилучшая альтернатива записывается в виде пересечения соответствующих нечетких множеств [118]:

$$M = T_1 \cap T_2 \cap \dots \cap T_j. \quad (4.1)$$

Так как выражение (4.1) соответствует операции минимум, то выбирается альтернатива, имеющая наибольшее значение функции принадлежности. Степень принадлежности соотношения структур солнечно-дизельного комплекса к заданным критериям описывается лингвистическими переменными с помощью функций принадлежности  $\mu_j(T_j) = [0; 1]$ . Принимаем лингвистические переменные, соответствующие каждому критерию  $T_j$  и имеющие такое же

название. Диапазон возможных соотношений фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в общей структуре солнечно-дизельных комплексов представлен отношением  $n/N$ , (где  $N$  – количество возможных вариантов,  $N= 10$ ;  $n$  – номер конкретного варианта,  $n = 1, 2, \dots, 9$ ).

Рассмотрим выбор оптимального варианта структуры солнечно-дизельного комплекса при равноценной степени важности критериев. Нечеткое множество для каждого критерия  $T_j$  запишется следующим образом:

$$\begin{aligned}
 T_1 &= \{ \mu_1(T_1) = \beta_{11} / F_1; \mu_2(T_1) = \beta_{21} / F_2; \dots; \mu_i(T_1) = \beta_{i1} / F_i; \}; \\
 T_2 &= \{ \mu_1(T_2) = \beta_{12} / F_1; \mu_2(T_2) = \beta_{22} / F_2; \dots; \mu_i(T_2) = \beta_{i2} / F_i; \}; \\
 T_3 &= \{ \mu_1(T_3) = \beta_{13} / F_1; \mu_2(T_3) = \beta_{23} / F_2; \dots; \mu_i(T_3) = \beta_{i3} / F_i; \}; \\
 &\dots\dots\dots \\
 T_j &= \{ \mu_1(T_j) = \beta_{1j} / F_1; \mu_2(T_j) = \beta_{2j} / F_2; \dots; \mu_i(T_j) = \beta_{ij} / F_i; \}.
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

где  $\beta_{ij}$  –возможные числовые значения для соответствующих терм лингвистических переменных;

$i$  и  $j$  - номер строки и столбца соответственно;  $i, j = 1 \dots n$ .

Применим правило выбора соответствующих минимальных значений функции принадлежности, из которых затем выбирают максимальное, оно и будет указывать на вариант оптимального соотношения мощностей в общей структуре солнечно-дизельного комплекса.

$$\begin{aligned}
 M &= \max \left\{ \begin{array}{l} \min(\mu_1(T_1) = \beta_{11}; \mu_2(T_2) = \beta_{12}; \dots; \mu_j(T_j) = \beta_{1j} / F_1); \\ \min(\mu_1(T_1) = \beta_{21}; \mu_2(T_2) = \beta_{22}; \dots; \mu_j(T_j) = \beta_{2j} / F_2); \\ \min(\mu_1(T_1) = \beta_{31}; \mu_2(T_2) = \beta_{32}; \dots; \mu_j(T_j) = \beta_{3j} / F_3); \\ \dots\dots\dots \\ \min(\mu_1(T_1) = \beta_{i1}; \mu_2(T_2) = \beta_{i2}; \dots; \mu_j(T_j) = \beta_{ij} / F_i); \end{array} \right\} = \\
 &= \max \left\{ \begin{array}{l} \mu_j(T_j) = \beta_{1j} / F_1; \mu_j(T_j) = \beta_{2j} / F_2; \\ \mu_j(T_j) = \beta_{3j} / F_3; \dots; \mu_j(T_j) = \beta_{ij} / F_i; \end{array} \right\}.
 \end{aligned} \tag{4.3}$$

Выбор оптимальной структуры солнечно-дизельного комплекса производится на основании сравнения девяти соотношений мощности

фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций. Каждое соотношение получает соответствующие оценки альтернатив по представленным критериям (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Функции принадлежности для рассматриваемых критериев

№	Соотношение мощностей ФЭМ и ДЭС, $F_j$	$\mu_1(T_1)$	$\mu_2(T_2)$	$\mu_3(T_3)$	$\mu_4(T_4)$	$\mu_5(T_5)$	$\mu_6(T_6)$
1	1/10	$\beta_{11}$	$\beta_{12}$	$\beta_{13}$	$\beta_{14}$	$\beta_{15}$	$\beta_{16}$
2	2/10	$\beta_{21}$	$\beta_{22}$	$\beta_{23}$	$\beta_{24}$	$\beta_{25}$	$\beta_{26}$
3	3/10	$\beta_{31}$	$\beta_{32}$	$\beta_{33}$	$\beta_{34}$	$\beta_{35}$	$\beta_{36}$
4	4/10	$\beta_{41}$	$\beta_{42}$	$\beta_{43}$	$\beta_{44}$	$\beta_{45}$	$\beta_{46}$
5	5/10	$\beta_{51}$	$\beta_{52}$	$\beta_{53}$	$\beta_{54}$	$\beta_{55}$	$\beta_{56}$
6	6/10	$\beta_{61}$	$\beta_{62}$	$\beta_{63}$	$\beta_{64}$	$\beta_{65}$	$\beta_{66}$
7	7/10	$\beta_{71}$	$\beta_{72}$	$\beta_{73}$	$\beta_{74}$	$\beta_{75}$	$\beta_{76}$
8	8/10	$\beta_{81}$	$\beta_{82}$	$\beta_{83}$	$\beta_{84}$	$\beta_{85}$	$\beta_{86}$
9	9/10	$\beta_{91}$	$\beta_{92}$	$\beta_{93}$	$\beta_{94}$	$\beta_{95}$	$\beta_{96}$

В результате статистической и экспертной оценки выбраны термы для лингвистических переменных и диапазон их возможных значений. Для описания критериев  $T_1 - T_6$  вводятся четыре функциональные входные лингвистические переменные (термы). Диапазоны лингвистических переменных заданы в относительных единицах для каждого критерия  $T_j$  и представлены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Диапазон изменения лингвистических переменных каждого критерия

№	Лингвистические переменные	Термы			
		ZP	PS	PM	PB
1	$T_1, K$	[0; 0,1; 0,25]	[0,15; 0,35; 0,55]	[0,45; 0,65; 0,85]	[0,75; 0,9; 1]
2	$T_2, \Delta W$	–	[0; 0,1; 0,4]	[0,25; 0,5; 0,75]	[0,6; 0,9; 1]
3	$T_3, S$	[0; 0,05; 0,5]	[0,2; 0,4; 0,6]	[0,4; 0,6; 0,8]	[0,75; 0,95; 1]
4	$T_4, ПКЭ$	–	[0; 0,05; 0,3]	[0,15; 0,45; 0,75]	[0,6; 0,85; 1]
5	$T_5, C_{уд}$	–	[0; 0,2; 0,5]	[0,35; 0,6; 0,85]	[0,7; 0,9; 1]
6	$T_6, \Theta$	–	[0; 0,1; 0,35]	[0,15; 0,45; 0,75]	[0,5; 0,9; 1]

ZP – «положительное близкое к нулю»; PS – «положительное малое»; PM – «положительное среднее»; PB – «положительное большое»

На рис. 4.1 представлены графики функции принадлежности для всех лингвистических переменных  $T_1 - T_6$ .

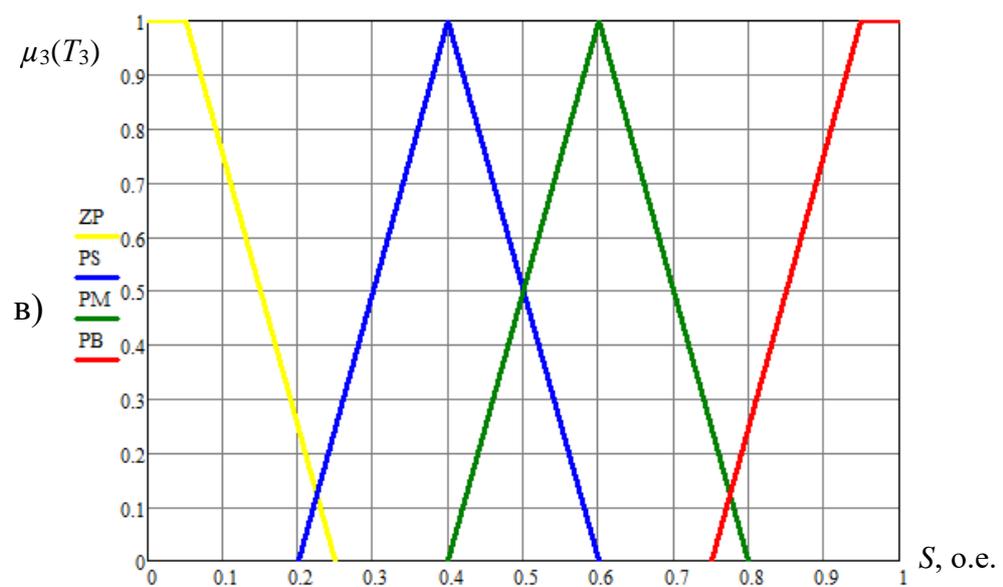
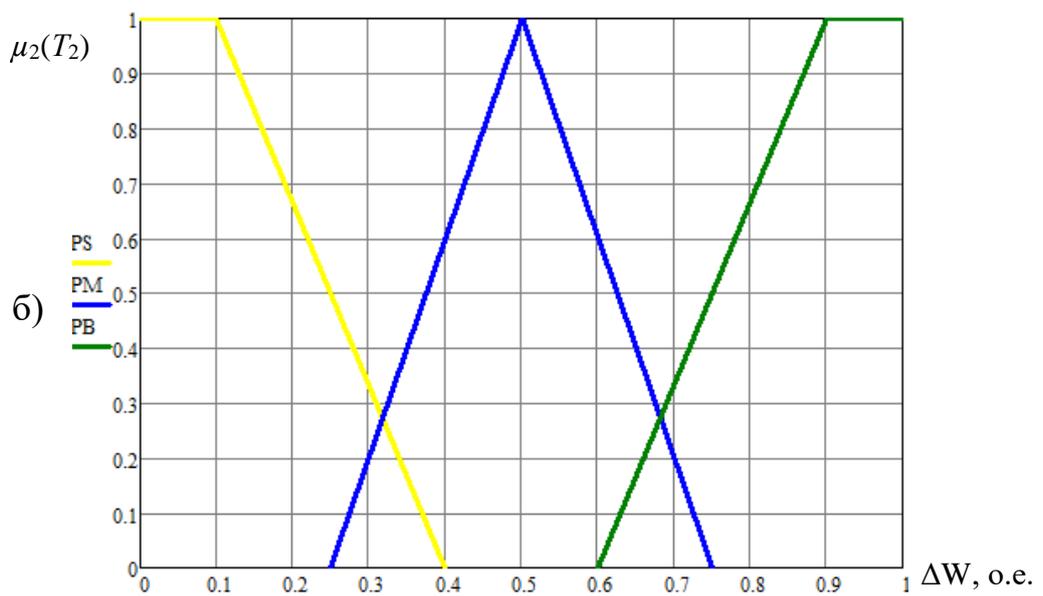
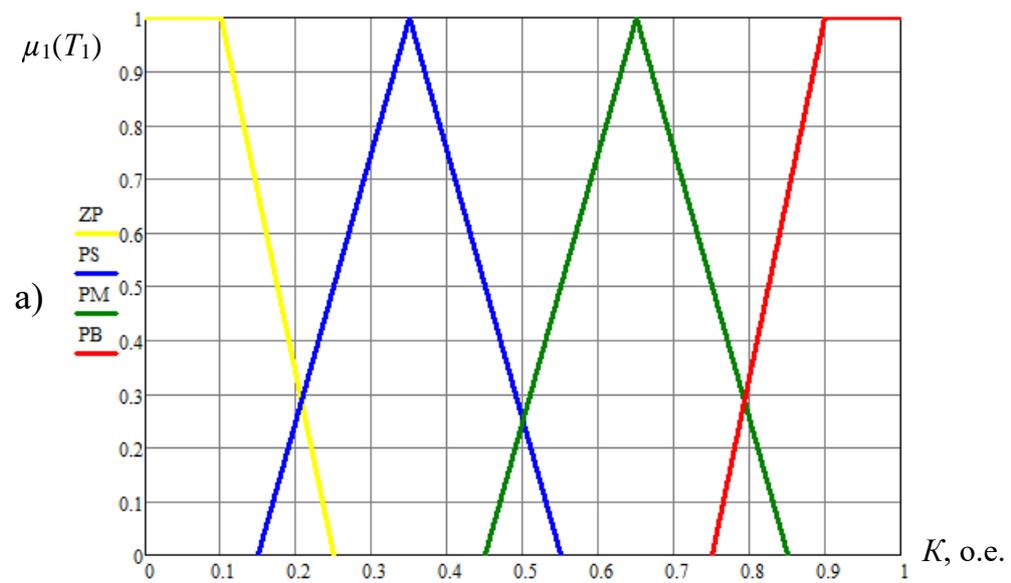


Рис. 4.1. Графики функции принадлежности лингвистических переменных  $a - T_1$ ;  $\bar{b} - T_2$ ;  $v - T_3$ ;

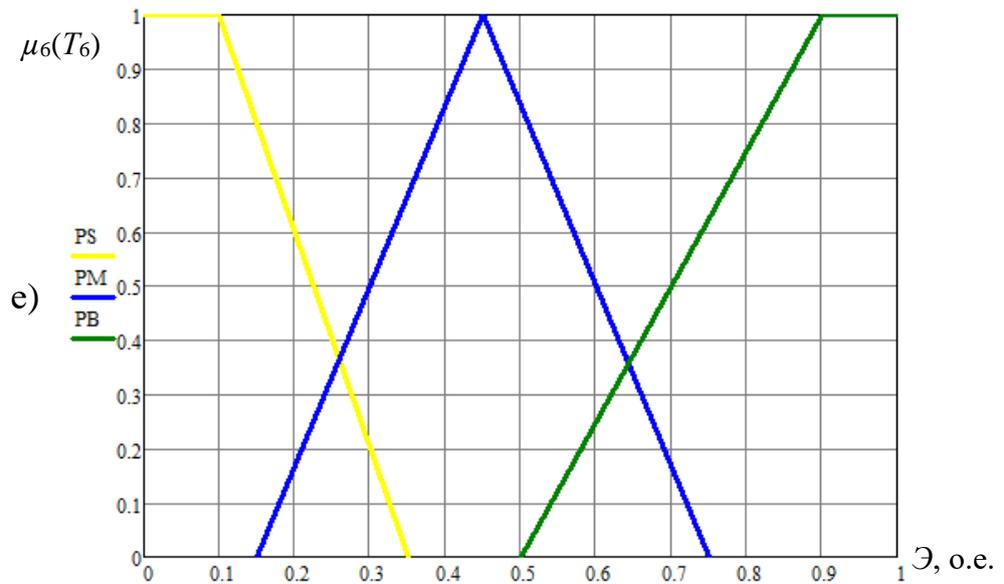
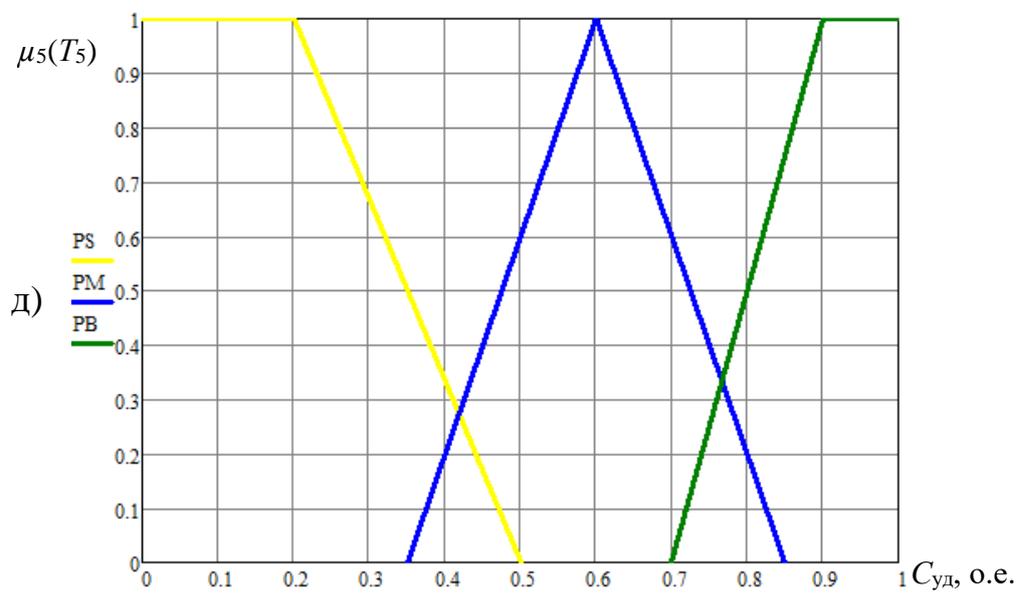
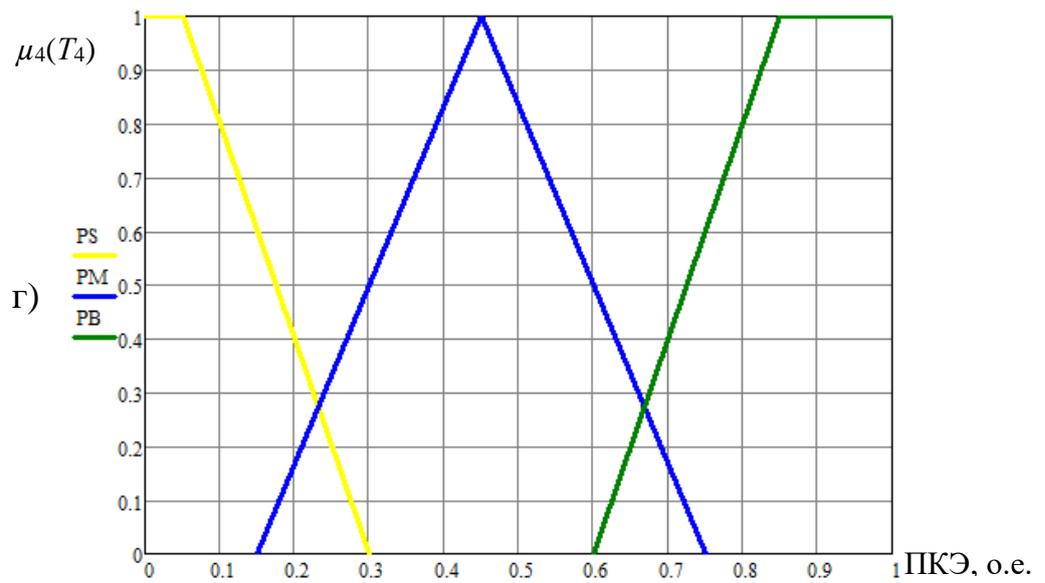


Рис. 4.1. Графики функции принадлежности лингвистических переменных  $z - T_4$ ;  $d - T_5$ ;  $e - T_6$ ; (окончание)

Для определения функции принадлежности предлагаемых комбинаций солнечно-дизельных комплексов, на основании их функциональных особенностей составлена табл. 4.3, характеризующая каждую комбинацию структуры по каждому критерию в относительных единицах.

Таблица 4.3

Оценка критериев для разных типов солнечно-дизельных комплексов

№	Тип структуры	K, о.е.	$\Delta W$ , о.е.	S, о.е.	ПКЭ, %	$C_{уд}$ , о.е.	Э
1	ФЭП и ДЭС 1/10	0,71	0,2	0,25	25	1	0,97
2	ФЭП и ДЭС 2/10	0,75	0,3	0,29	30	0,95	0,9
3	ФЭП и ДЭС 3/10	0,79	0,4	0,36	45	0,75	0,8
4	ФЭП и ДЭС 4/10	0,82	0,5	0,52	50	0,65	0,7
5	ФЭП и ДЭС 5/10	0,85	0,6	0,65	60	0,55	0,65
6	ФЭП и ДЭС 6/10	0,88	0,7	0,73	80	0,35	0,55
7	ФЭП и ДЭС 7/10	0,91	0,8	0,86	85	0,30	0,45
8	ФЭП и ДЭС 8/10	0,93	0,9	0,95	90	0,25	0,35
9	ФЭП и ДЭС 9/10	0,95	1	1	95	0,15	0,25

Используя оценки альтернатив, определяем функции принадлежности каждой переменной по полученным зависимостям лингвистических переменных (рис. 4.1). Записываем для каждого критерия  $T_j$  нечеткое множество:

$$T_1 = \{0,72 / F_1; 0,5 / F_2; 0,38 / F_3; 0,36 / F_4; 0,68 / F_5; 0,9 / F_6; 1 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9\};$$

$$T_2 = \{0,68 / F_1; 0,57 / F_2; 0,55 / F_3; 1 / F_4; 0,6 / F_5; 0,56 / F_6; 0,68 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9\};$$

$$T_3 = \{0,43 / F_1; 0,48 / F_2; 0,8 / F_3; 0,53 / F_4; 0,78 / F_5; 0,07 / F_6; 0,26 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9\};$$

$$T_4 = \{0,28 / F_1; 0,5 / F_2; 1 / F_3; 0,83 / F_4; 0,5 / F_5; 0,8 / F_6; 1 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9\};$$

$$T_5 = \{1 / F_1; 1 / F_2; 0,35 / F_3; 0,8 / F_4; 0,8 / F_5; 0,5 / F_6; 0,68 / F_7; 0,84 / F_8; 1 / F_9\};$$

$$T_6 = \{1 / F_1; 1 / F_2; 0,74 / F_3; 0,5 / F_4; 0,37 / F_5; 0,67 / F_6; 1 / F_7; 0,38 / F_8; 0,35 / F_9\}.$$

В соответствии с правилами нахождения оптимального варианта определяем соответствующие минимальные значения, из которых затем выбирают максимальное, оно и будет указывать на оптимальный вариант структуры солнечно-дизельных комплексов для данного узла.

$$M = \max \left\{ \begin{array}{ll} \min(0,72; 0,68; 0,43; 0,28; 1; 1; / F_1); & \min(0,5; 0,57; 0,48; 0,5; 1; 1 / F_2); \\ \min(0,38; 0,55; 0,8; 1; 0,35; 0,74 / F_3); & \min(0,36; 1; 0,53; 0,83; 0,8; 0,5 / F_4); \\ \min(0,68; 0,6; 0,78; 0,5; 0,8; 0,37 / F_5); & \min(0,9; 0,56; 0,07; 0,8; 0,5; 0,67 / F_6); \\ \min(1; 0,68; 0,26; 1; 0,68; 1 / F_7); & \min(1; 1; 1; 1; 0,84; 0,38 / F_8); \\ \min(1; 1; 1; 1; 1; 0,35 / F_9); & \end{array} \right\} =$$

$$= \max \left\{ \begin{array}{l} 0,28 / F_1; 0,48 / F_2; 0,35 / F_3; 0,36 / F_4; 0,37 / F_5; \\ 0,07 / F_6; 0,26 / F_7; 0,38 / F_8; 0,35 / F_9 \end{array} \right\}.$$

Таким образом, наилучшим вариантом является вторая структура солнечно-дизельного комплекса:

$$F_2 = \{0,5; 0,57; 0,48; 0,5; 1; 1\}.$$

Наглядное отображение каждой степени влияния критериев нечеткого множества на выбор типа солнечно-дизельного комплекса представлено на рис. 4.2.

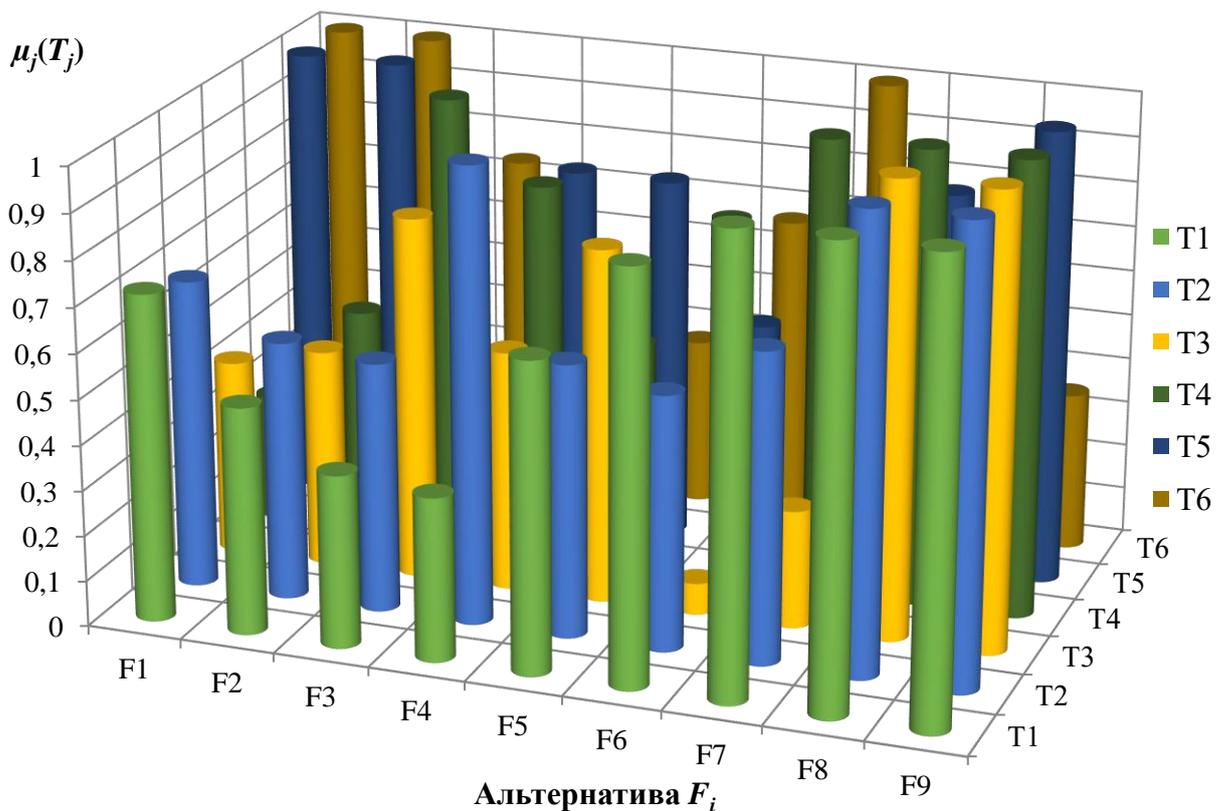


Рисунок 4.2. Оценка функции принадлежности структуры при различных критериях с одинаковой степенью важности

На основании решения с равной степенью важности критериев, оптимальным является второй вариант структуры солнечно-дизельного комплекса (соотношение фотоэлектрических панелей и дизельной электростанции 2/10).

В действительности критерии  $T_j$  имеют разную степень важности, так как степень их значимости в общей структуре критериев различна. Так, например, критерии  $T_2$ ,  $T_3$  и  $T_4$  зависят не только от мощности распределённой генерации для данного узла схемы, но и от конфигурации сети, места расположения потребителя и функциональных особенностей различных типов солнечно-дизельных электростанций. Когда критерии  $T_j$  имеют различную важность, то каждому из них присваивается степень важности  $\alpha_j \geq 0$ , (чем важнее критерий, тем больше  $\alpha$ ), и правило выбора принимает вид:

$$M = T_1^{\alpha_1} \cap T_2^{\alpha_2} \cap \dots \cap T_j^{\alpha_n}, \quad (4.7)$$

где  $\alpha_j \geq 0$ ;  $j = 1..n$ ;  $\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \alpha_j = 1$ ,  $n$  – количество критериев.

Коэффициенты относительной важности определяются на основе процедуры парного сравнения критериев. Вначале формируется матрица парных сравнений  $K$ , элементы которой находятся из табл. 4.4 и удовлетворяют следующим условиям:  $m_{ii} = 1$ ;  $m_{ij} = 1/m_{ji}$ :

$$K = (m_{ij}) = \begin{pmatrix} m_{11} & m_{12} & \dots & m_{1n} \\ m_{21} & m_{22} & \dots & m_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ m_{n1} & m_{n2} & \dots & m_{nn} \end{pmatrix}. \quad (4.8)$$

Для целей экспертного оценивания принята 9-бальная шкала соответствий на основании метода анализа иерархии Саати [119].

Далее определяется собственный вектор матрицы  $K$  –  $w$ , соответствующий максимальному собственному значению  $\lambda_{\max}$ .

## Шкала относительной важности критериев

Интенсивность относительной важности критериев балах	Степень значимости критериев	Объяснение оценки экспертов важности критериев
1	Равная важность	Важность критерия (факторов) $T_i=T_j$
3	Умеренное превосходство одного над другим	Опыт и суждения дают легкое превосходство одному критерию над другим
5	Существенное превосходство	Имеющиеся данные свидетельствуют о заметном превосходстве $T_i$ над $T_j$
7	Очень сильное превосходство	Превосходство критерия $T_i$ над $T_j$ очевидно
9	Абсолютное превосходство	Очевидность превосходства $T_i$ над $T_j$ подтверждается всеми имеющимися признаками
2, 4, 6, 8	Промежуточные решения между двумя соседними суждениями	Применяются в компромиссных случаях

Искомые коэффициенты  $\alpha_j$  получаются умножением элементов  $w_i$  (вектор приоритетов  $T_j$ ) на  $n$  (количество рассматриваемых критериев  $n = 6$ ) для выполнения условия [120]:

$$\alpha_j = n \cdot w_i. \quad (4.9)$$

Построение функций принадлежности для каждого критерия начинается с оценочного расчета возможного диапазона изменения количественных оценок в сопоставимых ценах, и результаты сводятся в таблицу. Затем производится статистическая обработка и определяется количество попаданий расчетных значений в один из интервалов ( $(v_{ij})$ ,  $i=1 \div 6$ ,  $j=1 \div 9$ ). Значения функций принадлежности вычисляются по формуле [121]

$$\mu_{ij} = \frac{v_{ij}}{v_{i \max}}, \quad (4.10)$$

где  $v_{i \max}$  – максимальное значение элемента в  $i$ -ой строке.

Произведем выбор оптимальной структуры солнечно-дизельной электростанции вторым способом с учетом различной важности критериев.

В соответствии со шкалой относительной важности сформирована матрица  $K$  представленных выше требований, предъявляемых к структуре:

$$K = (m_{ij}) = \begin{pmatrix} 1 & 3 & 7 & 5 & 3 & 1 \\ 0,333 & 1 & 5 & 3 & 1 & 0,333 \\ 0,143 & 0,2 & 1 & 0,333 & 0,2 & 0,143 \\ 0,2 & 0,333 & 3 & 1 & 0,333 & 0,2 \\ 0,333 & 1 & 5 & 3 & 1 & 0,2 \\ 1 & 3 & 7 & 5 & 5 & 1 \end{pmatrix}.$$

- принято умеренное превосходство критериев  $T_1$  и  $T_6$  над критериями  $T_2$  и  $T_5$ ;
- существенное превосходство критериев  $T_1$ ,  $T_6$  над критерием  $T_4$  и  $T_2$ ,  $T_5$  над  $T_3$ ;
- очень сильное превосходство критериев  $T_1$  и  $T_6$  над критерием  $T_3$ ;
- умеренное превосходство критериев  $T_2$  и  $T_5$  над критерием  $T_4$ ;
- умеренное превосходство критерия  $T_4$  над критерием  $T_3$ ;
- равная важность критериев  $T_1$  и  $T_6$ ,  $T_2$  и  $T_5$ .

На основании полученной матрицы  $K$  определяется собственный вектор парных сравнений этой матрицы: требований:

$$w = \begin{pmatrix} 0,615 \\ 0,257 \\ 0,062 \\ 0,118 \\ 0,242 \\ 0,693 \end{pmatrix};$$

Здесь коэффициенты относительной важности равны:

$$\begin{cases} \alpha_1 = n \cdot w_1 = 6 \cdot 0,615 = 3,689; \\ \alpha_2 = n \cdot w_2 = 6 \cdot 0,257 = 1,541; \\ \alpha_3 = n \cdot w_3 = 6 \cdot 0,062 = 0,374; \\ \alpha_4 = n \cdot w_4 = 6 \cdot 0,118 = 0,706; \\ \alpha_5 = n \cdot w_5 = 6 \cdot 0,242 = 1,452; \\ \alpha_6 = n \cdot w_6 = 6 \cdot 0,693 = 4,156. \end{cases}$$

Отсюда получаются функции принадлежности с модифицированным множеством требований:

$$T_1^{\alpha 1} = T_1^{3,689} = \left\{ \begin{array}{l} 0,298 / F_1; 0,078 / F_2; 0,028 / F_3; 0,023 / F_4; \\ 0,241 / F_5; 0,678 / F_6; 1 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9 \end{array} \right\};$$

$$T_2^{\alpha 2} = T_2^{1,541} = \left\{ \begin{array}{l} 0,551 / F_1; 0,42 / F_2; 0,397 / F_3; 1 / F_4; \\ 0,454 / F_5; 0,408 / F_6; 0,551 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9 \end{array} \right\};$$

$$T_3^{\alpha 3} = T_3^{0,374} = \left\{ \begin{array}{l} 0,73 / F_1; 0,761 / F_2; 0,92 / F_3; 0,789 / F_4; \\ 0,912 / F_5; 0,372 / F_6; 0,606 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9 \end{array} \right\};$$

$$T_4^{\alpha 4} = T_4^{0,706} = \left\{ \begin{array}{l} 0,388 / F_1; 0,597 / F_2; 1 / F_3; 0,871 / \\ F_4; 0,597 / F_5; 0,847 / F_6; 1 / F_7; 1 / F_8; 1 / F_9 \end{array} \right\};$$

$$T_5^{\alpha 5} = T_5^{1,452} = \left\{ \begin{array}{l} 1 / F_1; 1 / F_2; 0,217 / F_3; 0,723 / F_4; \\ 0,723 / F_5; 0,364 / F_6; 0,57 / F_7; 0,776 / F_8; 1 / F_9 \end{array} \right\};$$

$$T_6^{\alpha 6} = T_6^{4,156} = \left\{ \begin{array}{l} 1 / F_1; 1 / F_2; 0,287 / F_3; 0,056 / F_4; \\ 0,016 / F_5; 0,19 / F_6; 1 / F_7; 0,018 / F_8; 0,013 / F_9 \end{array} \right\};$$

Наглядное отображение модифицированного множества требований при разной важности критериев, из которого наглядно видна степень влияния каждого критерия на выбор оптимальной структуры солнечно-дизельного комплекса, представлено на рис. 4.3.

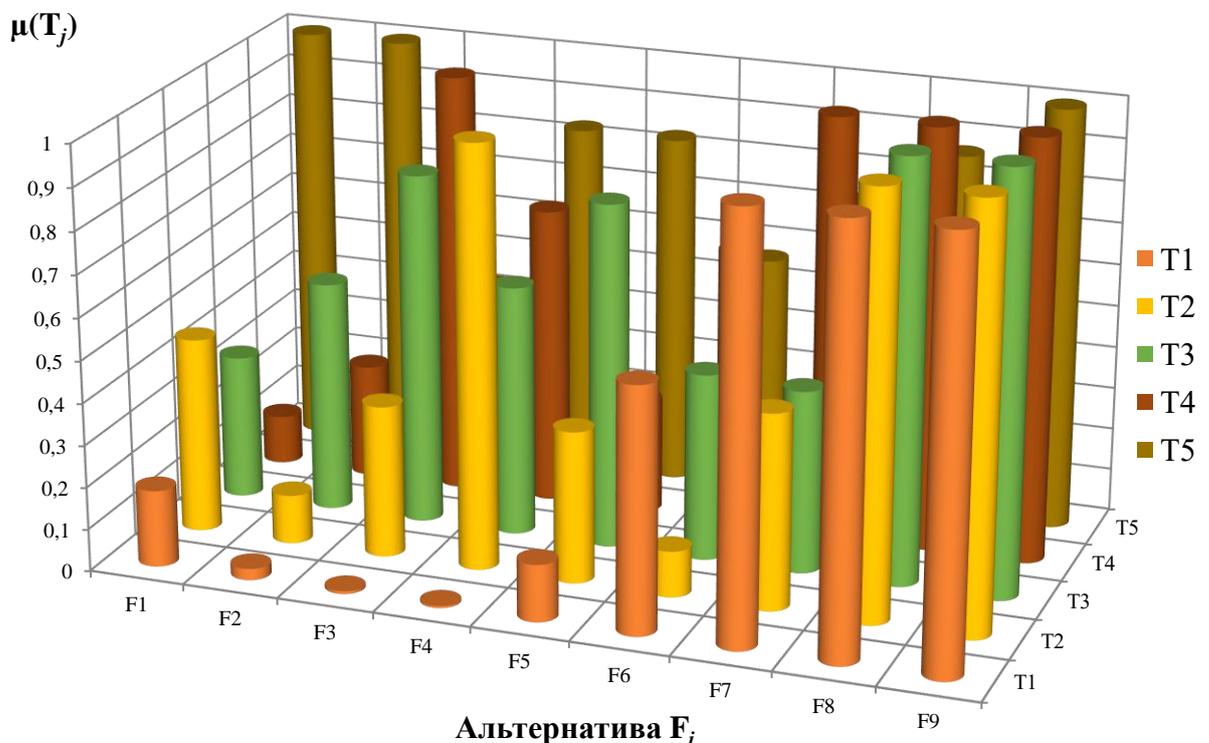


Рис. 4.3. Оценка функций принадлежности типов структур при различных критериях с разной степенью важности

Используя предложенное правило сначала определяем минимальные значения функции принадлежности, из которых выбираем максимальное. На основании решения по предложенному выше алгоритму, оптимальным вариантом с учетом разной важности критериев является третья структура солнечно-дизельного комплекса (соотношение фотоэлектрических панелей и дизельной электростанции 3/10),

$$F_3^* = \{0,028; 0,397; 0,92; 1; 0,217; 0,287\}.$$

Учитывая, что второй вариант решения позволяет более точно учесть влияние критериев, принимаем структуру солнечно-дизельного комплекса с номинальной мощностью фотоэлектрических моделей 400 кВт и дизельной электростанции 1600 кВт.

#### **4.2. Имитационное моделирование распределительной сети Республики Ирак с использованием солнечно-дизельных комплексов**

Для изучения эффекта повышения качества электроснабжения за счет гибридных солнечно дизельных комплексов и оценки влияния на параметры режима работы распределительной сети Республики Ирак была разработана имитационная модель в программе Matlab Simulink. Модель получена путём дополнения ранее разработанной модели распределительной сети: в выбранные узлы нагрузки были подключены блоки FDES, которые включают в себя имитационные модели выбранной структуры фотоэлектрического модуля и дизельной электростанции [122, 123].

Подключение блока FDES моделирующего солнечно-дизельный комплекс к шинам напряжения 11 кВ распределительной сети Республики Ирак на примере подстанции № 3.1, показано на рис. 4.4. Аналогично выполнено подключение для двух других подстанций под номерами 6.2 и 14.

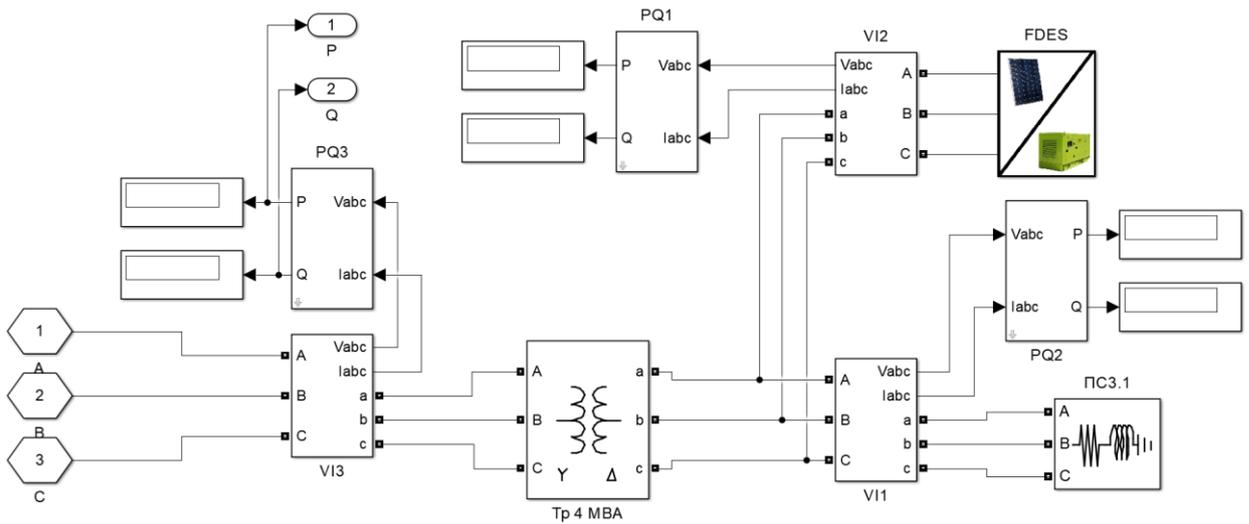


Рисунок 4.4. Блок-диаграмма модели участка распределительной сети с подключением солнечно-дизельного комплекса

Имитационная модель дизельной электростанции, а также графики изменения выходного напряжения и тока при изменении нагрузки представлены на рис. 4.5 и 4.6 соответственно. Из осциллограммы видно, что дизельная электростанция выдает в сеть необходимое стабильное напряжение в 11 кВ при изменении мощности потребления системой.

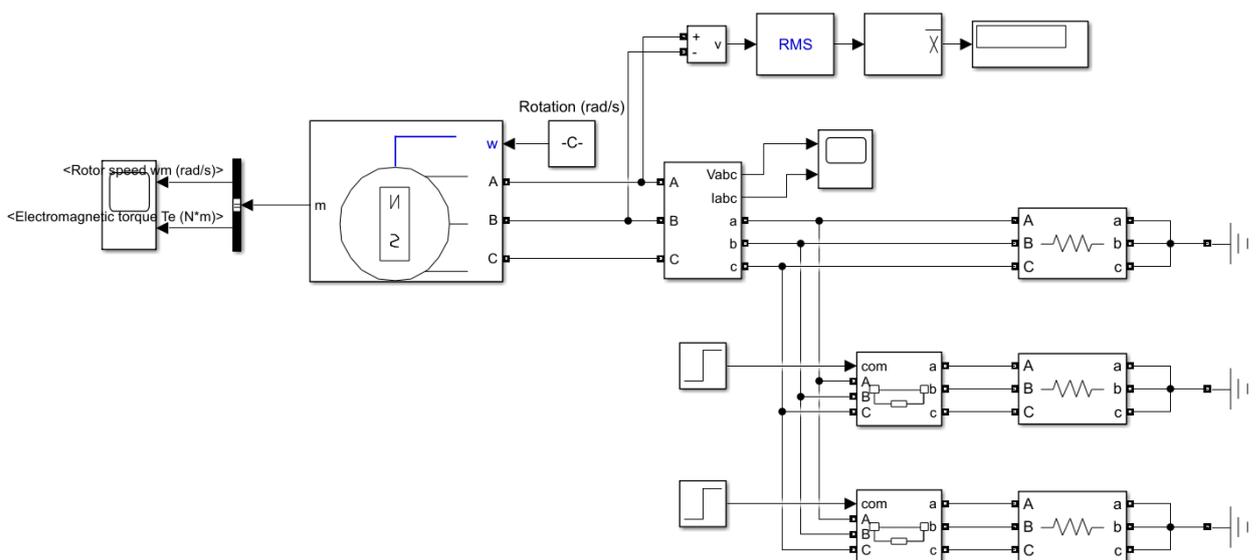


Рисунок 4.5. Имитационная модель подключения дизельной электростанции к шинам 11 кВ трансформаторной подстанции

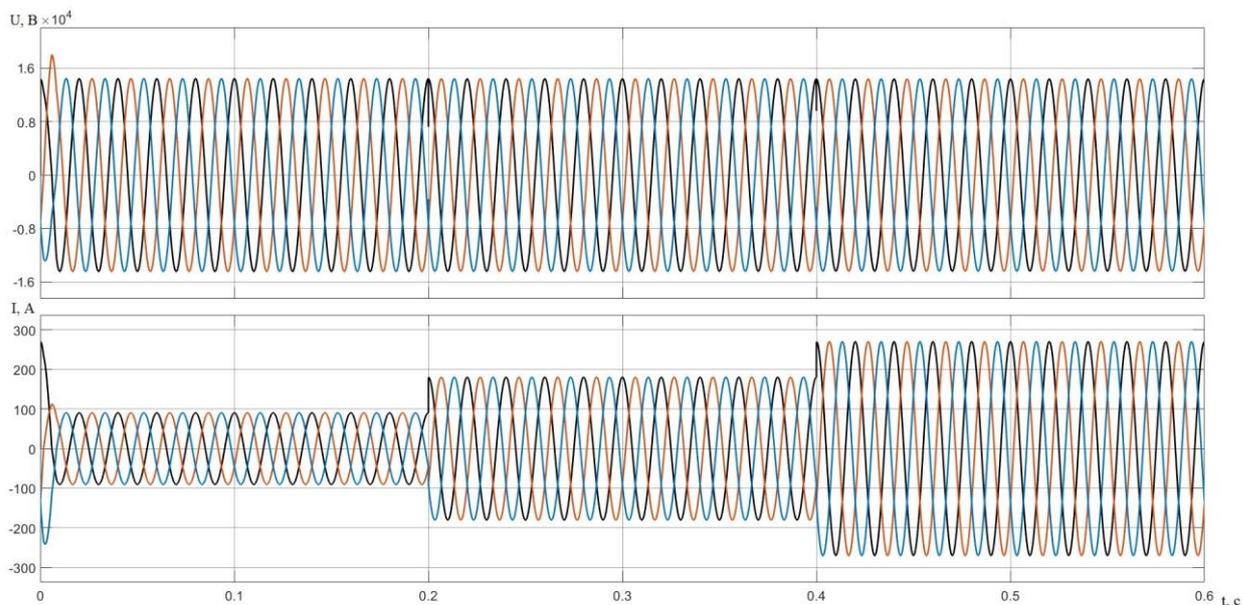


Рисунок 4.6. Осциллограмма изменения выходного напряжения и тока дизельной электростанции при изменении нагрузки

Разработанная имитационная модель фотоэлектрического модуля показана на рис. 4.7, она состоит из фотоэлектрического модуля, МРРТ контроллера и нагрузки [124].

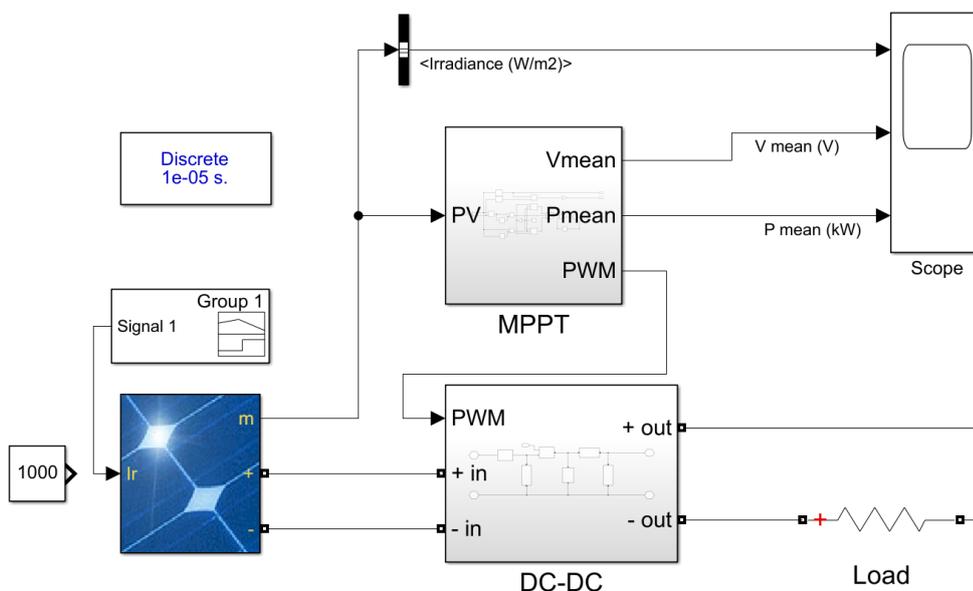


Рисунок 4.7. Блок-диаграмма модели фотоэлектрического модуля

Стандартный встроенный блок PV Array позволяет моделировать работу панелей с разными параметрами и при различных условиях. Для задания

параметров панели, помимо ручного ввода, можно воспользоваться имеющейся базой предустановок.

Характеристики моделируемой панели AU Optronics SunBravo PM072MW2 приведены в табл. 4.5. Вольт-амперная характеристика (ВАХ) и характеристика мощности панели показана на рис. 4.8.

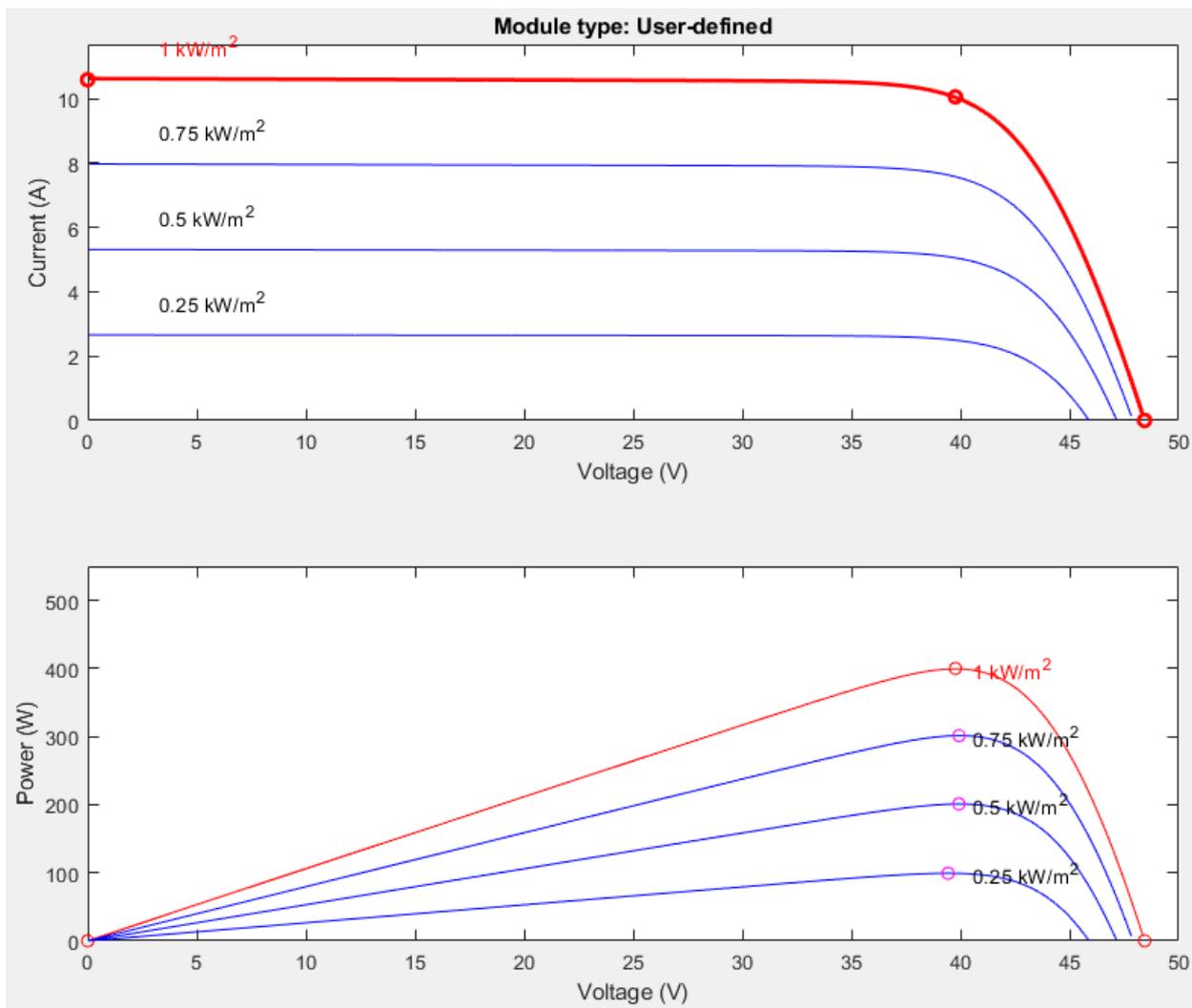


Рисунок 4.8. ВАХ и характеристика мощности для одной панели при различных значениях интенсивности излучения

Таблица 4.5

#### Параметры фотоэлектрического модуля

Параметр	Единица измерения	Значение
Максимальная мощность	Вт	400
Напряжение при максимальной мощности	В	39,77

Ток при максимальной мощности	А	10,06
Напряжение холостого хода	В	48,44
Ток короткого замыкания	А	10,59
Количество ячеек	шт	72
Максимальное напряжение системы	В	1000
Габариты	мм	2024x1022

Для получения мощности 500 кВт будут использоваться 1260 таких панелей: 90 параллельных рядов из 14 последовательно соединенных панелей. На рис. 4.9 показана ВАХ такой сборки.

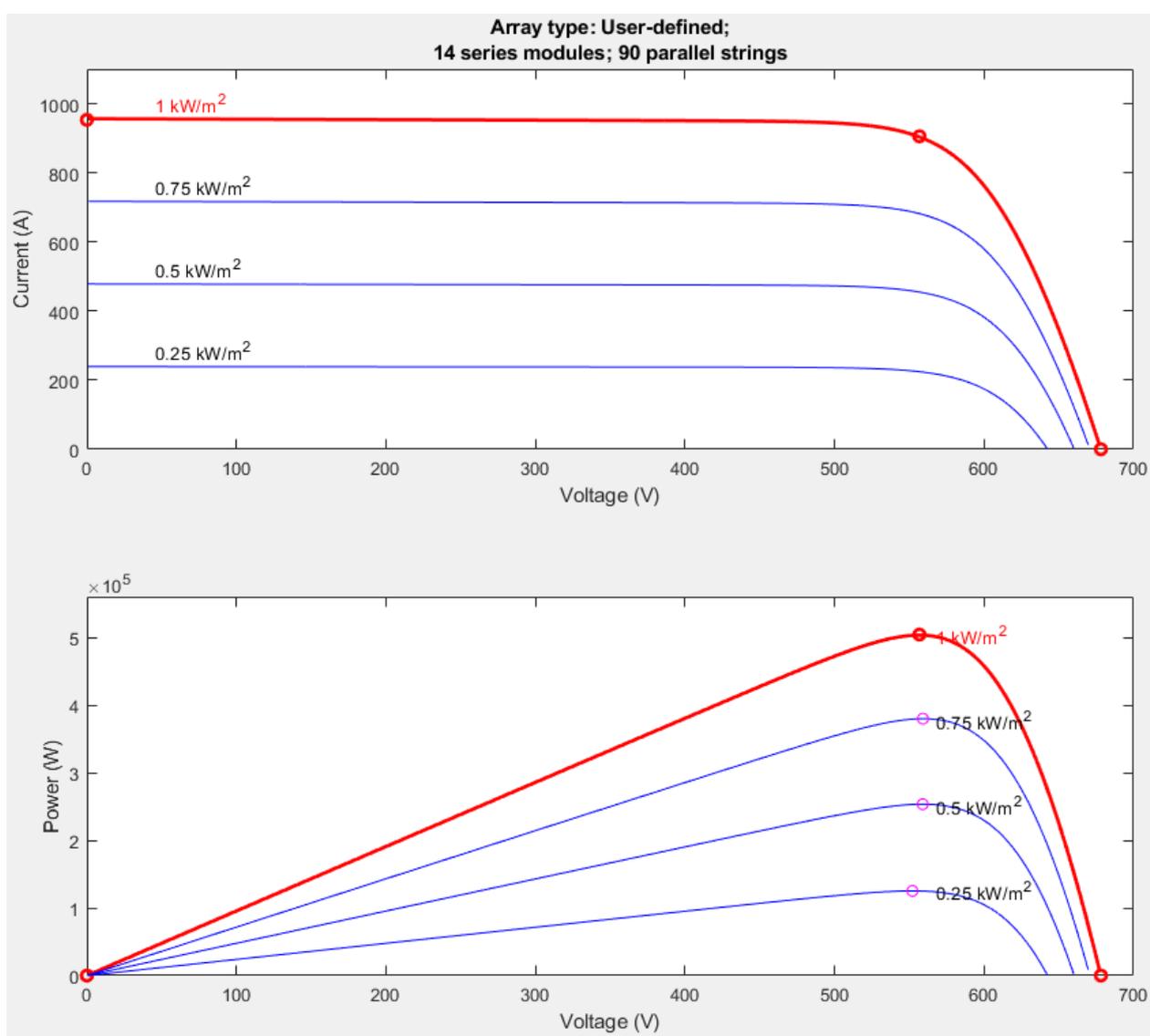


Рисунок 4.9. ВАХ и характеристика мощности для сборки из панели при различных значениях интенсивности излучения

Отбор мощности реализован с помощью MPPT контроллера. В состав контроллера входит блок MPPT и блок DC-DC. Блоком MPPT (рис. 4.7) реализуется алгоритм Perturb & Observe (отклонение и наблюдение), который отслеживает точку максимальной мощности на вольт-амперной характеристике фотопанели и выдает скважность ШИМ-сигнала для DC-DC преобразователя [125]. Блок-схема алгоритма показана на рис. 4.10.

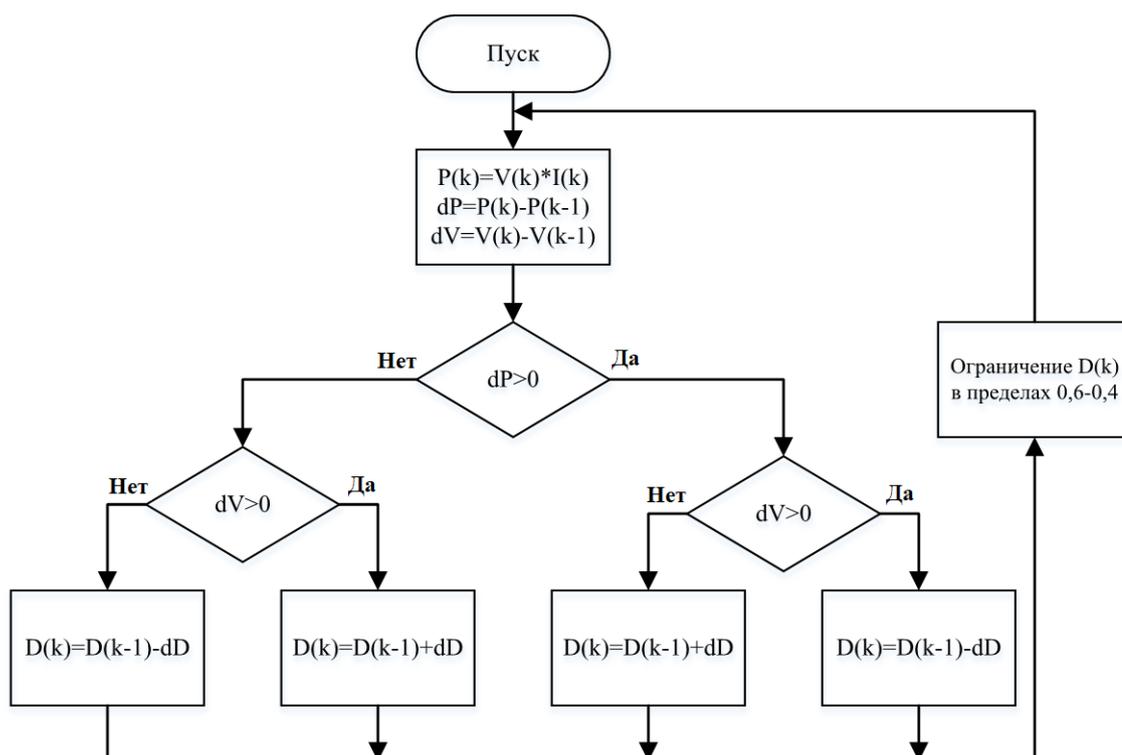


Рисунок 4.10. Блок-схема алгоритма Perturb & Observe

Реализация алгоритма осуществлена с помощью стандартных блоков Matlab Simulink (рис. 4.11). Названия блоков соответствуют блок-схеме. MPPT принимает значения напряжения и тока из фотопанели, по которым вычисляет мощность на текущем шаге  $k$ . Значения мощности и напряжения на предыдущем шаге  $k-1$  получаются с помощью блоков Delay. Операторы «если» реализуются блоками Switch. Константой  $dD$  задается значение шага для изменения скважности. Вычисление нового значения скважности происходит с помощью цепи с обратной связью, которая содержит блок Memory. Ограничение скважности в пределах 0,6-0,4 выполняется блоком Saturation. На выходе системы установлен блок PWM Generator, который генерирует ШИМ-сигнал с заданной скважностью.

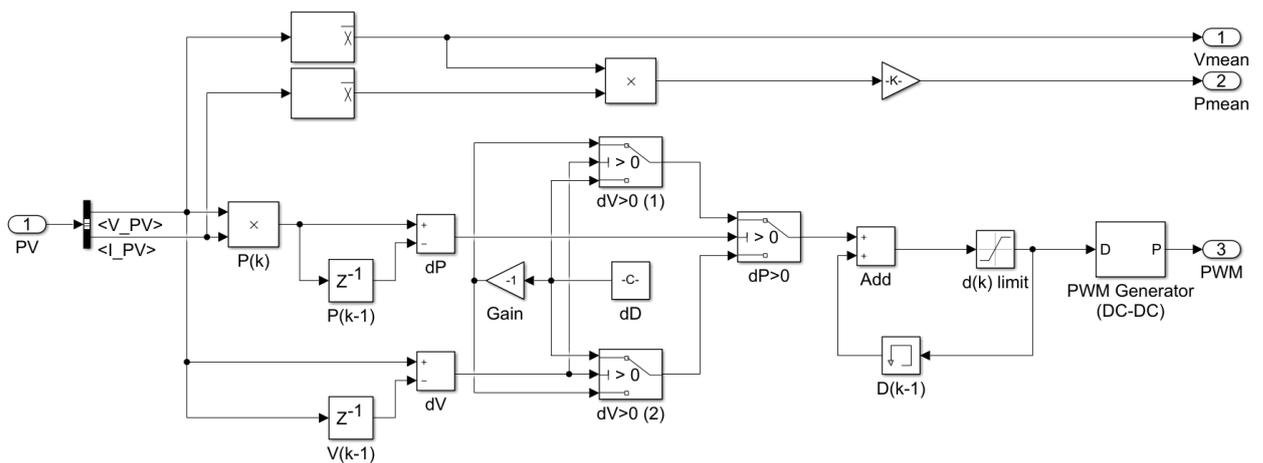


Рисунок 4.11. Блок-диаграмма блока MPPT

Блок DC-DC моделирует работу повышающего преобразователя постоянного тока. Состав блока показан на рис. 4.12. При поступлении импульса на затвор транзистора VT1 он открывается, большая часть тока от источника питания протекает по катушке L1 и при этом в ней накапливается энергия. При отсутствии напряжения на затворе транзистора и его закрытии накопленная в катушке энергия поступает в нагрузку и конденсатор C2 через диод VD1. В конденсаторе происходит накопление энергии, при следующем открытии транзистора в катушке будет накапливаться энергия от источника, а энергия, накопленная в конденсаторе, будет отдаваться в нагрузку. Диод VD1 предотвращает протекание тока в источник питания [126].

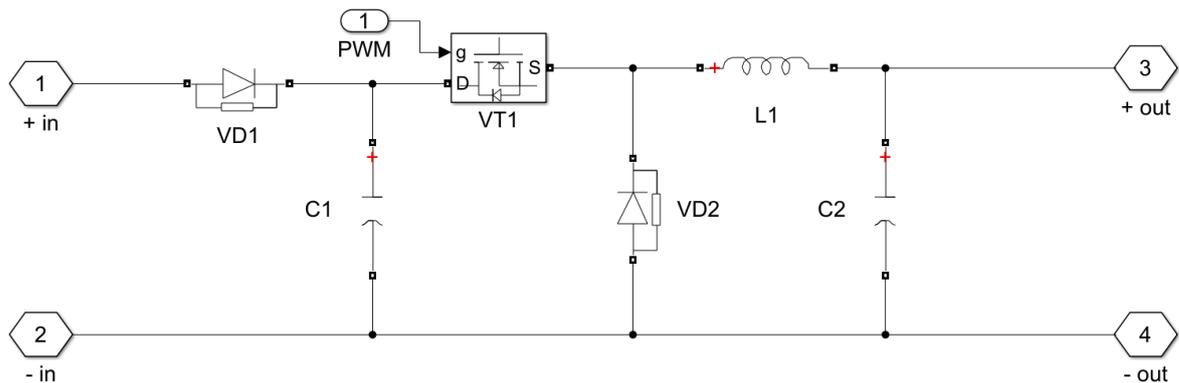


Рисунок 4.12. Блок-диаграмма блока DC-DC

На рис. 4.13 показано изменение выходной мощности ( $P_{mean}$ , кВт) и напряжения панели ( $V_{mean}$ , В) при изменении интенсивности солнечного излучения (Irradiance, Вт/м<sup>2</sup>).

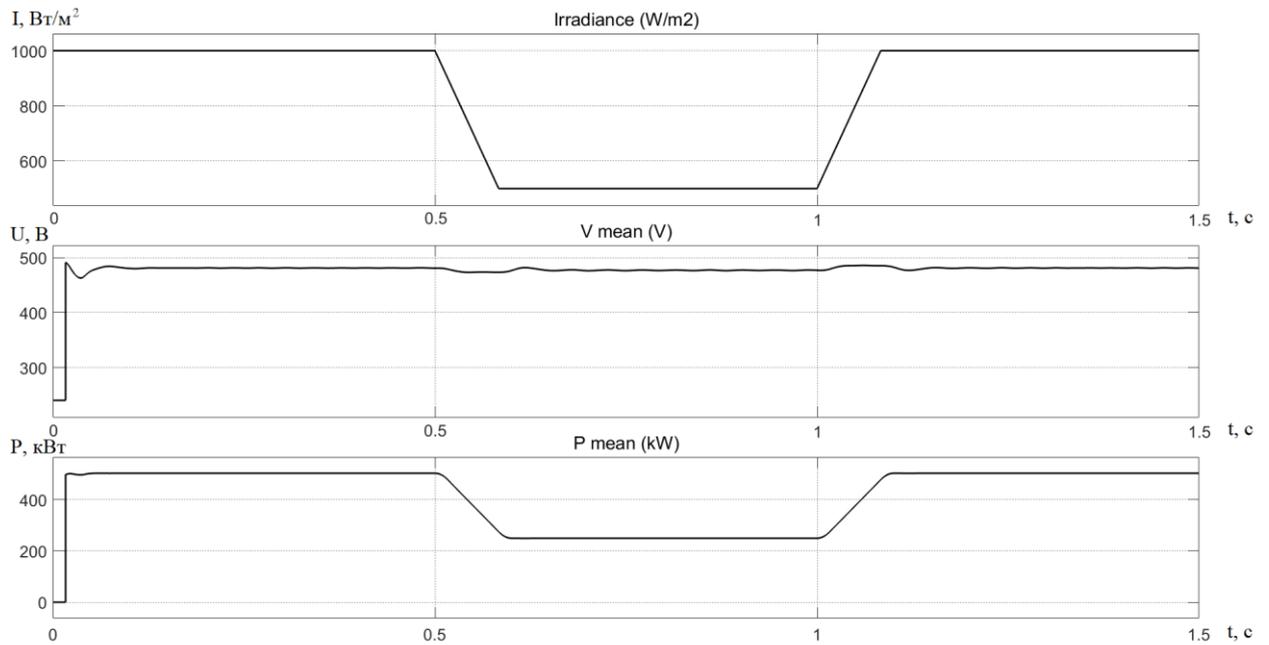


Рисунок 4.13. Графики изменения освещенности панели, выходного напряжения и мощности

Модель инвертора напряжения показана на рис. 4.14. Модель состоит из блоков Invertor, Control и нагрузки, роль которой выполняют блоки Three-Phase Series RLC Branch.

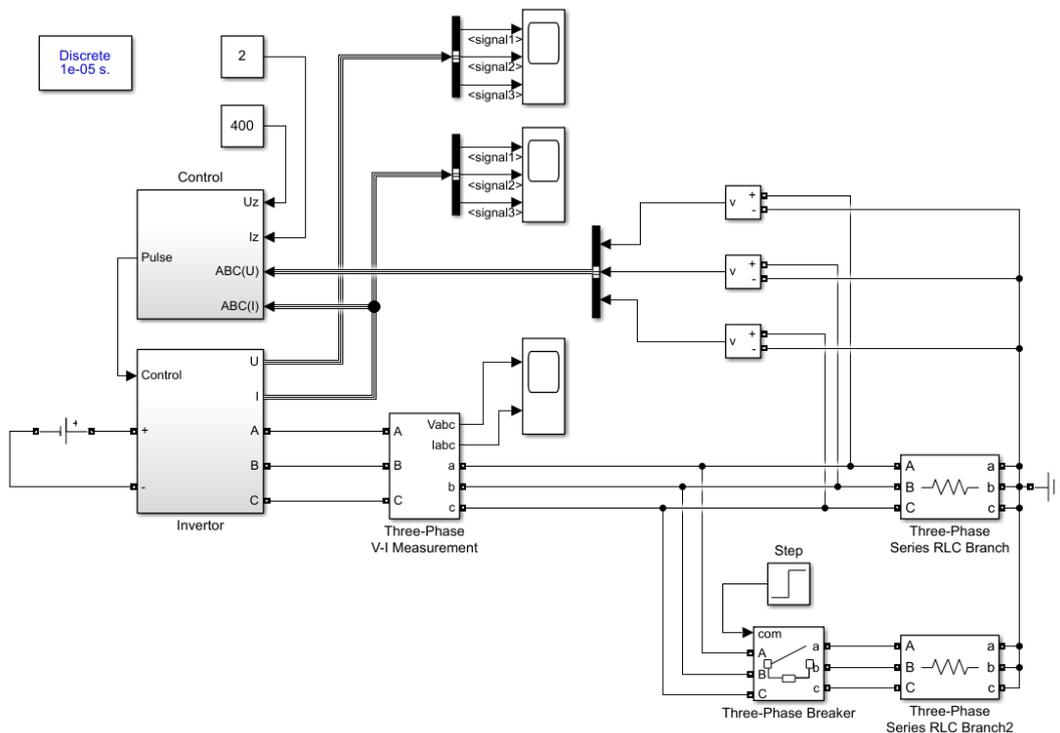


Рисунок 4.14. Блок-диаграмма модели инвертора напряжения

Блок Invertor (рис. 4.15) представляет собой трехфазный мостовой инвертор, выполненный на IGBT транзисторах. Схема преобразует

постоянное напряжение от источника питания в трехфазное синусоидальное напряжение [127].

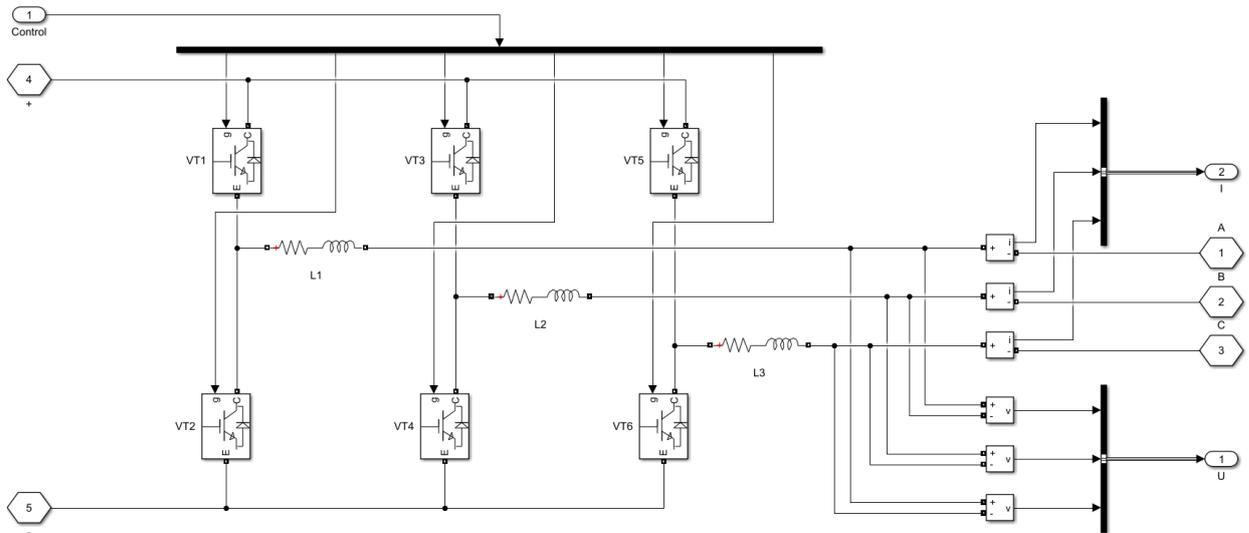


Рисунок 4.15. Состав блока Invertor

Управляющий ШИМ сигнал, промодулированный по синусоидальному закону, инвертор получает от блока Control (рис. 4.16).

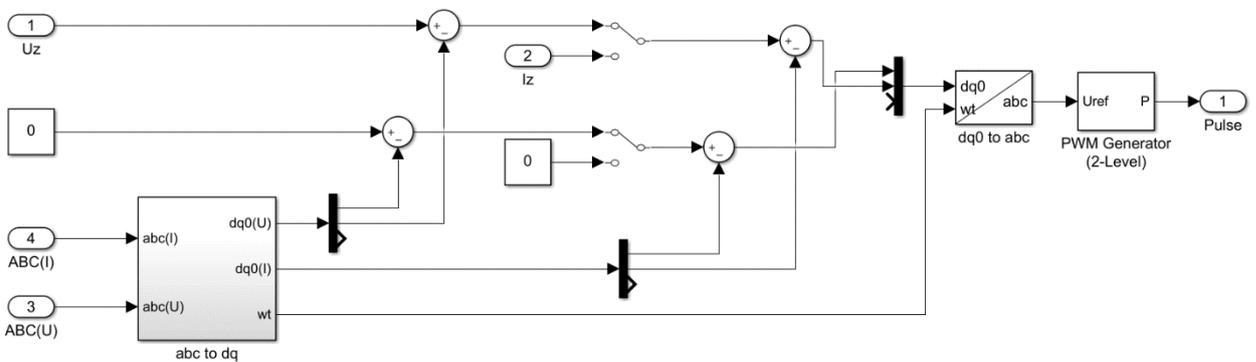


Рисунок 4.16. Состав блока Control

Требуемое напряжение на нагрузке задается на контур напряжения, контур тока подчинен контуру напряжения. В блоке abc to dq (рис. 4.17) с помощью прямого преобразования Парка рассчитываются составляющие d и q векторов напряжения и тока, которые затем подаются на сумматоры контуров:

$$U_d = \frac{1}{3} \left( \sin \Theta_s (2U_{ab} + U_{bc}) + (-\sqrt{3} \cdot U_{bc} \cdot \cos \Theta_s) \right); \quad (4.11)$$

$$U_q = \frac{1}{3} \left( \cos \Theta_s (2U_{ab} + U_{bc}) + (\sqrt{3} \cdot U_{bc} \cdot \sin \Theta_s) \right), \quad (4.12)$$

где:  $U_d$  – d составляющая напряжения;

$U_q$  – q составляющая напряжения.

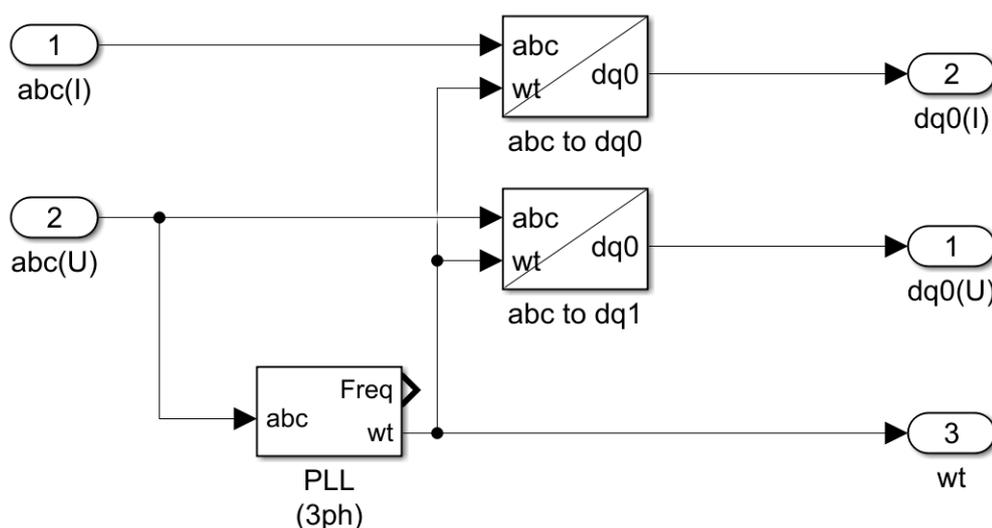


Рисунок 4.17. Состав блока abc to dq

Задание угла и синхронизация с сетью выполняется блоком PLL.

Обратное преобразование Парка осуществляется в блоке dq to abc, после чего в блоке PWM Generator формируется ШИМ сигнал.

$$U_a = U_d \sin(\omega t) + U_q \cos(\omega t); \quad (4.13)$$

$$U_b = U_d \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + U_q \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right); \quad (4.14)$$

$$U_c = U_d \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) + U_q \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right). \quad (4.15)$$

На рис. 4.18 показаны осциллограммы выходных напряжений и токов инвертора при изменении величины нагрузки. В момент времени 0,05 с происходит двукратное увеличение нагрузки.

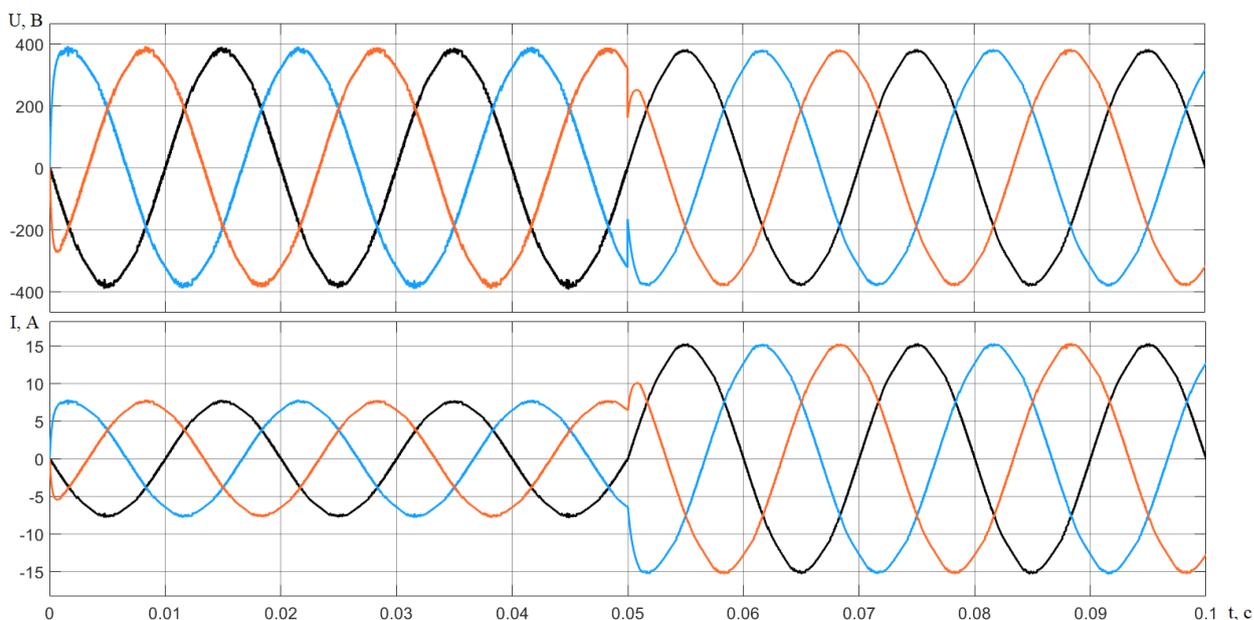
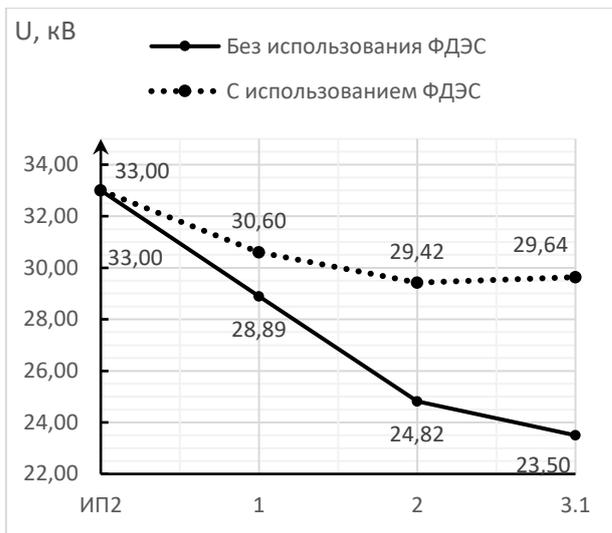


Рисунок 4.18. Изменение выходного напряжения и тока инвертора при изменении нагрузки

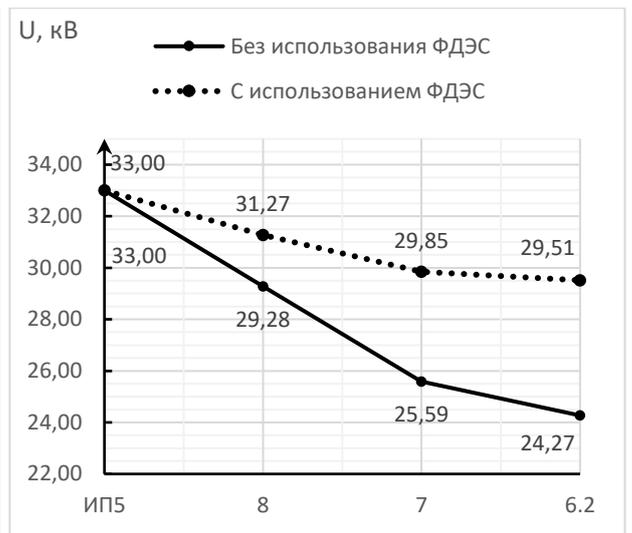
Из графиков следует, что при увеличении нагрузки амплитуда напряжения не изменяется, что свидетельствует о правильной работе схемы управления инвертором.

Объединение имитационных моделей фотоэлектрических модулей и дизельной электростанции в общей структуре солнечно-дизельного комплекса в общий блок FDES и подключение его к шинам 11 кВ на подстанции 3.1, 6.2 и 14 показало эффект увеличения напряжения в узлах распределительной сети Республики Ирак. Результаты имитационного моделирования с использованием разработанной имитационной модели показаны на рис. 4.19-4.20.

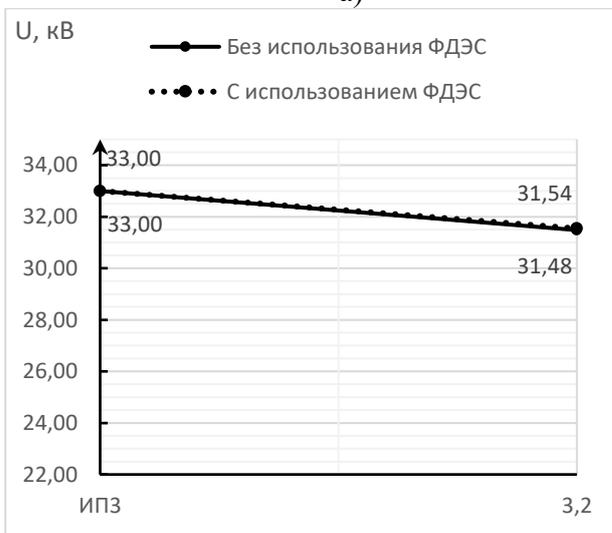
Как следует из потенциальных диаграмм, использование объектов распределенной генерации в виде солнечно-дизельного комплекса в узлах нагрузки значительно повышает уровень напряжения во всех узлах изолированной ветви, где были подключены эти объекты.



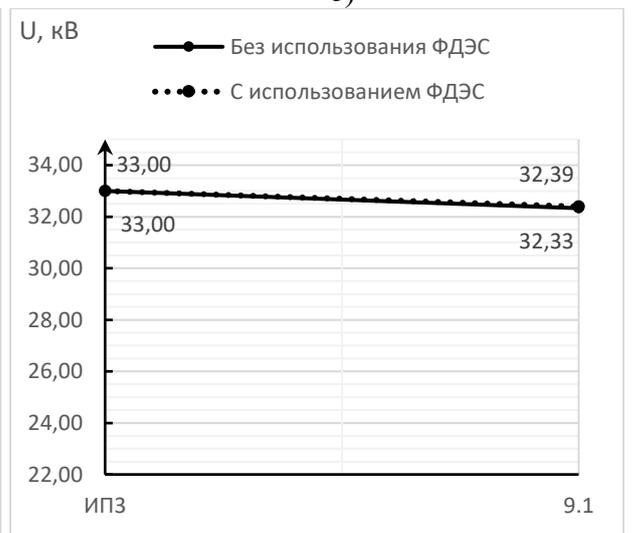
а)



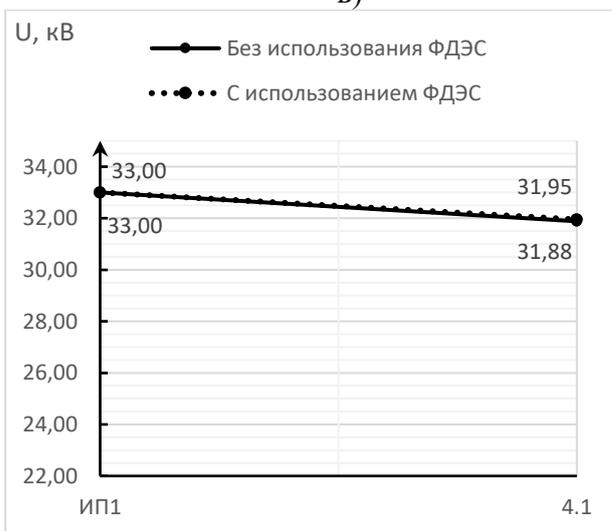
б)



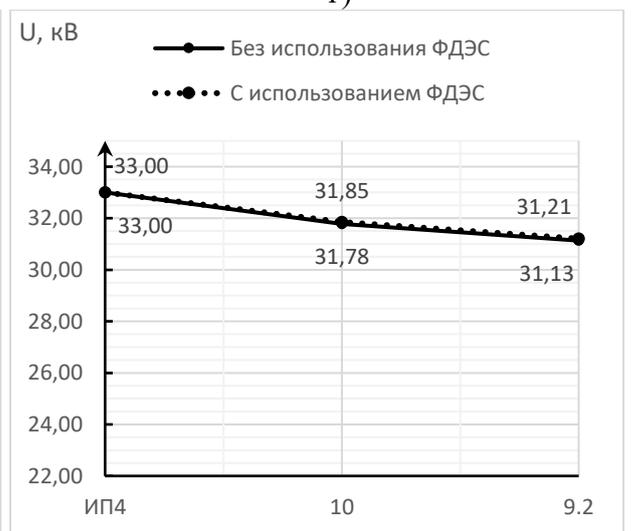
в)



г)

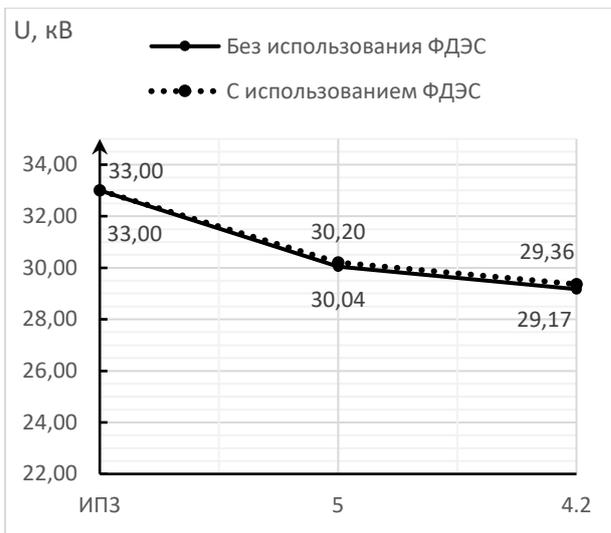


д)

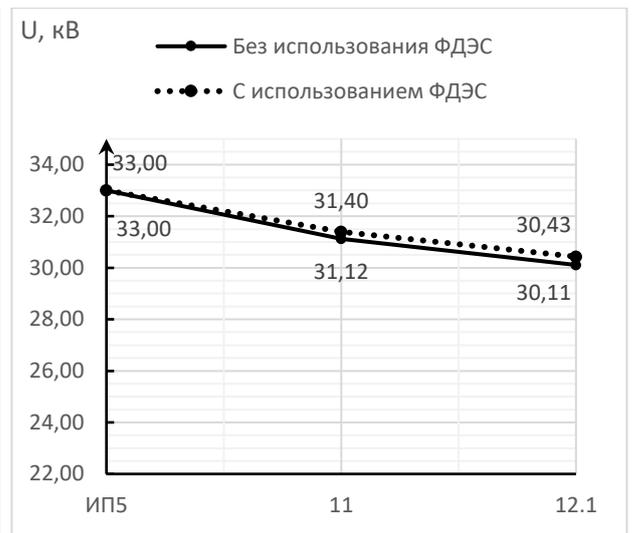


е)

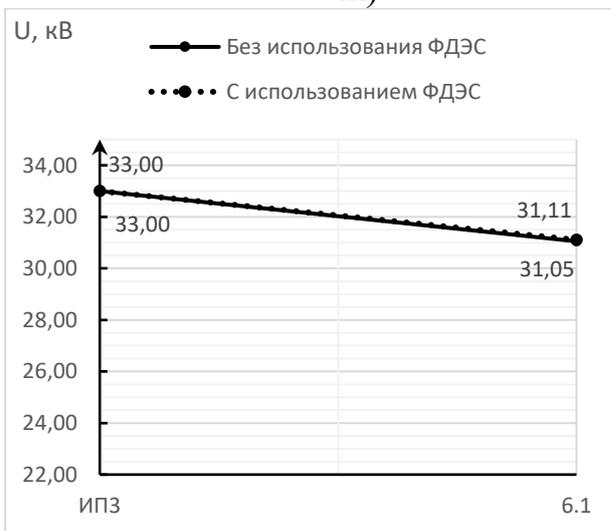
Рисунок 4.19. Потенциальная диаграмма для участка схемы



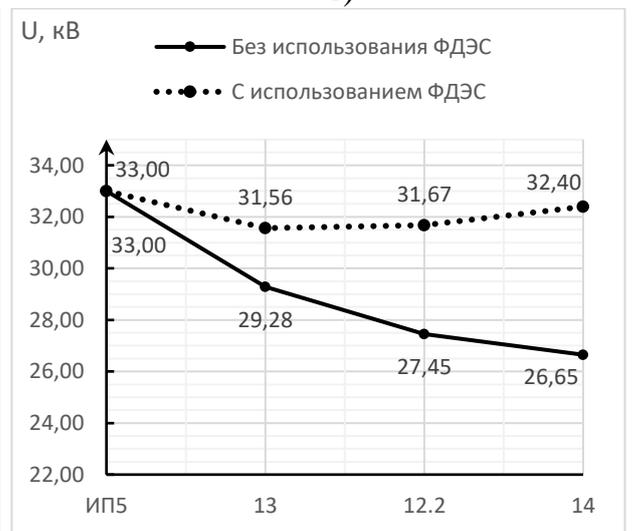
ж)



з)



и)



к)

Рисунок 4.19. Потенциальная диаграмма для участка схемы:  
*а* - ИП2–1–2–3.1; *б* - ИП5–8–7–6.2; *в* - ИП3–3.2; *г* - ИП3–9.1;  
*д* - ИП1–4.1; *е* - ИП4–10–9.2; *жс* - ИП3–5–4.2;  
*з* - ИП5–11–12.1; *и* - ИП3–6.1; *к* - ИП5–13–12.2–14

Помимо эффекта повышения напряжения в узлах, за счет использования солнечно-дизельного комплекса достигается уменьшение потерь мощности в ветвях схемы, что показано на рис. 4.20. Тут приведена гистограмма потерь мощности до использования распределенной генерации и после их подключения. Наблюдается снижение величины потери активной мощности. Общее снижение потерь мощности составляет 2,616 МВт (58,57%).

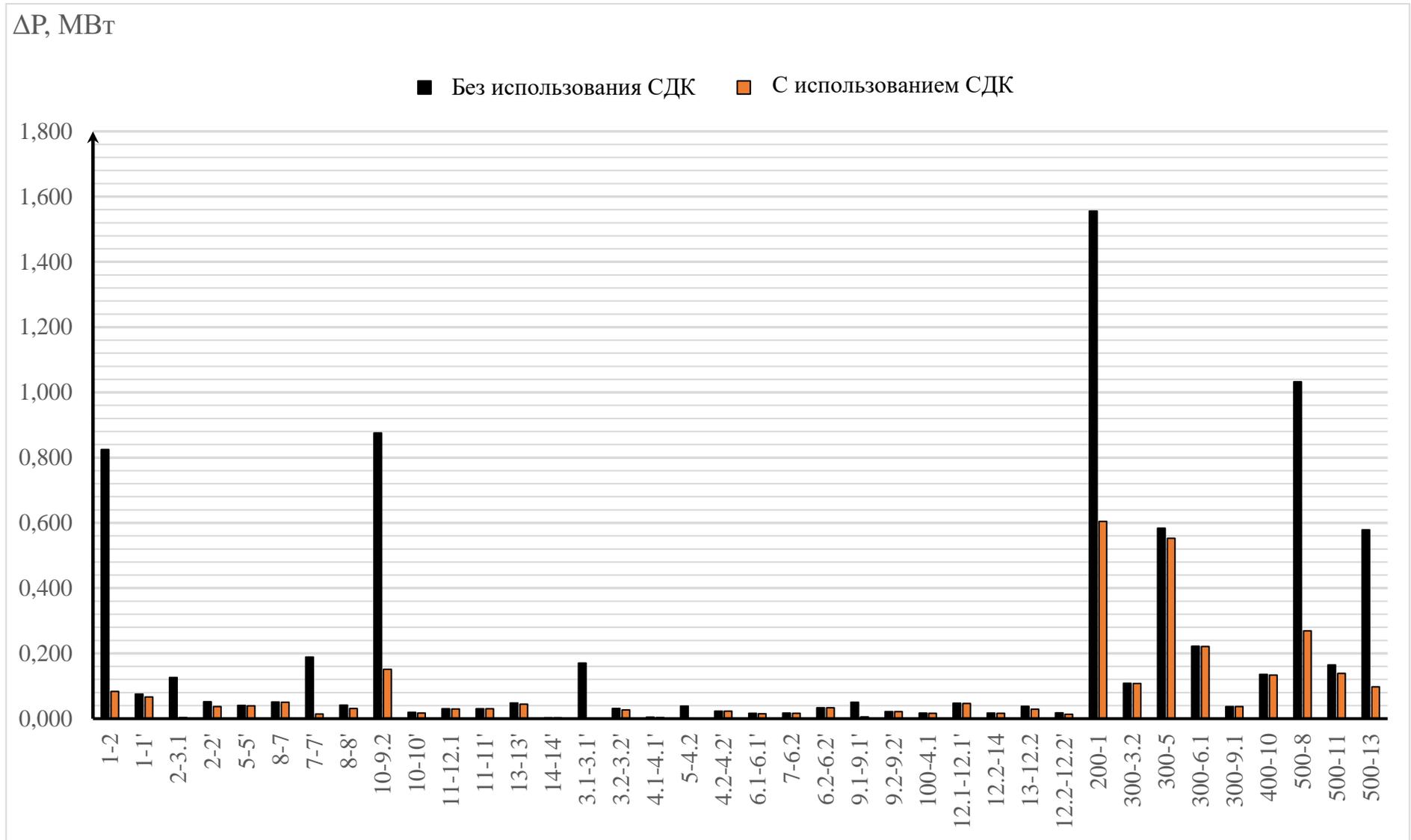


Рисунок 4.20. Гистограмма потерь активной мощности в ветвях сети

### 4.3. Оценка экономической эффективности предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления

С целью оценки экономической эффективности установки разработанных систем распределенной генерации в узлах потребления распределительной сети Республики Ирак производится расчет срока окупаемости капиталовложений в проект и возможный экономический рост показателей экономической эффективности.

Оценка экономической эффективности производится путем расчета и анализа экономических индикаторов предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления [128]:

- финансовые поступления от реализации предлагаемого технического решения ( $\Phi_j$ );
- затраты на реализацию проекта ( $K_j$ );
- коэффициент дисконтирования ( $D_j$ );
- чистый денежный поток ( $FCF_j$ );
- чистая дисконтированная стоимость ( $NPV_j$ );
- суммарная дисконтированная стоимость ( $NPV_{\Sigma}$ );
- индекс рентабельности вложения финансовых средств ( $PI$ );
- срок окупаемости технического решения ( $T_{pb}$ ).

Финансовые поступления от реализации предлагаемого технического решения возникают за счет уменьшения потерь электрической энергии в нормальном режиме работы распределительной сети Республики Ирак при установке разработанных систем распределенной генерации в узлах потребления.

Потери активной электрической мощности для участка распределительной электрической сети Республики Ирак были рассчитаны в подразд. 2.2 для нормального установившегося режима работы до установки разработанных систем распределенной генерации в узлах потребления. Данные суммарные потери мощности в элементах участка распределительной сети составили

$\Delta P_{before} = 4468$  кВт. Потери активной мощности для участка распределительной электрической сети Республики Ирак после установки разработанных систем распределенной генерации в узлах потребления были определены в подразделе 4.2 для нормального установившегося режима работы и соответственно составили  $\Delta P_{after} = 1852$  кВт. Таким образом, наблюдается снижение величины потерь активной мощности в элементах участка распределительной сети Республики Ирак на 58,57 % после установки разработанных систем распределенной генерации в узлах потребления. Общее снижение (компенсация) потерь мощности от внедрения предлагаемого технического решения составило  $\Delta P_{reduct} = 2616$  кВт.

Скомпенсированные за год потери электрической энергии в элементах участка распределительной сети Республики Ирак определялись по формуле:

$$\Delta W_{reduct} = \tau \cdot \Delta P_{reduct}, \quad (4.16)$$

где  $\tau$  – это время максимальных потерь, определенное на основании графиков электрических нагрузок подстанций участка распределительной сети Республики Ирак.

Время максимальных потерь показывает длительность временного промежутка, при котором в элементах рассматриваемой сети, функционирующей с максимальной нагрузкой, выделяются такие же потери, что и при работе по действующему графику нагрузки за год.

Например, среднее потребление активной мощности за год на подстанции ПС-6 участка распределительной сети (подраздел 2.1):

$$P_{cp\Sigma} = \frac{74490910}{8760} = 8503 \text{ кВт.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки подстанции ПС-6 участка распределительной сети за год:

$$T_{max} = \frac{W}{P_{max}}; \quad (4.17)$$

где  $W$  – годовое потребление электрической энергии потребителями подстанции ПС-6 участка распределительной,  $W = 74\,490\,910$  кВт·ч (подраздел 2.1),

$P_{\max}$  – максимальная потребляемая мощность на шинах подстанции ПС-6 участка распределительной сети,  $P_{\max} = 11\,716$  кВт (подраздел 2.1).

$$T_{\max} = \frac{74490910}{11716} = 6358 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.18)$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{6358}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5057.$$

Обобщенное значение временного параметра  $\tau$  для всех элементов участка распределительной сети Республики Ирак на основе анализа графиков электрических нагрузок всех подстанций принимается равным  $\tau = 5100$  ч.

Скомпенсированные за год потери электрической энергии в элементах участка распределительной сети Республики Ирак:

$$\Delta W_{reuct} = \tau \cdot \Delta P_{reduct} = 5100 \cdot 2616 = 13341600 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Стоимость электрической энергии в Республике Ирак составляет  $C_{ee} = 2,87$  руб/кВт·ч. Величина финансовых поступлений за год от реализации предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления:

$$\Phi_j = \Delta W_{reduct} \cdot C_{ee}. \quad (4.19)$$

Годовые финансовые поступления от реализации предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления за счет экономии затрат на скомпенсированные потери электроэнергии:

$$\Phi_j = 13341600 \cdot 2,87 = 38290 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на реализацию предлагаемого технического решения по внедрению систем распределенной генерации в узлах потребления можно подразделить на следующие основные части:

- капитальные расходы;

- эксплуатационные расходы;
- амортизационные расходы.

На рассматриваемом участке распределительной сети Республики Ирак приняты к установке три системы распределенной генерации в различных узлах потребления, состоящие из фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций с различными сочетаниями мощностей:

- ДЭС 0,8 МВт — 7000 тыс. руб;
- ДЭС 1,2 МВт — 9000 млн руб;
- ДЭС 1,5 МВт — 12000 млн руб;
- фотопанели 500 кВт — 18000 тыс. руб;
- фотопанели 300 кВт — 10000 тыс. руб;
- фотопанели 200 кВт — 7000 тыс. руб.

Суммарные капитальные затраты на основное электрооборудование систем распределенной генерации составили  $K_1 = 63000$  тыс. руб.

Капитальные затраты в первый год на реализацию предлагаемого технического решения по внедрению систем распределенной генерации в узлах потребления:

$$K' = K_1 + K_2 + K_3 + K_4 + K_{amort} \cdot K_1, \quad (4.20)$$

где  $K_1$  – капитальные затраты на основное электрооборудование систем распределенной генерации, тыс. руб;

$K_2$  – транспортные расходы, тыс. руб;

$K_3$  – расходы на монтаж электрооборудования, тыс. руб.;

$K_4$  – расходы на наладку и опробование электрооборудования, тыс. руб.;

$K_{amort}$  – ставка амортизации основного электрооборудования систем распределенной генерации,  $K_{amort} = 0,1$ .

Максимальный срок службы основного электрооборудования систем распределенной генерации составляет около 10 лет.

Определение капитальных затрат в первый год на реализацию предлагаемого технического решения по внедрению систем распределенной генерации в узлах потребления приведено в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Капитальные затраты на реализацию предлагаемого технического решения по внедрению систем распределенной генерации в узлах потребления

Параметр	$K_1$	$K_2,$ (10 % от $K_1$ )	$K_3,$ (10 % от $K_1$ )	$K_4,$ (5 % от $K_1$ )	$K_{amort} \cdot K_1$	$K'$
Значение, тыс. руб	63000	6300	6300	3150	6300	85050

Затраты на эксплуатацию основного электрооборудования систем распределенной генерации в каждый последующий год определяются как сумма амортизационных отчислений от суммы капитальных вложений на основное электрооборудование систем распределенной генерации и затрат на техническое обслуживание оборудования с учетом годовой ставки амортизации:

$$K_i = A \cdot (K_1 + K_5), \quad (4.21)$$

где  $K_1$  – капитальные затраты на оборудование, тыс. руб.;

$K_5$  – затраты на техническое обслуживание,  $K_5 = K_{mt} \cdot K_1$ , тыс. руб.;

$K_{mt}$  – процент отчислений на техническое обслуживание,  $K_{mt} = 6,4$  %;

$A$  – годовая ставка амортизации, величина обратная сроку службы основного электрооборудования систем распределенной генерации.

Чистый денежный поток за каждый год эксплуатации основного электрооборудования систем распределенной генерации представляет собой разность между годовыми финансовыми поступлениями и годовыми затратами, связанными с реализацией предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления:

$$CFC_i = \Phi_i - K_i. \quad (4.22)$$

Чистая текущая дисконтированная стоимость технической реализации в  $i$ -м году с учетом коэффициента дисконтирования:

$$NPV_i = CFC_i \cdot D_i = CFC_i \cdot \frac{1}{(1+r)^i}, \quad (4.23)$$

где  $D_i$  – коэффициент дисконтирования в  $i$ -м году реализации предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления;  $r$  – ставка дисконтирования,  $r = 0,1$ .

Накопленная дисконтированная стоимость:

$$NPV_n = \sum_{i=1}^n NPV_i, \quad (4.24)$$

где  $n$  – количество лет реализации предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления,  $n = 10$  лет.

Индекс рентабельности  $PI$  определен как отношение дисконтированных финансовых поступлений к дисконтированным затратам на реализацию предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления:

$$PI = \frac{\sum_{i=1}^{12} \left( F_i \cdot \frac{1}{(1+r)^i} \right)}{\sum_{i=1}^{12} \left( Q_i \cdot \frac{1}{(1+r)^i} \right)}. \quad (4.25)$$

Индекс рентабельности составил  $PI = 1,38$ .

Результаты расчета показателей экономической эффективности реализации предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления представлены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Значения экономических индикаторов предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления

Год реализации	Год №1	Год №2	Год №3	Год №4	Год №5	Год №6	Год №7	Год №8	Год №9
Ежегодная экономия, тыс. руб.	38290	38290	38290	38290	38290	38290	38290	38290	38290
Ежегодные затраты, тыс. руб.	85050	7448	8379	9576	11172	13406	16758	22343	33515
Капитальные затраты, тыс. руб.	78750	0	0	0	0	0	0	0	0

Амортизационные отчисления, тыс. руб.	6300	7448	8379	9576	11172	13406	16758	22343	33515
Чистый денежный поток $CFC_i$ , тыс. руб.	-46760	30842	29911	28714	27118	24884	21533	15947	4775
Коэффициент дисконтирования	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424
Чистая текущая дисконтированная стоимость $NPV_i$ , тыс. руб.	-42509	25489	22473	19612	16838	14046	11050	7439	2025
Накопленная дисконтированная стоимость $NPV_{\Sigma}$ , тыс. руб.	-42509	-17020	5453	25065	41904	55950	67000	74439	76464

По результатам расчета значений экономических индикаторов предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления показателей построен финансовый профиль, который представлен на рис. 4.21.

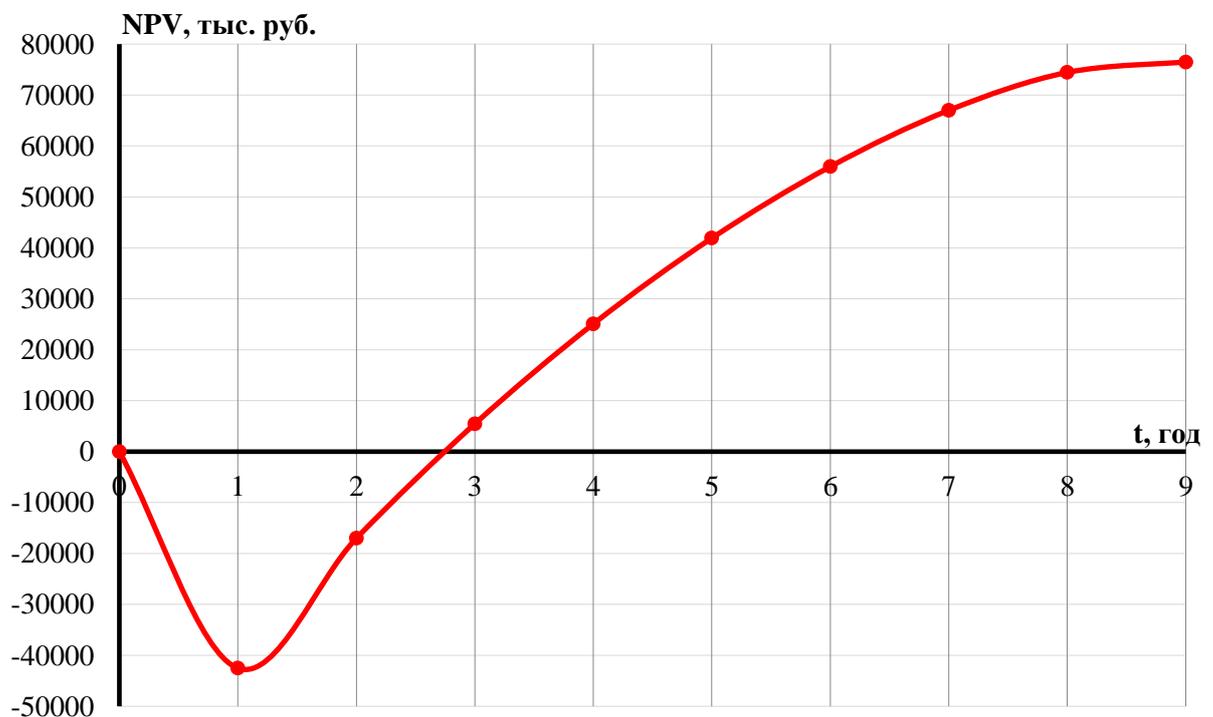


Рисунок 4.21. Финансовый профиль предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления

Период возврата инвестиций – это период времени, за который суммарные инвестиции сравниваются с суммой доходов от эксплуатации внедрения разработки:

$$T_{\text{воз}} = t_x + \frac{NPV_{\Sigma(t_x)}}{NPV_{i(t_x+1)}}, \quad (4.26)$$

где  $t_x$  – количество лет с отрицательной накопленной дисконтированной стоимостью;

$NPV_{\Sigma t_x}$  – значение накопленной дисконтированной стоимости, с отрицательным эффектом, в году  $t_x$ , взятое по модулю;

$NPV_{i(t_x+1)}$  – значение чистой текущей дисконтированной стоимости в году  $t_x+1$ .

Период возврата инвестиций в предлагаемое техническое решение по внедрению распределенной генерации в узлах потребления составил 2,76 года. По результатам расчета индикаторов экономической эффективности предлагаемого технического решения и на основании финансового профиля можно сделать вывод об эффективности предлагаемого технического решения по внедрению распределенной генерации в узлах потребления и о целесообразности реализации данного проекта на практике.

## Выводы

1. Решение многокритериальной задачи оптимизации методом нечеткой логики позволило выбрать соотношение мощности фотоэлектрических модулей и дизельной электростанции в общей структуре. Для узлов 3.1, 6.2 и 14 выбраны следующие соотношения мощностей 600/1400, 400/1100 и 300/700 кВт соответственно.

2. Имитационное моделирование солнечно-дизельных комплексов с учетом выбора места установки и соотношения мощности в общей структуре показало повышения качества электроснабжения в распределительной сети Республики Ирак. Установка технических устройств способствует повышению напряжения в узлах нагрузки до номинального значения и снижению потерь активной мощности в элементах распределительной сети на 58,6 %.

3. Произведена технико-экономическая оценка эффективности повышения качества электроснабжения потребителей Республики Ирак. Технико-экономический расчет с учетом эксплуатационных затрат показал, что срок окупаемости проекта не превышает 3 года, при капитальных затратах по ценам, действующим в настоящее время, 548 тыс. долларов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Аналитический расчет нормального и послеаварийного режимов работы распределительной сети Республики Ирак напряжением 33/11 кВ показал загруженность сети, так, например, отклонение напряжения в узле 3.1' составляют  $\delta U = 32,68 \%$ , потери напряжения в ветви 1-2 –  $\Delta U = 10,84 \%$ , потери мощности в ветви 1-2 –  $\Delta P = 1264$  кВт, что свидетельствует о необходимости использования технических устройств. Учитывая климатические особенности Республики Ирак и стоимость дизельного топлива наиболее рациональным вариантом повышения качества электроснабжения является использование солнечно-дизельных комплексов.

2. В результате решения задачи оптимизации по минимуму потерь активной мощности выявлены оптимальные узлы установки солнечно-дизельных комплексов. Предложено размещение солнечно-дизельных комплексов в трех характерных узлах 3.1, 6.2, 14 номинальной мощностью 2; 1,5 и 1 МВт соответственно. Суммарная мощность установок распределенной генерации задается исходя из того, что мощность потерь в ветвях распределительной сети Республики Ирак составляет 4468 кВт.

3. Предложена методика выбора оптимального соотношения мощностей фотоэлектрических модулей и дизельных электростанций в составе солнечно-дизельных комплексов, основанная на решении многокритериальной задачи с использованием нечетких множеств и критериев, характеризующих солнечно-дизельные комплексы, учитывающих особенности системы электроснабжения Республики Ирак. Методика может быть использована при любом составе распределенной генерации и различных критериях. В результате решения многокритериальной задачи нечеткой оптимизации проведен выбор структуры солнечно-дизельных комплексов для каждого из выбранных узлов при равной и разной степени важности рассмотренных критериев. Выбрана структура солнечно-дизельного комплекса, содержащая фотоэлектрические модули и дизельную электростанцию в пропорции 3/10 с номинальной мощностью

фотомодулей и дизельной электростанции для узла 3.1: 600 и 1400 кВт, для узла 6.2: 400 и 1100 кВт и для узла 14: 300 и 700 кВт.

4. Произведена технико-экономическая оценка эффективности повышения качества электроснабжения потребителей Республики Ирак. На основании имитационного моделирования установлено, что подключение солнечно-дизельных комплексов в указанных местах с выбранным соотношением мощностей приводит к снижению потерь активной мощности в элементах распределительной сети на 2616 кВт (58,6 %). Технико-экономический расчет с учетом эксплуатационных затрат показал, что срок окупаемости проекта не превышает 3 года, при капитальных затратах по ценам, действующим в настоящее время, 548 тыс. долларов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аль Зухаири Али, Мохаммед Особенности электрической распределительной сети Ирака /Аль Зухаири Али Мохаммед, А. А. Виноградов // Энергетика и энергоэффективные технологии. – Белгород: изд-во БГТУ, 2012. – С. 12-16.
2. Rashid S. Electricity Problem in Iraq. - Hamburg, 2012. - 22 p.
3. Larkin L. Iraq's electricity master plans. - Iraq future energy, 2011. - 69 p.
4. Мохаммед, А. З. А. Особенности электрической распределительной сети Ирака / А. З. А. Мохаммед, А.А. Виноградов // в сб.: энергетика и энергоэффективные технологии. – Белгород: изд-во БГТУ, 2012. – С. 12-16.
5. Седнин, А. В. Состояние и проблемы развития теплоэлектрогенерирующих мощностей энергосистемы Республики Ирак / А. В. Седнин, Х. Назар, Н Кадам // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2011. – №. 6 – С. 76-81.
6. Kazem, H. A. Status and future prospects of renewable energy in Iraq / H. A. Kazem, M. T. Chaichan // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012. – Vol. 16. №. 8 – P. 6007-6012. //doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.058
7. Averbukh, M. A. Problems of energy supply of the main consumers of distributive networks of Iraq / M. A. Averbukh, E. V. Zhilin, M. W. Abdulwahhab //IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. IOP Publishing, 2019. – Vol. 552. №. 1 – pp. 1-8.
8. Тремясов, В. А. Оптимальное планирование солнечно-дизельной системы генерации с аккумулярованием электроэнергии / В. А. Тремясов, Я. Е. Зограф, Т. В. Кривенко //Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии, 2021. – Т. 14. – №. 1 – С. 42-54.
9. Optimal combination of solar, wind, micro-hydro and diesel systems based on actual seasonal load profiles for a resort island in the South China Sea / M. R. B. Khan, R. Jidin, J. Pasupuleti, S.A. Shaaya // Energy, 2015. – Vol. 82 – pp. 80-97. //doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.072

10. Adaramola, M. S. Assessment of decentralized hybrid PV solar-diesel power system for applications in Northern part of Nigeria / M. S. Adaramola, S. S. Paul, O. M. Oyewola // *Energy for Sustainable Development*, 2014. – Vol. 19 – pp. 72-82. //doi.org/10.1016/j.esd.2013.12.007
11. Лукутин, Б.В. Энергоэффективность фотоэлектростанций в автономных системах электроснабжения / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова // Томск: Изд-во ТПУ, 2008. - 140 с.
12. Фурсанов, М. И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6-10 кВ. / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*, 2011. – № 4 – С. 11-15.
13. Авербух, М.А. Влияние нелинейной и несимметричной нагрузки на систему электроснабжения жилых микрорайонов / М.А. Авербух, Е.В. Жилин // *Промышленная энергетика*, 2017. – № 12 – С. 40-45.
14. Wang, X.F. *Modern Power Systems Analysis* / X.F. Wang, Y. Song, M. Irving // Springer-Verlag New York, Inc., 2008. - 561 p.
15. Averbukh, M.A. Experimental analysis of electrical modes in a residential estate electrical power supply system / M.A. Averbukh, E.V. Zhilin, P.V. Roschubkin // *J. of Engineering and Appl. Sciences*, 2017. – Vol. 12 – 3446-3451.
16. Ramachandra Murthy, K. V. S. Electrical energy loss in rural distribution feeders, a case study/ K. V. S. Ramachandra Murthy, M. Ramalinga Raju // *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2009. – Vol. 4(2) – pp. 33-37.
17. Costa, P. M. Loss allocation in distribution networks with embedded generation / P. M. Costa, M. A. Matos // *IEEE transactions on power systems*, 2004. – Vol. 19(1) – pp. 384-389.
18. Аль, Б. А. Г. Использование солнечной генерации в системе электроснабжения Ирака / Б. А. Г. Аль, Б. А. Якимович, В. В. Кувшинов // *Энергетические установки и технологии*, 2019. – Т. 5. №. 2 – С. 69-73.
19. Techno-economic feasibility of photovoltaic, wind, diesel and hybrid electrification systems for off-grid rural electrification in Colombia / А. Н.

Mamaghani, S A AEscandon, B Najafi, A Shirazi, F Rinaldi // Renewable Energy, 2016. – Vol. 97 – pp. 293-305. //doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.086

20. Пашкова, Е. В. Роль нефтяной отрасли в экономическом и политическом развитии Ирака / Е. В. Пашкова, А. Х. Хайдер // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Международные отношения, 2014. – С. 110-115.

21. Abed, F. M. Review on the energy and renewable energy status in Iraq: The outlooks / F. M. Abed, Y. Al-Douri, G. M. Y. Al-Shahery // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014. – Vol. 39 – pp. 816-827. //doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.026

22. Стребков, Д.С. Солнечные фотоэлектростанции / Д.С. Стребков, А.Х. Шогенов // Электрические станции, 2017. – № 12 (1037) – С. 45–50.

23. Саврасов, Ф.В. Расчет эффективности использования автономных систем электроснабжения с фотоэлектростанциями на примере Томской области / Ф.В. Саврасов, Б.В. Лукутин // Известия ТПУ, 2013. – № 322(6) – С. 17-21.

24. Лукутин, Б.В. Системы электроснабжения с ветровыми и солнечными электростанциями [Электронный ресурс]: учебное пособие / Б.В. Лукутин, И.О. Муравлев, И.А. Плотников. – Электрон. текстовые данные. – Томск: Томский политехнический университет, 2015. - 120 с.

25. Combined AC-DC micro grids: case study-network development and simulation / N. R. Rahmanov N.M. Tabatabaei, K. Dursun // Proceedings Plenary lecture no. 00PLL03 8th International Conference ICTPE-2012, Fredrikstad, Norway, 5–7 September. – Fredrikstad, 2012. – pp. 8-12.

26. Hybrid distributed generation systems with renewable sources: study operation conditions with GRID / N. R. Rahmanov S. T. Ahmadova, K. Dursun // Proceedings OF 8th International Conference ICTPE-2012, Fredrikstad, Norway, 5–7 September. – Fredrikstad, 2012. – pp. 286–292.

27. Энергетика Ирака [Электронный ресурс]. URL:<https://energybase.ru/country/iraq> (дата обращения 02.02.2020 г.)

28. Александр Новак: «Ирак находится в стадии стабилизации экономической ситуации» / Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/10047> (дата обращения 31.01.2020)
29. Статистические данные Министерства планирования Ирака, 2018, Аль-Наяр К. Д. Краткий обзор географии Ирака, 2005
30. Данные Главного управления метеорологии и сейсмического мониторинга: Министерство транспорта Ирака, 2018
31. Седнин А.В., Хоссене Назар Н. К. Состояние и проблемы развития теплоэлектрогенерирующих мощностей [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sostoyanie-i-problemy-razvitiya-teploelektrogeneriruyuschih-moschnostey-energосistemy-respubliki-irak/viewer> (дата обращения 02.02.2020 г.)
32. Тепловые и атомные электростанции: Справочник / под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.: ил. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3)
33. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций: Учебник для вузов / Д.П. Елизаров. – М.: Энергоиздат, 1982. - 264 с.
34. Стационарные газотурбинные установки/Л.В. Арсеньев, В.Г. Тырышкин, И.А. Богов и др.; Под ред. Л.В. Арсеньева и В.Г. Тырышкина. - Л.: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1989. -543 с.
35. Тищенко Н.И. Достоинства и недостатки газотурбинных электростанций // «Научно-практический электронный журнал Аллея Науки» №2(18) 2018. URL: [https://alley-science.ru/domains\\_data/files/February2-18/DOSTOINSTVA%20I%20NEDOSTATKI%20GAZOTURBINNYH%20ELEKTROSTANCIY.pdf](https://alley-science.ru/domains_data/files/February2-18/DOSTOINSTVA%20I%20NEDOSTATKI%20GAZOTURBINNYH%20ELEKTROSTANCIY.pdf) (дата обращения 04.02.2020 г.)
36. Шейдина О. Главные достоинства и недостатки гидроэлектростанций // Зеленеет [Электронный ресурс]. URL: <http://zeleneet.com/glavnye-dostoinstva-i-nedostatki-gidroelektrostancij/33660/> (дата обращения 03.02.2020 г.)

37. Мощные трехфазные дизельные генераторы / Строй Плюс [Электронный ресурс]. URL: <https://stroy-plys.ru/230-trehfaznye-dizelnye-generatory.html> (дата обращения 03.02.2020 г.)
38. Аль Джурни, Р.А.М. Электротехнический комплекс для электроснабжения ответственных потребителей на базе фотоэлектрических преобразователей в условиях Ирака: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03 / Аль Джурни Рагхад Али Маджид.– Новочеркасск, 2015.– 2014 с.
39. Аль-аллаф И. Х. История электричества в Ираке, 2011. - С. 6
40. Аль-вади Л. А. Влияние войны на электроэнергетику Ирака, 2014. - С. 29
41. Republic of Iraq Ministry of electricity Iraq electricity masterplan. Final report. Vol.1. 12.2010. - 63 p.
42. Отчет о потреблении энергии: Министерство энергетики Ирака, 2018 – 25 с.
43. Аль-аббаси М. М. Производство электроэнергии в Ираке, 2016. – 65 с.
44. Аль-захавий Я. В. Развитие производства электроэнергии в Ираке после 2003, 2005 – 65 с.
45. Исмаил К. И. Возобновляемые источники энергии в Ираке: учебное пособие, 2007. - 34 с.
46. Годовой отчет: Министерство энергетики Ирака, 2017.
47. Republic of Iraq Ministry of electricity Iraq electricity masterplan. Final report. Vol.1. 12.2010. 63 p.
48. Устройства FACTS – тяжелая артиллерия для умных сетей / Новости ТЭК [Электронный ресурс]. URL: <http://m.energyland.info/index.php?action=analiticview&id=64640&offset=1820&limit=10> (дата обращения 01.02.2020)
49. Абдулхассан С. Р. Улучшение профиля напряжения и снижение системных Иракских сетей потерь с помощью оптимального устройства FACTs // Магистерская диссертация, Ирак 2014. – 84 с.

50. Устройства FACTS – тяжелая артиллерия для умных сетей / Новости ТЭК [Электронный ресурс]. URL: <http://m.energyland.info/index.php?action=analyticview&id=64640&offset=1820&limit=10> (дата обращения 01.02.2020)

51. Kim, B. G. Optimal voltage regulation method for distribution systems with distributed generation systems using the artificial neural networks / B. G. Kim, D. S. Rho // Journal of Electrical Engineering and Technology, 2013. – Vol 8(4) – pp. 712-718.

52. Марикин, А. Н. Устройство поперечной компенсации реактивной мощности с изменяющейся индуктивностью / А. Н. Марикин, А. В. Мирощенко, С. В. Кузьмин // Известия Петербургского университета путей сообщения, 2015. – № 3(44) – С. 77-84.

53. Shahnian F., Rajakaruna S., Ghosh A. Static compensators (STATCOMs) in power systems. Springer Singapore, 2015. - 175 p.

54. Biswas M. M., Das K. K. Voltage level improving by using static VAR compensator. Global Journal of researches in engineering J. General Engineering, 2011. – 11(5) – 12-18.

55. Виноградов, А. В. Матическое регулирование напряжения на трансформаторной подстанции: способ, алгоритм и метод расчета / А. В. Виноградов, И.О. Голиков, М.В. Бородин, Е.В. Бородина // Промышленная энергетика, 2014. – № 11. – С. 51-55.

56. Bollen M. H. J., Hassan F. Integration of distributed generation in the power system. John Wiley & Sons, 2011. 80. - 510 p.

57. Georgilakis, P. S. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research / P. S. Georgilakis, N. D. Hatziargyriou // IEEE transactions on power systems, 2013. Vol 28(3). P. 3420-3428.

58. Особенности режимов распределительных электроэнергетических сетей ирака / М.А. Авербух, Е.В. Жилин, Е.Ю. Сизганова, М.В.А.

Абдулваххаба // Журнал Сибирского Федерального университета. Техника и технологии, 2019. – Т. 12. № 5. – С 607 – 616.

59. Лукутин Б.В., Шандарова Е.Б. Энергоэффективность фотоэлектростанций в автономных системах электроснабжения. - Томск: Изд-во ТПУ, 2008 - 140 с.

60. Дмитриенко, В.Н. Методика оценки энергии солнечного излучения для фотоэлектростанции / В.Н. Дмитриенко, Б.В. Лукутин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 5. – С. 49-55.

61. Марченко, О. В. Комплексное использование возобновляемых источников энергии разных типов для совместного производства электричества и тепла / О. В. Марченко, С. В. Соломин // Промышленная энергетика. – 2018. – №. 5. – С. 52-57.

62. IEEE Standards 1366-2003 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices // 2004. - 44 с.

63. Кокин С. Е., Дмитриев С. А., Хальясмаа А. И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. – 2015. - 123 с.

64. Веников В. А., Глазунов А.А., Жуков Л.А. Электрические системы. Электрические сети. - М.: Высш. школа, 1998. - 511 с.

65. Воропай, Н.И. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, Е.В. Козлова, В.С. Степанов, К.В. Суслов // Известия РАН. Энергетика. 2014. №1. С.84-90.

66. Бессонов, В. О. Программный комплекс RastrWin как инструмент расчета режимов работы автономных энергетических систем / В. О. Бессонов, М. А. Юдин // Вестник Югорского государственного университета. – 2015. – №. S2 (37).

67. Неуймин В.Г., Машалов Е.В., Александров А.С., Багрянцев А.А. Программный комплекс “RastrWin3”. Руководство пользователя, 2015. - 240 с.

68. Мензелев, А. С. Расчет режима электрической сети методом Ньютона с учетом статических характеристик электрических нагрузок //

Актуальные проблемы энергетики. Электроэнергетические системы и сети. 2019. – С. 180-183.

69. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. Энергоатомиздат, 1988. - 287 с.

70. Абрамова, О. Тестирование аккумуляторов на основе лития [Электронный ресурс] // Системы электропитания. – 2017. – Режим доступа: <https://best-energy.com.ua/support/battery/bu-907>.

71. Андронов, М. Распределенная генерация: будущее энергетики или тупик [Электронный ресурс] / М. Андронов // Деловой журнал «Инвест-Форсайт». – Режим доступа: <https://www.if24.ru/budushhee-energetiki>.

72. Кононенко, В.Ю. Эффекты применения накопителей энергии в изолированных энергосистемах России / В.Ю. Кононенко, В.П. Биляшенко // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 2 (14). – С. 61–66.

73. Стенников, В.А. Централизованная и распределенная генерация – не альтернатива, а интеграция [Электронный ресурс] / В.А. Стенников, В.Н. Воропай. Режим доступа: [http://energystrategy.ru/projects/Energy\\_21/4-2.pdf](http://energystrategy.ru/projects/Energy_21/4-2.pdf).

74. Mesquita F.G.G. Design optimization of stand-alone hybrid energy systems, Thesis ... cand. of tech. sci. Fevereiro de 2010, 120 p.

75. Optimization and sensitivity analysis of standalone hybrid energy systems for rural electrification: A case study of Iraq / Ali S. A., Mohammad F. N. T., Mohd R. A., Azralmukmin A., Makbul A. M. R. //Renewable energy. 2019. – Vol. 138. – pp. 775-792.

76. Averbukh, M. A. Influence of Non-Sinusoidality of Voltage on Electricity Loss in Distribution Networks / M. A. Averbukh, M. W. Abdulwahhab //Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing, 2018. – Т. 1066. №. 1. – С. 1-3.

77. Илюшин, П.В. Проблемные технические вопросы работы объектов распределённой генерации в составе энергосистемы и подходы к их решению [Электронный ресурс] / П.В. Илюшин // Энергоэксперт. – 2015. – № 1. – Режим доступа: <https://docplayer.ru/84470492-Problemnye-tehnicheskie-voprosy-raboty->

obektov-raspredelennoy-generacii-v-sostave-energосистemyi-podhody-k-ih-resheniyu.html

78. Абдуллазянов, Э.Ю. Электроснабжение предприятий с непрерывным технологическим циклом производства [Текст] / Э.Ю. Абдуллазянов, Б.А. Забелкин, И.И. Федотов // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: мат. всерос. науч.-техн. конф. – Томск. – 2008. – С. 123–125.

79. Мисбахов, Р.Ш. Повышение эффективности функционирования промышленных электроприемников при кратковременных нарушениях электроснабжения [Текст] / Р.Ш. Мисбахов, А.И. Федотов, К.Р. Бахтеев // Молодежь и наука: Шаг к успеху: сб. науч. конф. – Курск. – 2019. – Т. 5. – С. 160–163.

80. Ashklyarskiy, A.Ya Reducing the magnitude and duration of voltage dips in the electrical networks of oil producing enterprises. Electronic scientific and practical journal, "Modern scientific research and innovation", №5. (37) May 2014., (<http://web.snauka.ru/issues/2014/05/34992>).

81. Бахтеев, К.Р. Повышение эффективности функционирования систем централизованного и автономного электроснабжения путем комплексного применения электрохимических накопителей энергии, малой генерации и форсировки возбуждения синхронных машин: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.09 / Бахтеев Камилль Равилевич. – Казань, 2019. – 190 с.

82. Tsuanyo D. Modeling and optimization of battery less hybrid PV (photovoltaic) / Diesel systems for off-grid applications / Y. Azoumah, D. Didier, P. Neveu, D. Tsuanyo // Energy. – 2015. – P. 152–163.

83. Zacharias P. Use of Electronic-Based Power Conversion for Distributed and Renewable Energy Sources / P. Zacharias. – 685 p.

84. Katsigiannis Y.A. Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables / P.S. Georgilakis, Y.A. Katsigiannis, E.S. Karapidakis // Renewable Power Generation. – 2010. – V. 4. – P. 404–419.

85. Гашимов, А.М. Гибридные системы распределенной генерации с возобновляемыми источниками: моделирование и анализ их режимов работы в энергосистеме / А.М. Гашимов, Н.Р. Рахманов, С.Т. Ахмедова // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2013. № 2. С. 20–30.

86. РАО Энергетические системы востока [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rao-esv.ru>.

87. Архипова О. В., Ковалев В. З., Ремизов П. Н. Моделирование автономных энергетических систем // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 6. – С. 307-307.

88. Пашкевич, Р.И. Математическое моделирование комбинированной дизель-солнечной электростанции для децентрализованного электроснабжения потребителей / Р.И. Пашкевич, К.А. Павлов // Электрические станции. 2019. № 9 (1058). С. 30–35.

89. Чижма, С.Н. Исследование имитационной модели автономной энергоустановки на возобновляемых источниках энергии / С.Н. Чижма, А.И. Захаров // Промышленная энергетика, 2020. – №11. – С. 54-60.

90. Кирпичникова, И. М. Моделирование возобновляемых источников энергии в SCILAB / И. М. Кирпичникова, Д. В. Топольский, И. Г. Топольская // Энерго-и ресурсосбережение в теплоэнергетике и социальной сфере, 2014. – Т. 2. – №. 1. – С. 139-144.

91. Закарюкин, В. П. Моделирование режимов систем тягового электроснабжения при движении тяжеловесных поездов / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, А. В. Черепанов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – №. 11 (118).

92. Гусев, Н. В. МехBIOS-среда разработки современных систем управления электроприводов / Н. В. Гусев, Кладиев С. Н., Родионов Г. В. // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2015. – Т. 15. – №. 3.

93. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MatLAB, Simulink и SimPowerSystems / И.В. Черных. – М.: ДМК Пресс; СПб. Питер, – 2008. – 288 с.
94. Герман-Галкин С. Г. MatLab&Simulink. Проектирование мехатронных систем на ПК. / С.Г. Герман-Галкин. – СПб. Питер,– 2008.– 368
95. Abdulrahman, A. Minimizing Electricity Shortages in Koya City in Iraq using Photo Voltage Gird System Simulation / A. Abdulrahman, S. Abdullah, C. Danial //International Journal of Computer Science and Electronics Engineering (IJCSSE). 2014. –Vol. 2. №. 2. – pp. 88-91.
96. Оценка эффективности распределительных сетей республики Ирак / В. И. Пантелеев, М.А. Авербух, Е.В. Жилин, М.В.А. Абдулваххаба // Промышленная энергетика. 2020. – №5 – С. 40-45.
97. Новаш, И. В. Расчет параметров модели трехфазного трансформатора из библиотеки MatLab-Simulink с учетом насыщения магнитопровода / И. В. Новаш, Ю. В. Румянцев // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2015. – №. 1.
98. Авербух, М.А. Влияние нелинейной и несимметричной нагрузки на систему электроснабжения жилых микрорайонов / М.А. Авербух, Е.В. Жилин// Промышленная энергетика. – 2017. – №12. – С. 40-45.
99. Авербух, М. А. Минимизация потерь электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства / М. А. Авербух, Е. В. Жилин, Д. И. Прокопишин // Проблемы региональной энергетики. – 2018. – №. 2 (37). – С. 31-37.
100. Влацкая, Л.А. Применение генетических алгоритмов в задачах оптимизации размещения компенсирующих устройств / Л.А. Влацкая, Н.Г Семенова // Электротехнические системы и комплексы. – 2019. – № 4 (45). – С. 21-28.
101. Adaramola, M. S. Assessment of decentralized hybrid PV solar-diesel power system for applications in Northern part of Nigeria / M. S. Adaramola, S. S.

Paul, O. M. Oyewola // *Energy for Sustainable Development*. – 2014. – Vol. 19. – pp. 72-82. //doi.org/10.1016/j.esd.2013.12.007

102. Optimization and sensitivity analysis of standalone hybrid energy systems for rural electrification: A case study of Iraq / Ali S. A., Mohammad F. N. T., Mohd R. A., Azralkmukmin A., Makbul A. M. R. // *Renewable energy*. – 2019. – Vol. 138. – P. 775-792.

103. Subho Upadnyay Development of hybrid energy system with cycle charging strategy using particle swarm optimization for a remote area in India / Upadnyay Subho, M.P. Sharma. // *Renewable Energy*. – 2015. – V. 77. – P. 586–598.

104. Выбор узлов подключения распределенной генерации в сетях Республики Ирак // М.А. Авербух, Е.В. Жилин, Е.Ю. Сизганова, М.В.А. Абдулваххаб // *Электротехнические системы и комплексы*. – 2020. – № 2 (45). – С. 21-28.

105. Bhumkittipich, K. Optimal placement and sizing of distributed generation for power loss reduction using particle swarm optimization / K. Bhumkittipich, W. Phuangpornpitak // *Energy Procedia*. – 2013. – V. 34. – P. 307–317.

106. Кенден, К.К. Оптимизация методом роя частиц структуры автономного энергетического комплекса с использованием солнечной энергии / К.К. Кенден, А.В. Кузнецов // *Вестник Иркутского государственного технического университета*. – 2020. – Т. 24.№ 3 (152). – С. 616-626.

107. Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review / A. Á. Téllez, G. Lopez, I. Isaac, J.W. Gonzalez // *Heliyon*. – 2018. – Vol. 4. no 8. – pp. 1-30. // doi.org/10.1016/j.heliyon.2018.e00746

108. Ефременко, В. М. Расчет оптимального размещения компенсирующих устройств методом множителей Лагранжа / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. – 2012. – №. 6 (94). – С. 138-141

109. Mesquita F.G.G. Design optimization of stand-alone hybrid energy systems, Thesis ... cand. of tech. sci. Fevereiro de 2010. - 120 p.
110. Выбор структуры фотоэлектрической системы электроснабжения / Б.Н. Лобов, П.Г. Колпахчян, С.А. Белокопытов, А.М. Аль Джурни-Рагхад // Электротехника. – 2015. – № 7. – С. 36-40.
111. Илюшин, П.В. Анализ показателей надежности современных объектов распределенной генерации / П.В. Илюшин, В.О. Самойленко // Промышленная энергетика. – 2019. – №1. – С. 8-16.
112. Булатов, Б. Г. Алгоритмы интеллектуального управления режимом распределительной сети / Б. Г. Булатов, В. В. Тарасенко // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2012. – №. 37. – С. 18-22.
113. Кирпичникова, И.М. Выбор электрооборудования автономной фотоэлектрической системы с использованием программного обеспечения PVSYST / И.М. Кирпичникова, И.Б. Махсумов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2020. – Т. 20. № 2. – С. 77-88.
114. Chedid R. Unit sizing and control of hybrid wind–solar power systems / R. Chedid, S. Rahman // IEEE Transactions Energy Conversion. – 1997. – V. 12. – P. 79–85.
115. A survey-based type-2 fuzzy logic system for energy management in hybrid electrical vehicles / Martinez J. S, Robert I. John, Daniel Hissel, Marie-Cécile Péra // Information Sciences. – 2012. – Vol. 190. – P. 192-207.
116. Погорелов, А. С. Применение теории нечетких множеств для задачи выбора альтернатив в условиях неопределенности / А. С. Погорелов, А. Н. Панфилов // Программные продукты и системы. – 2013. – №. 3. – 28-31
117. Обоснование структуры солнечно-дизельного комплекса распределенной генерации на основе нечетких множеств / М.А. Авербух, Е.В. Жилин, Е.Ю. Сизганова, М.В.А. Абдулваххаба // Промышленная энергетика. – 2021. – № 5. – С 40-55.

118. Применение теории нечётких множеств к задаче формирования портфеля проектов / В. М. Аньшин, И.В. Демкин, И.Н. Царьков, И. М. Никонов // Проблемы анализа риска. – 2008. – Т. 5. №. 3. – С. 8-21.
119. Саати, Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. – М.: Радио и связь, 1993. - 278 с.
120. Moradifar, A. Comprehensive identification of multiple harmonic sources using fuzzy logic and adjusted probabilistic neural network / A. Moradifar, A. A. Foroud, K. G. Firouzjah // Neural Computing and Applications. – 2019. – Vol. 31. №. 1. – P. 543-556.
121. Юдин, Д. А. Автоматизированная система нечеткой оценки параметров процесса обжига на основе анализа изображений / Д. А. Юдин, В. З. Магергут // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2014. – №. 10. – С. 3-13.
122. Жилин, Е. В. Имитационное моделирование фотопанелей в распределительных сетях Республики Ирак / Е. В. Жилин, М. В. Абдулваххаб // Инновационные решения в агроинженерии в XXI веке: Материалы Национальной научно-практической конференции, Майский, 16 декабря 2020 года. – Майский, 2021. – С. 214-217.
123. Баранов, Н.Н. Нетрадиционные возобновляемые источники и методы преобразования их энергии / Н.Н. Баранов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. - 216 с.
124. Колосов, Р. В. Моделирование солнечных батарей // Интеллектуальная электротехника / НГТУ им. ПЕ Алексева. Нижний Новго. – 2019. – С. 85-92.
125. Advanced perturbation and observation (P&O) based maximum power point tracking (MPPT) of a solar photo-voltaic system D. Sharma, G. Purohit Engineering 2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (ICPE) 2012.
126. Hasaneen, B. M. Mohammed Design and simulation of DC/DC boost converter / B. M. Hasaneen, A. A. Elbaset // 2008 12th International Middle-East

Power System Conference. – 2008. – P. 335-340, doi: 10.1109 /  
MEPCON.2008.4562340

127. Кулик, В.Д. Силовая электроника. Автономные инверторы, активные преобразователи: учебное пособие / В.Д. Кулик. - ГОУВПО СПбГТУРП. - СПб., 2010. – 90 с.

128. Методы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в энергетике и нефтегазовой отрасли / Ю.В. Кожухов, С.В. Карташов, Д.А. Сергеев, И.В. Ильин, И.С. Янин, А.А. Аксенов, А.М. Данилишин // учебное пособие. Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС. 2020. – 86 с.

## Приложение 1. Результаты расчета режимов работы распределительной сети Республики Ирак в программном комплексе Raster Win

	O S		Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	<input checked="" type="checkbox"/>		100	ИП1	33,00				1,8	1,0				
2	<input type="checkbox"/>		41	ПС4.1 ВН	32,0	-0,5	-2	-1	0,05	0,05	35			
3	<input checked="" type="checkbox"/>		200	ИП2	33,00				17,1	11,8				
4	<input type="checkbox"/>		1	ПС1 ВН	29,0	-3,0	-17	-12	1,55	2,22	363			
5	<input checked="" type="checkbox"/>		300	ИП3	33,00				18,1	10,8				
6	<input type="checkbox"/>		32	ПС3.2 ВН	31,5	-0,8	-3	-2	0,11	0,11	59			
7	<input type="checkbox"/>		5	ПС5 ВН	30,1	-1,5	-8	-5	0,58	0,60	160			
8	<input type="checkbox"/>		61	ПС6.1 ВН	31,1	-0,9	-5	-3	0,22	0,23	93			
9	<input type="checkbox"/>		91	ПС9.1 ВН	32,4	-0,5	-3	-2	0,04	0,05	56			
10	<input checked="" type="checkbox"/>		400	ИП4	33,00				5,2	3,2				
11	<input type="checkbox"/>		10	ПС10 ВН	31,8	-0,9	-5	-3	0,14	0,19	107			
12	<input checked="" type="checkbox"/>		500	ИП5	33,00				23,2	15,1				
13	<input type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,4	-2,5	-13	-9	1,02	1,47	269			
14	<input type="checkbox"/>		11	ПС11 ВН	31,2	-1,0	-4	-2	0,16	0,17	71			
15	<input type="checkbox"/>		13	ПС13 ВН	29,4	-3,2	-7	-4	0,57	0,82	145			
16	<input checked="" type="checkbox"/>		1	ПС1 ВН	29,01	-2,98								
17	<input type="checkbox"/>		200	ИП2	33,0	3,0	16	10	1,55	2,22	363			
18	<input type="checkbox"/>		2	ПС2 ВН	25,0	-2,1	-7	-5	0,82	0,84	166			
19	<input type="checkbox"/>		110	ПС1 НН	9,2	-3,7	-9	-5	0,07	0,76	198		0,04	
20	<input checked="" type="checkbox"/>		110	ПС1 НН	9,24	-6,69	8,5	4,3						
21	<input type="checkbox"/>		1	ПС1 ВН	29,0	3,7	8	4	0,07	0,76	594		0,04	
22	<input checked="" type="checkbox"/>		2	ПС2 ВН	25,02	-5,06								
23	<input type="checkbox"/>		1	ПС1 ВН	29,0	2,1	6	4	0,82	0,84	166			
24	<input type="checkbox"/>		31	ПС3.1 ВН	23,7	-0,9	-3	-2	0,12	0,13	75			
25	<input type="checkbox"/>		22	ПС2 НН	7,9	-4,2	-3	-2	0,05	0,36	92		0,01	
26	<input checked="" type="checkbox"/>		22	ПС2 НН	7,87	-9,26	3,4	1,8						
27	<input type="checkbox"/>		2	ПС2 ВН	25,0	4,2	3	2	0,05	0,36	275		0,01	
28	<input checked="" type="checkbox"/>		31	ПС3.1 ВН	23,71	-5,95								
29	<input type="checkbox"/>		2	ПС2 ВН	25,0	0,9	3	2	0,12	0,13	75			
30	<input type="checkbox"/>		3 131	ПС3.1 НН	7,4	-5,5	-3	-2	0,04	0,34	75		0,02	

Рисунок П.1. Параметры узлов и ветвей нормального режима работы  
(Начало)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
31	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3 131	ПС3.1 НН	7,41	-11,47	2,7	1,2						
32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	31	ПС3.1 ВН	23,7	5,5	3	1	0,04	0,34	224		0,02	
33	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	32	ПС3.2 ВН	31,54	-0,77								
34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	300	ИПЗ	33,0	0,8	3	2	0,11	0,11	59			
35	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3 232	ПС3.2 НН	10,1	-3,2	-3	-2	0,02	0,21	59		0,03	
36	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3 232	ПС3.2 НН	10,13	-4,00	2,8	1,3						
37	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	32	ПС3.2 ВН	31,5	3,2	3	1	0,02	0,21	175		0,03	
38	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	41	ПС4.1 ВН	31,95	-0,53								
39	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	100	ИП1	33,0	0,5	2	1	0,05	0,05	35			
40	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4 141	ПС4.1 НН	10,3	-2,6	-2	-1	0,02	0,11	35		0,02	
41	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4 141	ПС4.1 НН	10,30	-3,11	1,7	0,8						
42	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	41	ПС4.1 ВН	32,0	2,6	2	1	0,02	0,11	106		0,02	
43	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	42	ПС4.2 ВН	29,24	-1,94								
44	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,1	0,5	2	1	0,04	0,04	37			
45	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4 242	ПС4.2 НН	9,4	-3,0	-2	-1	0,02	0,12	37		0,02	
46	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4 242	ПС4.2 НН	9,38	-4,91	1,6	0,8						
47	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	42	ПС4.2 ВН	29,2	3,0	2	1	0,02	0,12	111		0,02	
48	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,10	-1,47								
49	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	42	ПС4.2 ВН	29,2	-0,5	-2	-1	0,04	0,04	37			
50	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	300	ИПЗ	33,0	1,5	7	4	0,58	0,60	160			
51	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	55	ПС5 НН	9,6	-3,5	-6	-3	0,05	0,46	122		0,03	
52	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	55	ПС5 НН	9,62	-4,99	5,5	2,6						
53	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,1	3,5	6	3	0,05	0,46	367		0,03	
54	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	61	ПС6.1 ВН	31,11	-0,88								
55	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	300	ИПЗ	33,0	0,9	4	3	0,22	0,23	93			
56	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6 161	ПС6.1 НН	10,0	-3,3	-4	-3	0,03	0,34	93		0,04	
57	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6 161	ПС6.1 НН	9,98	-4,13	4,3	2,2						
58	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	61	ПС6.1 ВН	31,1	3,3	4	2	0,03	0,34	279		0,04	
59	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	62	ПС6.2 ВН	24,51	-5,04								
60	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7	ПС7 ВН	25,8	0,8	4	3	0,19	0,19	115			

Рисунок П.1. Параметры узлов и ветвей нормального режима работы  
(Продолжение)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
61	<input type="checkbox"/>		6 262	ПС6.2 НН	7,7	-5,1	-4	-3	0,05	0,51	114		0,03	
62	<input checked="" type="checkbox"/>		6 262	ПС6.2 НН	7,67	-10,11	4,2	2,1						
63	<input type="checkbox"/>		62	ПС6.2 ВН	24,5	5,1	4	2	0,05	0,51	343		0,03	
64	<input checked="" type="checkbox"/>		7	ПС7 ВН	25,82	-4,28								
65	<input type="checkbox"/>		62	ПС6.2 ВН	24,5	-0,8	-4	-3	0,19	0,19	115			
66	<input type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,4	1,7	7	5	0,87	0,89	195			
67	<input type="checkbox"/>		77	ПС7 НН	8,2	-3,6	-3	-2	0,04	0,29	82		0,02	
68	<input checked="" type="checkbox"/>		77	ПС7 НН	8,18	-7,90	3,1	1,7						
69	<input type="checkbox"/>		7	ПС7 ВН	25,8	3,6	3	2	0,04	0,29	246		0,02	
70	<input checked="" type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,42	-2,53								
71	<input type="checkbox"/>		7	ПС7 ВН	25,8	-1,7	-8	-5	0,87	0,89	195			
72	<input type="checkbox"/>		500	ИП5	33,0	2,5	12	7	1,02	1,47	269			
73	<input type="checkbox"/>		88	ПС8 НН	9,5	-2,1	-3	-2	0,02	0,17	75		0,03	
74	<input checked="" type="checkbox"/>		88	ПС8 НН	9,53	-4,66	3,3	1,8						
75	<input type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,4	2,1	3	2	0,02	0,17	226		0,03	
76	<input checked="" type="checkbox"/>		91	ПС9.1 ВН	32,39	-0,48								
77	<input type="checkbox"/>		300	ИП3	33,0	0,5	3	2	0,04	0,05	56			
78	<input type="checkbox"/>		9 191	ПС9.1 НН	10,4	-2,9	-3	-2	0,02	0,19	56		0,03	
79	<input checked="" type="checkbox"/>		9 191	ПС9.1 НН	10,41	-3,41	2,7	1,4						
80	<input type="checkbox"/>		91	ПС9.1 ВН	32,4	2,9	3	1	0,02	0,19	168		0,03	
81	<input checked="" type="checkbox"/>		92	ПС9.2 ВН	31,19	-1,24								
82	<input type="checkbox"/>		10	ПС10 ВН	31,8	0,3	2	1	0,03	0,03	37			
83	<input type="checkbox"/>		9 292	ПС9.2 НН	10,0	-2,7	-2	-1	0,02	0,12	37		0,02	
84	<input checked="" type="checkbox"/>		9 292	ПС9.2 НН	10,02	-3,98	1,7	0,9						
85	<input type="checkbox"/>		92	ПС9.2 ВН	31,2	2,7	2	1	0,02	0,12	111		0,02	
86	<input checked="" type="checkbox"/>		10	ПС10 ВН	31,84	-0,92								
87	<input type="checkbox"/>		400	ИП4	33,0	0,9	5	3	0,14	0,19	107			
88	<input type="checkbox"/>		92	ПС9.2 ВН	31,2	-0,3	-2	-1	0,03	0,03	37			
89	<input type="checkbox"/>		1 010	ПС10 НН	10,3	-2,5	-3	-2	0,03	0,21	70		0,02	
90	<input checked="" type="checkbox"/>		1 010	ПС10 НН	10,26	-3,46	3,3	1,7						

Рисунок П.1. Параметры узлов и ветвей нормального режима работы

(Продолжение)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
90	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 010	ПС10 НН	10,26	-3,46	3,3	1,7						
91	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	ПС10 ВН	31,8	2,5	3	2	0,03	0,21	210		0,02	
92	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	ПС11 ВН	31,19	-0,95								
93	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	500	ИП5	33,0	1,0	3	2	0,16	0,17	71			
94	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	121	ПС12.1 ВН	30,2	-0,6	-2	-1	0,05	0,05	37			
95	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 111	ПС11 НН	10,3	-0,6	-2	-1		0,02	34		0,05	
96	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 111	ПС11 НН	10,32	-1,54	1,6	0,8						
97	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	ПС11 ВН	31,2	0,6	2	1		0,02	101		0,05	
98	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	121	ПС12.1 ВН	30,18	-1,53								
99	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	ПС11 ВН	31,2	0,6	2	1	0,05	0,05	37			
100	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	121 121	ПС12.1 НН	9,7	-2,9	-2	-1	0,02	0,12	37		0,02	
101	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	121 121	ПС12.1 НН	9,70	-4,46	1,7	0,8						
102	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	121	ПС12.1 ВН	30,2	2,9	2	1	0,02	0,12	112		0,02	
103	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	122	ПС12.2 ВН	27,66	-4,60								
104	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	14	ПС14 ВН	26,9	-0,7	-2	-1	0,04	0,04	37			
105	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	13	ПС13 ВН	29,4	1,4	3	1	0,17	0,17	74			
106	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	122 122	ПС12.2 НН	8,9	-3,4	-2	-1	0,02	0,12	38		0,02	
107	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	122 122	ПС12.2 НН	8,88	-8,01	1,7	0,6						
108	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	122	ПС12.2 ВН	27,7	3,4	2	1	0,02	0,12	115		0,02	
109	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	13	ПС13 ВН	29,43	-3,21								
110	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	122	ПС12.2 ВН	27,7	-1,4	-3	-2	0,17	0,17	74			
111	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	500	ИП5	33,0	3,2	7	3	0,57	0,82	144			
112	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 313	ПС13 НН	9,4	-2,8	-3	-2	0,03	0,22	71		0,02	
113	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 313	ПС13 НН	9,45	-6,01	3,1	1,6						
114	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	13	ПС13 ВН	29,4	2,8	3	2	0,03	0,22	214		0,02	
115	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	14	ПС14 ВН	26,88	-5,32								
116	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	122	ПС12.2 ВН	27,7	0,7	2	1	0,04	0,04	37			
117	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 414	ПС14 НН	8,8	-1,2	-2	-1		0,04	37		0,02	
118	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1 414	ПС14 НН	8,85	-6,56	1,6	0,6						
119	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	14	ПС14 ВН	26,9	1,2	2	1		0,04	112		0,02	
120	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>												

Рисунок П.1. Параметры узлов и ветвей нормального режима работы

(Окончание)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	100	ИП1	33,00				1,8	1,0				
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	41	ПС4.1 ВН	32,0	-0,5	-2	-1	0,05	0,05	35			
3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	200	ИП2	33,00				17,1	11,8				
4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС1 ВН	29,0	-3,0	-17	-12	1,55	2,22	363			
5	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	300	ИП3	33,00				18,1	10,8				
6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	32	ПС3.2 ВН	31,5	-0,8	-3	-2	0,11	0,11	59			
7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,1	-1,5	-8	-5	0,58	0,60	160			
8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	61	ПС6.1 ВН	31,1	-0,9	-5	-3	0,22	0,23	93			
9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	91	ПС9.1 ВН	32,4	-0,5	-3	-2	0,04	0,05	56			
10	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	400	ИП4	33,00				5,2	3,2				
11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10	ПС10 ВН	31,8	-0,9	-5	-3	0,14	0,19	107			
12	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	500	ИП5	33,00				23,2	15,1				
13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	8	ПС8 ВН	29,4	-2,5	-13	-9	1,02	1,47	269			
14	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	11	ПС11 ВН	31,2	-1,0	-4	-2	0,16	0,17	71			
15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	13	ПС13 ВН	29,4	-3,2	-7	-4	0,57	0,82	145			
16	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	ПС1 ВН	29,01	-2,98								
17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	200	ИП2	33,0	3,0	16	10	1,55	2,22	363			
18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС2 ВН	25,0	-2,1	-7	-5	0,82	0,84	166			
19	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	110	ПС1 НН	9,2	-3,7	-9	-5	0,07	0,76	198		0,04	
20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	110	ПС1 НН	9,24	-6,69	8,5	4,3						
21	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС1 ВН	29,0	3,7	8	4	0,07	0,76	594		0,04	
22	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	ПС2 ВН	25,02	-5,06								
23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	ПС1 ВН	29,0	2,1	6	4	0,82	0,84	166			
24	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	31	ПС3.1 ВН	23,7	-0,9	-3	-2	0,12	0,13	75			
25	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	22	ПС2 НН	7,9	-4,2	-3	-2	0,05	0,36	92		0,01	
26	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	22	ПС2 НН	7,87	-9,26	3,4	1,8						
27	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС2 ВН	25,0	4,2	3	2	0,05	0,36	275		0,01	
28	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	31	ПС3.1 ВН	23,71	-5,95								
29	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ПС2 ВН	25,0	0,9	3	2	0,12	0,13	75			
30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3 131	ПС3.1 НН	7,4	-5,5	-3	-2	0,04	0,34	75		0,02	

Рисунок П.2. Параметры узлов и ветвей послеаварийного режима работы

(Начало)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
31	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3 131	ПС3.1 НН	7,41	-11,47	2,7	1,2						
32	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	31	ПС3.1 ВН	23,7	5,5	3	1	0,04	0,34	224		0,02	
33	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	32	ПС3.2 ВН	31,54	-0,77								
34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	300	ИПЗ	33,0	0,8	3	2	0,11	0,11	59			
35	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3 232	ПС3.2 НН	10,1	-3,2	-3	-2	0,02	0,21	59		0,03	
36	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3 232	ПС3.2 НН	10,13	-4,00	2,8	1,3						
37	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	32	ПС3.2 ВН	31,5	3,2	3	1	0,02	0,21	175		0,03	
38	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	41	ПС4.1 ВН	31,95	-0,53								
39	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	100	ИП1	33,0	0,5	2	1	0,05	0,05	35			
40	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4 141	ПС4.1 НН	10,3	-2,6	-2	-1	0,02	0,11	35		0,02	
41	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4 141	ПС4.1 НН	10,30	-3,11	1,7	0,8						
42	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	41	ПС4.1 ВН	32,0	2,6	2	1	0,02	0,11	106		0,02	
43	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	42	ПС4.2 ВН	29,24	-1,94								
44	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,1	0,5	2	1	0,04	0,04	37			
45	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4 242	ПС4.2 НН	9,4	-3,0	-2	-1	0,02	0,12	37		0,02	
46	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4 242	ПС4.2 НН	9,38	-4,91	1,6	0,8						
47	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	42	ПС4.2 ВН	29,2	3,0	2	1	0,02	0,12	111		0,02	
48	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,10	-1,47								
49	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	42	ПС4.2 ВН	29,2	-0,5	-2	-1	0,04	0,04	37			
50	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	300	ИПЗ	33,0	1,5	7	4	0,58	0,60	160			
51	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	55	ПС5 НН	9,6	-3,5	-6	-3	0,05	0,46	122		0,03	
52	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	55	ПС5 НН	9,62	-4,99	5,5	2,6						
53	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	5	ПС5 ВН	30,1	3,5	6	3	0,05	0,46	367		0,03	
54	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	61	ПС6.1 ВН	31,11	-0,88								
55	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	300	ИПЗ	33,0	0,9	4	3	0,22	0,23	93			
56	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	6 161	ПС6.1 НН	10,0	-3,3	-4	-3	0,03	0,34	93		0,04	
57	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6 161	ПС6.1 НН	9,98	-4,13	4,3	2,2						
58	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	61	ПС6.1 ВН	31,1	3,3	4	2	0,03	0,34	279		0,04	
59	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	62	ПС6.2 ВН	24,51	-5,04								
60	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	7	ПС7 ВН	25,8	0,8	4	3	0,19	0,19	115			

Рисунок П.2. Параметры узлов и ветвей послеаварийного режима работы  
(Продолжение)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_эд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	№у	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
61	<input type="checkbox"/>		6 262	ПС6.2 НН	7,7	-5,1	-4	-3	0,05	0,51	114		0,03	
62	<input checked="" type="checkbox"/>		6 262	ПС6.2 НН	7,67	-10,11	4,2	2,1						
63	<input type="checkbox"/>		62	ПС6.2 ВН	24,5	5,1	4	2	0,05	0,51	343		0,03	
64	<input checked="" type="checkbox"/>		7	ПС7 ВН	25,82	-4,28								
65	<input type="checkbox"/>		62	ПС6.2 ВН	24,5	-0,8	-4	-3	0,19	0,19	115			
66	<input type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,4	1,7	7	5	0,87	0,89	195			
67	<input type="checkbox"/>		77	ПС7 НН	8,2	-3,6	-3	-2	0,04	0,29	82		0,02	
68	<input checked="" type="checkbox"/>		77	ПС7 НН	8,18	-7,90	3,1	1,7						
69	<input type="checkbox"/>		7	ПС7 ВН	25,8	3,6	3	2	0,04	0,29	246		0,02	
70	<input checked="" type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,42	-2,53								
71	<input type="checkbox"/>		7	ПС7 ВН	25,8	-1,7	-8	-5	0,87	0,89	195			
72	<input type="checkbox"/>		500	ИП5	33,0	2,5	12	7	1,02	1,47	269			
73	<input type="checkbox"/>		88	ПС8 НН	9,5	-2,1	-3	-2	0,02	0,17	75		0,03	
74	<input checked="" type="checkbox"/>		88	ПС8 НН	9,53	-4,66	3,3	1,8						
75	<input type="checkbox"/>		8	ПС8 ВН	29,4	2,1	3	2	0,02	0,17	226		0,03	
76	<input checked="" type="checkbox"/>		91	ПС9.1 ВН	32,39	-0,48								
77	<input type="checkbox"/>		300	ИП3	33,0	0,5	3	2	0,04	0,05	56			
78	<input type="checkbox"/>		9 191	ПС9.1 НН	10,4	-2,9	-3	-2	0,02	0,19	56		0,03	
79	<input checked="" type="checkbox"/>		9 191	ПС9.1 НН	10,41	-3,41	2,7	1,4						
80	<input type="checkbox"/>		91	ПС9.1 ВН	32,4	2,9	3	1	0,02	0,19	168		0,03	
81	<input checked="" type="checkbox"/>		92	ПС9.2 ВН	31,19	-1,24								
82	<input type="checkbox"/>		10	ПС10 ВН	31,8	0,3	2	1	0,03	0,03	37			
83	<input type="checkbox"/>		9 292	ПС9.2 НН	10,0	-2,7	-2	-1	0,02	0,12	37		0,02	
84	<input checked="" type="checkbox"/>		9 292	ПС9.2 НН	10,02	-3,98	1,7	0,9						
85	<input type="checkbox"/>		92	ПС9.2 ВН	31,2	2,7	2	1	0,02	0,12	111		0,02	
86	<input checked="" type="checkbox"/>		10	ПС10 ВН	31,84	-0,92								
87	<input type="checkbox"/>		400	ИП4	33,0	0,9	5	3	0,14	0,19	107			
88	<input type="checkbox"/>		92	ПС9.2 ВН	31,2	-0,3	-2	-1	0,03	0,03	37			
89	<input type="checkbox"/>		1 010	ПС10 НН	10,3	-2,5	-3	-2	0,03	0,21	70		0,02	
90	<input checked="" type="checkbox"/>		1 010	ПС10 НН	10,26	-3,46	3,3	1,7						

Рисунок П.2. Параметры узлов и ветвей послеаварийного режима работы  
(Продолжение)

Узлы+Ветви														
	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	№	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
91	<input type="checkbox"/>		10	ПС10 ВН	31,8	2,5	3	2	0,03	0,21	210		0,02	
92	<input checked="" type="checkbox"/>		11	ПС11 ВН	31,19	-0,95								
93	<input type="checkbox"/>		500	ИП5	33,0	1,0	3	2	0,16	0,17	71			
94	<input type="checkbox"/>		121	ПС12.1 ВН	30,2	-0,6	-2	-1	0,05	0,05	37			
95	<input type="checkbox"/>		1 111	ПС11 НН	10,3	-0,6	-2	-1		0,02	34		0,05	
96	<input checked="" type="checkbox"/>		1 111	ПС11 НН	10,32	-1,54	1,6	0,8						
97	<input type="checkbox"/>		11	ПС11 ВН	31,2	0,6	2	1		0,02	101		0,05	
98	<input checked="" type="checkbox"/>		121	ПС12.1 ВН	30,18	-1,53								
99	<input type="checkbox"/>		11	ПС11 ВН	31,2	0,6	2	1	0,05	0,05	37			
100	<input type="checkbox"/>		121 121	ПС12.1 НН	9,7	-2,9	-2	-1	0,02	0,12	37		0,02	
101	<input checked="" type="checkbox"/>		121 121	ПС12.1 НН	9,70	-4,46	1,7	0,8						
102	<input type="checkbox"/>		121	ПС12.1 ВН	30,2	2,9	2	1	0,02	0,12	112		0,02	
103	<input checked="" type="checkbox"/>		122	ПС12.2 ВН	27,65	-4,60								
104	<input type="checkbox"/>		14	ПС14 ВН	26,9	-0,7	-2	-1	0,04	0,04	36			
105	<input type="checkbox"/>		13	ПС13 ВН	29,4	1,4	3	1	0,17	0,17	74			
106	<input type="checkbox"/>		122 122	ПС12.2 НН	8,9	-3,4	-2	-1	0,02	0,12	38		0,02	
107	<input checked="" type="checkbox"/>		122 122	ПС12.2 НН	8,88	-8,01	1,7	0,6						
108	<input type="checkbox"/>		122	ПС12.2 ВН	27,7	3,4	2	1	0,02	0,12	114		0,02	
109	<input checked="" type="checkbox"/>		13	ПС13 ВН	29,42	-3,22								
110	<input type="checkbox"/>		122	ПС12.2 ВН	27,7	-1,4	-3	-2	0,17	0,17	74			
111	<input type="checkbox"/>		500	ИП5	33,0	3,2	7	3	0,57	0,82	145			
112	<input type="checkbox"/>		1 313	ПС13 НН	9,4	-2,8	-3	-2	0,03	0,22	71		0,02	
113	<input checked="" type="checkbox"/>		1 313	ПС13 НН	9,45	-6,02	3,1	1,6						
114	<input type="checkbox"/>		13	ПС13 ВН	29,4	2,8	3	2	0,03	0,22	214		0,02	
115	<input checked="" type="checkbox"/>		14	ПС14 ВН	26,88	-5,31								
116	<input type="checkbox"/>		122	ПС12.2 ВН	27,7	0,7	2	1	0,04	0,04	36			
117	<input type="checkbox"/>		1 414	ПС14 НН	8,8	-1,2	-2	-1		0,04	37		0,02	
118	<input checked="" type="checkbox"/>		1 414	ПС14 НН	8,85	-6,54	1,6	0,6						
119	<input type="checkbox"/>		14	ПС14 ВН	26,9	1,2	2	1		0,04	110		0,02	
120	<input checked="" type="checkbox"/>													

Рисунок П.2. Параметры узлов и ветвей послеаварийного режима работы

(Окончание)

## Приложение 2. Акты об использовании результатов работы



شركة فجر الوطن  
Fajir Alwatan.Co

للتجارة العامة والوكالات التجارية والمقاولات العامة محدودة المسؤولية  
AFFIRM

Director of "Fajir Al Watan" company

Mohammed Najim Abd

ACT

Our directorate is interested in increasing the network transfer capacity of 11 kv and 33 kv networks in the Republic of Iraq. This thesis paper (Abdulwahhab Mohammed Waleed Abdulwahhab) makes its contribution in solving this problem in Iraq. Reconstruction of the networks, destroyed during the war, requires implementation of cost-effective technologies to provide the Iraq population with electric energy.

After studying the findings of the research (Abdulwahhab Mohammed Waleed Abdulwahhab) in using distributed generation for improving the quality of electric power supply to consumers, our company is ready to implement these technologies.

The research findings, obtained at performing the thesis paper, carried out in Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov, would be recommended upon a mutual agreement of the parties for implementation in the electric power system of the Republic of Iraq.



Director of "Fajir Al Watan" company

Mohammed Najim Abd

Mob:+9647901367668 - +964 7724393000

Email:fajir\_alwatan@yahoo.com

الفرع الرئيسي :بغداد الكرادة شارع ٦٢

الفرع الثاني :ديالى بعقوبة الجديدة



شركة فجر الوطن  
Fajir Alwatan.Co

للتجارة العامة والوكالات التجارية والمقاولات العامة محدودة المسؤولية  
AFFIRM

Director of "Fajir Al Watan" company

Mohammed Najim Abd

ACT

Our directorate is interested in increasing the network transfer capacity of 11 kv and 33 kv networks in the Republic of Iraq. This thesis paper (Abdulwahhab Mohammed Waleed Abdulwahhab) makes its contribution in solving this problem in Iraq. Reconstruction of the networks, destroyed during the war, requires implementation of cost-effective technologies to provide the Iraq population with electric energy.

After studying the findings of the research (Abdulwahhab Mohammed Waleed Abdulwahhab) in using distributed generation for improving the quality of electric power supply to consumers, our company is ready to implement these technologies.

The research findings, obtained at performing the thesis paper, carried out in Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov, would be recommended upon a mutual agreement of the parties for implementation in the electric power system of the Republic of Iraq.



Director of "Fajir Al Watan" company

Mohammed Najim Abd

Mob:+9647901367668 - +964 7724393000

الفرع الرئيسي: بغداد الكرادة شارع ٦٢

Email:fajir\_alwatan@yahoo.com

г. Бел-

الفرع الثاني: ديالى بعقوبة الجديدة

*/Перевод с арабского и английского языков на русский язык/*

Фаджр Аль Ватан

Компания Фаджр Аль Ватан

Общая торговля, коммерческие агентства и генеральная подрядная ограниченная ответственность

**УТВЕРЖДАЮ**  
**Директор компании «Фаджр Аль Ватан»**  
**Мохаммед Наджим Абд**

**АКТ**

Наша компания заинтересована в повышении пропускной способности сетей 11 кВ и 33 кВ в Республике Ирак. Диссертационная работа (Абдулваххаб Мохаммед Валид Абдулваххаб) вносит свой вклад в решение этой задачи в Ираке. Реконструкция сетей, разрушенных во время войны, требует реализации мало затратных технологий для обеспечения населения Ирака электрической энергией.

После изучения результатов исследования, выполненных (Абдулваххаб Мохаммед Валид Абдулваххаб) по использованию распределенной генерации с целью повышения качества электроснабжения потребителей, наша компания готова к реализации таких технологий.

Результаты исследования при выполнении диссертационной работы, проведенные в Белгородском государственном технологическом университете имени В.Г. Шухова, по согласованию сторон будут рекомендованы к внедрению в электроэнергетическую систему Республики Ирак.

*/подпись/*

**Директор компании «Фаджр Аль Ватан»**

**Мохаммед Наджим Абд**

*/Печать:/*

Компания Фаджр Аль Ватан

Центральный филиал: Багдад Аль –Каррада  
улица 62  
Второй филиал: Дияла Новая Баакуба

**Мобильный: +9647901367668 –**  
**+964 772439000**

**Эл. адрес: fajir\_alwatan@yahoo.com**

Перевод с арабского и английского языков на русский язык выполнен переводчиком  
Найденовой Маргаритой Викторовной  
ИП НАЙДЕНОВА М.В. ОГРН : 315313000006226 ИНН : 312100786072  
За правильность перевода несу полную ответственность

