

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧЕРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

на правах рукописи



КИРГИЗОВ АЛИФБЕК КИРГИЗОВИЧ

**РАЗВИТИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ  
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ МЕТОДАМИ  
ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА**  
(на примере Республики Таджикистан)

Специальность: 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические  
системы

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель –  
доктор технических наук, профессор  
Вадим Зиновьевич Манусов

Новосибирск – 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. Потенциал возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан .....	14
1.1 Развитие мировой энергетики на основе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии .....	14
1.2 Возобновляемые энергетические ресурсы республики Таджикистан .....	20
1.3 Выводы .....	32
ГЛАВА 2. Особенности функционирования малых гидроэлектростанций в условиях высокогорных районов Таджикистана.....	33
2.1 Постановка задачи .....	33
2.2 Основные приоритеты использования малой генерации .....	35
2.3 Основные приоритеты использования гидроэлектростанции малой генерации .....	43
2.4 Методологические основы проектирования и строительства малых ГЭС .....	47
2.5 Выдача гарантированной мощности распределенных источников генерации ВИЭ в зависимости от высоты расположения.....	53
2.6 Основные понятия теории нечетких множеств и функции принадлежности .....	65
2.7 Математическая интерпретация классификации распределенных возобновляемых источников энергии на основе нечетких моделей .....	69
2.8 Выводы .....	74
ГЛАВА 3. Баланс мощности с учетом возобновляемых источников энергии .....	76
3.1 Постановка задачи .....	76
3.2 Общий и детализированный графики нагрузки Республики Таджикистан.....	77
3.3 Баланс мощности и электропотребления энергосистемы Таджикистана... ..	83
3.4 Баланс мощности от ветроэнергетических ресурсов.....	85
3.5 Возможности восстановления баланса энергии с помощью солнечной энергетики.....	87

3.6	Доступный энергетический потенциал ВИЭ Таджикистана .....	90
3.7	Покрытие дефицита годового графика нагрузки в осенне-зимнем периоде. .....	91
3.8	Выводы .....	94
ГЛАВА 4. Оптимизация режимов гибридного энергетического центра (HUB) для децентрализованного электроснабжения .....		95
4.1	Постановка задачи .....	95
4.2	Фундаментальное понятие и атрибуты энергетического центра .....	96
4.3	Энергетические системы центра на основе возобновляемых источников энергии .....	102
4.4	Многофакторная модель сцепления энергетического центра .....	103
4.5	Экономическое обоснование создания гибридного энергетического центра .....	115
4.6	Выводы .....	120
ГЛАВА 5. Анализ и оптимизация режимов локальных электрических сетей электроэнергетической системы.....		121
5.1	Постановка задачи .....	121
5.2	Алгоритмы роевого интеллекта для оптимизации режимов сетей .....	122
5.3	Алгоритм метода роевого интеллекта светлячков (Fire – fly) .....	126
5.4	Алгоритм выбора компенсирующих устройств на основе нечеткой логики. .....	130
5.5	Оптимизация разрешения компенсирующих устройств с помощью алгоритма светлячков и дооптимизация градиентным методом .....	135
5.6	Технико-экономическая оценка предлагаемых мероприятий .....	140
5.7	Результаты экспериментов на микромодели энергосистемы .....	144
5.8	Выводы .....	146
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		148
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		151
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....		166
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....		169

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	173
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	181
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 .....	187

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

За последние двадцать лет из-за дороговизны нефтепродуктов на мировом рынке и самоликвидации Объединенной Энергетической Системы Средней Азии на территории Таджикистана, перестали использовать дизельные установки (ДЭС) для электроснабжения потребителей электроэнергии из-за дороговизны дизельного топлива, как в частных, так и в общественных секторах экономики. Особенно это касается высокогорных регионов, за пределами зоны влияния национальной электроэнергетической системы (ЭЭС).

В качестве альтернативных источников электроэнергии Правительством Республики Таджикистан предложен новый путь развития сельской электрификации, суть которого заключается в общенациональном переходе к использованию местных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), включая нетрадиционные ресурсы.

Для реализации этого были приняты ряд законов и постановлений, Правительством Республики Таджикистан по программам краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного выполнения, развития и использования возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, биомассы, гидравлической и других).

Главную роль в осуществлении этого процесса по объективным причинам и обстоятельствам, а также прекрасным природным условиям предпочтение отдают источникам малой генерации, как приоритетному стратегическому направлению развития электроэнергетики высокогорных регионов Таджикистана.

Актуализация задачи использования ВИЭ состоит также в том, что эти источники относятся к классам малые, мини и микро что обусловлено незначительным количеством мощности, которые они генерируют, гидроэлектростанции (ГЭС) в связи с использованием малых водотоков, солнечные электростанции (СЭС) в связи с рассеянностью солнечной радиации и ветроэлектростанции (ВЭС) в связи с слабыми значениями ветра из за рельефа

местности. С учетом вышесказанного эти виды энергии правомерно называть распределенной генерации, так как они используются в Республике Таджикистан в отдаленных населенных пунктах, включая высокогорные районы, не имеющие электрической связи с центральной энергосистемой.

К сожалению, в настоящее время, большинство из этих построенных малых и мини ГЭС не работают, а многие из них уже демонтированы. Отставшая часть функционирует только в зимний период в течение 3-4 месяцев, притом работают, с низкими гарантированными мощностями, всего лишь 10% от установленной мощности. В основном причина неудовлетворительной работы является неправильное определение гарантированной мощности ГЭС и их работу в составе существующей энергосистемы.

Такой характер процесса отрицательного развития малой гидроэнергетики на базе использования гидроэнергетических ресурсов небольших водотоков Таджикистана, становится, закономерным он имеет тенденцию к увеличению, становится достаточно чувствительным для экономики страны и ее электроэнергетической системы. В конце концов, продолжение без эффективного использования возобновляемых источников энергии дискредитирует саму идею развития малой генерации в республике. В работе поставлена задача исследования методологического подхода при разработке распределенной генерации ВИЭ в высокогорных отдаленных локальных районах Таджикистана.

Вопросы развития ВИЭ и особенно малой гидроэнергетики Таджикистана рассмотрены в работах разных учёных и организаций.

В большинстве вышеперечисленных исследований внутри Таджикистана авторы рассматривают различные аспекты проблемы малой гидроэнергетики такие как: оценка гидроэнергетического потенциала малых рек республики; проблемы ледообразования и шугохода; социально-экономические и экологические безопасности и другие немаловажные вопросы. К сожалению, исследование процессов организации и управления проектирования мини и малых ГЭС, в особенности современного состояния методологических подходов их

применимости при разработках технико-экономических обоснований строительства малых гидроэнергетических установок не нашли свое отражения.

### **Степень разработанности темы исследования**

Необходимо отметить, что отдельные вопросы данной проблемы исследовались и отражены в работах Д.С. Щавелева., В.Я. Карелина, В. В. Вольшаника, Н. К. Малинина, Л. П. Михайлова, Т.А. Филипповой, Ю.А. Секретарева, В.М. Горштейна, Е.В. Цветкова и других. Однако в работах этих авторов не уделяется должное внимание оценки влияния местных факторов на энергетические параметры проектируемых малых ГЭС, а также режимных факторов на процесс выработки электроэнергии. Они не оценивают влияния климатических и высотных факторов на выбор механического и гидроэнергетического оборудования, естественных и искусственных водоемов на увеличения производства электроэнергии и т.д. Практически при расчетах установленной мощности не учитывают реальные значения гарантированной мощности водотоков и их влияние на окончательное решение обоснованности строительство малых ГЭС.

В последние годы широко начинают использовать другие возобновляемые источники энергии (солнце, ветер) которое позволяет, покрыт дефицит электроэнергии. Использование ВИЭ для оптимизации режимов работы локальных электрических сетей, покрытие графиков нагрузки, с помощью распределённой генерации требует дополнительного исследования. В работах В. И. Виссарионовна, М.Г. Тягунова, Б.В. Лукутина, В.В. Велькина, В.З. Манусова, С.Н. Удалова и др. отражены некоторые аспекты использования ВИЭ в качестве распределённой генерации для разных регионов в зависимости от климатического и географического расположения.

**Идея работы:** исследование и оптимизация режимов гибридных электроэнергетических центров с учетом нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

**Цель и задачи работы.** Разработка и исследования локальных электроэнергетических систем Таджикистана, как гибридных энергетических центров со сто процентным использованием распределенной генерации ВИЭ с применением нечеткой логики и алгоритма роевого интеллекта.

Для достижения цели в работе поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ современного состояния проектирования и разработка методики определения гарантированной мощности малых ГЭС от высоты расположения над уровнем моря;
2. Математическое обоснование лингвистической классификации источников распределенной генерации возобновляемой энергии (гидроресурсов, солнечной, ветровой и др.) как пересекающихся нечетких интервалов на основе нечетких моделей;
3. Исследовать возможность покрытия и сокращения дефицита активной мощности за счет развития возобновляемых источников энергии (зеленой энергии).
4. Развитие электроэнергетической системы путем создания энергетических центров «HUB» с использованием и преобразованием энергии возобновляемых источников;
5. Дать технико-экономическую оценку эффективности решения задач с использованием ВИЭ;
6. Выбор узлов для размещения компенсирующих устройств в распределительных сетях на основе нечеткой логики;
7. Оптимизация выбора мощности компенсирующих устройств с применением алгоритма роевого интеллекта;

**Научная новизна работы** состоит в следующем:

1. Предложена и обоснована математическая интерпретация существующей лингвистической классификации источников малой генерации на основе нечетких моделей в форме функции принадлежности пересекающихся классов;

2. Предложена и разработана новая модель гибридного энергетического центра, как интегрированной системы возобновляемых источников энергии, отличающейся их объединением и преобразованием на основе матрицы сцепления;
3. Сформулирована и разработана система для оптимального размещения и выбора компенсирующих устройств с выбором приоритетности узлов на основе нечеткой логики;
4. Разработан метод оптимизации режимов по реактивной мощности с использованием алгоритма светлячков роевого интеллекта (Fire-fly) с возможностью дооптимизации градиентным методом.

**Теоретическая значимость работы** заключается в исследовании эффективного применения методов искусственного интеллекта в задачах регулирования и оптимизации режимов по реактивной мощности, с учётом распределенной генерации возобновляемых источников энергии.

**Практическая значимость работы:**

1. Выявлены значения гарантированной мощности ГЭС и доступной мощности ВИЭ в зависимости от высоты их расположения над уровнем моря, что позволяет принимать более эффективные решения.
2. Объединение и конвертирование источников ВИЭ в гибридном энергетическом центре позволяет существенно улучшить электроснабжение удаленных энергопотребителей, снизить тарифы и уменьшить бедность населения.
3. Обоснована и доказана возможность устранения дефицита активной мощности в осенне-зимнем периоде за счет комбинированного использования распределенных источников ВИЭ.
4. Оптимизация режимов по размещению источников реактивной мощности, в распределительных сетях позволило, снизить потери от 9 до 15%.
5. Результаты исследований нашли отражение в методических инструкциях по подготовке инженерно технических кадров для проектных организаций и в учебном процессе технического университета.

**Методология диссертационного исследования.** Методологической и теоритической основой диссертационного исследования послужили результаты отечественных и зарубежных исследований в области использования распределенной генерации возобновляемых источников энергии для устранения дефицита электропотребления активной и реактивной мощности путём создания гибридных энергетических центров. При выполнении работы применены методы математического моделирования на основе искусственного интеллекта.

**Методы диссертационного исследования.** В ходе исследования применялись методы искусственного интеллекта с использованием нечётких множеств, нечёткой логики и алгоритма роевого интеллекта с использованием алгоритма светлячков (Fire-Fly) для решения двухкритериальной оптимизационной задачи.

**Научные положения, выносимые на защиту:**

1. Общая характеристика доступности ресурсов возобновляемых и нетрадиционных источников энергии в РТ;
2. Новая математическая интерпретация лингвистической классификации источников распределенной генерации ВИЭ на основе пересекающихся классов теории нечетких множеств;
3. Решение задачи устранения и снижения дефицита активной мощности в осенне-зимнем периоде в электроэнергетической системе Таджикистана
4. Создание математической модели гибридного энергетического центра с использованием матрицы сцепления как конвертора генерации передачи, распределения и хранения различных видов энергии;
5. Реализация комбинированного метода размещения и выбора источников реактивной мощности комбинированным, методом теории нечетких множеств и алгоритмов роевого интеллекта;
6. Оптимизация режимов радиальных электрических сетей по реактивной мощности и потери активной мощности как 2-х критериальной задачи с использованием алгоритма светлячков роевого интеллекта;

7. Анализ решение задачи оптимального выбора источников реактивной мощности методом роевого интеллекта с дооптимизацией градиентным методом.

**Степень достоверности и апробация результатов исследования:**

Достоверность и обоснованность результатов и выводов диссертационной работы подтверждаются корректным использованием теоретических основ электротехники и методов математического моделирования на основе искусственного интеллекта, которые хорошо апробированы и подтверждаются их практическим использованием. Полученные результаты по применению статических компенсаторов достаточно хорошо подтверждаются на экспериментальном стенде.

Основные положения и отдельные результаты диссертационной работы докладывались: на V - Всероссийской научно-технической конференции “Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования” ТПИ. Томск 2012г; на 8-ой международной конференции по проблемам горной промышленности, строительство и энергетики “Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики” (ТулГУ.Тула – Донецк - Минск- 2012.г), на восемнадцатой Всероссийской научно-технической конференции Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: (Томск: «СПБ Графикс», 2012.г.), материалы девятнадцатой Всероссийской научно-технической конференции Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: (Т.1.- Томск: «СПБ Графикс», 2013.г.), на 16 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering. Florence, (Italy,7-10 June 2016), на International Conference on Sustainable Cities (ICSC 2016) ( Ekaterinburg, Russia, May 19, 2016), на заседаниях кафедр “Электрические станции” Таджикского Технического Университета имени М.С. Осими и кафедр Автоматизированных электроэнергетических систем, Систем электроснабжения предприятий Новосибирского Государственного Технического Университета.

**Внедрение результатов исследований.** Результаты исследований преданы и используются в ТТУ имени академика М.С. Осими и ОАХК «Барки Точик»

**Личный вклад автора** Автор принимал непосредственное участие в анализе состояния и перспективе использования возобновляемых источников энергии в Республике Таджикистан, обработке и обобщение полученных данных в разработке алгоритмов и расчётах по оптимизации режимов гибридных энергетических центров.

**Публикации.** По результатам выполненных в работе исследований опубликованы 20 статей, в том числе 3 в рецензируемых изданиях рекомендованных ВАК РФ, 1 статья в издании, отмеченной в наукометрической системе «Web of Science» и 16 статей в прочих изданиях. Личный вклад автора в опубликованных работах составляет не менее 60%.

**Структура и объем диссертации.** Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 128 наименований, и 5 приложений. Общий объем работы составляет 189 страниц, в том числе 150 страницы основного текста, включая 46 рисунка, 29 таблиц.

#### **Краткое содержание диссертации**

В *первой главе* приводится анализ и обобщение возможности использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии. Проанализированы технически целесообразного использования потенциала возобновляемых источников энергии по территории Республики Таджикистан.

Во *второй главе* рассмотрены особенности функционирования распределенных источников энергии с учётом высокогорья их расположения. Дана математическая интерпретация существующей лингвистической классификации источников малой генерации.

В *третьей главе* исследованы и обоснованы возможность покрытия осенне-зимнего дефицита активной мощности в электроэнергетической системе Республики Таджикистан за счет использования солнечных и ветровых установок.

В *четвертой главе* рассмотрены локальные энергосистемы не связанные с централизованной электроэнергетической системой как гибридные

энергетические центры на основе возобновляемых источников энергии. Предложена их математическая модель.

В *пятой главе* предложено решение задачи улучшения режимов работы гибридных энергетических центров по реактивной мощности на основе методов нечеткой логики и алгоритмов роевого интеллекта.

В *приложениях* представлены ресурсы возобновляемых источников энергии по территории Республики Таджикистан, установленные и располагаемые мощности существующих МГЭС и ДЭС, мощности ветро установок в зависимости от радиуса ветроколеса и высоты и расчет солнечной радиации с помощью программы «HOMER», программа алгоритма светлячков и акты внедрения работы.

## ГЛАВА 1. Потенциал возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан

### 1.1 Развитие мировой энергетики на основе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии

К 2030 году глобальное потребление энергии, по прогнозам, будет увеличиваться на 55 процентов выше, чем сегодня из-за роста численности населения, урбанизации и экономического роста. Наибольший удельный вес этого роста почти наверняка произойдет в развивающемся мире, причем большая часть дополнительной энергии, в настоящее время по прогнозам, поступят из ископаемого топлива. Технологии использования возобновляемых источников энергии в настоящее время готовы к использованию в больших масштабах и имеют потенциал для удовлетворения мирового спроса на энергию [1].

Все больше стран по всему миру обращаются к возобновляемым источникам энергии, чтобы снизить риски, связанные с изменением климата, роста цен на нефть, проблемы энергетической безопасности, а также множество других проблем. По данным Global Status Report возобновляемые источники энергии (в том числе крупной гидроэнергетики) в настоящее время составляет 19 процентов производства энергии в мире.



Рисунок 1.1 – Вклад традиционных и нетрадиционных ВИЭ в глобальное потребление энергии в 2011 г. (данные REN21 [2])

Возобновляемые источники энергии, которые исключают крупномасштабную гидроэнергетику и традиционную биомассу, представляет около 6 процентов мирового объема установленной электрической мощности, и эта доля растет с каждым годом. Ветровая и солнечная энергия являются самыми быстро растущими источниками энергии в мире.



Рисунок 1.2 – Вклад возобновляемых источников энергии в мировое производство электроэнергии в конце 2012 г. (данные REN21 [2])

Сегодня возобновляемые ресурсы обеспечивают лишь небольшую долю мирового производства энергии. Тем не менее, необходимость – перехода от ископаемого топлива и ядерной энергии к использованию возобновляемых источников энергии огромна. Наша энергетическая система основанная на ископаемом топливе представляет собой одну из основных уязвимостей современной цивилизации, воздействия на окружающую среду, затраты на здоровье, безопасности которая связанная с нашей нынешней энергетической системой.

Добыча нефти в мире которая является доминирующим источником энергии, как ожидается, достигнет своего пика в ближайшие 10 – 20 лет, но большее беспокойство это не то когда эти экономически извлекаемые запасы ископаемого топлива будут, исчерпаны, но тот факт, что мир не может позволить себе использовать все традиционные энергетические ресурсы, которые остаются.

Глобальное изменение климата, возможно, является самым дорогостоящим воздействием от ископаемых источников. Уже глобальные экономические потери в результате стихийных бедствий, которые в соответствии с событиями, которые предположительно являются результатом глобального потепления, по всей видимости, продолжают удваиваться с каждым десятилетием, а ежегодные потери от таких событий, как ожидается, приблизятся к 150 млрд. долл. в течение следующих нескольких лет.

Во всем мире растет осознание того, что изменение климата, вызванное в первую очередь за счет сжигания ископаемого топлива, представляет собой более серьезную угрозу для международного сообщества, чем терроризм.

Резкое сокращение выбросов, не представляется возможным без значительных и быстрых решений в области энергоэффективности и перехода на возобновляемые источники энергии. На самом деле, повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии является единственной технологией, которая может достичь сокращения выбросов, необходимых в течение следующего десятилетия, чтобы помочь стабилизировать глобальный климат. Возобновляемая энергия предлагает огромный потенциал, в сочетании с улучшением энергоэффективности, может питать экономику будущего. Все возобновляемые источники энергии, кроме энергии биомассы избегают затраты на топливо и риски, связанные с будущими колебаниями цен на топливо.

Использование возобновляемых источников энергии стимулирует местную экономику за счет привлечения инвестиционных капиталов и путем создания новых рабочих мест. В развивающихся странах, где живут около 1,6 миллиарда человек, большинство которых не имеют доступа к электроэнергии. Возобновляемые источники энергии могут обеспечить население более дешёвым видом энергии, чем строительство протяженных линий электропередач и строительство новых электростанций на ископаемом топливе, а также может помочь в экономическом развитии, избегая при этом необходимость тратить на импорт топлива.

Технический прогресс многих возобновляемых источников энергии, особенно энергии ветра, развивается быстрее, чем ожидалось еще несколько лет назад, и эта тенденция продолжится. Ветер остается самым дешевым в использовании возобновляемым ресурсом для производства электроэнергии. Национальная лаборатория возобновляемой энергии США, показала, что американские оптовые затраты на ветер в 2007 году колебались от 2.5-6.4 центов за кВт·ч и с каждым годом снижается.

В 2007 году ветроэнергетика добавила около 18 гигаватт (ГВт) новых мощностей, по сравнению с 1 ГВт мощностей атомной энергетики. Глобальное использование ветропотенциала росло в среднем более чем на 24 процентов каждый год в период с 2002 по 2007 годов. Более чем 93000 МВт турбин продано во всем мире к концу этого периода, который достаточно, чтобы удовлетворить потребности около 44 миллионов европейских домов (или около 21 млн. домов в Соединенных Штатах). Ветер был второй по выработке мощностей после природного газа в течение нескольких лет подряд в Соединенных Штатах и Европейском Союзе. По крайней мере, 70 стран в настоящее время используют ветер для выработки электроэнергии.

Исследование Стэнфордского университета проводимым в 2005, сделали вывод, что если использовать 20 процентов мировых ресурсов ветра класса 3 и выше (более 6,9 м/с), можно обеспечивать 100 процентов мирового спроса на всех видов энергии это чем в семь раз больше общие глобальные потребности в электроэнергии. В то время как некоторые из этого потенциала является слишком дорогим, чтобы использовать сегодня.

Солнечные фотоэлектрические (PV) панели, которые вырабатывают электричество непосредственно из солнечного света, в настоящее время является самым дешевым вариантом для многих отдаленных децентрализованных потребителей. Благодаря развитию передовых технологий и Китая как производителя недорогих, солнечных панелей индустрия сейчас готова к быстрому сокращению расходов, которые сделают солнечную энергию основным источником энергии в течение следующих нескольких лет.

Национальная лаборатория возобновляемых источников энергии США ожидает, что солнечные панели имеют потенциал, чтобы стать одним из наиболее важных отраслей в мире для производства электроэнергии. В то время как электроэнергия от солнечных панелей составляет небольшую долю мирового производства электроэнергии. Глобальное производство солнечных панелей увеличилась в среднем, превышающем 36 процентов в период с 2002 по 2007 годов, и подключенных к сети солнечных панелей растет еще более быстрыми темпами в течение этого периода времени (в среднем более чем на 58 процентов в год). Более миллиона домохозяйств в развивающихся странах имеют доступ к электричеству первый раз благодаря солнечным панелям.

Солнечная тепловая электростанция предлагает другую перспективную технологию для будущего производства электроэнергии. Большое количество солнечных тепловых электростанций в настоящее время расположено в пустыне Мохаве в Калифорнии построенные в конце 1980-90-х годов при правительственной субсидии. Тепловые солнечные электростанции в настоящее время являются самыми быстро растущими технологиями использования возобновляемой энергии после энергии ветра. Две страны с наибольшим развитием сегодня успешно используют солнечные тепловые электростанции это Испания и США, а также Италия, Франция, Португалия, Греция и некоторые страны Ближнего Востока и Северной Африки также работают над строительством солнечных тепловых электростанций. По некоторым оценкам, в настоящее время существует несколько проектов солнечных электростанций мощностью 5800 МВт, которые, вводятся поочередно в эксплуатацию с 2012 года.

Геотермальные источники находится глубоко в земле, и новые технологии позволяют использовать его непосредственно для выработки электроэнергии, направляя пар, который вращает турбину. К концу 2007 года глобальный потенциал геотермальной энергии составил около 10 гигаватт. Геотермальные источники также могут быть использованы для выработки тепла. Сегодня такие источники используются для систем централизованного теплоснабжения в

городах Франции, США и Турции. Геотермальная энергия в настоящее время нагревает большинство зданий Исландии.

Тепловые насосы используют почти постоянную температуру земли или грунтовых вод в качестве поглотителя тепла летом для охлаждения и источника тепла в зимний период для нагрева воды. По оценкам, два миллиона тепловых насосов в настоящее время используются в более чем 30 странах, в основном в Европе и Соединенных Штатах.

Как показала Дания, биомасса обеспечивает еще один готовый источник энергии. Сельскохозяйственные отходы от сахарного тростника до рисовой шелухи, могут быть сожжены прямо или газифицированы и превращены в электричество или горючие топлива. Выработка электроэнергии из биомассы продолжает увеличиваться в более чем 40 странах по всему миру, и установленная мощность достигла примерно 44 гигаватт к концу 2006 года.

Биомасса может также использоваться для производства биотоплива, которые продолжают расти по всему миру со скоростью 15-20 процентов в год. В 2006 году резкое увеличение производства этанола (полученного в основном из сахара или крахмала) и биодизеля (производится из растительных масел или животных жиров) два раза перевешала другие распространенные виды биотоплива. Рост обусловлен в первую очередь Соединенными Штатами, которая превзошла Бразилию в 2005 году, чтобы привести мир к производству этанола; Германия является мировым лидером в области производства биодизельного топлива.

В 2012 году суммарная установленная мощность энергоустановок на базе ВИЭ достигла около 480 ГВт и почти в полтора раза превысила суммарную мощность действующих в 32 странах мира 439 ядерных энергетических реакторов мощностью 340 ГВт. Сегодня 138 стран мира сформулировали целевые программы по развитию ВИЭ на период до 2020 года и на будущую перспективу. В большинстве случаев в течение ближайших 10-20 лет планируется достичь вклада ВИЭ в энергобалансы на уровне от 10 до 30%. Наиболее существенные

программы по внедрению использования ВИЭ приняты в Европейском Союзе [2, 3].

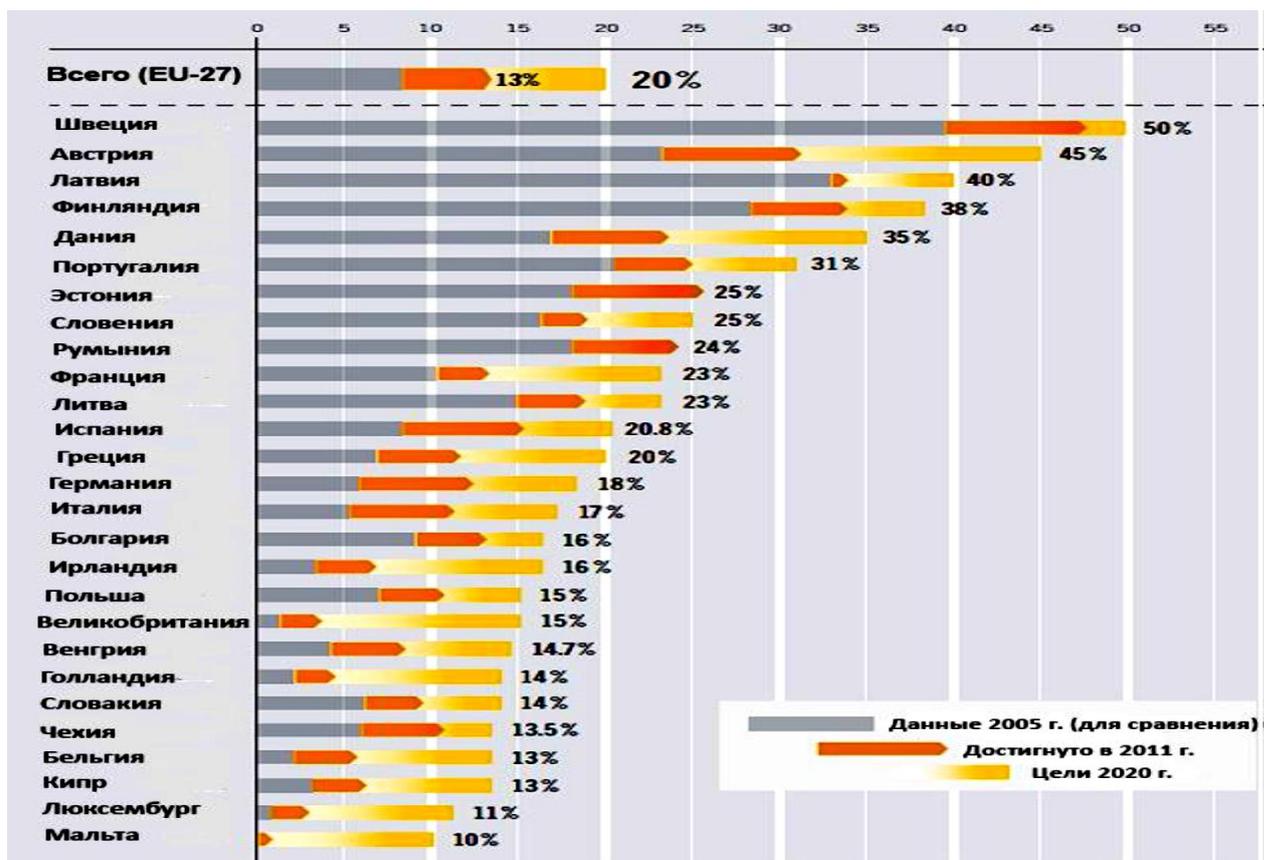


Рисунок 1.3 – Достигнутые в 2005 и в 2011 гг. показатели по вкладу ВИЭ в конечное потребление энергии в странах ЕС и цели на 2020 г. (данные REN21)

## 1.2 Возобновляемые энергетические ресурсы республики Таджикистан

**Гидроэнергетические ресурсы** большие запасы гидроресурсов в настоящее время и в перспективе следует рассматривать как возможность развития энергетики страны.

Предварительные значения потенциальных гидроэнергетических ресурсов Таджикистана были определены при создании водного кадастра водной энергии рек СССР в 30-и годы прошлого столетия. В схеме использования реки Вахш и ее притоков составленной 1932-33г Вахшской экспедицией Водно-энергетического объединения впервые наблюдается изучение реальной возможности использования гидроэнергетических ресурсов путем строительства, как малых, так и больших

гидроэлектростанций. Более детальное изучение потенциальной энергии водотоков республики было проведено в 1955-1959 гг. академией наук Таджикской ССР и наконец, в 1965 г. вышел капитальный труд «Гидроэнергетические ресурсы» коллектива 14 авторов под руководством А.Н. Вознесенского [4, 5]. Этот труд полностью обобщил весь объем собранных материалов, относящихся к вопросу определения гидроэнергетического потенциала республики вплоть до 1965 года.

К сожалению, за последние 50 лет, после выхода этой работы дополнительные и даже незначительные подсчеты по уточнению количественных и качественных значений гидроэнергетических ресурсов Таджикистана не производились. Хотя изменения в устои государственной системы, социально-экономического устройства страны были достаточно существенны. Например, Таджикистан приобрел независимость и стал на путь рыночной экономики. Производство электроэнергии за данный период по данным государственной статистики выросло в 11 раз и достигло 17 млрд. кВт·ч в 2011 г [3], 99% из которой вырабатывается на гидроэлектростанциях.

Общие потенциальные гидроэнергетические ресурсы Таджикистана согласно проработкам [5, 6] оцениваются в настоящее время среднегодовой мощностью в 51,8 млн. кВт: из них 32,6 млн. кВт составляют мощность 511 учетных рек 19,5 млн. кВт - мощность рек, длиной менее 10 км и мощность склонового стока.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы в объеме 32,6 млн. кВт или 285,6 млрд. кВт·ч выработки распределены по бассейнам рек территории республики следующим образом [7, 8].

Таблица 1.1 – Потенциальные гидроэнергетические ресурсы основных рек Таджикистана

Название реки	Площадь бассейна		Потенциальные гидро-энергетические ресурсы		Удельная насыщенность, кВт/км <sup>2</sup>
	км <sup>2</sup>	%	тыс. кВт	%	
Сыр-Дарьинский	13182	9,3	250	0,8	18,9
Зарафшанский	12381	8,7	2622	8,2	211,7
Сурхан-Кафарниганский	14519	10,1	3662	10,5	231,5
Вахшский	30873	21,6	14067	43,5	455,7
Пянджский	71907	50,6	12027	37,0	167,2
Всего	142862	100	32628	100	236,3

Как видно из таблицы 1.1, особо выделяются Вахшский и Пянджский бассейны, на долю которых приходится преобладающая часть гидроресурсов- 80,5%. В таблице 1.2 показано распределение потенциальных гидроресурсов в зависимости от мощности водотоков.

Таблица 1.2 – Распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов Таджикской ССР по мощности водотоков [9,10]

Мощность рек, тыс. кВт	Количество рек	Суммарная мощность	
		Тыс. кВт	%
Более 500	7	20087	62,13
100-500	28	6045	18,7
50-100	44	3002	9,26
25-50	135	2139	6,62
5-10	137	626	1,97
Менее 5	190	439	1,94
Всего	512	32638	100,0

По потенциальным гидроэнергетическим ресурсам Таджикистан занимает второе место после России на пространстве СНГ. На один квадратный километр территории республики приходится 2100 тыс. кВт·ч гидроэнергетических ресурсов.

В таблице 1.3. приведены удельные мощности крупных и средних рек республики. По мощности, приходящейся на 1 км длины реки, наиболее существенны реки Пяндж, Вахш и Оби - Хингоу. Трудность определения гидроэнергетических ресурсов реки Пяндж связана с ее прегражденностью, а река Оби-Хингоу – с его высокогорным расположением [7].

Таблица 1.3 – Удельная мощность крупных и средних рек Таджикистана

<b>Наименование реки</b>	<b>Мощность, приходящаяся на 1 км длины водотока, тыс. кВт/км</b>
Пяндж(100% русловой мощность)	11,40
Вахш	11,30
Оби – хингоу	10,12
Искандер – Дарья	5,19
Варзоб	4,62
Зарафшан	4,48
Оби –Хумоу	4,15
Бартанг	3,14
Ванч	3,72
Язгулом	3,66
Обихумбоу	3,40
Гунт	3,61
Шохдара	2,33
Ак – Су	1,29

Распределение потенциальных, технических гидроэнергетических ресурсов республики по основным рекам и их притокам, а также технически возможные и фактически используемые приведены в таблице 1.4 [8, 9, 10].

Таким образом, при анализе вышеперечисленных официально выполненных научно - исследовательских и проектно изыскательских работ, в разные периоды становления и развития страны, технически возможные к использованию гидроэнергетические ресурсы Таджикистана составляют по мощности 19,3 млн. кВт, а по выработке 143,6 млрд. кВт·ч. Эти показатели свидетельствуют о том, что Таджикская Республика действительно богата возобновляемыми гидроэнергетическими ресурсами.

Как известно [11, 12] кроме учтенных крупных и средних по мощности водотоков на территории республики насчитывается большое количество малых рек. К этой группе в основном относятся реки мощностью более 2 тыс. кВт или так называемые гидроэнергетические ресурсы малых водотоков, когда рассматривается возможность производства энергии при помощи малых ГЭС. В Таджикистане, также как в России под малым подразумевают

гидроэлектростанции мощностью до 30 МВт, мощностью единичного гидроагрегата до 10 МВт и диаметром рабочего колеса гидротурбины до 3 м.

Таблица 1.4 – Распределение потенциальных гидроэнергетических ресурсов Таджикистана по основным рекам и их притокам (технически возможные и фактически используемые), тыс. кВт

Наименование рек	Мощность основного створа	Мощность притоков	Мощность рек длиной 10км и склонового стока	Суммарная потенциальная мощность	Мощность основной реки и ее притоков	Потенциальное отношение мощности к гидроэнергоресурсам республики	Технически возможные (промышленные гидроэнергоресурсы)	Фактически используемые гидроэнергоресурсы	Доля использования технически возможных гидроэнергоресурсов
Вахш	7797	3430	9967	21194	11227	34,73	6600	3558	53,9
Пяндж	5715	1086	1372	8173	6801	21,04	5238		
Кофарниган	1310	1573	1264	4147	2883	8,92	1468	25,5	1,74
Оби-Хингоу	1920	920	2129	4969	2840	8,78	1620		
Зарафшон	1353	1269	1278	3900	2622	8,11	1391	3,29	0,2
Бартанг	996	876	1209	3081	1872	5,79	872	0,8	0
Гунт	940	752	569	2261	1692	5,23	808	9	1,11
Кызил-Су	244	550	365	1159	794	2,46	364		

Как считают многие авторы [12, 13], подобная классификация затрудняет расчет валового энергетического потенциала малой гидроэнергетики, поскольку не позволяет точно определить технические параметры гидроэлектростанции. При этом под валовым потенциалом понимается его средний годовой объем, содержащийся в данном ресурсе, при полном его превращении в полезную энергию. На эту проблему следует обратить внимание, поскольку все расчеты потенциала возобновляемых энергоресурсов базируются на моделях и методиках, определяющих точность конечного результата, а значит и эффективность применения конкретного энергоресурса в конкретных условиях.

В исследовательских работах по оценке гидроэнергетических ресурсов проведенные в СССР, в 1967 году [7], к категории малой гидроэлектростанции относились все гидроэлектростанции, создаваемые на равнинных реках, имеющие валовой потенциал до 2.0 МВт и горных реках — до 1.7 МВт. Эти классификационные признаки оптимально, подходят для условий Таджикистана. В большинстве случаев предполагается, что МГЭС устанавливаются на малых реках и водотоках [13, 14, 15, 16, 17]. Хотя малые реки являются одним из наиболее распространенных типов водных объектов, единого подхода к их определению в настоящее время также отсутствует. Применяются различные критерии при определении понятия малая река (малый водоток). Прежде всего, используют количественные критерии. В соответствии с ГОСТ 17.1.1.02–77 принятом в СССР, у малой реки площадь водосбора не превышает 2000 км<sup>2</sup> а средний многолетний сток в период низкой межени (минимальный уровень воды) не превышает 5 м<sup>3</sup>/с. В то же время, согласно другой систематике, площадь водосбора малой реки не должна превышать 200 км<sup>2</sup>, а ее длина должна быть не более 100 км. Также есть примеры того, как при классификации учитывается возможность хозяйственного использования малых рек. Но единого, общепринятого подхода к определению понятия «малая река» в Таджикистане нет.

Согласно официальным источникам [10], потенциальные гидроэнергетические ресурсы малых рек Средней Азии составляют 3,1 млн. кВт, или 27,2 млрд. кВт·ч. Эта мощность распределяется по среднеазиатским государствам следующим образом: Таджикистан 1,6 млн. кВт и 14 млрд. кВт·ч соответственно; Узбекистан 0,5 млн. кВт и 4,4 млрд. кВт·ч; Киргизистан-0,8 млн. кВт и 7,0 млрд. кВт·ч; Туркменистан 0,2 млн. кВт и 1,8 млрд. кВт·ч, т.е. 51,4% гидроэнергетические ресурсы малых рек Средней Азии сосредоточены в Таджикистане.

**Солнечные ресурсы** – промышленное использование потенциала солнечной энергии в Таджикистане нет, но климатические условия Таджикистана очень благоприятны для использования солнечной энергии. Использование

доступной солнечной энергии в Таджикистане мог бы удовлетворить целых 10-20% национального спроса на энергию. По оценкам экспертов, солнечный потенциал Таджикистана составляет около 25 млрд. кВт·ч/год. Большая часть потенциала не эксплуатируется, тем не менее, Таджикистан делает шаги для использования некоторых из своих солнечных ресурсов для нагрева воды [18, 19].

Суммарная солнечная радиация при ясном небе достигает 700-800 Вт/м<sup>2</sup> или 7,500-8,000 МДж/м<sup>2</sup>, Интенсивность прямой солнечной радиации изменяется от 1,30 до 1,7 кал/см<sup>2</sup>/мин. Эти параметры намного выше в горных территориях, особенно на Восточном Памире, где население имеет ограниченную возможность использовать гидроэнергетических ресурсов.

Наименее продолжительность солнечного сияния отмечается в горных районах, описываемых значительная пасмурная погода в течение года и закрытого рельефа (Дехауз - 2097 часов, ледник Федченко - 2116 часов). Наибольшая продолжительность солнечного сияния (более 3000 часов в год) наблюдается на юге страны (Пяндж - 3029 часов) и на Восточном Памире (озеро Каракуль - 3166 часов). Эти территории являются наиболее подходящими для использования солнечной энергии.

По данным некоторых метеостанций число дней без солнца и солнечной радиации измеренные в 12 час 30 мин. приведены в ПРИЛОЖЕНИЕ 1 [20, 21, 22].

Общая продолжительность солнечного сияния по результатам измерений некоторых метеостанций, такова:

- метеостанция «Дехавз» - 2097 часов (в верховьях р. Зарафшана на высоте 2500 м);
- метеостанция «Ледник Федченко» - 2217 часов на высоте 4169 м;
- метеостанция «Пяндж» – 3029 часов на южной части Республики;
- метеостанция «Каракуль» – 3166 часов на Памире.

По мнению специалистов, в течение 10 месяцев в году 60-80% потребности населения страны могут быть обеспечены солнечной энергией. В пересчете на условное топлива это составляет около 400 тысяч тонн условного топлива (тут), что эквивалентно 460 млн. м<sup>3</sup> газа или 528 тыс. тонн мазута.

В таблице 1.5 приведена суммарная месячная солнечная радиация в основных населенных пунктах Таджикистана, Вт/м<sup>2</sup>.

Таблица 1.5 – Солнечная суммарная месячная радиация в основных населенных пунктах Таджикистана, Вт/м<sup>2</sup>

Населенные пункты	Месяцы											
	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>	<i>IV</i>	<i>V</i>	<i>VI</i>	<i>VII</i>	<i>VIII</i>	<i>IX</i>	<i>X</i>	<i>XI</i>	<i>XII</i>
Душанбе	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Худжанд	87	114	164	229	290	330	322	290	243	164	100	65
Курган-Тюбе	80	115	153	213	277	333	322	290	232	165	110	73
Куляб	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Регар	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Яван	87	122	156	209	275	326	330	294	244	168	112	77
Шаартуз	80	115	153	213	277	333	322	290	232	165	110	73
Нурек	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Канибадам	87	114	164	229	290	330	322	290	243	164	100	65
Ура-Тюбе	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Пенджикент	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Хорог	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86
Дангара	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Джиргаталь	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86
Комсомолабад	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Гарм	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77
Нау	87	114	164	229	290	330	322	290	243	164	100	65
Исфара	87	122	156	209	275	327	330	294	244	168	112	77

По укрупненным параметрам показатели интенсивности прямой солнечной радиации оцениваются от 10,3 кВт·ч/м<sup>2</sup> (июнь-июль) до 5,9 кВт·ч/ м<sup>2</sup> (декабрь-январь).

Помимо астроклимата и наличия облачности в условиях высокогорья, продолжительность солнечного сияния зависит еще от экспозиции склонов и степени закрытости горизонта окружающими хребтами. В узких долинах и на крутых склонах число часов солнечного сияния снижается. Весной по сравнению с горизонтальной поверхностью северные склоны крутизной 10° и 30° получают радиацию на 10-15 и 15-20% меньше соответственно. Летом приход суммарной радиации не отличается от прихода на горизонтальную поверхность. Теоретически, солнечное облучение горизонтальной площадки в ясный день на

средней широте Таджикистана ( $39^{\circ}$ с.ш.) имеет значения, показанные в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Теоретические параметры солнечного облучения горизонтальной площадки на поверхности Земли на широте Таджикистана

Величина солнечного облучения	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
МДж/м <sup>2</sup> .сут	13	15	20	25	27	28	26	25	19	15	12	11
Вт/м <sup>2</sup> .ср.сут	150	174	231	289	312	324	301	289	220	174	139	127

Среднесуточное значение теоретического солнечного облучения для Таджикистана в ясный день, равно 228 Вт/м<sup>2</sup>. Эти данные хорошо согласуются с непосредственными наблюдениями метеостанций приведенные в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Солнечная радиация в основных населенных пунктах Таджикистана по данным гидрометеостанций

Величина Вт/м <sup>2</sup>	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мин.	80	114	153	209	275	326	322	290	232	164	100	65
Средн.	87,2	121,6	160,4	225,1	281	330,7	329	294,1	244,1	167,4	110	756
Макс.	96	137	187	320	304	350	340	305	258	172	114	86

В Таджикистане, технология преобразования солнечной энергии в тепловую также имеет огромную перспективу. Таких устройств можно изготовить из местных материалов с привлечением местных промышленных предприятий и инфраструктуры. Солнечные водонагревательные устройства весьма широко могут применяться для получения горячей воды и тепла для горячей водоснабжений в жилых домах, гостиницах, домах отдыха, душевые на летних дачах, в сельской местности, тепличные хозяйства. Международные туристические организации постоянно выражают заинтересованность для автономного электроснабжения с использованием фотоэлектрических устройств [23]. В Таджикистане для внедрения этой технологии имеется необходимая сырьевая, производственная и научная база.

В настоящее время в республике, актуальна проблема покрытие дефицита тепловой и электроэнергии с использованием солнечной энергии. Несомненно, в связи с этим требуется компетентные специалисты, которые имеют доступ к современным технологиям, также развить инфраструктуру и проводить научные исследования.

На рисунке 1.4 приставлена карта солнечной радиации для Таджикистана.

Следующие карты отображают, значение солнечной инсоляции Таджикистана по всей стране большая часть страны имеет значительное солнечное излучение [24].

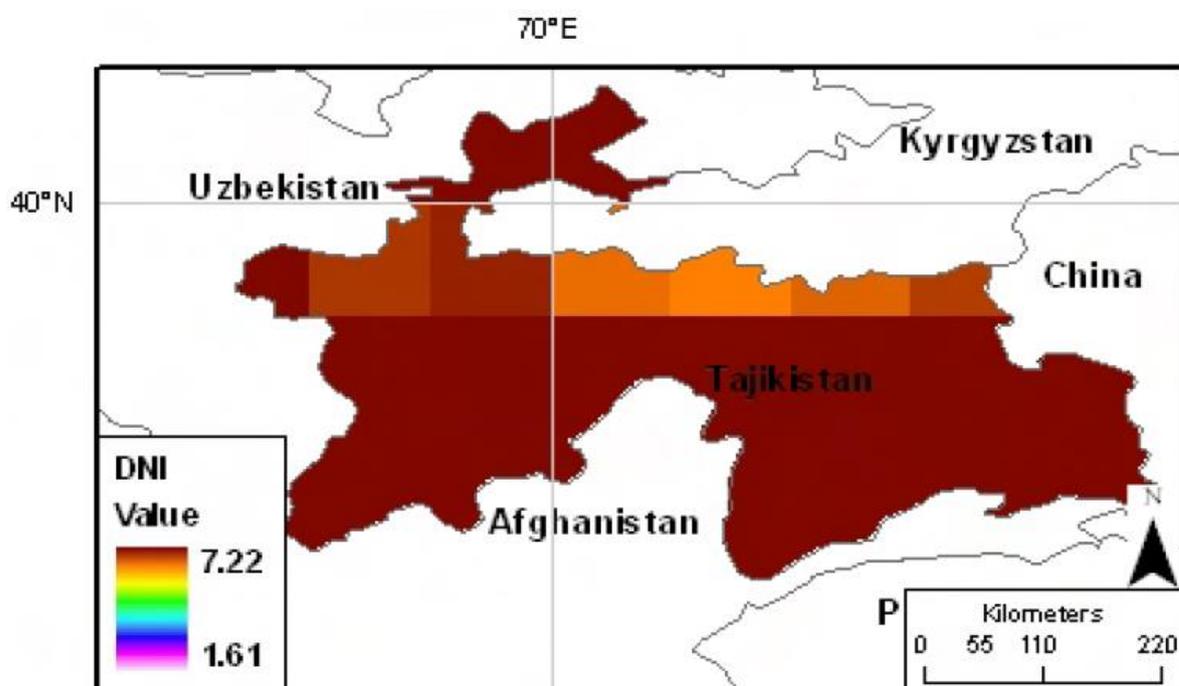


Рисунок 1.4 – Солнечная прямая нормальная инсоляция

*Источник: NASA*

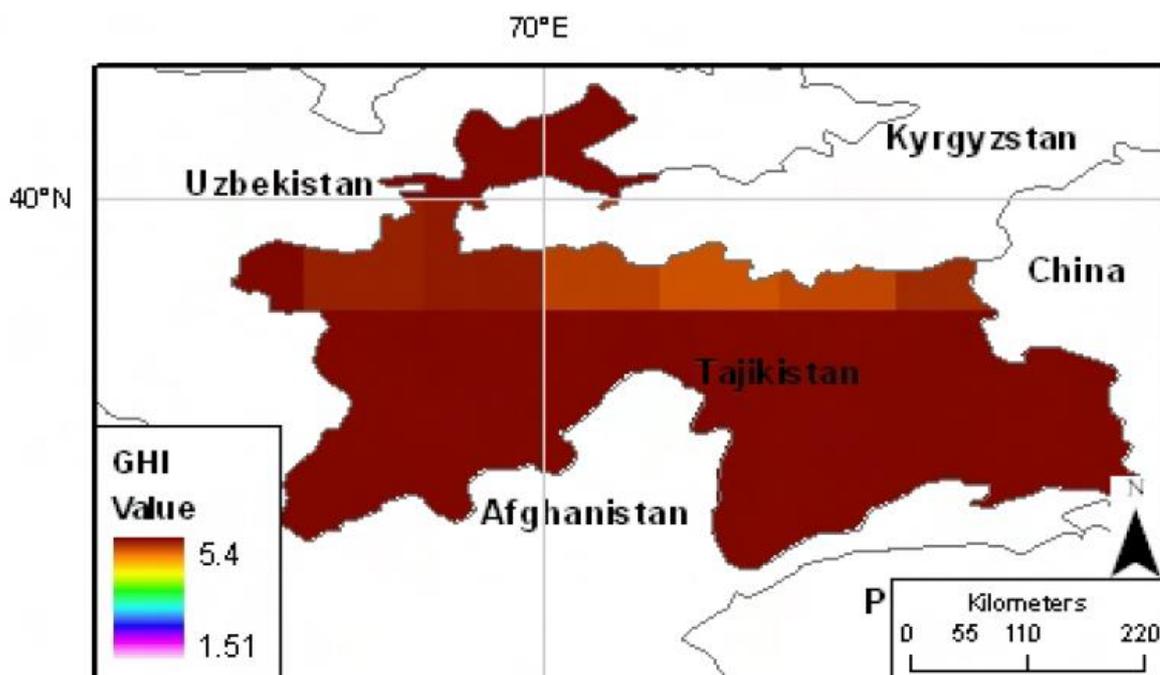


Рисунок 1.5 – Солнечная глобальная горизонтальная облученность

*Источник: NASA*

**Ветровые ресурсы** - сеть метеорологических наблюдений в Таджикистане считается не развитой и недостаточно плотной. Из-за этого в республике до настоящего времени реальный потенциал энергии ветра остается практически не изученным. Например, не проводились измерения скорости ветра на уровне 30 метров от земной поверхности, так как возможно на такой высоте потенциал энергии ветра может быть на 10-20% выше, чем на уровне 10 метров [24]. Но, несмотря на это, ветроэнергетический потенциал республики по оценкам экспертов, достигает 25-150 млрд. кВт·ч/год.

Известно, что расположение ландшафта и годовой ход атмосферной циркуляции может оказать влияние на скорость ветра и его направление. Например, в предгорных и горных районах повторяемость штилей снижается до 20-30%, а в замкнутых котловинах и под склонами гор наблюдается максимальная повторяемость штилей (45-55%). На ледниках (6-10%) и открытых горных перевалах (15%) замечена минимальная повторяемость штиля [25, 26, 27]. Тем не менее, дополняющей доминантой гидроэнергетики ветроэнергетическими носителями является оправданным в определенных регионах. Самые сильные ветры наблюдаются в высокогорных районах, таких, как Федченко и Анзобский

перевал, где ландшафт страны сближает воздушные потоки, например, в Худжанде или Файзабаде. Ежегодная средняя скорость ветра в этих регионах составляет около 5-6 м/с. Снижение средних скоростей ветра 3-4 м/с имеется снижение в открытых равнинах и широких долинах. В других низинах среднегодовая скорость ветра не превышает 1-2 м/с, которые не эффективны для выработки энергии. Наиболее перспективными направлениями являются горы Памира в Горно-Бадахшанской автономной области к северу, от озера Сарез, хребет верховьях Зеравшана и область от Вахшского хребта к границе с Афганистаном. Отображение скоростей ветра по всей стране показано на рисунке 1.6.

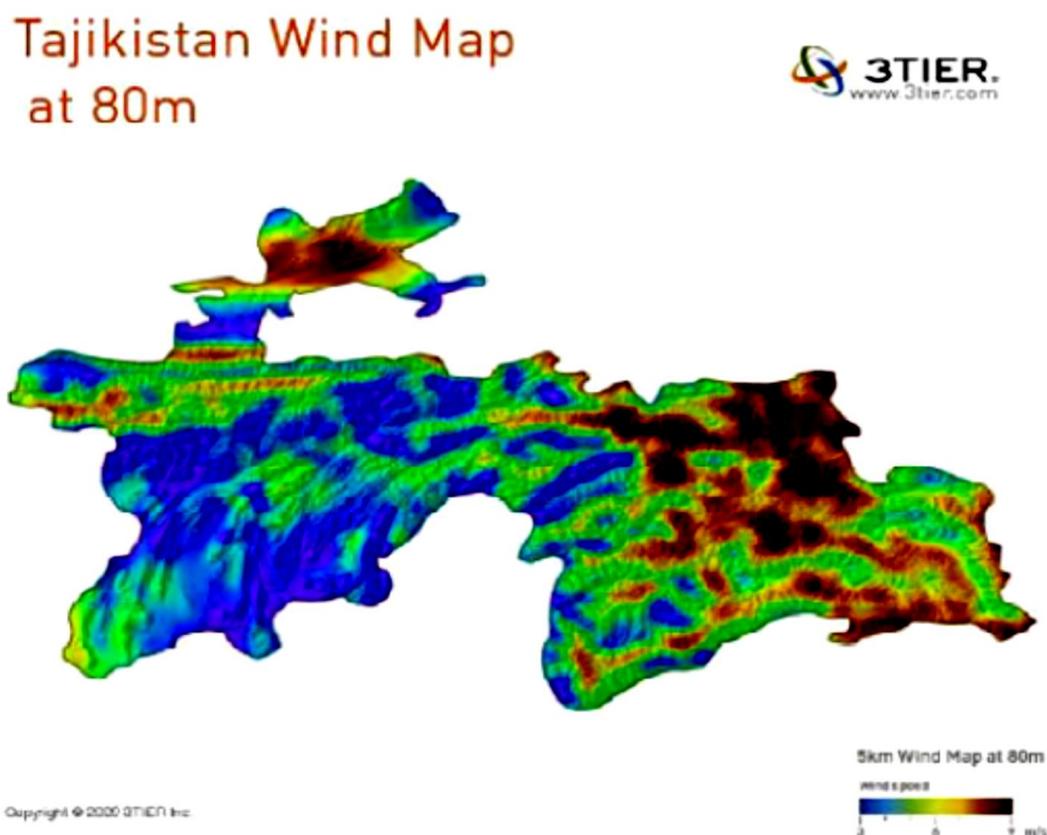


Рисунок 1.6 – Карта ветроресурсов Таджикистана

*Источник: 3Tier в ЕБРР*

Таким образом, предварительные ресурсы ветровой энергетики в Таджикистане могут быть оценены следующими величинами:

- валовый потенциал – 62257,3 МВт = 163 млн. т.у.т/год;

- технический потенциал – 3852,6 МВт = 10,13 млн. т.у.т/год;
- экономически целесообразный потенциал – 1926,4 МВт = 5,07 млн. т.у.т/год.

### 1.3 Выводы

1. Представление в этом разделе результаты свидетельствуют, что Республика Таджикистан обладает весьма большой мощностью источников генерации, за счет возобновляемых и нетрадиционных источников энергии. Это обусловлено тем, что в республике практически отсутствуют источники углеводородного способа генерации энергии, так как практически отсутствуют нефть, газ и уголь.

2. Основную долю ВИЭ представляет гидроэнергетика, особенно малая гидроэнергетика, которая в настоящее время существенно недоиспользована за счет неправильного подхода к определению мощности водотоков.

3. Необходимость использования распределенной генерации ВИЭ подтверждается тем, что многие населенные пункты находятся в удаленной горной местности, не равномерно распределены и не связаны с объединенной энергосистемой Таджикистана. Во многих случаях, особенно в сельской местности отсутствии малых водотоков вполне может быть компенсировано за счет энергии солнечной радиации и ветровых потоков.

## **ГЛАВА 2. Особенности функционирования малых гидроэлектростанций в условиях высокогорных районов Таджикистана**

### **2.1 Постановка задачи**

Одной из базовых отраслей экономики Таджикистана составляет энергетика [28], который определяет уровень развития всех отраслей промышленности, и при этом выполняет жизненно-важные функции, обеспечения естественные потребности человека в тепле и освещении.

Энергетика Таджикистана почти полностью сформировалось за последнее 75 лет. Первая гидроэлектростанция – Варзобская ГЭС-1 была построена в 1936 году, а последняя – Сангтудинская ГЭС-2 с установленной мощностью 220 МВт в 2014 году. За этот период времени мощность энергосистемы Таджикистана возросла и составляет около 5,1 млн. кВт.

Республика Таджикистан имеет, запасы гидроэнергетических ресурсов, которые позволяют, входить в тройку государств в мире, однако их использование составляет только 6-7% [13]. При этом ресурсы гидроэнергетики распределены не равномерно по территории государства. Вследствие недостаточных возможностей регулирования речного стока при существующих водохранилищах в осенне-зимний период существует дефицит электроэнергии. Наоборот летом в стране имеется её избыток.

В СССР существовала Единая Энергетическая Система (ЕЭС) Средней Азии, тогда между Таджикистаном и соседними странами, производился обмен излишней “летней” электроэнергии на “зимнюю”, и таким образом покрывался баланс мощности. Такая схема обмена была утрачено после получения независимости странами Центральной Азии. При этом Таджикистану была закрыт выход на рынок электроэнергии, в результате чего излишки энергии попросту сбрасываются в виде холостых сбросов гидроэлектростанции, таким образом, в Республике возникает дефицит электроэнергии в зимнем периоде.

Кроме того, другой причиной дефицита электроэнергии в республике в осенне-зимнем периоде является значительное снижение поставок газа и нефтепродуктов из соседних стран. В результате этого обстоятельства по сравнению с концом 80-х годов прошлого века бытовое потребление электроэнергии населением выросло в год более чем в четыре раза – с 1 млрд. кВт·ч. до 4,5 млрд. кВт·ч. В таблице 2.1 приведено производство электроэнергии по годам в республике Таджикистан [28].

Таблица 2.1 – Производство электроэнергии в Таджикистане по годам

<b>Год</b>	<b>Энергия, млрд. кВт·ч</b>	<b>Год</b>	<b>Энергия, млрд. кВт·ч</b>
1945	0,045	1985	14,007
1950	0,101	1990	18,01
1960	1,065	2000	14,030
1970	2,281	2005	16,100
1980	12,629	2010	16,500

В настоящее время все электростанции, находящиеся в эксплуатации, вырабатывают примерно 16,4 млрд. кВт часов электроэнергии [3]. Однако с целью экономии воды в зимнее время ГЭС работают не на полную мощность, так как все гидроэлектростанции построены на реке Вахш и полностью их работа связано с режимом водохранилища Нурекской ГЭС которое с каждым годом из-за заиливания становится меньшим по объему [29]. Производства электроэнергии по сравнению с 1990 г. (18 млрд. кВт·ч) уменьшилось до 14,03-16,5 млрд. кВт·ч. (2000-2010г.г.).

Строительство Рогунской ГЭС могло бы значительно улучшить ситуацию с электроснабжением промышленности и населения. Однако, даже после ввода Рогунской ГЭС электроснабжение отдаленных от центральной энергосистемы населенных пунктов, преимущественно в горных районах останется проблематичной.

## 2.2 Основные приоритеты использования малой генерации

Негативные процессы в экономике Таджикистана, неизбежные в период перехода от планового, жестко централизованного хозяйства к рыночным отношениям не могло не сказаться на состоянии ее базовых отраслей, в том числе на топливно-энергетический комплекс (ТЭК), и, естественно, на состояние энергоснабжения, как составной части этого комплекса. Кроме того, нужно отметить, что независимому молодому Таджикистану в наследстве от бывшего союзного государства досталась очень слабая и неразвитая энергетическая база, где кроме электроэнергетической отрасли, созданная на базе гидроэнергетики, остальные: угольная, нефтяная и газовая промышленности практически не были созданы. Поэтому, потребность в нефтепродуктах и каменных углях для всех отраслей народного хозяйства, в том числе для электроэнергетической системы Таджикистана покрывалась за счет завоза их из других республик бывшего Советского Союза. Все отраслевые научно-исследовательские и проектно-изыскательские организации, призванные для разработки и решения проблемы ТЭК, также находились за пределами нашей страны.

Таким образом, отсутствие разведанных и промышленно-подготовленных углеводородных ресурсов в стране, завершение эры дешевых нефтепродуктов из России и других бывших республик Советского Союза и разрушение Объединенной Энергетической Системы Средней Азии стали основными причинами возникновения энергетического кризиса в Таджикистане, который продолжается, по сей день. В результате этого полностью и безвозвратно прекратилась электроснабжение населения проживающих в сельских местностях, за пределами зоны влияния национальной энергосистемы, т.е. в децентрализованных высокогорных районах Таджикистана, где в качестве источников электроэнергии использовались дизельные электростанции (ДЭС). К таким экономическим районам целиком и полностью относится Горно-Бадахшанская Автономная Область (ГБАО). Восточный регион Памира, да и весь Памир, является типичным примером энергоснабжения отдаленных потребителей

с очень суровым климатическим условием. Перепад температуры в этих районах Памира колеблется от  $+35^{\circ}\text{C}$  летом и до  $-64^{\circ}\text{C}$  зимой.

В общей структуре генерирующих мощностей децентрализованных сетей ГБАО доля ДЭС в конце своего полного распада СССР (01.01. 1993 г.) составляла более 64% (Таблица 2.1) [26]. В осенне-зимний период из-за резкого снижения гарантированных мощностей на малых ГЭС по причине уменьшения притока воды, показатель участия ДЭС в покрытии электрической нагрузки потребителей возрастал до 80%, при параллельной работе гидравлических и дизельных источников в электрической сети. Однако, электроснабжение многих рассредоточенных потребителей, например, Мургабского района, децентрализовано осуществлялась только на базе использования ДЭС. Кроме того, на Памире работали сотни ведомственных дизельных установок (пограничные заставы, дорожно-эксплуатационные центры, геологоразведочные партии и др.), которые не были зарегистрированы в местных электрических сетях, общее установленные мощности их при этом составляло более 3000 кВт. Установленные и располагаемые мощности малых ГЭС и дизельных электростанций (ДЭС) по Горно-Бадахшанским электрическим сетям (ЭС) на 01.01. 1992 г. ПРИЛОЖЕНИЕ 2.1.

Как видно в составе Мургабских районных электрических сетях (РЭС) в основном работали ДЭС, суммарная установленная мощность, которых без учета многочисленных дизельных установок геологоразведочных партий и погранзастав, составляли около 4000 кВт против 640 кВт на малых ГЭС с гарантированной осенне-зимней мощности всего 40-50 кВт. Значительная часть почти 78% потребители Рушанского района, особенно те населенные пункты которые, располагаются в отдаленной высокогорной его части, т.е. ближе к Сарезскому озеру, также получали электроэнергию от ДЭС.

Недостатка топлива и полное прекращение электроснабжения, принесли огромные материальные и моральные убытки людям, проживающим в этих местах, население многих сёл и кишлаков на Памире и других горных районов Таджикистана оказались на грани выживания. Степень разрушения

энергетической базы была настолько масштабной и чувствительной, что во многих местах, к примеру, в Мургабском районе электроснабжение потребителей остается не восстановленным по настоящему времени. Серьезные последствия при полном отсутствии электроснабжения во многих районах республики, где функционировали только ДЭС, даже в зоны влияния национальной энергосистемы, вынуждает энергетический сектор страны на поиски технически разумных альтернативных путей по преодолению зависимости от дорогих привозных нефтепродуктов. Для Таджикистана особенно для Памирского региона, где сосредоточены огромные гидроэнергетические ресурсы страны, как больших, так и малых водотоков, ответ решение был один – продолжение и расширения масштабов развития гидроэнергетики путем строительства, как мини, малых, так и средних гидроэлектрических станций. Дело в том, что наиболее доступным, дешевым, транспортабельным и экологически чистым источником электрической энергии, особенно в горных условиях, является гидроэнергетические ресурсы малых, средних и крупных рек на территории горного Бадахшана.

Необходимо подчеркнуть, что в последнее время нетрадиционной энергетике, особенно малой гидроэнергетике, уделяется пристальное внимание во многих регионах мира [30, 31]. Заинтересованность в использовании возобновляемых источников энергии легко объяснима; не нужно закупать дорогое топливо, есть возможность использовать небольшие электростанции, с относительно не большими капиталовложениями, с целью обеспечения труднодоступных районов электроэнергией [30]. Данное обстоятельство важно особенно для регионов, где есть горные массивы или малонаселенные районы, где строительство линии электропередачи нецелесообразно с экономической точки зрения [30]. На первый взгляд такой подход с научной точки зрения является оправданным и своевременным, так как, основной целью развития малой гидроэнергетики должна быть рациональное использование природных энергетических ресурсов края с сохранением экологического равновесия и

социально-экономической стабильности при обязательном решении следующих задач:

- повышение уровня жизни населения с использованием возобновляемых источников энергии, привлечение иностранных инвестиций и передовой зарубежной технологии;
- развитие местной энергетической базы;
- стабилизация цен на производство электроэнергии и обеспечение бесперебойного электроснабжения;
- снижение потребности в дровах, замедление процесса сведения растительного покрова и исчезновение редких видов флоры и фауны в высокогорных районах Таджикистана;
- подготовка квалифицированного местного персонала в области производства, распределение и продажи электроэнергии, а также ее эффективного использования.

Для решения возникшей проблемы правительством Республики Таджикистан были приняты ряд законов и постановлений с программами краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного выполнения по организации и развитию малой гидроэнергетики и нетрадиционных возобновляемых источников энергии. Приводили в порядок законодательные и нормативно-правовые акты, регулирующие, стимулирующие и создающие льготный режимы в области строительства и эксплуатации малых ГЭС [31, 32]. Например, Постановление Совета Министров Республики Таджикистан от 5 апреля 1993 года под номером № 139 «О мерах по стимулированию развития малой энергетики и увеличения добычи угля в Республике Таджикистан», в соответствии с которым:

- Разрешено строительство малых ГЭС на всех действующих гидротехнических сооружениях и водохранилищах не энергетического назначения, независимо от их ведомственной принадлежности;
- Возложена координация работ по строительству малых ГЭС и нетрадиционных источников энергии на Открытую акционерную холдинговую компанию «Барки Точик».

В сентябре 1993 года Советом Министров Республики Таджикистан было утверждено «Положение о порядке строительства и эксплуатации установок, использующих возобновляемые и нетрадиционные источники энергии в Республике Таджикистан». Оно регламентирует весь комплекс использования возобновляемых источников энергии: солнечной, ветровой, биомассы, гидравлической и других.

Для смягчения влияния энергетического кризиса, на социально-экономическое положение населения, проживающие в отдаленных труднодоступных местах, Правительством Республики Таджикистан было принято Постановление от 4 июня 1997 года № 267 «О развитии малой энергетики Республики Таджикистан». В этом документе поручено планирующим и финансовым органам страны начиная с 1998, предусмотреть капитальные вложения в размере не менее 500 тыс. долларов США на реализацию программы малой энергетики. Кроме того, было поручено Открытой Акционерной Холдинговой Компании «Барки Точик» производить покупку электроэнергии вырабатываемой малыми ГЭС любой собственности с оплатой по среднему тарифу по республике. Начиная с 1977 по 2009 годам, начался настоящий бум строительства малых ГЭС в Горно-Бадахшанской Автономной Области, за этот период в области были построены 57 электростанции ПРИЛОЖЕНИЕ 2.2.

Аналогичный бум строительства малых ГЭС на базе использования гидроэнергетических ресурсов водотоков длиной до 10 км за этот период наблюдался также по всем регионам Таджикистана. В результате за указанный период в различных регионах республики были построены более 247 малых ГЭС с суммарной установленной мощностью около 50 МВт.

К сожалению, в настоящее время, большинство гидроэнергетических установок, около 85%, не работают или полностью демонтированы. Отставшая часть функционируют только в зимний период в течение 3-4 месяцев. К примеру, в таблице 2.2 приведены технико-экономические показатели малых ГЭС, построенные за последние пять лет в Согдийском и Раштском регионах

Таджикистана. Однако из них 50% не работают вовсе, или гарантированная мощность, некоторых составляют всего лишь 10% установленного значения.

Таблица 2.2 – Малые ГЭС, эксплуатируемые Государственная Акционерная Холдинговая Компания «Барки Точик»

№	Наименование	Местоположение, район	Проектная мощность, кВт	Фактическая мощность, кВт	Годовая выработка, кВт/ч
1.	Сангикар	Рашт	1006	0	0
2.	Шашболои	Нуробод	183	0	0
3.	Фатхобод	Точикобод	282	83	173 820
4.	Питавкуль 1	Джиргатол	460	37,5	95 604
5.	Питавкуль 2	Джиргатол	1104	212,5	146 040
6.	Хорма	Балчувон	180	0	0
7.	Ширкент	Турсунзода	576	0	0
8.	Хазора-1	Варзоб	250	5	4440
9.	Хазора-2	Варзоб	250	37,5	126 220
10	Артуч	Панчакент	500	0	0
11	Панчруд	Панчакент	500	184	848 380
12	Марзич	Айни	4299	0	0
13	Дичик	Айни	260	0	0
14	Кухистон-1	Мастчоҳ	500	15	0
15	Кухистон -2	Мастчоҳ	500	66	118 563
	ИТОГО		10 851	979,5	3 464 660

Как показано в таблице 2.2, суммарная годовая выработка электроэнергии на этих станциях составляла всего 3464660 кВт·ч против 95 054 760 кВт·ч потенциальной возможности рассматриваемых малых ГЭС. Даже при числе часов использования их мощностей в покрытии графика нагрузки потребителей с 4000

часов, объем производства электроэнергии было бы в размере 43 404 000 кВт·ч. Как видно, фактическая располагаемая мощность при этом также низкая, и составляет всего лишь около 10% от установленной. Такие низкие технико-экономические показатели построенных малых ГЭС в Таджикистане свидетельствуют о наличии комплексных объективных и субъективных технических недоработках и упущений при проектировании, строительстве и эксплуатации этих источников электроэнергии [32]. При разработке и строительстве малых ГЭС в Таджикистане допускают серьезные технические ошибки и упущений, практически во всех стадиях проектирования, которые в свою очередь перерастают в большие, практически не разрешимые проблемы на стадии эксплуатации, построенных генерирующих энергетических объектов. Такое положение дискредитирует саму идею развития малой гидроэнергетики в Таджикистане.

В данный параграф сделаем попытку сформулировать объективные препятствия, которые снижают роль и значения малой гидроэнергетики при создании децентрализованных зон электроснабжения в отдельных труднодоступных высокогорных районах Таджикистана на базе строительства малых ГЭС, чтобы в последующих главах разработать мероприятие и предлагать пути и способы, стимулирующие использования возобновляемых источников энергии.

К основным недостаткам процесса проектирования в сфере малой гидроэнергетики, которые стабильно повторяются за последние 20 лет независимости Таджикистана, относятся следующие:

- Отсутствие схемы комплексного использования и охраны водных ресурсов основных рек;
- Отсутствие бассейновых схем комплексного использования водных ресурсов;
- Отсутствие локальных схем комплексного использования водных ресурсов отдельных водотоков;

- Отсутствие информации о ресурсной базе малой гидроэнергетики в республике;
- Слабая гидрологическая изученность малых водотоков;
- Отсутствие соответствующего закона и ясно сформулированных государственных целей и приоритетов развития возобновляемых ресурсов, нет органов управления на региональных уровнях и научных центров;
- Низкий уровень стандартизации и сертификации оборудования на стадии их размещения на заводах изготовителей других стран, не развитость инфраструктуры, отсутствие квалифицированного обслуживающего персонала, недостаточный объем научно-технических и технологических разработок, недостаточный уровень технических знаний организаций, принимающих решения;
- Низкая осведомленность общества о возможностях возобновляемых ресурсов, отсутствие широко поставленной пропаганды в средствах массовой информации возможностей и достоинств этих ресурсов;
- Отсутствие необходимых научных и производственных кадров;
- Слабая база предпроектных работ;
- Низкий уровень разработки технико-экономических обоснований строительства малых ГЭС;
- Игнорирование многовариантности технических решений при выборе основных параметров проекта;
- Игнорирование местных условий при выборе основных сооружений гидроэнергетического комплекса;
- Отсутствие методики водно-энергетических расчетов по определению гарантированной мощности малых ГЭС;
- Игнорирование климатических условий при определении зимнего режима работы малых ГЭС.

Как видно, значительная часть перечисленных проблем являются основополагающими разделами проблемы проектирования гидроэнергетических

объектов, в том числе для малых ГЭС, многие из которых находят свои решения только на уровне государственных возможностей. Поэтому, исследование большинства из них выходит за рамки отдельной диссертационной работы.

Учитывая вышеизложенные сложившиеся условия развития малой гидроэнергетики горных регионов Таджикистана, считаем своевременным, разработку практических методик расчета основных энергетических показателей мини и малых ГЭС на стадии технико-экономического обоснования и строительства. Для этого необходимо проанализировать особенности гидрологических режимов малых водотоков и связанными с ними процессами ледостава, наноса и шугахода в указанных высокогорных районах Республики.

### **2.3 Основные приоритеты использования гидроэлектростанции малой генерации**

Следует, отметить, что более детальное изучение гидроэнергетических ресурсов малых рек по всей территории Таджикистана не проводилось. Однако проблема удорожания топлива, как по добыче, так и по транспортировке и отсутствие финансовых ресурсов у государства на строительство крупных и средних ГЭС, ставят вопрос о широком использовании ресурсов малых рек на новую прогрессивную основу. Следовательно, изучение, оценки потенциальных ресурсов малых рек Таджикистана задача государственного уровня, требующей большой труд крупного специализированного коллектива, а не отдельного исследователя, и от ее своевременного решения зависит прогресс и энергетическая безопасность электроснабжения децентрализованных и труднодоступных потребителей страны, к которым практически можно отнести потребители, расположенные на территории высокогорного Памира.

Памир достаточно богат гидроэнергетическими ресурсами. По официальным данным на его территории сосредоточены около 32,53 млрд. кВт·ч. запасы потенциальных ресурсов водотоков меньше 10 км таблица 2.3 [8, 9, 10], из которых в настоящее время используются только 0,6%. Низкая освоенность

свидетельствует о слабом уровне экономического развития и большом потенциале роста в будущем для данного края.

Таблица 2.3 – Гидроэнергетические ресурсы Таджикистана по категориям

Районы	Промышленные запасы		Потенциальные ресурсы					
	МВт	ТВт/ч	Крупных рек		Притоков L>10км		Притоков L<10км	
			МВт	ТВт/ч	МВт	ТВт/ч	МВт	ТВт/ч
Согдийская область	1590	13,93	1544	13,52	1303	11,41	1288	11,28
Районы республиканского подчинения	17709	155,13	22744	199,24	3974	34,81	16056	140,65
Горно-Бадахшанская – Автономная область	5884	51,54	6990	61,23	2555	22,38	3713	32,53
Итого	25183	220,6	31278	274	7832	68,61	21075	184,46

С другой стороны, она является переменной величиной, и должна расти вследствие роста экономики страны. Также, увеличения изученности водотоков, достижения в проектно - изыскательных работах, приобретение опыта применения современных методов организации и управления строительством, и в обязательном порядке вхождения в правовые нормы рыночной экономики [33].

Выявленные гидроэнергетические ресурсы малых водотоков Памира настолько велики, что при достижении уровня использования последних только до 20%, край превратится в один из богатейших горнопромышленных районов страны, а Таджикистан достигнет среднего по сравнению с развитыми странами уровня развития.

Для полноты характеристик, наряду с потенциальными и техническими значениями гидроэнергетических ресурсов, большое значение имеет определение эффективной части рек той части, использование которой является с народнохозяйственной точки зрения экономически целесообразной. Экономически эффективная часть гидроэнергетических ресурсов является также величиной переменной, зависящей от энергетических и экономических условий

района и изменения во времени, причём эти изменения могут происходить в значительных пределах. Поэтому, исчисленная величина экономических гидроэнергетических ресурсов уровня 1965 г. не могут, определяют собой полную величину экономической части потенциала малых водотоков Памира.

Экономический гидроэнергетический потенциал, которая представляет экономическую эффективность и коммерческую выгоду, эта категория представляет интерес для оценки эффективности и обоснования строительства малых ГЭС. При сегодняшних реальных ценах в республике и регионе, практически любая МГЭС, даже построенная в самых сложных природных условиях Памира, эффективнее альтернативной тепловой или другого вида электростанции. Основными факторами при этом являются изученность и наличия информации об энергоресурсах данного района, уровне развития данного района, режиме электропотребления, балансе существующих мощностей данного региона, оценка влияния гидроэнергетического строительства на окружающую среду, комплексный характер использования водных ресурсов водотока и рынок энергоресурсов в Центральной Азии [6].

Эта оценка хорошо подтверждается мировой практикой, согласно которой, чем более страна развита в промышленном отношении и чем меньше она располагает собственными запасами минерального топлива, тем в большей степени она использует свои гидроэнергетические ресурсы. В некоторых наиболее экономически развитых странах промышленные запасы гидроэнергетических ресурсов составляют 100% от общих запасов, более 90% из которых, экономически эффективны.

Как было отмечено выше, малые и даже средние реки Памира в энергетическом отношении либо плохо, либо вовсе не изучены. В данной работе попытаемся сделать обзор и анализ тех работ, которые были выполнены за эти 25 лет независимости Таджикистана по этой теме. Кроме того, рассматриваем ресурсы по районам Памира.

Мы пытаемся, определить гидроэнергетический потенциал всех малых водотоков в каждом районе, которые можно использовать для выработки

электроэнергии. При этом необходимо иметь минимум 10 летние данные о характерах изменения стока в каждом створе водотока. В условиях Памира, реки в основном протекают в  $V$  – образных ущельях и зачастую на 10 км высшей поймы реки отсутствуют элементарные условия для строительства МГЭС. Кроме того, такие створы обычно обеспечены низкими гарантированными мощностями. С другой стороны, использование реки по всей длины более сложно и с точки зрения расположения населенных пунктов и лавинной опасности.

При определении потенциала рек Памира, как уже выше было отмечено, мы разделили их по районам расположения. Расположение рек по районам дает возможность более точно определить их потенциал, так как рельеф местности в районах значительно отличается друг от друга. Реки разделяем на 7 районов исследования: Мургабский, Шугнанский, Рошткалинский, Ишкашимский, Рушанский, Ванчский и Дарвазский. При этом использовали исходные данные собранные и проанализированные в работе [15]. Исходя из этих данных, мы определили энергетический потенциал всех рек.

Для определения гидроэнергетического потенциала водотока с применением современной методологии, также необходимо учитывать социально-экологические характеристики водотока. При этом экологические характеристики являются приоритетными и ограничивают работу МГЭС так называемыми «красными линиями» с выражениями [34, 35].

$$Z_{ji}^{BEPX} = \min(Z_{1i}^{max}, Z_{2i}^{max}, \dots, Z_{li}^{max}) \quad (2.1)$$

$$Z_{ji}^{НИЖ} = \max(Z_{1i}^{min}, Z_{2i}^{min}, \dots, Z_{li}^{min}) \quad (2.2)$$

В таблице 2.4 приведены технические и экономические ресурсы малых водотоков Памира по районам исследования.

Таблица 2.4 – Технические и экономические гидроэнергетические ресурсы малых водотоков Памира

№п/п	Районы	Ко-во створов	Технический потенциал		Экономический потенциал	
			МВт	ТВт.ч	МВт	ТВт.ч
1	Дарвазский	8	89,39	0,783	35,7	0,313
2	Ванчский	7	47,91	0,420	19,16	0,168
3	Рушанский	13	76,08	0,667	30,43	0,267
4	Шугнанский	14	76,03	0,667	30,43	0,267
5	Рошткалинский	12	30,59	0,268	12,23	0,104
6	Ишкашимский	11	42,24	0,370	16,89	0,148
7	Мургабский	8	22,33	0,196	8,93	0,078
8	Всего по ГБАО	73	384,57	3,372	153,83	1,349

Таким образом, потенциальные, технические и экономические ресурсы малых водотоков Памира составляют значительные количества, и которые могут быть широко использованы в местных электроэнергетических сетях для обеспечения электроснабжения потребителей в труднодоступных районах области, где электроэнергия является единственным видом энергоносителя.

#### 2.4 Методологические основы проектирования и строительства малых ГЭС

Проектирование малых ГЭС также начинается с разработки технико-экономического обоснования (ТЭО). ТЭО является первичным проектным документом и разрабатывается на основании схемы комплексного использования водных ресурсов [36, 37, 38]. В ТЭО осуществляется вариантная проработка основных вопросов, и разработка вариантов проводится в таком объеме и с такой степенью детализации, чтобы обеспечить их сопоставимость при выборе технических решений.

Первым этапом ТЭО малой ГЭС является сбор, аттестация, анализ и оценки исходной информации, полученной на предварительном этапе технико-экономического обоснования. Далее происходит выбор створа, при этом проводятся окончательные топографические, геофизические, геодезические работы, геологические изыскания по ряду предварительно намеченных створов.

По ним проводится эскизное проектирование, после чего осуществляется выбор створа на основе технико-экономических сопоставлений.

По выбранному створу уточняются геологические характеристики, разворачиваются изыскания по топогеодезическому и геологическому обоснованию проектируемых сооружений [39, 40, 41, 42, 43, 44]. Здесь нужно отметить, что некоторые геологические характеристики были выявлены посредством изучения геологических карт, обзоров и фактам. Эти характеристики очевидно можно наблюдать, прослеживать и проверять на реальном объекте изучения, хотя первичные геологические данные относительно неизменны, однако, конкретное изучение (ТЭО) будет требовать их первоисточников и уточнения. Нужно отметить, что такие упущения наблюдаются во всех выполненных ТЭО, уже построенных малых ГЭС за последние десять лет в Таджикистане, в результате чего многие из них просто не могут работать по причине неустойчивости работы головного сооружения, деривационного канала и станционного узла. Кроме того, на стадии ТЭО нужно учитывать сейсмологический фактор. Сейсмологические параметры (максимум региональной магнитуды, годовой нормы перемещения и коэффициент  $b$  по зависимости Гуттенберг-Рихтер) выражают сейсмические статистические значения для каждого района. Давать оценку этим величинам означает, что необходимо определять характеристики землетрясения, имеющие место для исследуемого района и оценить их влияния на проектируемый объект. Эти исследования не завершаются только наличием статистических данных, так как, они не полные и не показывают действительную картину сейсмических рисков в зоне строительства малой ГЭС.

В ТЭО малых ГЭС гидрологические расчеты играют важную и определяющую роль при определении их гарантированной мощности. Дело в том, что по их результатам проводятся водохозяйственные расчеты, которые являются исходной базой для проектирования оборудования и проведения технико-экономических расчетов. Необходимо отметить, что, малые реки Памира практически не изучены и гидрологические данные по ним практически отсутствуют. В настоящее время на территории Памира не функционируют

гидрометеорологические посты, даже на основных реках. Последние исследование малых водотоков края были выполнены в 1998 году, однако в них дается только общие физико-климатологические характеристики рек. Имеющиеся данные, накопленные рядом наблюдений на отдельных постах не достаточной продолжительности недостаточно для гидрологических расчетов, что не позволяет получить приемлемо надежные результаты.

Использование метода «река-аналог», как отмечают в исследованиях [45, 46], также малоэффективно, так как, закономерность режима формирования стока в реках Памира, особенно восточной части, сильно отличается от характеристики других малых водотоков Таджикистана и сопредельных стран Афганистан, Пакистан, Киргизия и Китай [14].

Опыт проектирования, строительства и эксплуатации малых ГЭС в высокогорных районах Таджикистана, в особенности на Памире, в Киргизии с аналогичными климатическими природными условиями [47, 48, 49, 50, 51], показывает, что на стадии ТЭО для проектирования будущих малых ГЭС, планируемых в этих регионах, очень важно всестороннее исследование ледового режима малых водотоков. Причина в том, что продолжительность всех ледовых явлений на Восточном Памире достигает 210 суток. Например, по отчетным данным Памирской Энергетической Компании самая высокогорная малая ГЭС «Ак-Су» с установленной мощностью в 640 кВт в Мургабском районе в осенне-зимнем периоде либо не работает вовсе, либо работает с располагаемой мощностью 50-80 кВт, когда она предназначена для обеспечения электроснабжения районного центра с населением 8 тыс. человек. Или на малой ГЭС «Памир-1» с установленной мощностью в 28 МВт, потери электроэнергии в зимний период из-за ледового явления на реке Гунт составляют в среднем 1-3 млн. кВт/ч в год. Аналогичные результаты по данным этой компании наблюдаются по малой ГЭС «Намадгут» в Ишкашимском районе. Здесь из-за ледового режима водоприемные сооружения и деривационный канал останавливаются иногда на целый месяц. В зимний период 2011-2012 годов в других районах Таджикистане были приостановлены практически все малые ГЭС

по причине замерзания сороудерживающих решеток на напорных бассейнах гидротехнических сооружений [52, 53, 54, 55, 56, 57]. Дело в том, что в ТЭО этих ГЭС не были предусмотрены включить системы обогрева сороудерживающих решеток. Вообще, как выяснилось, во всех проектных организациях Таджикистана в инструкциях по проектирования малых ГЭС отсутствует раздел по разработке системы обогрева сороудерживающих решеток. В результате каждый год по данной причине Государственная компания «Барки – Точик» не дополучает электроэнергию в размере около 100 млн. кВт·ч.

В практике проектирования страны, в настоящее время для несложных гидротехнических объектов, например, мини ГЭС, проводятся технико-экономические расчеты (ТЭР) вместо ТЭО. В состав ТЭР входят те же разделы, что и в ТЭО, но многие из них сокращаются или исключаются совсем. Однако, жизнь и опыт проектирования и эксплуатации показывают обратный эффект, т.е. разница в процессе исследования и проектирования между большими и малыми ГЭС не должно быть. Возможно, допускается некоторое сокращение масштаба исследования, но ни в коем случае не должны исключаться целые разделы проекта и снизить глубину поиска оптимальных решений. Ведь, кроме материальных потерь одновременно снижается энергетическая безопасность потребителей, особенно в децентрализованных системах электроснабжения, каким является Памир, где малые ГЭС являются единственными источниками электроэнергии.

Таким образом, в ТЭО малых ГЭС осуществляется:

- Выполнение всестороннего анализа исходной информации, комментарии по качеству и надёжности предоставленных данных, и возможное воздействие их качества на процесс проектирования или их пригодность на жизнеспособности проекта.
- Выбор створа, создание и установление расчетного напора. Выполнение топографических, геодезических работ, инженерно-геологических изысканий, гидрологических расчет, гидрогеологических, сейсмологических, тектонических исследований.

- Расчет гарантированной и установленной мощностей малой ГЭС. Разработка схемы выдачи мощности и режима работы станции.
- Выбор компоновки сооружений гидроузла, типов сооружений.
- Определение ориентировочных объемов строительных работ.
- Обоснование технических решений для основного технологического оборудования.
- Определение потребности в материальных ресурсах и составление транспортной схемы.
- Определение сметной стоимости строительства.
- Выбор финансовой модели и составление плана финансирования.
- Определение технико-экономических показателей и эффективность строительства.
- Подготовка тендерных чертежей.
- Определение влияния объекта на окружающую среду. Особое внимание уделяется охране чистоты воды и сохранению уникальных природных объектов.

В настоящее время в Таджикистане в процессе разработки ТЭО для малых и мини ГЭС привлекаются как отечественные проектные организации, так и зарубежные фирмы и компании. Обзор и анализ выполненных ТЭО за последнее 5-10 лет по этим организациям показывает, что единый методологический подход к разработке такого важного документа в республике отсутствует.

В связи с большой сложностью конструктивных решений, многообразием природных условий и высокой капиталоемкостью строительства малой ГЭС, проектирование их после утверждения ТЭО, как правило, ведется в две стадии – технический проект (тендерные чертежи) и рабочие чертежи.

В техническом проекте малых ГЭС выполняется решение следующих технических вопросов:

- Конструктивные, объемно-планировочные и инженерные решения постоянных и временных зданий и сооружений, компоновка, состав и

типы которых установлены в утвержденном ТЭО и акте о выборе площадки под строительством.

- Основное технологическое оборудование.
- Составляются спецификации на оборудования для его заказа на заводах изготовителей продукции.
- В целях уточнения решения ТЭО, проводятся дополнительные подробные изыскания и научно-исследовательские работы по выявленным недостаткам и упущения в предыдущем этапе проектирования.
- Определяются основные способы производства строительных работ, порядок ввода в эксплуатацию, мероприятия по охране окружающей среды.
- Установление исходных данных для составления сметы, которая должна уточнять и расшифровывать по стоимости гидроузла в пределах определенного в ТЭО лимита.

Для осуществления строительства малых ГЭС инвестор путем тендерного аукциона выбирает основной исполнитель проекта, который выполняет все строительно-монтажные работы, привлекая при этом на правах субподрядчиков фирмы и компании для исполнения специальных технических задач. После ввода последнего гидроагрегата и полного окончания строительно-монтажных работ малая ГЭС передается Заказчику для промышленной эксплуатации.

Посещение и визуальный осмотр малых ГЭС в различных районах с разными климатическими условиями и на разных водотоках Таджикистана автором в составе высококвалифицированных специалистов в области гидроэнергетики показали, что качество строительно-монтажных работ, выполненные отечественными фирмам и компаниями оцениваются достаточно низко. Малые ГЭС годами простаивают, не принимаются в эксплуатацию при наличии больших строительных недоделок и неудачных пуско-наладочных работ, требующие значительные дополнительные капитальные затраты. Например, на всех вышеназванным малых ГЭС просто не проектировали и не установили

систему обогрева сороудерживающих решеток, что не позволяют им работать в течение зимнего периода, и вынуждены потерять значительные объемы выработки электроэнергии.

Таким образом, мы считаем существующие методы, и подходы проектирования гидроэнергетических объектов малой мощности в Таджикистане являются устаревшими и не отвечают современным требованиям практики. Дальнейшее продолжение их использования без определенных корректировок как показывает практика, приведет к дискредитации развития малой гидроэнергетики в республике. Для прояснения этого утверждения первоначально считаем необходимо проанализировать и оценить гидроэнергетические ресурсы малых водотоков Памира, в данной работе, а потом качественное состояние их практического использования на примере высокогорных районов Горно-Бадахшанской Автономной Области.

## **2.5 Выдача гарантированной мощности распределенных источников генерации ВИЭ в зависимости от высоты расположения**

Проектирование гидроэнергетических установок любой мощности, в том числе малых и меньше начинается с разработки, с начала с предварительного, а затем окончательного технико-экономического обоснования целесообразности их строительства. При этом в основу технических заданий всех стадий выполнения проектных работ стоит самый главный вопрос: определить и выбрать численные значения установленных мощностей этих установок. С этими мощностями планируют участие в работу местных электроэнергетических систем параллельно с существующими генерирующими источниками, в покрытие потребности обслуживаемыми ими отраслей народного хозяйства электроэнергией.

Однако, известно, что многие малые ГЭС по объективным обстоятельствам обособленных регионов, как в Таджикистане, так за его пределами планируют проектировать для работы в отдаленных высокогорных районах, не имеющих связи с энергосистемами, где на эти мощности возлагаются все функциональные

требования к электроэнергетическим системам со стороны потребителей электроэнергии. Именно, на методику выбора установленной мощности малых ГЭС, работающие в автономном режиме, мы планируем делать больше акцент нашего исследования.

Установленная мощность малой ГЭС складывается из трех составляющих:

$$N_{уст} = N_{гар} + N_{сез} + N_{рез}, \quad (2.3)$$

где  $N_{гар}$  - гарантированная мощность, с которой станция участвует в покрытии графика нагрузки автономных потребителей электроэнергии;

$N_{сез}$  - сезонная мощность, позволяющая увеличить выработку электроэнергии малой ГЭС, когда существует или предвидится сезонный (летний) потребитель электроэнергии;

$N_{рез}$  - резервная мощность, которая может быть предусмотрена на малой ГЭС изначально, которая устанавливается, исходя из района расположения станции и степень надежности работы оборудования [58, 59, 60, 61].

Гарантированная мощность малой ГЭС определяется по известной формуле:

$$N_{гар} = 9,81 H Q \eta_{аг}, \text{ кВт} \quad (2.4)$$

где  $H$  - полезный напор, или напор нетто, м;

$Q$  – расход воды через агрегаты малой ГЭС, м<sup>3</sup>/с;

$\eta_{аг}$  – коэффициент полезного действия оборудования малой ГЭС.

В общем случае полезный напор определяется:

$$H_n = \left( \nabla_{ВВ} + \frac{V_{вб}^2}{2g} \right) - \left( \nabla_{НБ} + \frac{V_{нб}^2}{2g} \right) - h_{ном}, \quad (2.5)$$

где  $\nabla BB$  – отметка уровня воды в верхнем бьефе вблизи здания русловой ГЭС, или перед плотиной приплотинного здания ГЭС, или в напорном бассейне деривационной ГЭС, м;

$\nabla HB$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе вблизи здания ГЭС, м;

$V_{BO}^2; V_{HO}^2$  – скорость потока в подводящем и отводящем канале ГЭС, м/с;

$h_{nom}$  – суммарные гидравлические потери, м.

Так как разность скоростных напоров потока в верхнем и нижнем бьефе малых ГЭС обычно не велика, для практических расчетов:

$$H_n = H_{cm} - h_{nom}, \text{ м} \quad (2.6)$$

где  $H_{cm}$  – статический напор:

$$H_{cm} = \nabla BB - \nabla HB, \text{ м} \quad (2.7)$$

Расход воды определяется гидрологическими особенностями водотоков и степенью их зарегулированности, которые для малых рек Памира были проанализированы в предыдущих параграфах данной главы. При этом основой гидрологической информацией являются данные непосредственных наблюдений за изменениями речного стока. Практика проектирования показала, что чем большее число наблюдений, тем точнее будет расчетное значение гарантированной мощности проектируемой станции. Сведения о речном стоке в створе проектируемой малой ГЭС обычно представляют в виде гидрографов  $Q = f(t)$ , т.е. годовых графиков изменения среднесуточных расходов воды (рисунок 2.1а). Поскольку материалы гидрометрических наблюдений малых рек в основном представляют в виде среднемесячных значений, следовательно, построенные по ним гидрографы имеют характерную ступенчатую форму рисунок 2.1 а, б.

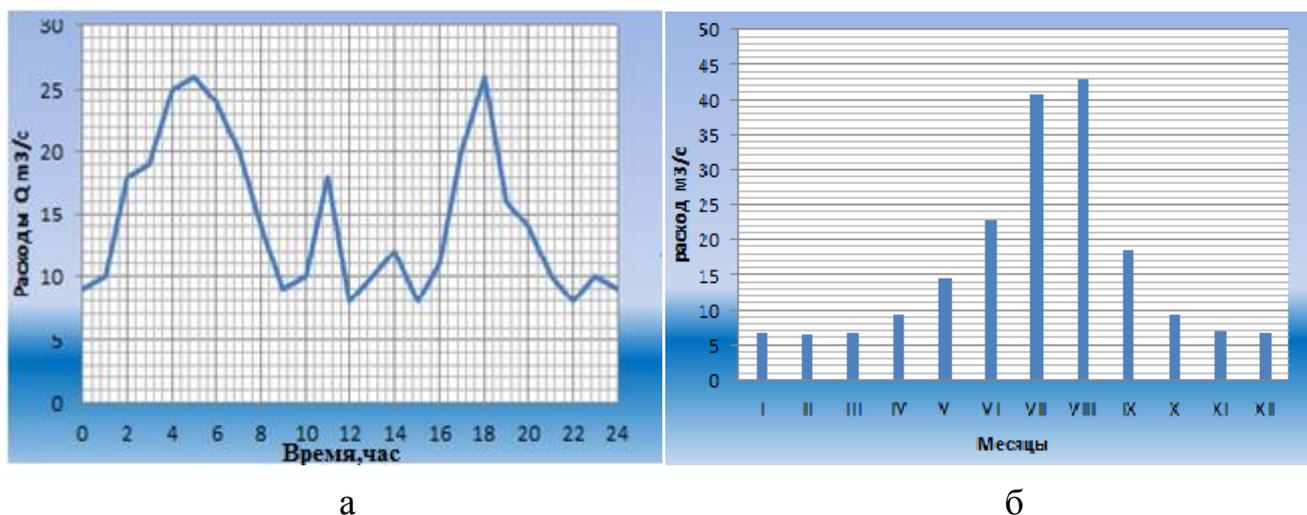


Рисунок 2.1 – Формы среднесуточных и среднемесячных расходов воды

Следует, отметить, что при оценке гарантированной мощности очень важно не ошибиться в определении величины процента обеспеченности годового стока или мощности малой ГЭС в предполагаемом створе гидроузла. Дело в том, что при большем увеличении величины нормы процента обеспеченности (например, до 99%) мы получаем не оправданные сниженные значения гарантированных мощностей и в последующем низкие установленные мощности станции. В результате мы дискредитируем значения малой гидроэнергетики для развития энергетики Таджикистан. Если увеличиваем их величины, допустим до 50%, тогда мы искусственно создаем большой объем установленных мощностей в энергосистеме, которые не обеспечены ресурсами воды для работы в зимнем периоде, когда в Таджикистане практически 70% населения страдает от нехватки электроэнергии. Т.е. в этом случае мы сильно потеряем нормальные экономические отношения в развитии малой гидроэнергетики.

Для оценки установленной мощности и ее составляющих при проектировании малых ГЭС и их работе в автономном режиме мы считаем более правильным, работать с приемлемой нормой 90-92% обеспеченности годового стока. Хотя в нормативных документах по проектированию в Таджикистане о такой норме даже нет и речи. Кроме того, необходимо на всех этапах работы проекта нужно искать все возможные варианты технических решений для увеличения гарантированной мощности, как основная составляющая

установленной мощности малой ГЭС, участвующий в покрытии максимальной нагрузки потребителей в зимнем периоде [49].

Как правило, при расчетах гарантированной мощности на стадии разработки технико-экономического обоснования строительства малых ГЭС как правило не учитывают влияние уровня воды в нижнем бьефе на полезный напор станции  $\Delta H_B = f(Q_{нб\ ГЭС})$  (Рисунок 2.2) [65]. К сожалению, в реализованных проектах по малым ГЭС на территорию Таджикистана эта зависимость отсутствует  $H_n = f(Q_{нб\ ГЭС})$ .

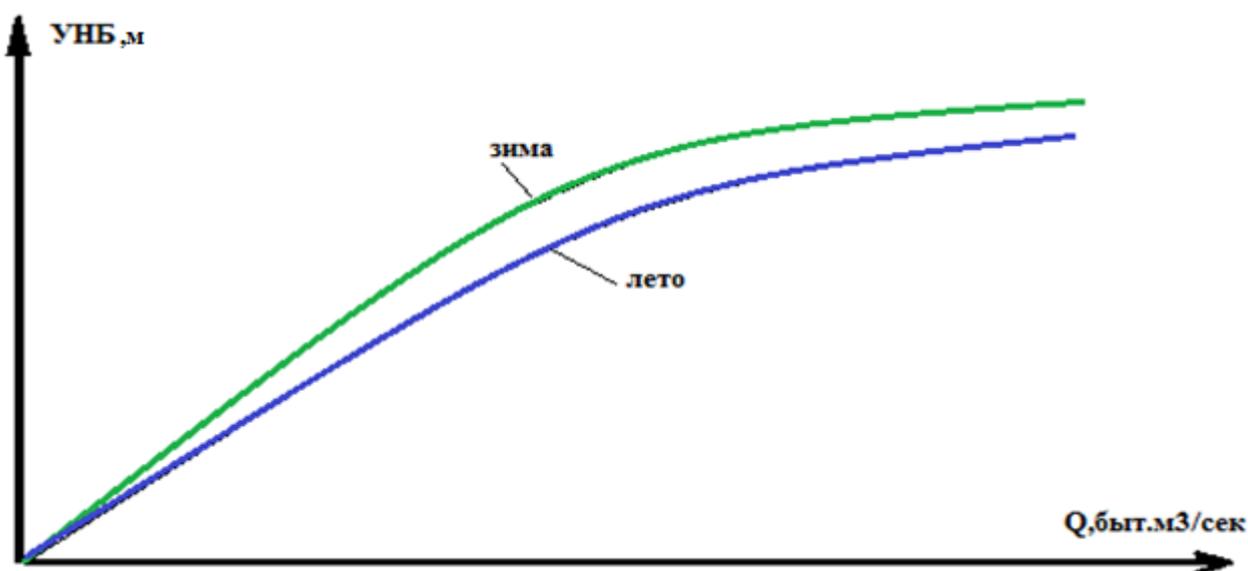


Рисунок 2.2 – Зависимость уровня воды в нижнем бьефе от расходов воды через ГЭС

Если проект малой ГЭС планирует построить в составе комплексного гидроузла с водохранилищем при неограниченном суточном регулировании, тогда для расчета гарантированных мощностей представляет топографические характеристики водохранилища, в виде графиков зависимости объема водохранилища  $V$  и площади зеркал  $W$  водохранилища от уровня верхнего бьефа рисунок 2.3.

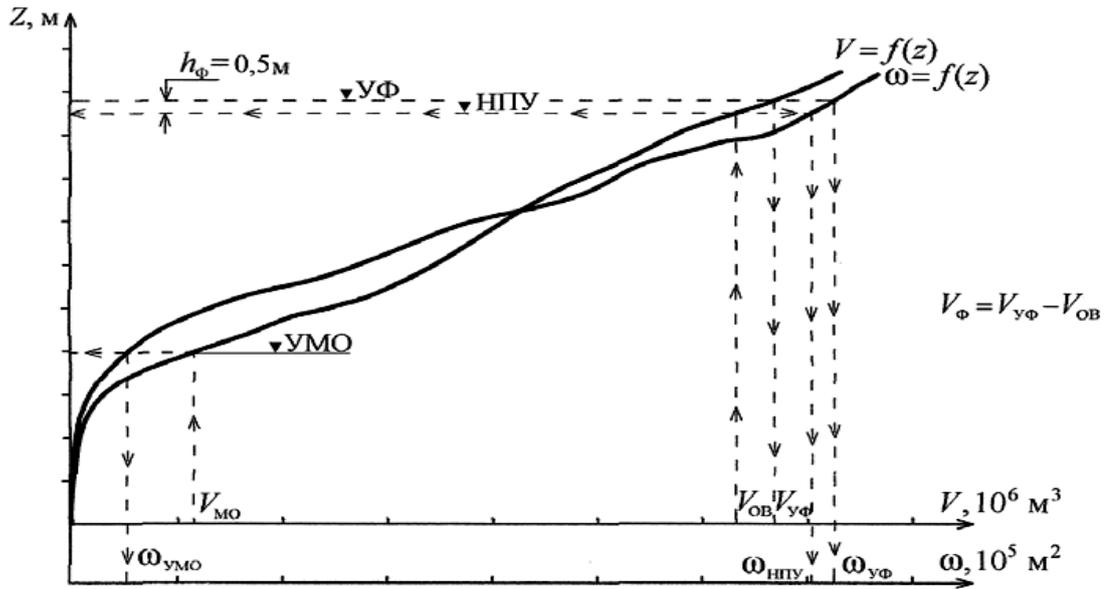


Рисунок 2.3 – Объёмные и площадные характеристики водохранилища

Поскольку электрическую мощность ГЭС измеряют на выводах гидрогенераторов, то  $\eta_{agr}$ , входящий в формуле (2.8),

$$\eta_{agr} = \eta_{турб} \eta_{пер} \eta_{ген}, \quad (2.8)$$

где  $\eta_{турб}$ ,  $\eta_{пер}$ ,  $\eta_{ген}$  – соответственно коэффициенты полезного действия гидравлической турбины, механической передачи и гидрогенератора.

Что касается резервной мощности, то на малых ГЭС, работающие в районах децентрализованного электроснабжения оно, как правило, не предусматривается. Однако, нам кажется, этот порядок ошибочно перешел с инструкциями по проектированию малых ГЭС в составе электроэнергетических систем, где основным требованием к таким установкам является максимум выработка электроэнергии.

Режим работы малых ГЭС с автономным потребителем, где наряду с выработкой электроэнергии её задача заключается, в обеспечении надёжности электроснабжения меняет существующий подход к резервированию мощности в целом. В таких случаях функции сезонной и резервной мощности при технико-экономическом обосновании малой ГЭС следует объединить.

Ниже приводим два типичных примера водно-энергетического расчета показателей малых ГЭС:

1. При отсутствии регулирования стока;
2. При неограниченном суточном регулировании стока.

Допустим, что все исходные данные для осуществления водно-энергетического расчета проектируемой малой ГЭС без регулирования стока известны. Тогда для наглядности, порядок расчета покажем схематически, где иллюстрируем основные показатели алгоритма: гидрограф расчетного года, отметки ВБ и НБ, расчетный напор, график обеспеченности мощностей и гарантированной мощности малой ГЭС рисунок 2.4.

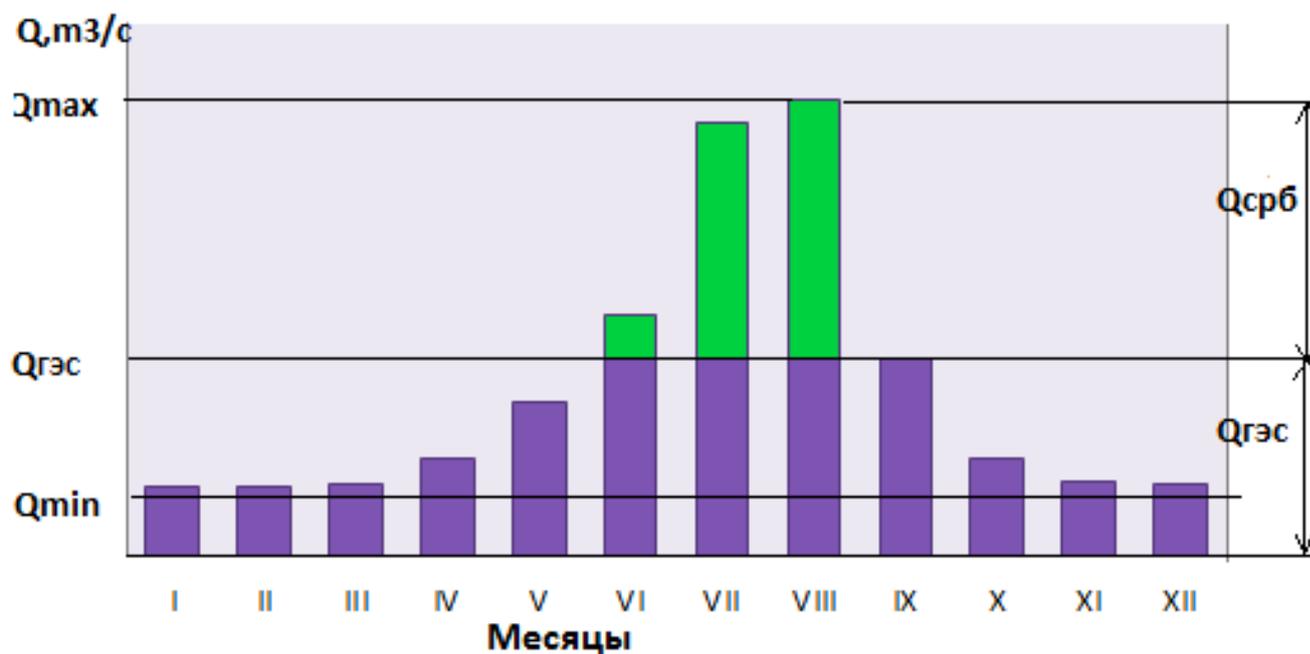


Рисунок 2.4 – Изменение гидрографа

По известным выражениям (2.1 – 2.6) определяем все значения и нанесем их на графиках, показанные на рисунок 2.5–8.

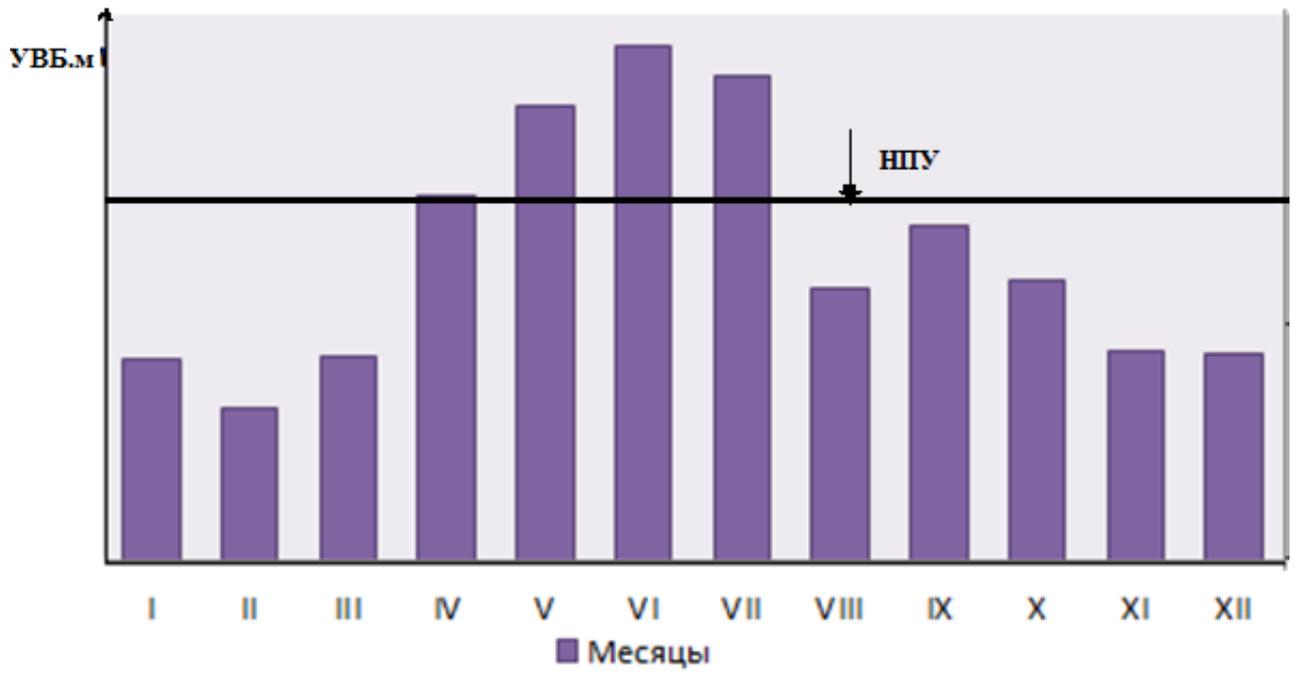


Рисунок 2.5 – Изменение уровня верхнего бьефа

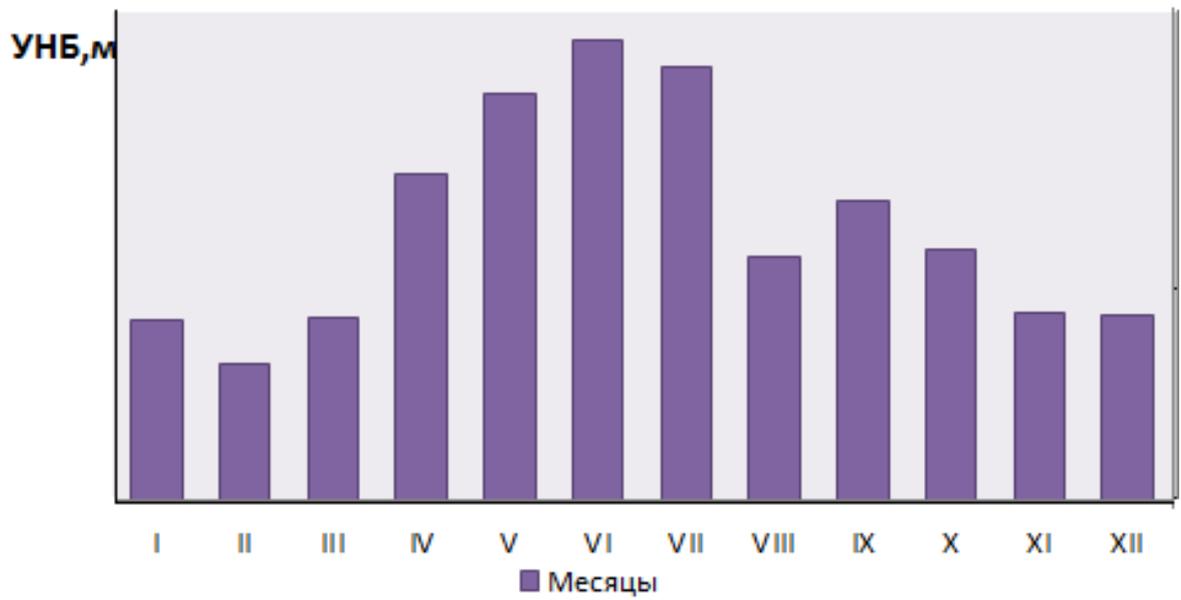


Рисунок 2.6 – Изменение уровня нижнего бьефа по месяцам

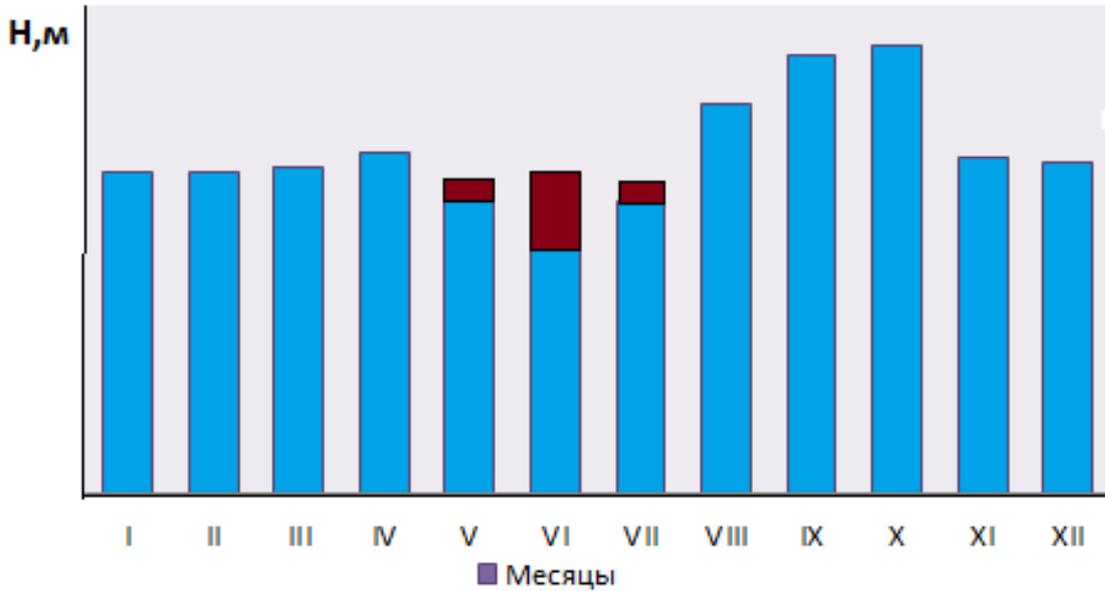


Рисунок 2.7 – Зависимость напора от времени

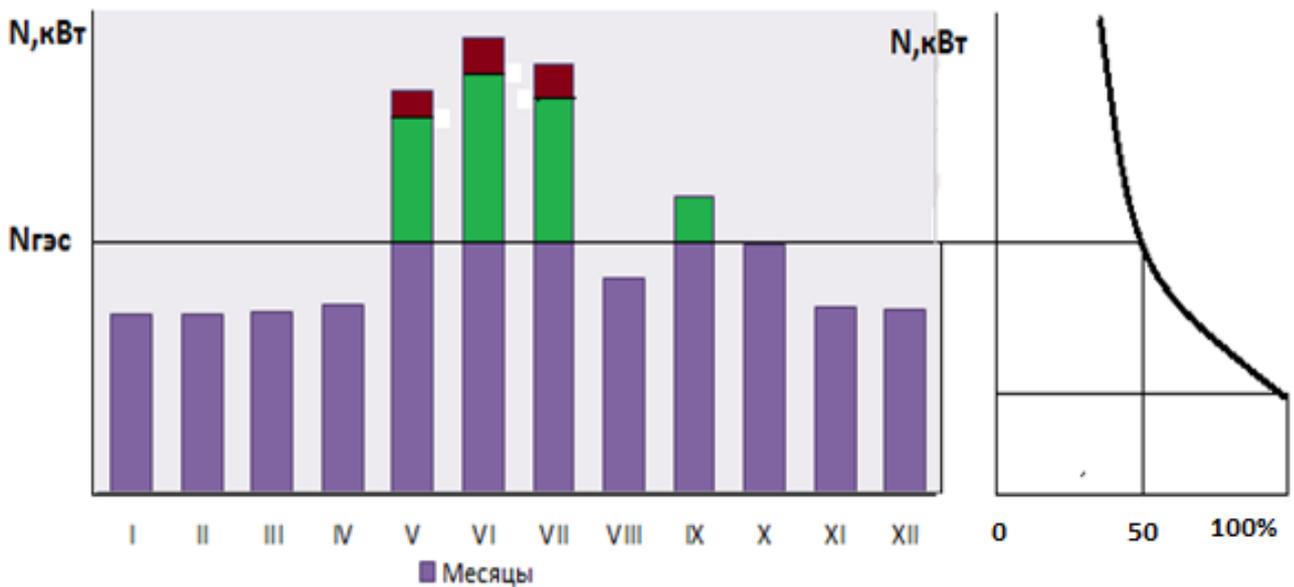


Рисунок 2.8 – Зависимость мощности от обеспеченности стока

Таким образом, расчетная мощность малой ГЭС  $N_p$  может быть принята любой в пределах максимальной до минимальной среднесуточной мощности, обеспечиваемой водотоком. Гарантированной обычно оказывается вариант, при котором,

$$N_{\max} > N_{\text{зар}} > N_{\min} \quad (2.9)$$

Эта величина мощности на графике  $N_{\text{зар}} = f(t)$  показана на рисунке 2.8, прямой горизонтальной линией допустим с 50% обеспеченности мощности.

Что касается второго примера, малой ГЭС с водохранилищем суточного регулирования, то водно-энергетические расчеты производят таким же образом, как показали выше, с разницей только в перераспределение расхода воды полезным объемом водохранилища с учетом покрытия графика нагрузки потребителей в суточном разрезе, т.е. в течение 24 часов.

Для этого необходимо решить следующие системы уравнения:

$$N_{\text{зэс}} = 9.81 Q_{\text{зэс}} (Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - h_{\text{ср}}) \eta_{\text{зэс}} \quad (2.10)$$

$$\left. \begin{aligned} H &= Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - h_{\text{ср}} \\ W_{\text{в}} &= (W_{\text{вт}} - W_{\text{в}}(t-1)) \\ Z_{\text{вб}} &= Z_{\text{вб}}(W_{\text{в}}) \\ Z_{\text{нб}} &= Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) \\ H_{\text{ср}} &= W_{\text{в}} \pm \Delta W \end{aligned} \right\} \quad (2.11)$$

где  $Z_{\text{вб}}$ ,  $Z_{\text{нб}}$  – отметки верхнего и нижнего бьефов ГЭС, м;

$W_{\text{вт}}$ ,  $W_{\text{в}}(t-1)$  – объём водохранилища в момент  $t$  и  $(t-1)$ , м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{нб}}$  – расход в нижнем бьефе, м<sup>3</sup>/с;

$h_{\text{ср}}$  – глубина сработки водохранилища, м;

$t$  – время, с.

Решение системы уравнения сводится к сопоставлению притока воды с потреблением и перераспределением в соответствии с графиком нагрузки потребителей электроэнергии. Необходимо отметить, что в практике проектирования такие расчеты выполнены в табличной форме. Такой способ достаточно разработан и совершенствован во многих работах разных авторов и иллюстрирован в технических литературах [60].

Установленные нормы расчетной обеспеченности производится на основании технико-экономических расчетов с учетом характеристик электроэнергетической системы, если планируемая ГЭС будет работать в ее составе, в противном случае, значения расчетной обеспеченности следует согласовать с максимальной суточной нагрузкой децентрализованных потребителей электроэнергии в зимнем периоде. Этой мощностью малая ГЭС должна покрывать пик нагрузки. В практической работе для проектных организаций такая норма, должна быть, определена и установлена государственными нормативными актами. Кроме того, она, должна быть, пересмотрена и на определённые этапы скорректирована. В наших исследованиях для оценки его влияния на энергетических показателях мы рекомендуем три значения норм обеспеченности: 85%, 90%, 95%.

Одним из важных вопросов при разработке проектов перспективных МГЭС и оценке реальной возможной потенциальной мощности МГЭС способствующей правильной оценке установленной мощности, вырабатываемой электроэнергии, правильной оценке размеров капиталовложений со стороны инвесторов и ожидаемой экономической эффективности является учёт влияния высоты расположения МГЭС над уровнем моря. Не учёт фактора высоты над уровнем моря может привести к завышенным расчетным показателям оборудования, таких как возможная развиваемая мощность электрических машин. Дело в том, что с ростом высоты из-за уменьшения плотности воздуха снижается выдаваемая мощность оборудования из-за ухудшения охлаждающей способности воздуха.

Как известно при увеличении высоты над уровнем моря понижается температура кипения воды. Если в обычных условиях вода кипит при температуре  $100^{\circ}\text{C}$ , то уже на высоте 1000 м над уровнем моря температура ее кипения  $96.6^{\circ}\text{C}$ , на высоте 2000 м –  $93.1^{\circ}\text{C}$ , на высоте 3000 м –  $90.0^{\circ}\text{C}$  и т.д.

В высокогорной местности при работе генераторов с воздушной и открытой жидкостной системой охлаждения, наблюдается интенсивное кипение воды. Отвод теплоты от обмоток при этом ухудшается, что вызывает снижение выдаваемой мощности. К примеру, на существующей малой ГЭС «Ак-Су» в

Мургабском районе Горно Бадахшанской Автономной Области Таджикистана установлены два гидроагрегата по 320 кВт, фактическая рабочая мощность при этом составляет около 400 кВт. Она расположена на высоте около 4000 м над уровнем моря [61].

Таблица 2.5 – Снижение мощности МГЭС в зависимости от высоты

Наименование МГЭС	Марзич	Сомон	Ванч	Рушан	Хорог	Намад-гут	Ак-Су	Булункул
Высота МГЭС над уровнем моря, м	1000	1288	1815	1981	2075	2524	3576	3744
Мощность в% от номинальной	100	98	96	94	93	90	86	82

Исходя из выше перечисленных причин нами были собраны статистические многолетние эксплуатационные данные о снижении мощности на существующих МГЭС на территории Горно-Бадахшанской Автономной Области Таджикистана в зависимости от высоты расположения над уровнем моря, приведенные в таблице 2.5 откуда видно, что при высоте 3000 м и более мощность снижается более чем на 15%.

Кроме того, для изделий, коммутирующие электрический ток под напряжением требуется дополнительная проверка их способности коммутировать ток при пониженных давлениях [62]. Значение номинального тока присваивается любым токопроводящим электрическим устройствам. Верхние пределы номинального тока определяются допустимым повышением температуры, вызываемым рассеянием мощности в проводах, совместно с теплом, выделяющимся при потерях на намагничивание и вихревые токи в генераторах, двигателях, трансформаторах и т.д., диэлектрических потерях в кабелях и конденсаторах, где это возможно [62]. Номинальные значения тока, рекомендуемые МЭК, основаны на значениях температуры окружающего воздуха, обычной для умеренного климата на высоте, не превышающей 1000 метров над уровнем моря. Таким образом, элементы, которые зависят от

естественных условий охлаждения в виде лучеиспускания или вентиляции, при работе на номинальном токе в тропическом климате и на высотах, превышающих 1000 метров над уровнем моря, будут перегреваться. В таких случаях номинальные значения параметров оборудования должны быть снижены, т.е. должно быть присвоено меньшее значение номинального тока и мощности. Такие мероприятия необходимы и для других электрических аппаратов - выключателей, разъединителей, отделителей и средства автоматики. Для трансформаторов с принудительным охлаждением в общем случае с целью сохранения исходных параметров, определенных МЭК, необходимо установить экраны для защиты от солнца, увеличить поверхности масло охлаждающего радиатора, количество охлаждающего масла, мощность насосов подачи масла, а также размер воздуходувяющих вентиляторов. Использование специальных средств, естественно, приводит к удорожанию стоимости оборудования.

Для правильного учета снижения номинальных параметров коммутационных аппаратов в зависимости от фактических условий работы необходимы консультации и согласование с производителями оборудования [60, 61].

Исходя из вышеизложенных можно сделать вывод, что при проектировании, строительстве и установке электрооборудования на высотах более 1000 метров необходимо учитывать высоту месторасположение объекта и оборудования над уровнем моря, влияющее на их технические показатели.

## **2.6 Основные понятия теории нечетких множеств и функции принадлежности**

Как и любая наука, теория нечетких множеств опирается на некоторые понятия и определения, часть из которых принимается априорно, а другая часть конвекционно. Главным из них является понятие лингвистической переменной и функции принадлежности.

**Нечеткое множество** – такое множество на некоторой универсальной шкале, для которой можно записать совокупность пар, представляющих собой отношение принадлежности элемента данного множества к нечеткому множеству. Выбор числа и свойств нечетких переменных относится к искусству автора. Количество нечетких переменных определяется так называемым синтаксисом лингвистической переменной, а их прагматический смысл – семантикой лингвистической переменной [63].

Вторым важным компонентом является функция принадлежности (membership). Она является некоторой моделью (объектом-заместителем) описания в нечетком мире. При этом базовая переменная (например, возраст, интеллект) может содержать некоторые смысловые оттенки, семантика, которая может быть выражена с помощью функции принадлежности.

Множества в ТНМ обозначаются заглавными латинскими буквами с "волной":  $\tilde{A}$ ,  $\tilde{B}$ ,  $\tilde{C}$ ,  $\tilde{D}$ , ...,  $\tilde{X}$ ,  $\tilde{Y}$ ,  $\tilde{Z}$ .

$$\mu(x) = x \in X : [0 \div 1], \quad (2.12)$$

где  $\mu(x)$  – степень принадлежности данного элемента к данному множеству.

Эта принадлежности отражается на шкале от 0 до 1, где 0 означает абсолютную непринадлежность, а 1 – абсолютную принадлежность.

И в этом случае непрерывная логика Заде вырождается в Булеву алгебру.

Тогда нечеткое множество  $A$  представляет собой совокупность некоторых отношений  $\frac{\mu(x_i)}{x_i}$ , где  $\frac{\mu(x_i)}{x_i}$  – степень принадлежности элемента к нечеткому множеству.

В развернутом виде нечеткое множество обозначается:

$$A = \frac{\mu(x_1)}{x_1} + \frac{\mu(x_2)}{x_2} + \frac{\mu(x_3)}{x_3} + \dots + \frac{\mu(x_n)}{x_n} \quad (2.13)$$

Показанная совокупность отношений называется функцией принадлежности и является расширенным понятием характеристической функции. В некоторых зарубежных изданиях эта функция называется функцией адекватности. По мнению некоторых нечеткое множество полностью определяется наличием функции принадлежности.

Функция принадлежности является моделью нечеткого множества – объектом – заместителем само множество объектом оригиналом. Функция принадлежности отражает субъективную точку зрения на соответствие элементов множества данной нечеткой переменной.

**Лингвистическая переменная** – это такая переменная, значениями которой могут быть слова или словосочетания естественного языка.

Лингвистическая переменная, таким образом, требует иного математического аппарата по сравнению с числами. Эти вычисления со словами называются *soft computing*. Лингвистические переменные (например, зарплата, возраст или температура) могут быть разбиты на некоторое количество термов – терм-множеств. Таким образом, лингвистическая переменная с помощью терм-множеств может включать в себя несколько нечетких переменных, которые и составляют основу термов-множеств.

**Термов-множество** – Множества всех возможных значений лингвистической переменной.

**Терм** – любой элемент терм - множества является некоторой нечеткой переменной.

**Типичные (характерные) функции принадлежности** – в инженерной практике и научных исследованиях установились некоторые традиции отображения реальных процессов с помощью функции принадлежности. При этом различают как бы дуальные функции принадлежности либо как гладкие функции, либо как набор линейных функций:

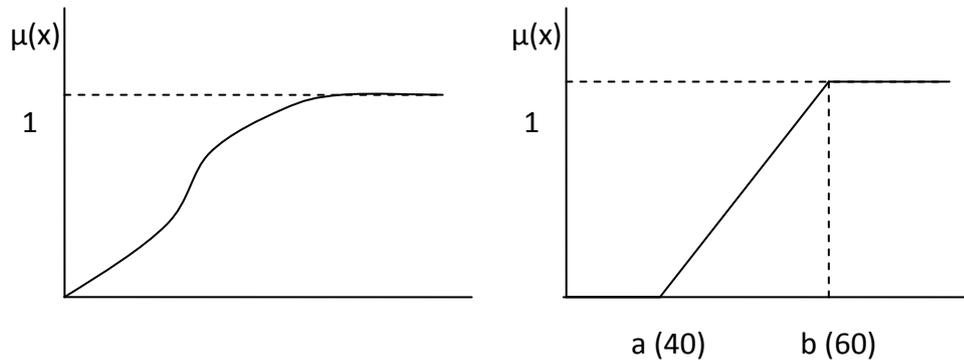


Рисунок 2.9 – Монотонно возрастающие функции

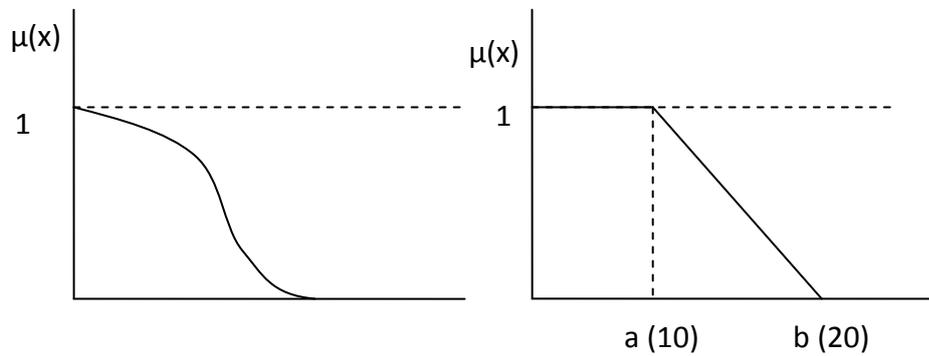
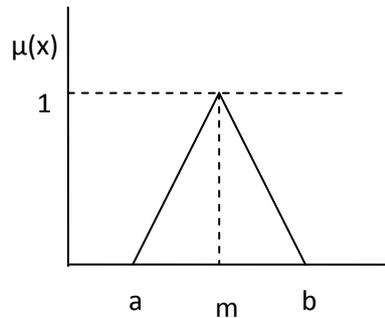


Рисунок 2.10 – Монотонно убывающие функции



$$\mu_{\tilde{A}}(x) \in [0;1] = \begin{cases} 0, & \text{для } x < a, \\ \frac{x-a}{m-a}, & \text{для } a \leq x \leq m, \\ \frac{b-x}{b-m}, & \text{для } m < x < b, \\ 0, & \text{для } x > b. \end{cases}$$

$$\sup[\mu_{\tilde{A}}(x)] = 1, \text{ при } x = m.$$

Рисунок 2.11 – Функции принадлежности как треугольное распределение (характеризует: около, приблизительно, почти)

Таким образом, максимальное значение функции принадлежности соответствует  $m$ . Восходящая ветвь описывается  $\frac{x-a}{m-a} = \alpha$  – коэффициент

восхождения, нисходящая ветвь описывается  $\frac{b-x}{b-m} = \beta$  – коэффициент нисхождения.

**Нечеткий интервал** - характеризуется нечеткими границами интервала  $(a;b)$ . Углы наклона трапеции определяются теми же выражениями, что и для треугольной функции. Другой способ состоит в представлении границ как гауссовских кривых [63,64]:

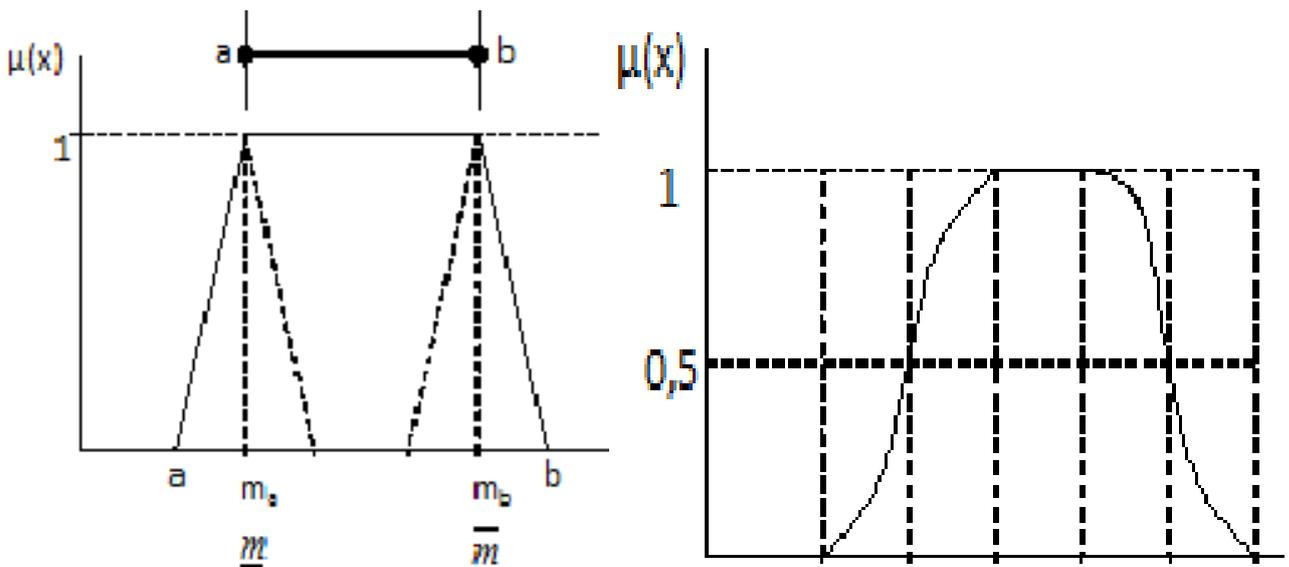


Рисунок 2.12 – а – несёткие границы интервала; б – представлены границ как гауссовских кривых

## 2.7 Математическая интерпретация классификации распределенных возобновляемых источников энергии на основе нечетких моделей

В настоящее время в Республике Таджикистан существует некоторая путаница в понятиях малая энергетика. Наряду с названием «малая гидроэнергетика» используется также «нетрадиционная», «альтернативная», что создает путаницу и трудности в использовании мирового опыта развитых стран, находящихся в условиях, отличающихся от условий Республики Таджикистан.

Прежде всего, требуется конкретизировать понятие малой ГЭС. Уточнение классификации МГЭС по мощности и локальных электрических сетей, которые будет участвовать в работе энергетического центра (HUB). Особенно это

относится к региону Горно-Бадахшанской Автономной Области (ГБАО), где все базовые ГЭС, как существующие, так и перспективные, формально относятся к «малым», выполняя на самом деле функции «больших». Это может создать неопределенность в их статусе, принадлежности и роли государства в их управлении.

В настоящее время в республике неявно, но существует представление, что малые ГЭС, - это те, же крупные ГЭС, но в миниатюре. По-видимому, необходимо их разделение не только по мощности, но и по структуре потребителей, режиму работы, покрытые графика нагрузки и требованиям к строительству и подключения к системе, по сколку мини и микро ГЭС, как правило, не имеют дежурного персонала. Будет правильным для составления границ мощностей МГЭС относительные значения установленной мощности к мощности энергосистемы, степени развития страны и других факторов. Следовало бы границы мощностей МГЭС связать с развитостью страны, одним из показателей которых является суммарная мощность энергосистемы. Принятые параметры классификации для больших ГЭС и МГЭС почти одинаковы, кроме предельной мощности которая в разных странах принимаются по разному. Это создает дополнительную трудность для определения точной классификации МГЭС, особенно в маломощных системах. Более адекватную приближенную классификацию можно определить по функциям принадлежности станции к малым, как этот класс не имеет четких границ. [65.66].

Гистограмма распределения существующих ГЭС по мощности представлена на рисунке 2.13, из общего числа 325 ГЭС Республики Таджикистан.

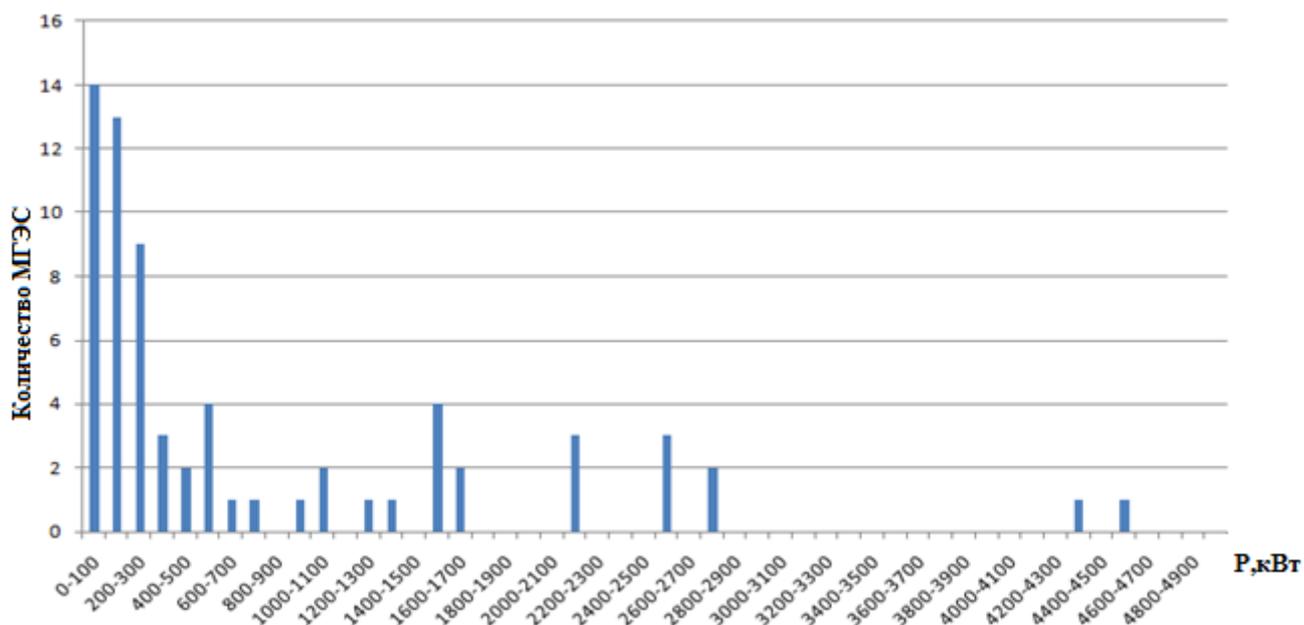


Рисунок 2.13 – Гистограмма МГЭС Республики Таджикистана по мощности

По своим функциям участия в оптовом рынке электроэнергии, техническому оснащению и способам управления целесообразно выделить следующие группы распределенной генерации ГЭС: микро ГЭС, мини ГЭС и малые ГЭС. Так как четкое разделение ГЭС по мощности в зависимости от их количества не возможно, то принята нечеткая классификация на основе функций принадлежности пересекающихся классов, которая представлена на рисунок 2.14.

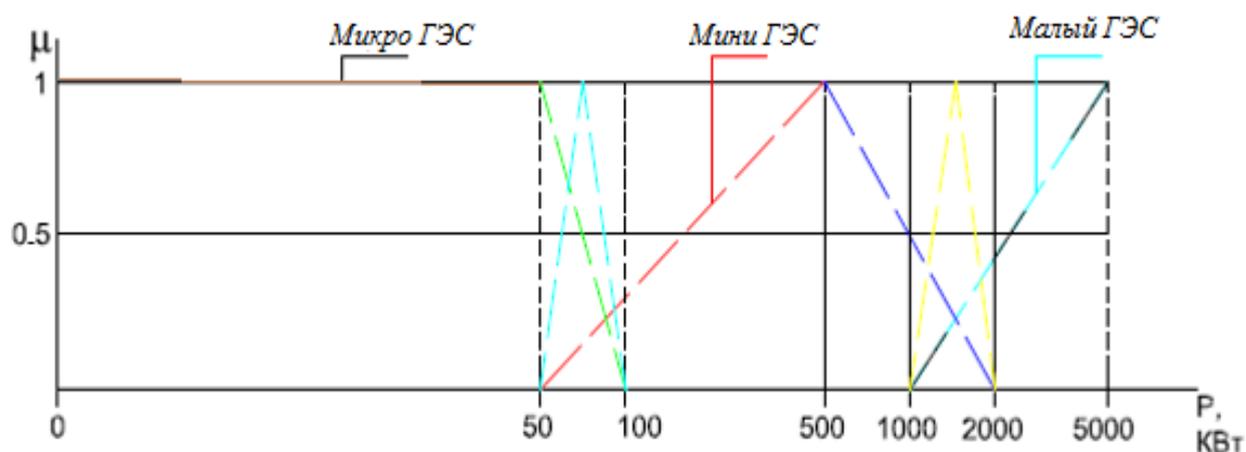


Рисунок 2.14 – Нечеткая классификация МГЭС применительно к условиям Республики Таджикистан

Из рисунка 2.14 по функциям принадлежности видно, что к микро ГЭС относятся станции от 0 до 50 кВт, к мини ГЭС от 50 до 2000 кВт, и от 1000 до 5000 кВт относятся к малым ГЭС.

Это классификация приставляет некоторую степень принадлежности между микро и мини ГЭС в области от 50 до 100 кВт и нечеткую принадлежность для мини и малых ГЭС в области от 1000 до 2000 кВт. Такая нечеткая классификация предложена впервые и, безусловно, более адекватно отражает реальное положение дел.

Математическое выражение для функции принадлежности в общем виде треугольной L-R функции, которая представлена формулой (2.14). Для класса микро ГЭС функция принадлежности определяется формулой (2.15). Для класса мини ГЭС функция принадлежности определяется формулой (2.16). Для класса малых ГЭС функция принадлежности определяется формулой (2.17)

$$\mu(x_i) = \begin{cases} 0, c_i \leq x \leq a_i \\ \frac{x - a_i}{b_i - a_i}, a_i \leq x \leq b_i, \\ \frac{c_i - x}{c_i - b_i}, b_i \leq x \leq c_i \end{cases} \quad (2.14)$$

$$\mu(x_{МК}) = \begin{cases} 0, 0 \leq x \leq 50 \\ \frac{100 - x}{c_i - 50}, 50 \leq x \leq 100, \\ 0, 100 \leq x \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\mu(x_{МН}) = \begin{cases} 0, 50 \leq x \leq 2000 \\ \frac{x - 500}{500 - 50}, 50 \leq x \leq 500, \\ \frac{2000 - x}{2000 - 500}, 500 \leq x \leq 2000 \end{cases} \quad (2.16)$$

$$\mu(x_{мл}) = \begin{cases} 0, & 1000 \leq x \\ \frac{x-1000}{5000-1000}, & 1000 \leq x \leq 5000 \\ 1, & 1500 \leq x \leq 2000, \end{cases} \quad (2.17)$$

Наряду с гидроэнергетическими ресурсами в работе проведено исследование и оценка энергетического потенциала энергии ветра для различных регионов Республики Таджикистан рисунок 2.15 с буферным накоплением энергии.

При оценке энергетических возможностей ветра по городам Республики Таджикистан наиболее часто встречающаяся мощность ветроэлектрических установок (ВЭУ) от 10 до 30 кВт, хотя в некоторых случаях достигает 120 кВт. В соответствие с ранее указанными классами функций принадлежности ВЭУ следует отнести к классу микро станций (определяемых формулой (2.15)) и, следовательно, потенциал ветровой энергии не очень велик, но полезен для сельскохозяйственных районов, так как является распределенной генерацией [67, 68, 69].

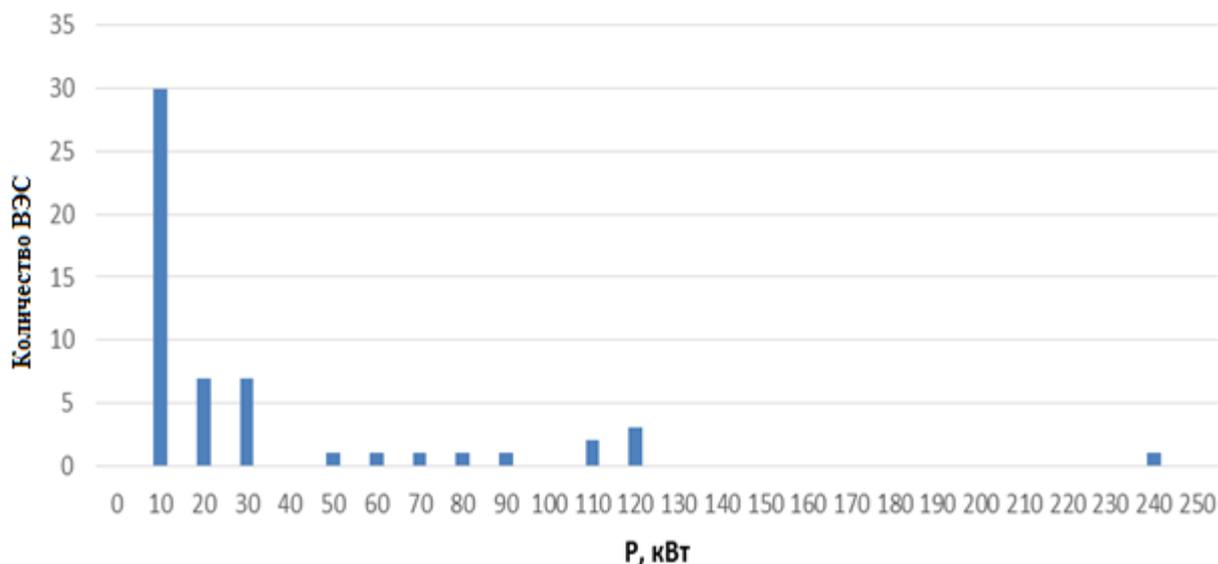


Рисунок 2.15 – Гистограмма распределения мощности ветроустановок по территории Республики Таджикистан

Наряду с этим выполнена оценка солнечного потенциала, а именно ясность дней в году, ежедневное солнечная радиация в виде излучение кВт·ч /м<sup>2</sup> в день.

Средняя мощность по городам находится от 1300 до 1600 кВт на солнечную станцию площадью  $1000 \text{ м}^2$ . Математическое ожидание составляет 1400 кВт. На рисунке 2.16 показано распределение мощности солнечных источников. Рассматриваются гелио установки мега ваттного класса. По своей мощности и классификации станций возобновляемых источников энергии они относятся к классу мини определяемые функцией принадлежности по формуле (2.16). Таким образом, солнечный потенциал Республики Таджикистан значительно выше потенциала ветра.

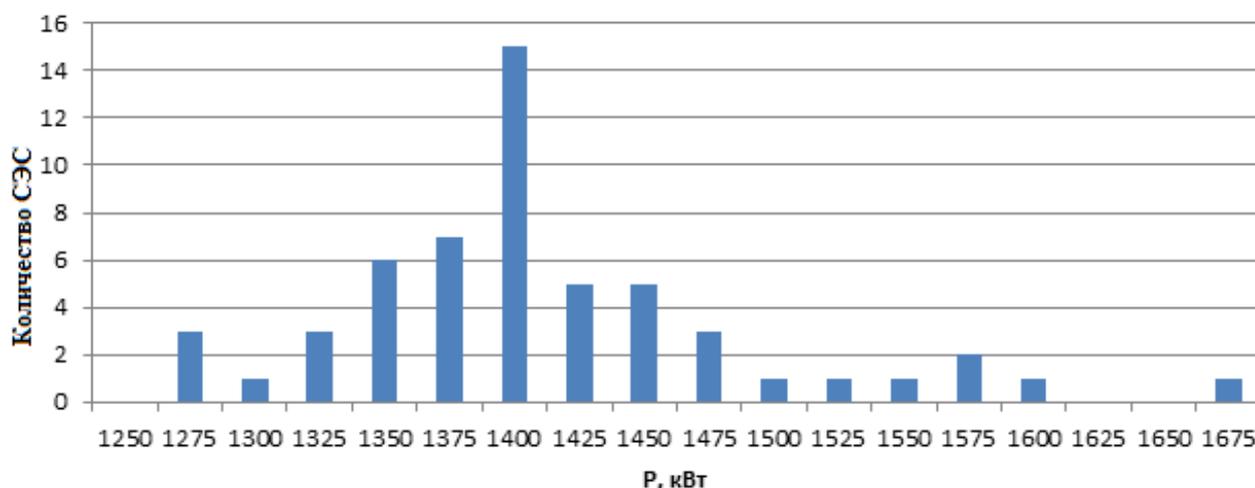


Рисунок 2.16 – Гистограмма распределения мощности солнечных источников энергии по территории Республики Таджикистана

## 2.8 Выводы

1. Выполненные в этой главе исследования показали, что распределенная генерация на основе возобновляемых и нетрадиционных источников энергии должны быть выбраны с учетом выдачи гарантированной мощности, которая существенно зависит от высоты расположения источников генерации над уровнем моря. Этот фактор обусловлен весьма высокогорностью географического расположения Республики Таджикистан, где только 7% территории являются равнинными. При этом для ГЭС имеет место снижения номинальной мощности из-за ухудшения условия охлаждения генераторов. Для ВЭС имеет место некоторое увеличение мощности определяемая, почти квадратичной зависимостью в

зависимости от высоты над уровнем моря. Для СЭС с увеличением высоты расположения увеличивается солнечная радиация, что так же повышает генерацию солнечных электростанций.

2. Сезонность малых высокогорных рек Памира представляет собой динамическую систему, изменяющуюся во времени при этом суммарную мощность генерации на основе гидроресурсов, особенно учитывая, отсутствие аккумуляции воды в водохранилищах будет недостаточным что доказывает необходимость дополнения возобновляемой энергии ГЭС другими нетрадиционными источниками энергии, а именно: солнечной и ветровой энергией.

3. Впервые предложено автором в разделе математическая интерпретация существующей классификация распределенной генерации ВИЭ на основе нечетких моделей. Необходимость этого обусловлено тем, что классификация источников генерации ГЭС на малые, мини и микро принята в России и некоторых других больших странах неприемлема для Республики Таджикистан. В работе выполнено классификация по этим трем пересекающимся множеством также для ветра и солнечных установок. Предлагаемая классификация с учетом пересекающихся классов позволяет более точно осуществлять проектирование источников малой генерации за счет правильного выбора электрооборудования, а также уточнить их функциональную роль в эксплуатационных режимах, которая определяется доступом на оптовый рынок электроэнергии и некоторыми режимными ограничениями.

## **ГЛАВА 3. Баланс мощности с учетом возобновляемых источников энергии**

### **3.1 Постановка задачи**

Годовой график электропотребления, несмотря на огромные гидроэнергетические ресурсы, не покрывается в осенне-зимний период в связи с резким снижением притока воды. Это обусловлено тем, что в этот период снегаледовое обеспечение рек замедляется в связи с понижением температуры. Образовывается довольно значительный дефицит активной мощности генерируемой ГЭС, который в свою очередь ведёт к ограничению электроснабжения в большинстве районов Таджикистана особенно удаленных от центрального региона на несколько часов в сутки [70].

Решение указанной проблемы может быть достигнуто за счет привлечения к энергетическому балансу страны нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, таких как солнце и ветер. Особую актуальность решения этой задачи приобретает в автономных с точки зрения энергетической обеспеченности районах, которые подробно будут рассматриваться в разделе 4 настоящей работы, как энергетический центр (HUB). Например, к таким энергетическим центрам относится компания «Памир Энерджи» Горно-Бадахшанской автономной области республики Таджикистан. В целом для электроэнергетической системы Таджикистана наибольший дефицит активной мощности составляет в режиме максимальных нагрузок в январе месяце около 600 МВт. Наряду с этим дефицит возникает и сохраняется в октябре, ноябре, декабре и феврале месяцах.

Как показано ниже доступный и экономически обоснованный потенциал солнечной энергии составляет около 570 МВт, что почти полностью покрывает дефицит пиковой мощности в январе и полностью в другие месяцы.

В совокупности с ветроэнергетическими установками около 28 МВт практически можно полностью избежать ограничений по поставке

электроэнергии в жилищно-коммунальной сфере. В настоящем разделе приводится доказательство устранения дефицита за счет использования ВИЭ.

### **3.2 Общий и детализированный графики нагрузки Республики Таджикистан**

Потребление активной мощности промышленностью и населением Республики Таджикистан в самом общем виде можно охарактеризовать годовым графиком электропотреблением, который приложен в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Годовой график электропотребления

<b>Месяцы</b>	<b>Общие потребление, МВт</b>
Январь	1901,595
Февраль	1826,8621
Март	1789,786
Апрель	1557,756
Май	1645,968
Июнь	1719,632
Июль	1802,276
Август	1737,528
Сентябрь	1573,421
Октябрь	1353,566
Ноябрь	1665,84
Декабрь	1849,269

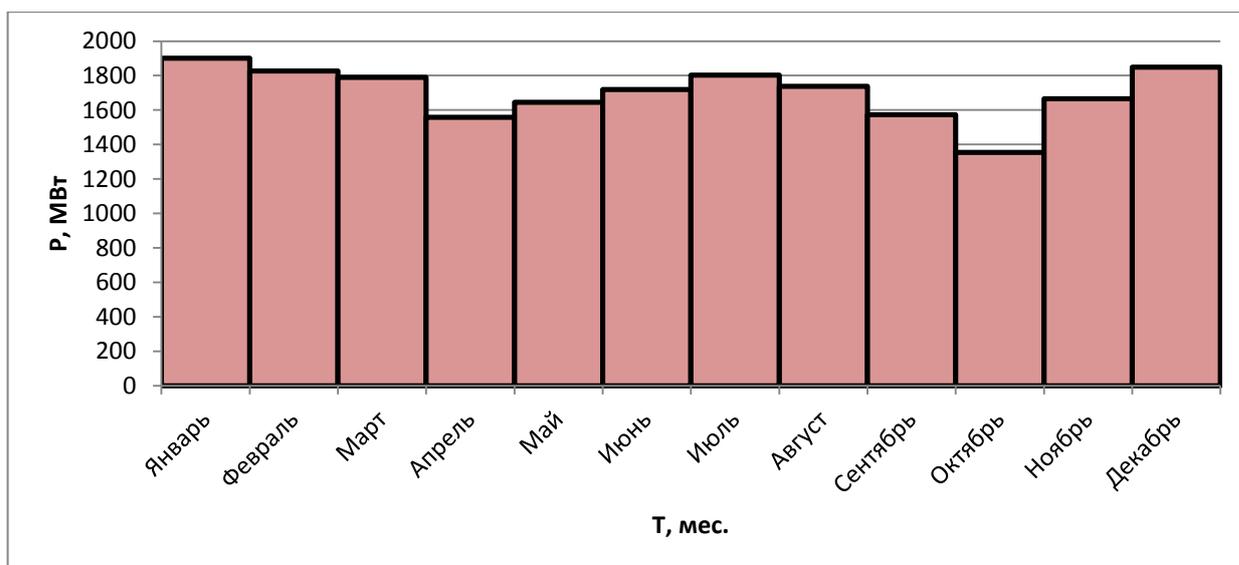


Рисунок 3.1 – Общие показатели потребления гидроэнергии за год

Осредненный годовой график электропотребления по месяцам приставлен на рисунке 3.2. Из графика видно, что электропотребление летом выше, чем зимой, и составляет примерно 2000 МВт, то время как в декабре и январе оно составляет около 1900-1800 МВт. Переходные периоды, межсезонные в апреле и сентябре возникают провалы нагрузки до 1600-1400 МВт, чем это обусловлено пока неясно.

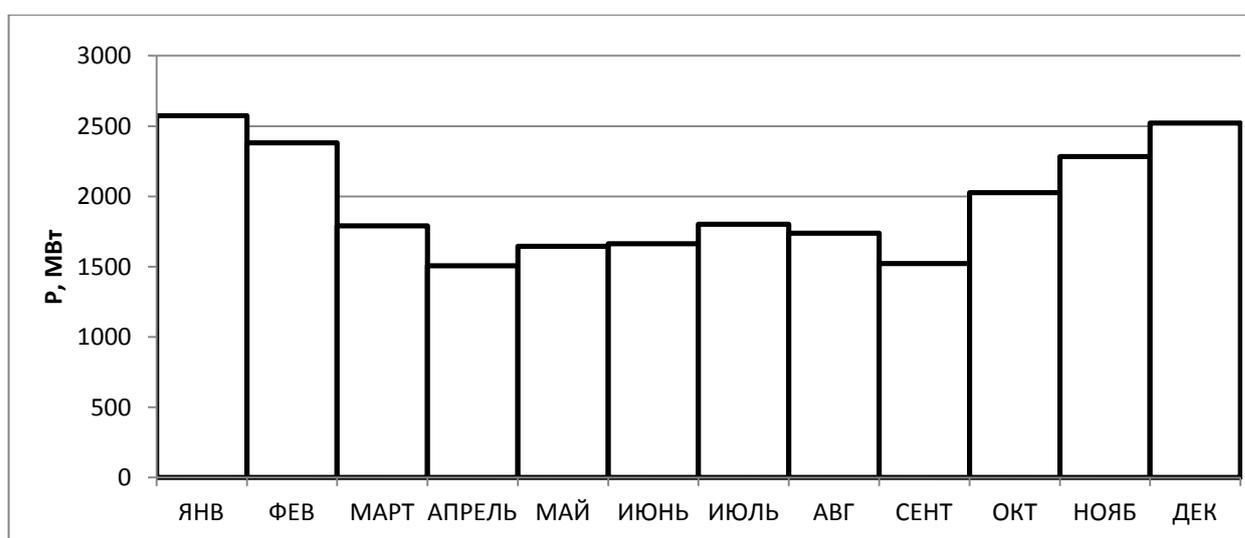


Рисунок 3.2 – Осредненный годовой график электропотребления по месяцам

Годовой график электропотребления может быть детализирован с помощью месячных графиков нагрузки, некоторые из них приставлены на рисунках 3.3 и

3.4.. Численное значение суточного потребления по этим графикам: февраль и октябрь, приставлены в таблицах 3.2 и 3.3. Для сравнительного анализа рядом с таблицей помещена выработка электроэнергии по суткам и месяцам.

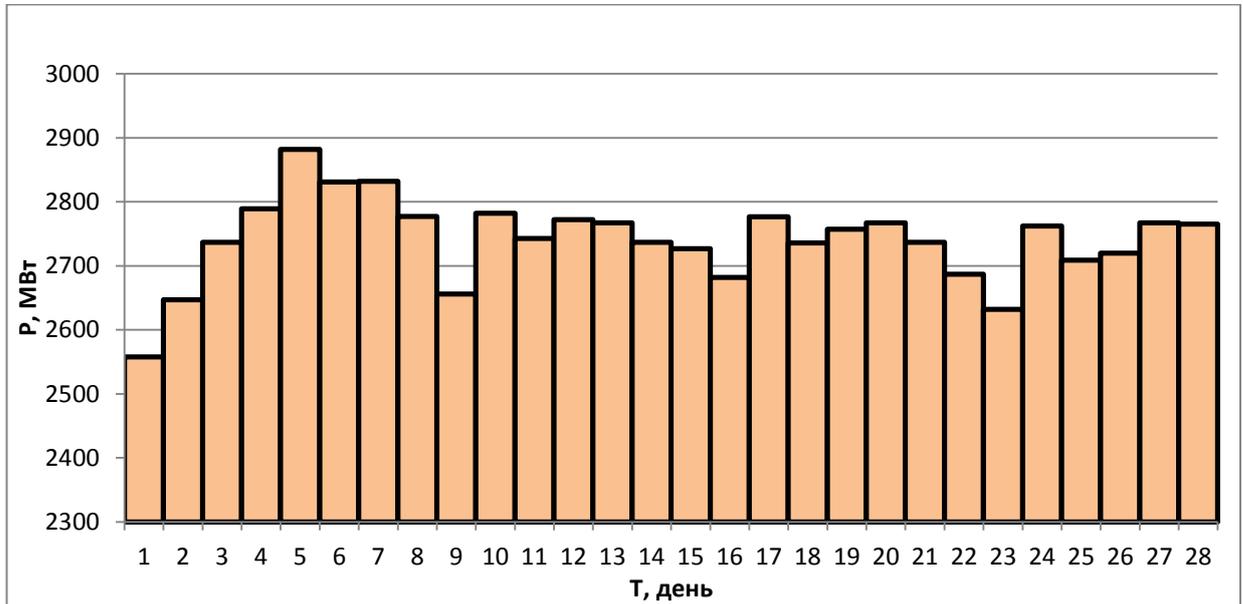


Рисунок 3.3 – График потребления энергии за февраль

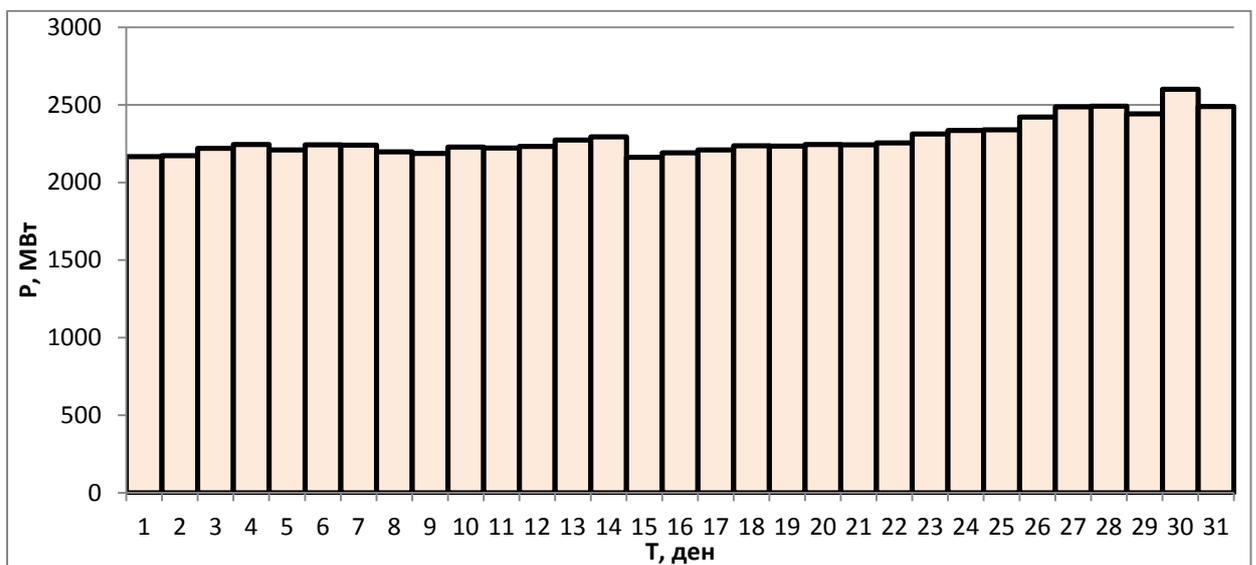


Рисунок 3.4 – График потребления энергии за октябрь

Таблица 3.2 – Баланс электропотребления за февраль

<b>Февраль</b>		
<b>День</b>	<b>Нагрузка МВт</b>	<b>Выработка, МВт</b>
1	2558	1858,166
2	2647	1817,583
3	2737	1851,166
4	2789	1946,583
5	2882	1974,625
6	2831	1905,958
7	2832	1929,208
8	2777,1	1911,375
9	2656	1897,791
10	2782	1884,000
11	2743	1942,500
12	2772	1927,666
13	2767	1928,958
14	2737	1916,666
15	2727	1928,708
16	2682	1919,166
17	2776,5	1944,125
18	2736	1994,958
19	2757	1960,791
20	2767	1946,083
21	2737	1961,333
22	2687	1992,166
23	2632	1960,708
24	2762	1968,625
25	2709	1982,333
26	2720	2107,166
27	2767	2135,375
28	2765	2133,416

Таблица 3.3 – Баланс электропотребления за октябрь

<b>Октябрь</b>		
<b>День</b>	<b>Нагрузка МВт</b>	<b>Выработка, МВт</b>
1	2165,334	1633,25
2	2171,459	1660,583
3	2219,084	1762,292
4	2245,376	1772,25
5	2208,418	1616,25
6	2243,001	1644,542
7	2239,418	1642,083
8	2196,459	1591
9	2186,918	1575,833
10	2228,293	1619,75
11	2222,209	1611,958
12	2232,668	1630,625
13	2273,376	1663
14	2293,834	1679,75
15	2162,251	1546,167
16	2190,543	1564,625
17	2208,876	1577,417
18	2237,126	1602,208
19	2233,168	1598,667
20	2244,626	1617,583
21	2243,168	1605,333
22	2254,543	1614,917
23	2312,126	1665,958
24	2335,293	1695,583
25	2339,959	1689,75
26	2421,001	1779,167
27	2486,834	1846,083
28	2491,459	1852,208
29	2443,001	1811,292
30	2600,626	1960,917
31	2489,084	1861,5

Отдельно приставлен график электропотребления за июль месяц, который характеризует максимум нагрузки в годовом графике электропотребления Республики Таджикистан в рисунках 3.5. и 3.6. на следующем уровне

детализации приложены суточные графики за 15 января, характеризующий минимум электропотребление и за 15 июля характеризующий максимум электропотребление в энергосистеме.

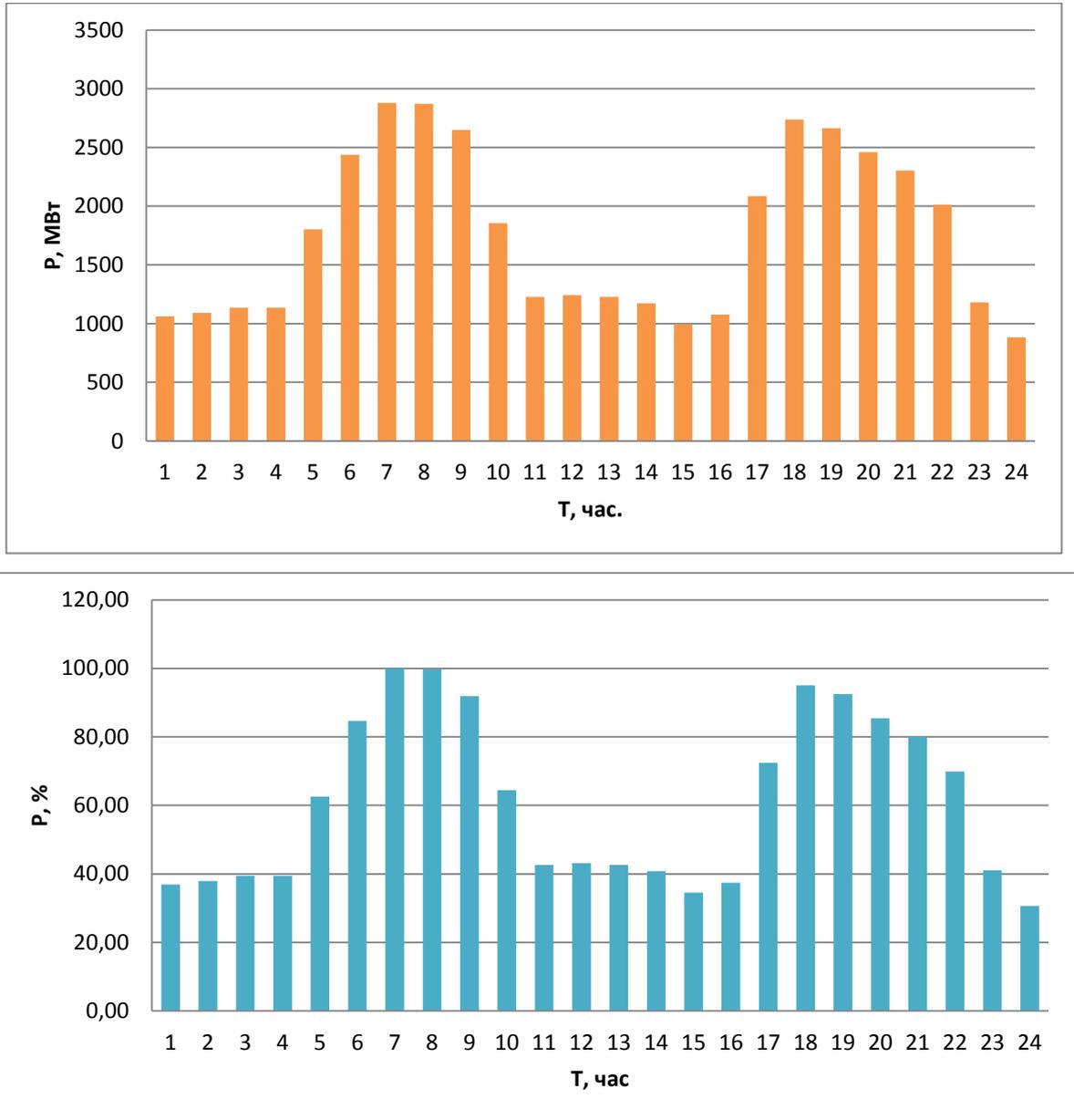


Рисунок. 3.5 – Суточный график электропотребление за январь

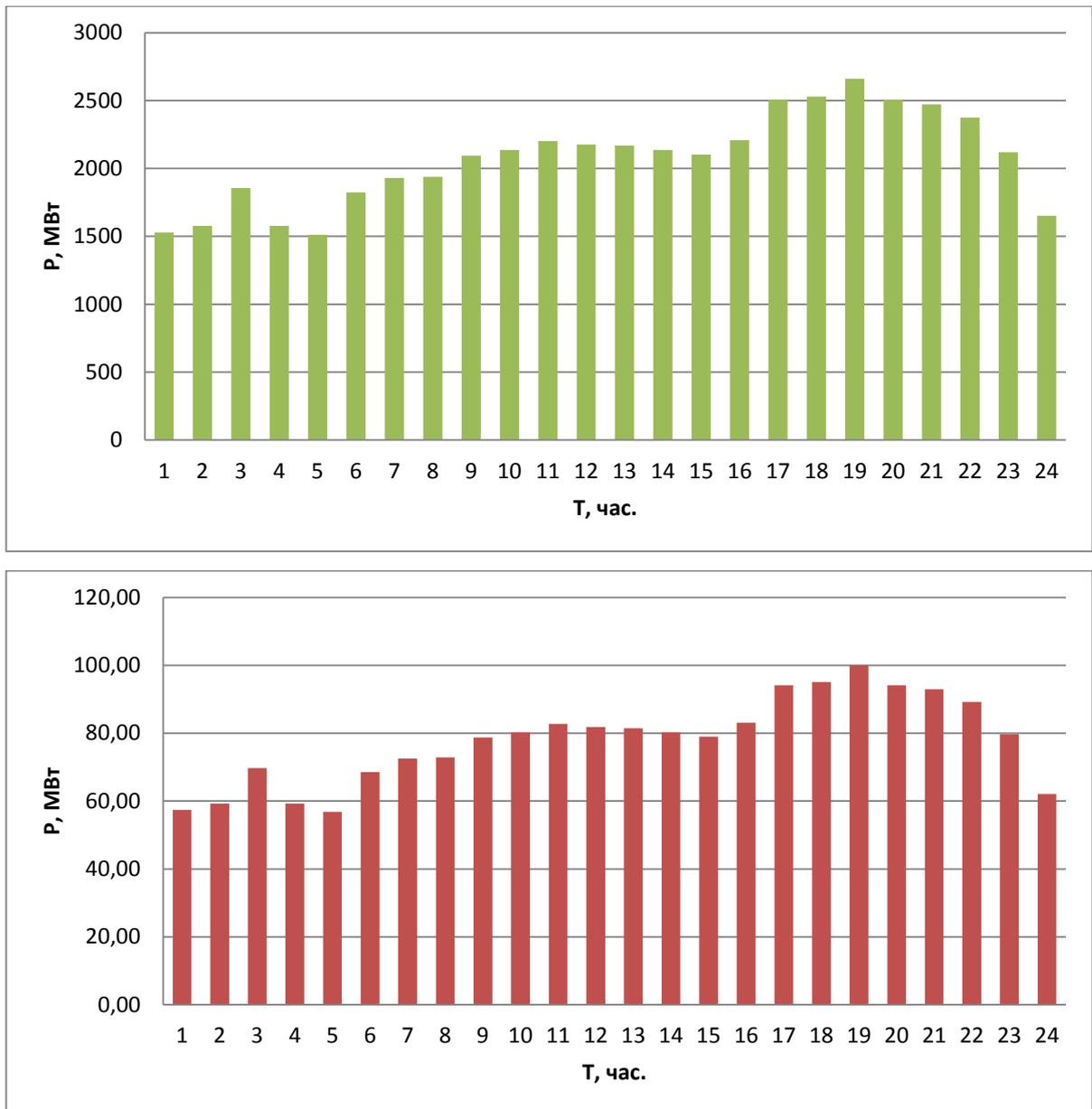


Рисунок. 3.6 – Суточный график электропотребление за июль

### 3.3 Баланс мощности и электропотребления энергосистемы Таджикистана

Первоосновой покрытия графика нагрузки и электропотребления является гидроресурсы Таджикистана. График годовой выработки электроэнергии на ГЭС по месячным осреднением приставлен на рисунке 3.7. Далее выполним операцию баланса выработки и потребления электрической энергии в энергосистемы Республики Таджикистан.

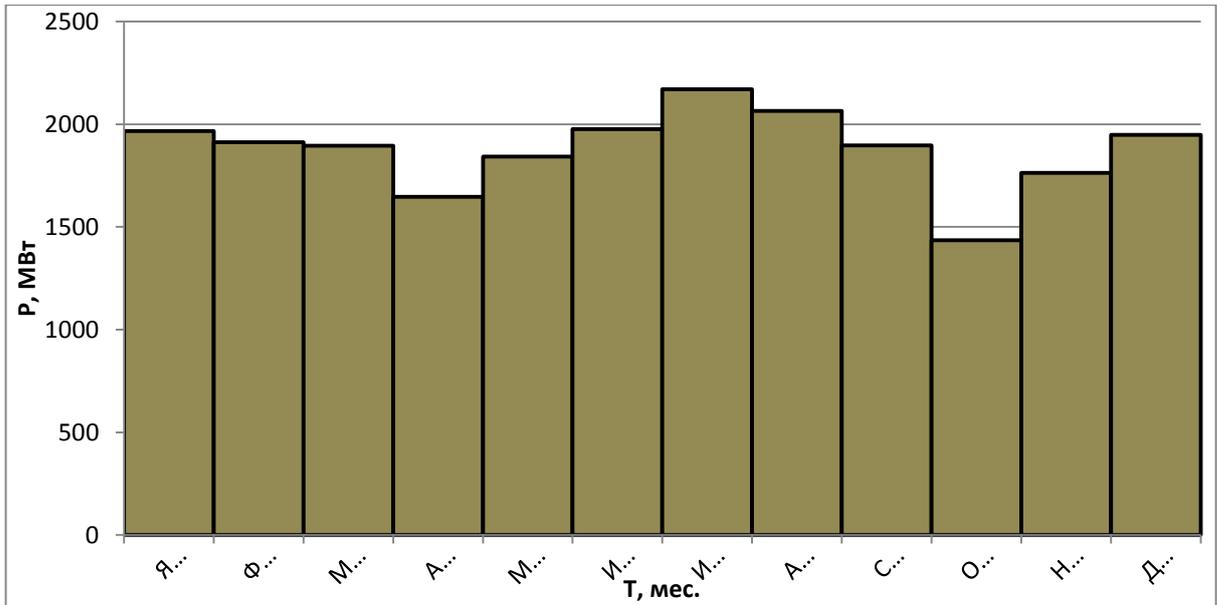


Рисунок. 3.7 – Годовой график выработки электроэнергии по месяцам на ГЭС

Графически это можно представить путем наложения двух графиков, представленных на рисунках 3.2. и 3.7. Результат этого наложения представлено на рисунке 3.8.. Анализируя общий баланс можно сделать вывод, что зимой существует некоторый дефицит активной мощности, в то время как летом избыток генерации. Отсюда следует, что необходимо, привлекать другие источники энергии, в частности, могут быть ресурсы солнечной и ветровой энергии.

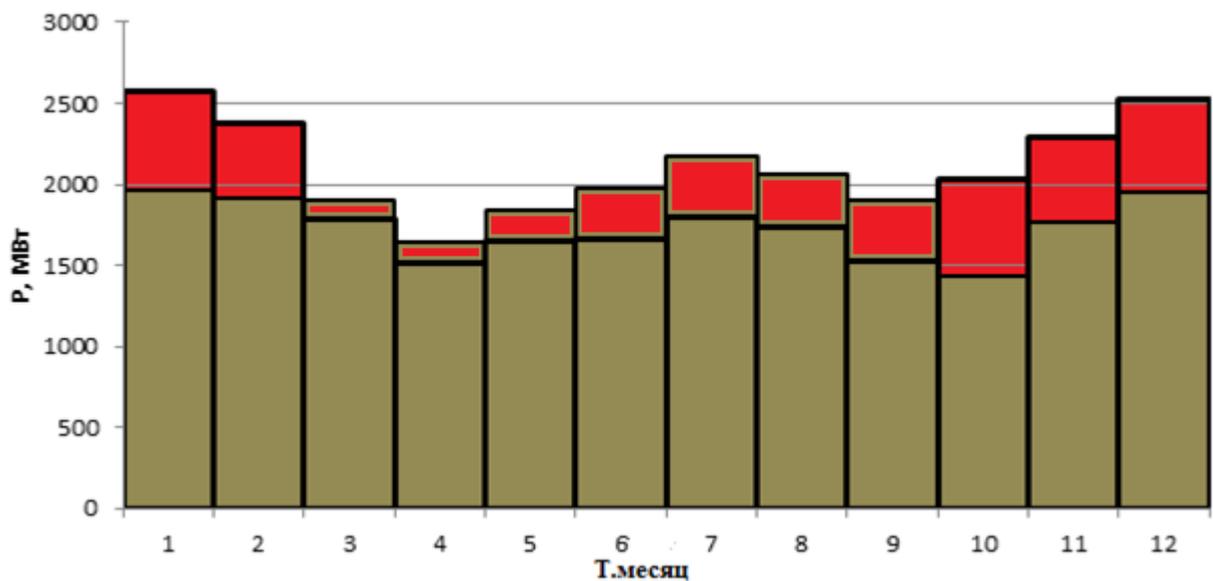


Рисунок 3.8 – Годовой график электропотребления и генерации мощности

### 3.4 Баланс мощности от ветроэнергетических ресурсов

В целом по Республике Таджикистан для различных населенных пунктов скорость ветра колеблется в широких пределах зависимости от рельефа горной местности и географического расположения. Эти данные представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Среднегодовая скорость ветра по территории Таджикистана

Станция	Высота над уровнем море, м	Скорость ветра, м/с	Станция	Высота над уровнем море, м	Скорость ветра, м/с
<b>Города и районы</b>			Ходжа- Обигарм	1900	1,4
Душанбе	788	1,1	Гушары	1361	1,2
Ашт	698	1,4	Сангистон	1502	2,7
Хаджент	425	4,6	Бустоабад	1964	4,7
Исфара	863	1,8	Санглок	2239	3
Ура-Тюбе	1004	1,6	Кангурт	948	1,4
Пенджикент	1014	2	Исинбай	563	1,9
Гарм	1316	2,5	Ляур	2254	1,9
Комсомолобод	1258	1,4	Айвадж	318	3,6
Оби-Гарм	1900	1,4	Нижний Пяндж	329	1,8
Тавильдара	1616	1,7	Майхура	1921	1,4
Шахринау	852	2,3	Ляхш	1998	1,8
Файзобод	1215	4,1	Чормагзак	1726	3,9
Орджоникидзебад	866	2,3	Харамкуль	2826	0,9
Пахтаабад	641	2,8	Искандеркуль	2204	1,6
Ховалинг	1468	4,3	Перевал Шахристан	3143	4,7
Яван	663	2,3	Перевал Анзоб	3373	4,6
Дангара	660	1,3	<b>Памир</b>		
Куляб	359	1,5	Калай-Хумб	1288	1,3
Шарабад	1900	3	Мургаб	3576	2,3
Курган-Тюбе	427	1,2	Рушан	1981	2,1
Колхозабад	473	0,8	Ишкашим	2524	2
Шартгуз	378	1,8	Хорог	2075	2,3
Пархар	447	1,6	Хумгари	1736	2,7
Вахш	445	2,1	Джавашангоз	3410	2,3
Джиликуль	349	2,1	Булункуль	3744	1,5
<b>Отдельные пункты</b>			Озеро Каракуль	3930	3
Дехауз	2564	3,7	Ледник Федченко	4169	6
Мадрушкент	2254	2,9	Перевал Хабурабад	3347	4,8

Среднегодовая скорость ветра по результатам наблюдений изменяется в пределах от 0,8 до 6,0 м/с. Наиболее сильные ветры наблюдаются в высокогорных районах с открытой формой рельефа. Также сильные ветры образуются в районах, где орографические факторы способствуют увеличению барических градиентов и

приводят к усилению скорости ветра (Ходжент и Файзабад). Среднегодовая скорость ветра в районе Файзабада и Ходжента достигает 4-6 м/с [71].

По анализам, ветроэнергетические установки в Таджикистане только в некоторых районах могут быть конкурентоспособными с другими источниками энергии. По ориентировочным оценкам, в Таджикистане наиболее подходящими регионами для использования энергии ветра в осенне-зимние месяцы (ноябрь-март) считаются Файзабадский район, Ферганская долина, Мургабский район и горные перевалы Хабуробад, Шахристан и Анзоб. Характеристики скорости ветра по Файзабадскому району приведены в таблице 3.5 .

Таблица 3.5 – Среднемесячная скорость ветра Файзабадского района

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	В год
Скорость ветра, м/с	6,7	6,7	5,8	4,4	3	3,4	2,6	1,8	1,6	2,5	4,6	5,8	4,1

Максимальная скорость ветра в районе Файзабад может достигать 24-25 м/с, также в районе 70 дней в году скорость ветра может достигать 15 м/с.

Для каждого населенного пункта при известной среднегодовой скорости ветра были рассчитаны возможности получения электрической мощности с помощью ветровой энергии по формуле:

$$P = A \cdot C_p \cdot \frac{\rho \cdot V^3}{2}, \quad (3.1)$$

где  $A$  – ометаемая поверхность ветроколеса,  $\text{м}^2$ ;

$C_p$  – константа, характеризующая возможность максимальной выработки ветроустановки (ВЭУ) данной конструкции;

$\rho$  – плотность воздуха;

$V$  – скорость ветра, м/с.

Ометаемая поверхность может быть вычислена по формуле

$$A = \pi R^2, \quad (3.2)$$

где  $R$  – радиус ветроколеса, м.

Так как ВЭУ предполагается устанавливать в малонаселенных и удаленных населенных пунктах, к тому же в населенных пунктах с разным электропотреблением, рассмотрим ВЭУ в некотором диапазоне радиусов ветроколес. Были приняты радиусы 5, 7,5 и 10 метров, соответственно для диаметров колес 10, 15 и 20 метров. Наряду с этим была учтена зависимость генерируемой мощности от высоты ВЭУ, которая определяется, по (3.1). Результаты приведены в ПРИЛОЖЕНИЕ 3.1.

$$\rho = \rho_0 \left[ \frac{0,297 H_m}{3048} \right], \quad (3.3)$$

$$V(H_1) = V(H_2) \left( \frac{H_1}{H_2} \right)^m, \quad (3.4)$$

где  $m$  – изменяется по временам года: зима – 0,17, весна – 0,12, лето – 0,17, среднегодовая – 0,26.

Максимальная мощность, которая может быть получена с помощью ветроэнергетических ресурсов, составляет около 21,7 МВт.

### **3.5 Возможности восстановления баланса энергии с помощью солнечной энергетики**

На территории Таджикистана приходится значительная доля солнечной радиации, что открывает широкие возможности для получения электроэнергии и покрытие графика электропотребление с помощью солнечной энергетики. В настоящей работе определении возможности получения энергии на основе замеров уровни солнечной радиации для тех же самых населенных пунктов, что и ветровой энергии [72].

На первоначальном этапе с помощью программы HOMER были рассчитаны уровни для каждого населенного пункта, географические координаты, которых были заданы соответствующей долготой и широтой. Полученные результаты приведены в ПРИЛОЖЕНИИ 3.2.

На втором этапе по полученным значениям радиации определены мощности источников генерации солнечной энергии. Наглядные результаты представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Данным значением солнечной радиации в населённых пунктах соответствуют следующие мощности

Города		Ясность (средние) (Индекс)	Ежедневное излучение кВт*ч/м <sup>2</sup>	1000м <sup>2</sup> , h=0.4, W, [кВт*ч]	$\frac{P}{8}$
1	Душанбе	0,547	4,37	1748	218,5
2	Ашт	0,545	4,25	1700	212,5
3	Худжанд	0,541	4,23	1692	211,5
4	Исфара	0,584	4,57	1828	228,5
5	Уротеппа	0,593	4,66	1864	233
6	Панджакент	0,592	4,67	1868	233,5
7	Гарм	0,593	4,71	1884	235,5
8	Нуробод	0,585	4,66	1864	233
9	Оби-Гарм	0,575	4,58	1832	229
10	Тавилдара	0,592	4,71	1884	235,5
11	Шахринав	0,544	4,42	1768	221
12	Файзобод	0,563	4,5	1800	225
13	Вахдат	0,563	4,5	1800	225
14	Пахтаобод	0,549	4,26	1704	213
15	Ховалинг	0,635	5,53	2212	276,5
16	Яван	0,579	4,64	1856	232
17	Дангара	0,578	4,64	1856	232
18	Кулоб	0,599	4,82	1928	241
19	Станция Шуоробод	0,598	4,82	1928	241
20	Кургонтеппа	0,514	4,82	1928	241
21	Носири Хусрав	0,541	4,23	1692	211,5

22	Шахритус	0,574	4,66	1864	233
23	Фархор	0,6	4,85	1940	242,5
24	Вахш	0,565	4,56	1824	228
25	Джиликул	0,567	4,59	1836	229,5
26	Деҳауз	0,568	4,51	1804	225,5
27	Мадрушкент	0,58	4,58	1832	229
28	Сангистон	0,59	4,66	1864	233
29	Ходжа-Оби-Гарм	0,564	4,48	1792	224
30	Хушёри	0,564	4,48	1792	224
31	Бустонобод	0,558	4,35	1740	217,5
32	Санглох	0,579	4,64	1856	232
33	Кангурт	0,579	4,64	1856	232
34	Исанбой	0,564	4,37	1748	218,5
35	Лохур	0,577	4,46	1784	223
36	Айвадж	0,572	4,66	1864	233
37	Панджи поён	0,571	4,63	1852	231,5
38	Майхура	0,57	4,52	1808	226
39	Лахш	0,608	4,81	1924	240,5
40	Чормагзак	0,585	4,66	1864	233
41	Харамкул	0,577	4,59	1836	229,5
42	Искандар-Кул	0,57	4,52	1808	226
43	Перевал Шахристон	0,592	4,66	1864	233
44	Перевал Анзоб	0,578	4,59	1836	229,5
<b>Памир</b>					
45	Калъаи-Хумб	0,608	4,86	1944	243
46	Мургоб	0,615	4,93	1972	246,5
47	Рушон	0,603	4,84	1936	242
48	Ишкошим	0,639	5,22	2088	261
49	Хоруг	0,628	5,08	2032	254
50	Хумгари	0,6	4,82	1928	241
51	Джавшангоз	0,64	5,18	2072	259
52	Булункўл	0,639	5,15	2060	257,5
53	Каракул	0,649	5,28	2112	264
54	Ледник Федченко	0,59	4,7	1880	235
55	Перевал Хобуробод	0,592	4,71	1884	235,5
	<b>Суммарное</b>		<b>256.83</b>	<b>102732</b>	<b>12841.5</b>

### 3.6 Доступный энергетический потенциал ВИЭ Таджикистана

В итоговой таблице представлено оптимальное решение полного устранения дефицита мощности за счет солнечных панелей на 0,1% от обжитой территории Таджикистана. Оптимальное решение задачи для января также решает задачу устранения дефицита для всех других месяцев.

Важным элементом использования возобновляемых источников энергии является величина его доступности к использованию. Очевидно, что не вся энергия и его запасы в Республики Таджикистан, доступны для эффективного использования в промышленности и быту. Рассмотрим все три вида возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Общие гидроэнергетические ресурсы Таджикистана с учетом малых водотоков составляют 69625 МВт в год. Это возможный потенциал водной энергии. Реально в настоящее время используется 2785 МВт/час. Это величина составляет 4% от энергетического потенциала воды. Наряду с этим значительная часть водных ресурсов доступных, но, не используемых составляет 20% от общего потенциала. Таким образом, экономически целесообразная и технически доступная часть энергии воды составляет 24% что составляет 16710 МВт.

Энергетические ресурсы солнечной энергии для всей территории Таджикистана составляют за счет солнечной радиации без учета, его увеличения от высоты над уровнем моря, -1800 МВт. Эта величина учитывает возможности всей территории Таджикистана 141,7 тысяч км<sup>2</sup>. Очевидно, что общий энергетический потенциал солнечной энергетики полностью использоваться не может. Обжитая территория Таджикистана - 10296 км<sup>2</sup> что, составляет 7% общей территории. При этом вся обжитая территория также не может быть использована для получения энергии солнца. Расчеты показывают что солнечными панелями может быть покрыта 0,1% от обжитой территории, что составляет 10,29 км<sup>2</sup>, с которой технически можно получить 700 МВт электрической энергии. Однако, экономически целесообразно использовать примерно 42% от технически доступной мощности, таким образом, доступная и экономическая целесообразная

мощность солнечной энергетики составляет в настоящее время 13% от всего солнечного энергетического потенциала.

Энергетический потенциал ветровой энергии для всей территории Таджикистана, с учетом различных высот над уровнем моря, составляет 29000 МВт. Технически реализуемый к использованию ветровой потенциал с учетом труднодоступности по территории и высоте составляет примерно 2840 МВт. Экономически целесообразный потенциал ветра из-за низкого класса скорости ветра составляет около 1% от технической возможной ветровой энергии, что составляет 28 МВт. Это величина доступной и обоснованной ветровой энергии составляет 0,1%.

### **3.7 Покрытие дефицита годового графика нагрузки в осенне-зимнем периоде**

Рассмотрим возможные условия покрытия дефицита активной мощности в осенне-зимнем периоде, а именно в январе, феврале, декабре месяцах аз счет ВИЭ. Так как возможности гидроэнергетических ресурсов хорошо известны и определены а, ветровые ресурсы с учётом обжитой территории невелики около 30 МВт, то основную роль в устранение дефицита активной мощности в этот период года в Таджикистане может, взят на себя солнечная энергия. При этом очевидно, что его мощность будет зависть от площади установленных солнечных панелей, а именно: 0.1%, 0.2% от обжитой площади Таджикистана. Результаты приведены в таблицах 3.7, 3.8

Таблица 3.7 – Покрытие дефицита мощности при установке солнечной панели на территории 0,1%

<b>Месяцы</b>	<b>ЯНВАРЬ</b>	<b>ФЕВРАЛЬ</b>	<b>ОКТЯБРЬ</b>	<b>НОЯБРЬ</b>	<b>ДЕКАБРЬ</b>
Общая солнечная радиация МВт/км <sup>2</sup>	87,2	121,6	167,4	110	75,6
Обжитая территория РТ км <sup>2</sup>	10296	10296	10296	10296	10296
0,1% от обжитой территории РТ	10,296	10,296	10,296	10,296	10,296
Солнечная радиация на обжитой территории МВт/м <sup>2</sup>	897,8112	1251,9936	1723,55	1132,56	778,3776
Общая мощность солнечной радиации по обжитой территории, МВт	448,9056	625,9968	861,775	566,28	389,1888
Потенциал ветровой энергии, МВт	22	21	21	22	21
Сумма солнечный и ветровой энергии, МВт	470,9056	646,9968	882,775	588,28	410,1888
Дефицит мощности, МВт	606,095	468,563	590,159	520,33	572,719
Ликвидации дефицита	-135,1894	178,4338	292,616	67,95	-162,5302

Таблица 3.8 – Покрытие дефицита мощности при установке солнечной панели на территории 0.2%

<b>Месяцы</b>	<b>ЯНВАРЬ</b>	<b>ФЕВРАЛЬ</b>	<b>ОКТЯБРЬ</b>	<b>НОЯБРЬ</b>	<b>ДЕКАБРЬ</b>
Общая солнечная радиация МВт/км <sup>2</sup>	87,2	121,6	167,4	110	75,6
Обжитая территория РТ км <sup>2</sup>	10296	10296	10296	10296	10296
0,2% от обжитой территории РТ	20,592	10,296	10,296	10,296	10,296
Солнечная радиация на обжитой территории МВт/м <sup>2</sup>	1795,6224	1251,9936	1723,55	1132,56	778,3776
Общая мощность солнечной радиации по обжитой территории, МВт	897,8112	625,9968	861,775	566,28	389,1888
Потенциал ветровой энергии, МВт	22	21	21	22	21
Сумма солнечный и ветровой энергии, МВт	919,8112	646,9968	882,775	588,28	410,1888
Дефицит мощности, МВт	606,095	468,563	590,159	520,33	572,719
Ликвидации дефицита	313,7162	178,4338	292,616	67,95	-162,5302

### 3.8 Выводы

1. Исследования, проведенные, в различных географических точках Таджикистана показывают, что источники энергии являются распределенной генерацией. Это обусловлено тем, что в основном энергия ВИЭ является весьма рассеянной энергией по поверхности земли. Если не считать двух трёх крупных гидроэлектростанций большинство источников генерации следует отнести к пересекающимся классам малых, мини и микро станций.

2. Следует иметь в виду, что не весь энергетический потенциал воды, солнца и ветра может быть использован по техническим и экономическим соображениям. Так для гидроэнергии доступный потенциал составляет 16700 МВт, который составляет 24% от общего потенциала гидроэнергетических ресурсов. В настоящее время используется 4%. Для солнечной энергии доступный энергетический потенциал составляет 570 МВт, что составляет 13% от общего солнечного потенциала. Для ветровой энергии составляет 28 МВт, который составляет 0,1% от общего потенциала ветровой энергии.

3. В разделе показано, что дефицит мощности в ЭЭС Республики Таджикистан в течение 5 месяцев (октябрь ноябрь декабрь январь и февраль) может, быть покрыт за счет ВИЭ солнечной и ветровой энергии. В основном это связано с необходимостью установки солнечных панелей на 0,1% обжитой территории Таджикистана. Ветровые ресурсы покрывают около 25 МВт, как то время солнечная энергия в этом случае примерно 578 МВт. Таким образом, Республика Таджикистан может стать первой страной в мире, которая может обеспечивать собственно электропотребление на 100% за счет «Зеленой энергии».

## **ГЛАВА 4. Оптимизация режимов гибридного энергетического центра (HUB) для децентрализованного электроснабжения**

### **4.1 Постановка задачи**

За прошедшее десятилетие в большинство стран постсоветского пространства наблюдаются две основные тенденции:

1. Постепенный переход от монополистического отношения в энергетическом секторе к использованию малой распределенной генерации.
2. Участие частного и иностранного капитала в формировании энергетического сектора.

На этой основе производится глобальная реструктуризация существующей электроэнергетической структуры для создания рыночных отношений и обеспечение открытого доступа для различных, в том числе новых участников заинтересованных в выработке и передаче электроэнергии [73, 74, 75, 76, 77, 78]. Использование малых источников распределенной генерации и ресурсов возобновляемых источников энергии для выработки электроэнергии и теплоты при этом распределённость генерации является существенной основой для возникновения гибридных энергетических центров в силу их независимости от централизованного электроснабжения. [79, 80].

В то же время существующие электрические сети сталкиваются с другими критическими проблемами:

- постоянно растущий спрос на электроэнергию [81];
- снижение надёжности от старения и переполнения существующих инфраструктур, чья замена или расширение, из-за технических и экономических причин, является более трудоёмким и требует дополнительных затрат [82, 83, 84];
- все страны принимали программу согласно Киотскому протоколу о сокращения выбросов парниковых газов и эксплуатацию большего количества безвредных для окружающей среды и в свою очередь стабильных источников энергии [85, 86, 87, 88].

Помимо этих проблем, многообещающие перемены, наблюдаться в области использования новых энергетических технологий производство электроэнергии. Большие электростанции в наше время менее эффективны и больше не влияют на большие экономические масштабы в целом особенно применительно в условиях Таджикистана, когда нет уже больших промышленных нагрузок.

Малая распределённая генерация, например, показывает коэффициент полезного действия до 90%, и их инвестиционные затраты на сегодняшний день конкурентоспособны по сравнению с большими электростанциями [89, 90, 91, 92].

На фоне существующих проблем можно сделать следующие заключения, которые, будут разумными для будущего развития электроэнергетической системы:

- существующие инфраструктуры должны использоваться до тех пор, пока это технически и морально возможно;
- новые технологии должны быть применены в производстве электроэнергии, используя в своих интересах их технические, экономические, и экологические особенности.

#### **4.2 Фундаментальное понятие и атрибуты энергетического центра**

Наиболее выгодным способом использования источников ВИЭ необходимо рассматривать их как одну интегрированную систему планирования. Для этого источники ВИЭ должны быть объединены в гибридный энергетический центр таким образом, чтобы энергия была обменной среди всех существующих игроков в энергетическом секторе и на оптовом рынке. Это потребует соответствующего слияния инструментов всех энергоносителей и создание энергетического центра когенерации. Однако, в условиях Таджикистана, когда в стране нет своего газа и нефти, в энергетике ориентируются на гидроэнергетику и другие ВИЭ.

Технология создание энергетического центра позволяет гибкое использование электричества, теплоты и других энергоносителей. Таким образом, установлено, что разнообразие поставки, показывает потенциальное

преимущества когенерации по сравнению с обычной раздельной генерацией электричество и теплоты. Однако когенерация мощности между различными энергоносителями устанавливает сцепление соответствующих потоков мощности, приводящие к техническому и экономическому взаимодействию их в системе. Например, солнечные установки могут использоваться для одновременного производства электричества и теплоты высокой температуры. То же самое можно сказать об использовании возобновляемых источников энергии (МГЭС, ВЭС, геотермальных источниках), которые тоже могут одновременно обеспечить потребителей различными видами энергии, а именно: электричеством или теплом. Так как источники ВИЭ являются более непредсказуемыми и зависимыми от природных явлений, наиболее выгодным условием их работы является, соединение их в единый гибридный энергетический центр - HUB. Поэтому необходимо рассмотреть относительные технические и экономические выгоды и системное значение центра. Множество инструментов моделирования и оптимизации для энергетических инфраструктур обычно используется раздельно для электроэнергии и теплоты.

В настоящей работе акцент сделан на установившейся режимы и преобразованиях различных видов ВИЭ. Однако в реальных условиях больших энергетических центров с источниками достаточно большой генерации необходимо рассматривать также проблему статической устойчивости, в особенности для связанных энергетических центров. В этом случае может быть использовано методика расчета режимных параметров на основе матрицы собственных взаимных проводимостей, предложенной в [93].

В прошлом усилия по оптимизации сосредоточились на системах, использующих только одну форму энергии. Методы были развиты в особенности для электричества [94], природного газа [95, 96] и тепловых сетей [97, 98].

Экономические и физические исполнения этих систем хорошо известны, но глобальные особенности интегрированных систем не были исследованы достаточно полно. Поэтому развитие моделирования и аналитической структуры для интегрированного энергетического центра представляет собой важнейшую

потребность для перспективных исследований. Построение оптимальной структуры системы и операции с преобразованием энергии одних источников энергии в другие особенно интересны при включении туда источников ВИЭ.

Несколько концептуальных подходов для интегрированного представления о передаче и распределения энергии с распределенными энергетическими ресурсами были опубликованы ранее в работах зарубежных авторов. Помимо энергетических услуг поставляемых системой, решается также задача сцепления этих видов энергии от входа к выходу. [99, 100, 101, 102]. Таким образом, возникла понятие так называемые гибридные энергетические центры, где термин “гибрид” указывает на использование многократных и разных видов энергоносителей.

Понятие гибридные энергетические (распределенная генерация) центры как интерфейсы между производителями электроэнергии, потребителями и транспортными инфраструктурами для распределения электроэнергии [103]. С системной точки зрения, энергетический центр может быть идентифицирован как единица, которое обеспечивает основные характеристики гибридного центра:

- продукцию;
- преобразование;
- аккумулярование;

Энергетические центры, могут служить интерфейсами (связями) между энергетическими инфраструктурами и сетевыми участниками (производители, потребители). Гибридный энергетический центр (ГЭЦ) содержит типичные элементы: электрический трансформатор, турбина, теплообменник, аккумуляторные батареи, хранение горячей воды или связи между различными энергетическими инфраструктурами, например: электричество, тепло и горячими источниками, не соединяя источники нагрузки.

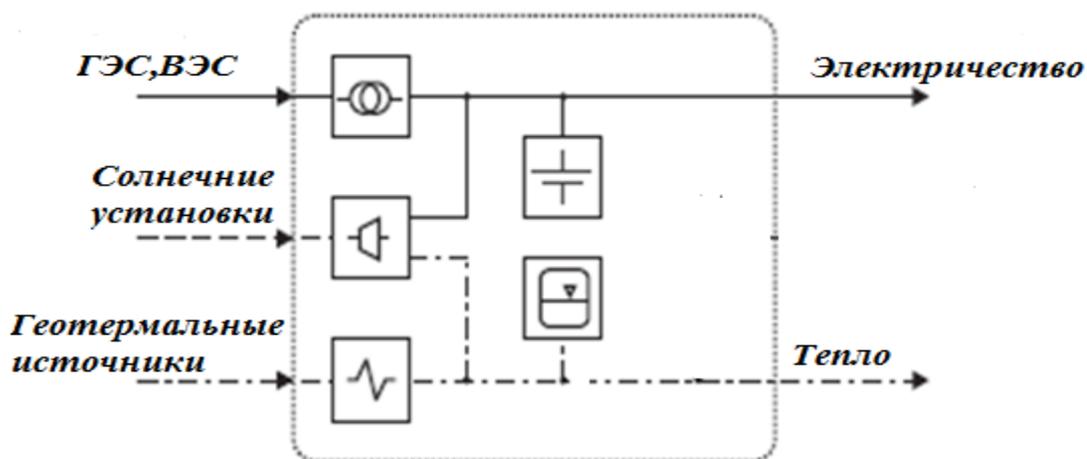


Рисунок 4.1 – Пример гибридного энергетического центра

Энергетический центр обменивает энергию с окружающими системами через гибридные порты. Гибридный порт является связью энергетического центра с внешним энергопотребителем, в качестве примера показанного в рисунке 4.1 есть два гибридных порта, электричество и тепло.

Как правило, энергетические центры имеют общие преобразование энергоносителей, таких как электричество и тепло полученного в пределах центра. Водород (или основанные на водороде продукты, соответственно), биомасса и биогаз, геотермическая высокая температура, муниципальные отходы, газ от закапывания мусора и другие перевозчики могли быть выбором в будущем. В основном, все упомянутые входные переменные могут быть переданы к потребителям, не преобразовывая их в другие формы, так как они могут отвечать требованиям потребителей. Кроме того, энергия может быть преобразована в целях охлаждения, производство сжатого воздуха или пара или его аккумуляирования.

Энергетический подход центра не ограничен никаким размером смоделированной системы, так как можно соединить неограниченное количество источников позволяющих на выходе получить необходимый для потребителя вид энергии. Это позволяет, принять участие произвольного числа энергоносителей и их продуктов, обеспечивая высокую гибкость в системном моделировании и обеспечение надёжности электроснабжении потребителей.

С точки зрения функциональности энергетические центры содержат три основных элемента:

- прямые связи;
- конвертеры;
- аккумулярование.

Прямые связи используются, чтобы поставить, входной перевозчик передает, продукцию не преобразовывая его в другую форму или значительно изменяя его качество (например, электрическое напряжение, гидравлическое давление) которое позволяет уменьшить потери энергии.

Элементы конвертера используются, чтобы преобразовать энергию в другие формы или изменит их качества, например стерлинговые двигатели, электрические машины, топливные элементы, электролиз, термоэлектрические конвертеры, и т.д. Компрессоры, насосы высокого давления, распределительные клапаны, трансформаторы, электронные инверторы мощности, фильтры, высокие температура обменники и другие устройства обычно используются для создания условий, т.е., преобразование мощности в желательные количества или качества, которые будут потребляться потребителями.

Третий тип, аккумулярования энергии, может также быть реализованным с различными технологиями. Тепло, жидкость и газообразная энергия могут быть сохраненными в водохранилищах и контейнерах, использующих сравнительно простую технологию хранения. Электричество может быть сохранено непосредственно или косвенно (например, батареи, водохранилища, маховые колеса, хранение сжатого воздуха, обратимые топливные элементы).

Рисунок 3.2 показывает в общих чертах простой пример энергетического центра. Есть число реальных энергетических объектов, которые могут быть смоделированы как энергетические центры, например:

- электростанции;
- промышленные предприятия;
- здания городской инфраструктуры (аэропорты, больницы, торговые центры);

- ограниченные географические районы (сельские и поселки городского типа, города, города).

Первоначально, энергетический подход центра был развит для дизайна исследования зеленой энергии [104]. Однако затем понятие было использовано для других целей. Другой прикладной пример, концепция систем топливного элемента, которая иллюстрируется [105]. Модели для интегрированного анализа энергии и использования транспортировки систем энергетическое понятие центра представлено в [106].

С системной точки зрения, объединения и сцепления различных видов энергий в энергетических центрах имеет много потенциальных преимуществ, для увеличения надёжности энергоснабжения потребителей.

Рассмотрение многократных входов энергетического центра те, которые могут использоваться, чтобы удовлетворить требованиям потребителей, ясно дает понять, что центр обычно увеличивает доступность энергии для потребителей, потому, что это больше не зависит от единственной инфраструктуры [106]. В практике, этот эффект немного ограничен начиная с определенных инфраструктур которые, зависят от других, т.е., разные входы центра являются недостаточными для покрытия всей потребности потребителей. Помимо этого, почти все современные инфраструктуры зависят от технологии и определенной информации, например контролирующие системы получения и накопления энергии, которые являются в свою очередь зависящей от электроснабжения.

Избыточные пути в рамках предложения центра является определенная степень свободы в поставке энергии. Рассмотрим для примера нагрузки электричества в рисунке 4.2. Это может поставляться потребление электричества непосредственно от соответствующего входа или создание части (или все) мощности нагрузки, используя гидроэлектростанцию.

Центр может, таким образом, заменить непривлекательного энергоносителя, например, электричество высокого тарифа на более дешевую в течение даже суточного графика нагрузки. Таким образом, от системного пункта

представление нагрузки, кажется, более упругой с точки зрения его цены и требования, даже если фактическая нагрузка в центре остается постоянным.

Различные входы и отличающимся их комбинации могут использоваться, чтобы ответить требованиям потребителей и оптимальной поставки. Различные входы могут быть характеризованы различной стоимостью, связанной эмиссией, доступностью, и другими критериями. Тогда вход центра может быть оптимизирован использованием дополнительной степени свободы, установленной избыточными энергоносителями которые будут в наличии в данном моменте времени. Таким образом, основная электротехническая структура ГЭЦ представляет собой источники распределенной генерации как возобновляемые, как и нетрадиционные, которые используют природные гидроресурсы, солнечные ресурсы и ветроресурсы. В качестве приемников энергии используются электроприёмники, тепло потребители и аккумуляторы энергии обоих видов.

Энергетический центр обрабатывает различные энергоносители, каждый из которых показывает определенные особенности. Электричество, например, может быть передано на большое расстояние со сравнительно низкими потерями. Химические энергоносители могут быть сохранены, используя относительно простую и дешевую технологию хранения.

### **4.3 Энергетические системы центра на основе возобновляемых источников энергии**

В контексте энергетических центров, инфраструктура энергоснабжения может быть рассмотрена как система связанных энергетических инфраструктур. Рисунок 4.2 показывает соединение энергетического центра, с помощью электрических и тепловых сетей. Это пример для электроснабжения города, который является примерно разделенный на три сектора: промышленный, коммерческий, и частный жилой сектор [107].

Каждый сектор соединяется с распределительными сетями электричества и теплом через энергетический центр. Внутреннее расположение центров

адаптировано к определенным требованиям нагрузки. Система поставляется через смежные сети, солнечные установки соединены с центром Н3, ветра электростанции и гидроэлектростанции соединены с сетью электричества через узел N4. Этот узел мог представлять более отдаленную станцию недалеко от города, где имеется водохранилище.

Передача энергии между центрами, представляет собой комбинацию различных энергоносителей как интегрированный обмен энергии. Это общее системное представление об гибридных энергетических центрах и связях между ними.

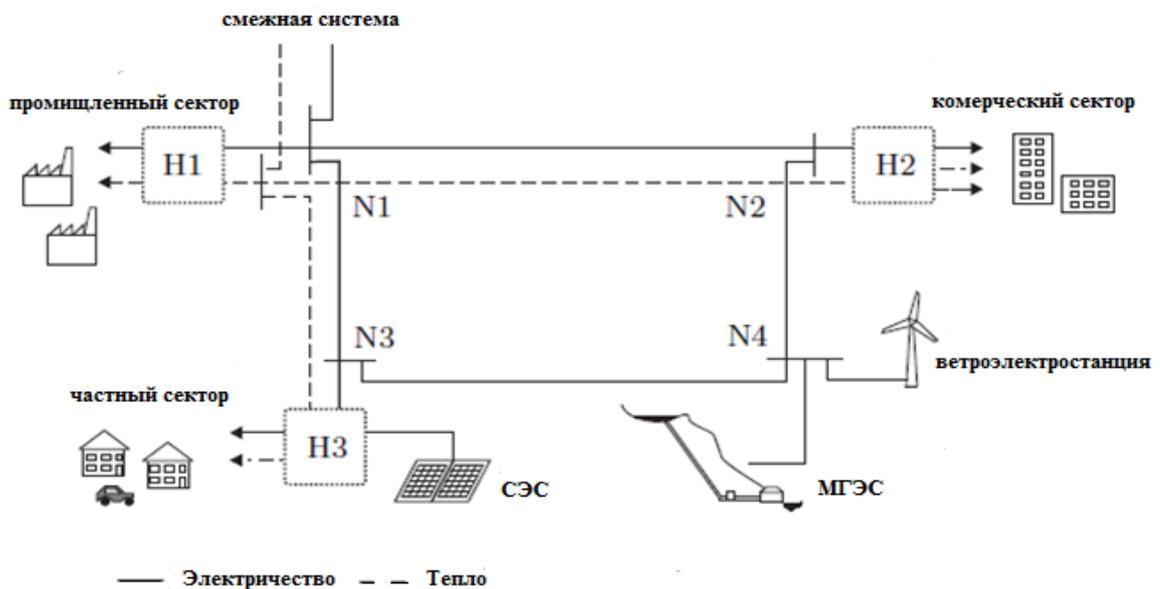


Рисунок 4.2 – Эскиз системы связанных энергетических центров

#### 4.4 Многофакторная модель сцепления энергетического центра

Моделирования процессов гибридного энергетического центра основано на связи векторов входных возмущений, в качестве которых в нашем случае выступают энергия воды ( $W$ ), энергия солнца ( $S$ ) и энергия ветровых потоков ( $V$ ). Наряду с этим предусматривается возможность аккумуляции тех или иных видов энергии для бесперебойного энергоснабжения потребителей, таким образом, вектор столбец входных возмущений имеет картёж из четырёх компонентов вектора  $\{W, S, V, A\}$ . Следовательно, в модели гибридного

энергетического центра для описания поток мощности и их сцепления как энергоносителей участвуют три источника энергии. Развитие модели основано на добавлении еще одной переменной включённой в уравнении, а именно аккумуляирования энергии.

После многократного и перекрестного преобразования энергоносителей отображённого матрицей сцепления на выходе модели получаем две из наиболее распространенных энергетических инфраструктур – систему электроснабжения и систему теплоснабжения. Таков, обрисованный в общих чертах, характер процессов связанных в системе гибридного энергетического центра основанного с привлечением ВИЭ.

Указанная математическая модель может быть описано системой линейных алгебраических уравнений, в данном случае четвертого порядка. Однако нет препятствий для включения дополнительных других возобновляемых источников энергии, например, таких как геотермальные источники и биомасса. Математическая модель может быть идентифицировано для двух реальных состояний трансформации потоков мощности внутри каждого гибридного энергетического центра или между отдельными энергетическими центрами. Математическая модель основано на следующих предположениях и допущениях:

- система центра находится в установившемся, режиме и не содержит, каких либо переходных процессов;
- потери мощности и энергии в пределах энергетического центра при небольших расстояниях передачи энергии незначительные;
- преобразование энергоносителей из одного вида в другое, которое определяется матрицей сцепления, определяется эффективностью этого преобразования (качеством КПД). Другие, сторонни качество энергии не учитываются;
- те или иные устройство преобразования энергоносителей рассматриваются как некоторые конверторы, например солнечные установки преобразующие солнечную радиацию в обоих направления в электричество  $E$  и / или в тепло  $H$ .

Для водной энергии существует единственный вход конвертора и один выход, например гидроэлектростанции, выдают только электричество. Другой пример использования нескольких входов и выходов единственного энергоносителя представляет собой тепловой насос, который конвертирует электричество и низкотемпературное тепло в высокотемпературное тепло.

Таким образом, в работе рассматриваются конверторы с единственным входом энергоносителя и с единственным выходом.



Рисунок 4.3 – Модель многократного преобразование входов и выходов энергии в гибридном энергетическом центре

В соответствии с рисунком 4.3 будем рассматривать многофакторную модель энергетического центра как некоторую систему линейных уравнений (СЛАУ) в которой матрицы связи и преобразования энергоносителей  $A$  являются матрицей сцепления. Данная система уравнений описывает режим, только какого либо одного гибридного энергетического центра и соответствует входному вектору выбранных для преобразования энергоносителей. Матрица сцепления характеризует внутреннюю сущность и модель некоторого обобщенного конвертора. Иначе говоря, каждый элемент этой матрицы отображает то или иное преобразование от векторов входных к вектору выходных параметров.

На первоначальном этапе все коэффициенты сцепления приняты постоянными и отражают линейные преобразования. Каждый коэффициент сцепления энергоносителей этого обобщенного инвертора определяется особым образом и позволяет определить выходные энергоносители в долях от общего энергопотребления, таких как электричество, теплота и аккумуляирование. Таким

образом, эта матрица устанавливает строгое причинно-следственное отношение между входными и выходными параметрами гибридного энергетического центра. Важное замечание! что электричество как энергоноситель может преобразоваться как в одном направлении, так и в противоположном, в тоже время для других видов энергии такое преобразование является односторонним. Так энергия ветра может быть, конвертирована в электричество, в то время как обратный процесс не реализуется в практическом смысле. Для выбранных энергоносителей система линейных алгебраических уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} a_{11}P_{W_1} + a_{12}P_{W_2} + a_{13}P_{W_3} + a_{14}P_{W_4} = E_W \\ a_{21}P_{S_1} + a_{22}P_{S_2} + a_{23}P_{S_3} + a_{24}P_{S_4} = E_S \\ a_{31}P_{V_1} + a_{32}P_{V_2} + a_{33}P_{V_3} + a_{34}P_{V_4} = E_V \\ a_{41}P_{A_1} + a_{42}P_{A_2} + a_{43}P_{A_3} + a_{44}P_{A_4} = E_A \end{cases} \quad (4.1)$$

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_W \\ P_S \\ P_V \\ P_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_W \\ E_S \\ E_V \\ E_A \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Или в матричной форме

$$A^*P = E,$$

где,  $A$  – матрица сцепления,

$P$  – входные мощности,

$E$  – выходная энергия.

Для выбранных видов источников генерации воды ( $W$ ), солнца ( $S$ ) и ветра ( $V$ ) а также доля аккумулялирования ( $A$ ) энергии выбираем следующие коэффициенты сцепления:

$$\begin{bmatrix} \eta_{ee}^W & \eta_e^S & \eta_{ee}^V \\ \eta_h^W & \eta_h^S & \eta_h^V \\ \eta_A^W & \eta_A^S & \eta_A^V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_W \\ P_S \\ P_V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_e \\ E_h \\ E_A \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Выбрани следующие значения коэффициенты матрицы сцепления:

- преобразование воды в электричества 0,9;
- преобразование сольце в электричество 0,2;
- преобразование ветра в электричество 0,5;
- преобразование воды в тепло 0,01;
- преобразование солнца в тепло 0,5;
- преобразование ветра в тепло 0,01;
- воду в аккумулялирование 0,1;
- солнце в аккумулялирование 0,1;
- ветер в аккумулялирование 0,1.

В работе рассматривается оптимальное распределение энергии ВИЭ для удовлетворения нужд энергетического центра в электричестве и теплоте, с учетом возможности аккумулялирования части энергии при этом структура электро и теплопотребление считается известной и само по себе не оптимизируется.

Для предлагаемого гибридного энергетического комплекса в диссертационной работе был разработан алгоритм и его программная реализация на компьютере, которые позволяют оптимально распределить энергетические ресурсы ВИЭ (гидро, солнце и ветра), а также в зависимости от них получить на выходе электричество, тепло или аккумулялирование. Программа находить наилучшее решение, касающегося доли использования каждого вида энергии в зависимости от уровня преобразования и стоимостью того или иного энергоносителя:

$$P = \{P_w \quad P_s \quad P_v\}$$

где  $P$  – вектор входных мощностей ( $w$ –вода,  $s$  – солнце,  $v$  – ветер),

$E$  – вектор выходных мощностей ( $e$ –электричество,  $h$  – тепло,  $a$  – аккумулярование).

$$E = \{E_e \quad E_h \quad E_a\}$$

$A$  – матрица связей (какая доля входной мощности, в какую выходную мощность переводится). Сумма всех элементов строки должна быть равна 1. Каждый элемент от 0 до 1.

$$A = \begin{Bmatrix} A_{ew} & A_{hw} & A_{aw} \\ A_{es} & A_{hs} & A_{as} \\ A_{ev} & A_{hv} & A_{av} \end{Bmatrix}, \quad (4.4)$$

$$0 \leq A_{ij} \leq 1,$$

$$A_{ew} + A_{hw} + A_{aw} = 1$$

$$A_{es} + A_{hs} + A_{as} = 1 \quad .$$

$$A_{ev} + A_{hv} + A_{av} = 1$$

$K$  – матрица КПД связей (отражает эффективность преобразования входной мощности в выходную, например, 0,92 означает что 92% будут преобразованы в выходную мощность и 8% будут потеряны). Каждый элемент от 0 до 1.

$$K = \begin{Bmatrix} K_{ew} & K_{hw} & K_{aw} \\ K_{es} & K_{hs} & K_{as} \\ K_{ev} & K_{hv} & K_{av} \end{Bmatrix}, \quad (4.5)$$

$$0 \leq K_{ij} \leq 1.$$

Уравнение связи входных и выходных мощностей ( $A * K$  – поэлементное умножение матриц):

$$P(A * K) = L.$$

Вектор стоимостей 1 мощности:

$$C = \{C_w C_s C_v\}.$$

Задача минимизации расходов на входные мощности при условии выполнения всех уравнений системы:

$$PC = P_w C_w + P_s C_s + P_v C_v \rightarrow \min. \quad (4.6)$$

Управляемые переменные:  $P, A$ .

Неуправляемые (заданные) переменные:  $E, K, C$ .

Программа для расчета мощностей

Прямое решение    Обратное решение

	Pw	Ps	Pv
Le	0,92	0,2	0,8
Lh	0,1	0,5	0,1
La	0,01	0,01	0,01

	МВт
Pw	12,1739
Ps	2,0000
Pv	0,0000

	МВт
Le	2
Lh	1
La	0,1

	Цена в \$
Стоимость Pw	0,2
Стоимость Ps	0,5
Стоимость Pv	0,3

	Pw	Ps	Pv
Le	0,18	0,00	0,00
Lh	0,00	1,00	0,00
La	0,82	0,00	1,00

	Условия
1:	0,0
2:	0,0
3:	0,0

Критерий минимальности

3,43478260869562

Операции

Вычислить

Обнулить

Очистить

Сохранить

	1 столбец	2 столбец	3 столбец
Сумма:	1	1	1

Рисунок 4.4 – Интерфейс разработанной программы

Результаты предоставляются в виде таблицы. Ниже в таблицах 4.1 – 4.3 представлены результаты этих наилучших решений, которые получены методом линейного программирования.

Используя принятые коэффициенты сцепления можно определить оптимальную долю каждого вида энергии необходимой при известном соотношении электроснабжения, теплоснабжения и аккумуляирования. Например, если задать соотношения электрической и тепловой энергии один к одному и аккумуляирование

энергии 0,1 то, решая систему уравнений при стоимости энергии от ГЭС 2 – цента, солнца 4 – цента и ветра 2 – цента получим следующие доли этих генерирующих источников, которые сведены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Доля энергии ВИЭ при соотношении цен на электричество

Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		$K_W$	$K_S$	$K_V$	$A_W$	$A_S$	$A_V$		$P_W$	$P_S$	$P_V$
Ee	1	0,9	0,2	0,9	0,68	0	0,42	0,02	0,878	2,003	1,226
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0				
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,32	0	0,58				
Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		$K_W$	$K_S$	$K_V$	$A_W$	$A_S$	$A_V$		$P_W$	$P_S$	$P_V$
Ee	2	0,9	0,2	0,9	0,97	0	0,42	0,02	1,506	2,030	1,654
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	0,72	0				
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,28	0,58				
Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		$K_W$	$K_S$	$K_V$	$A_W$	$A_S$	$A_V$		$P_W$	$P_S$	$P_V$
Ee	3	0,9	0,2	0,9	0,67	0	1	0,02	2,114	2,143	1,898
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	0,93	0				
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,33	0,07	0				

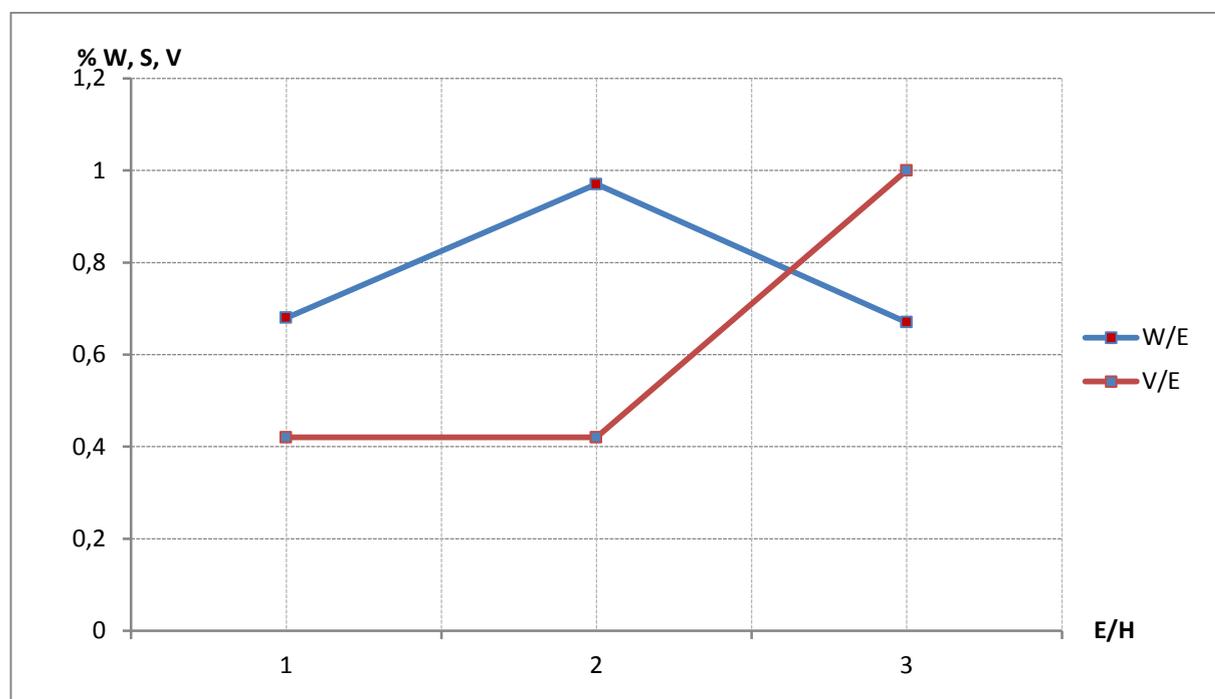


Рисунок 4.5 – Зависимость выработки электроэнергии от ВИЭ при его увеличении

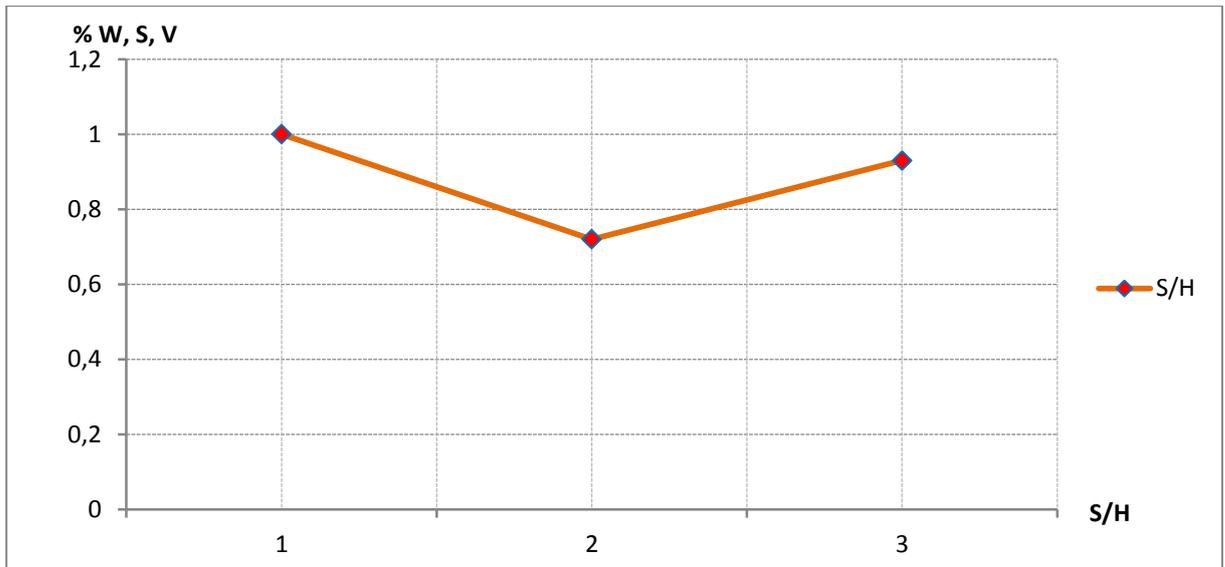


Рисунок 4.6 – Зависимость выработки тепла от ВИЭ при его увеличении

В таблице 4.2 приняты другие ценовые показатели при той же матрице сцепления (электроэнергия от ГЭС 2 цента, от СЭС 5 центов ВЭС 3 цента) наилучшие решения, найденные по разработанному алгоритму показывают, что доля выработки на ГЭС увеличивается с увеличением его потребления до 77 % а 23% идет в аккумулярование. Ветроэнергетические ресурсы на 100% направляются на выработку электроэнергии (рисунок 4.6). Солнечная, энергия на 100% направляется в тепло, что обусловлено тем, что коэффициент сцепления между этой энергией и теплом самый высокий (рисунок 4.7).

Таблица 4.2 – Доля энергии ВИЭ при соотношении цен на электричество

Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		K <sub>w</sub>	K <sub>s</sub>	K <sub>v</sub>	A <sub>w</sub>	A <sub>s</sub>	A <sub>v</sub>		P <sub>w</sub>	P <sub>s</sub>	P <sub>v</sub>
Ee	1	0,9	0,2	0,9	0,53	0	0,75	0,02	2,111	2	0
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0				
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,47	0	0,25				
Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		K <sub>w</sub>	K <sub>s</sub>	K <sub>v</sub>	A <sub>w</sub>	A <sub>s</sub>	A <sub>v</sub>		P <sub>w</sub>	P <sub>s</sub>	P <sub>v</sub>
Ee	2	0,9	0,2	0,9	0,69	0	1	0,02	3,222	1,999	0
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0				
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,31	0	0				
Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		K <sub>w</sub>	K <sub>s</sub>	K <sub>v</sub>	A <sub>w</sub>	A <sub>s</sub>	A <sub>v</sub>		P <sub>w</sub>	P <sub>s</sub>	P <sub>v</sub>
Ee	3	0,9	0,2	0,9	0,77	0	1	0,02	4,333	1,999	0
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0				
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,23	0	0				

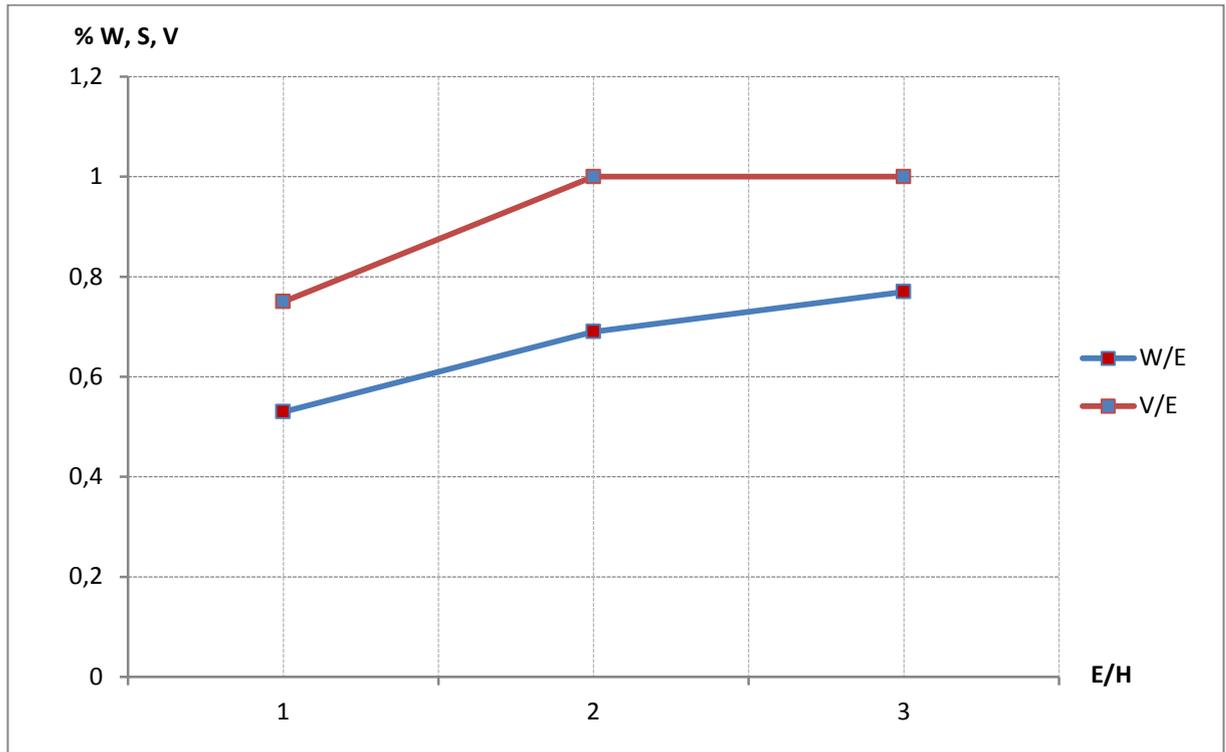


Рисунок 4.7 – Зависимость выработки электроэнергии от ВИЭ при его увеличении

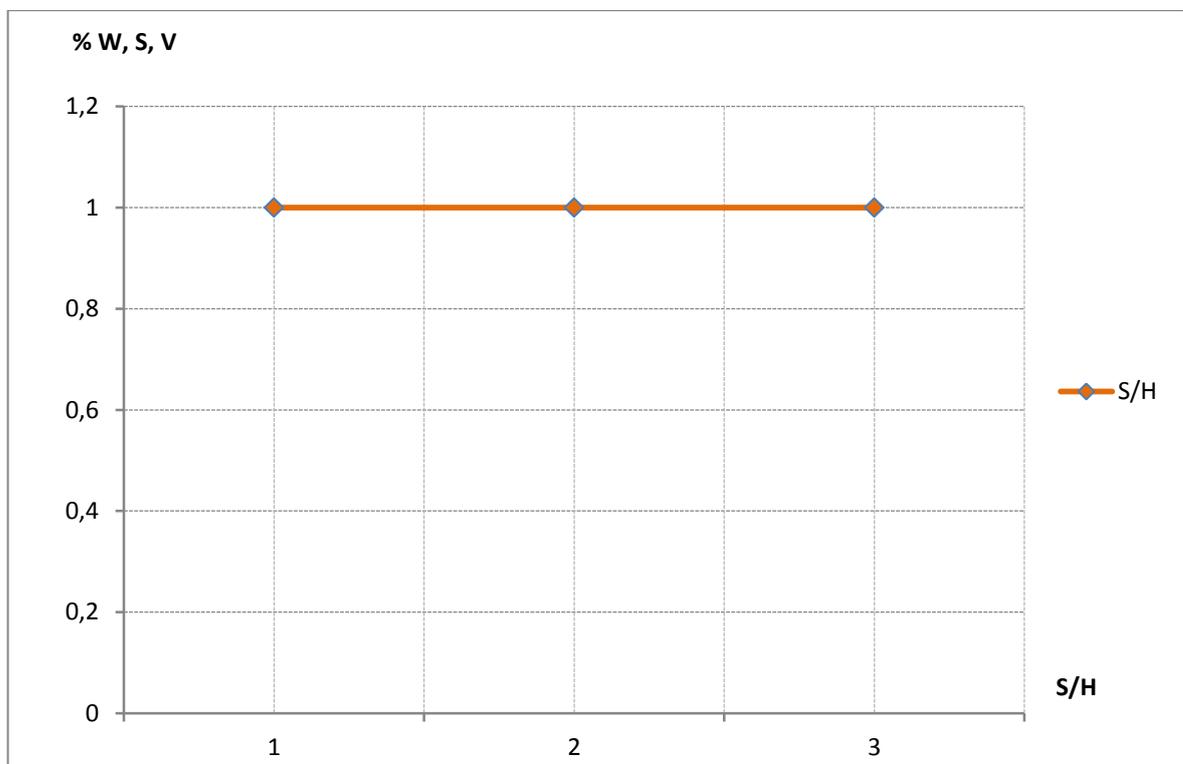


Рисунок 4.8 – Зависимость выработки теплота от ВИЭ при его увеличении

Наконец при новой ценовой политике для использования зеленой энергии, приняты следующие стоимости для электричества от ГЭС 2- цента от СЭС 6 -центов

и от ВЭС 3- цента. Наилучшие решения для доли энергии ВИЭ представлены в таблицы 4.3 и иллюстрированы в рисунках 4.8, 4.9. Можно заметить, что при недостаточном превосходстве потребления электроэнергии, соотношение с тепло 1/1 и 2/1 энергия ветра используется как аккумулированная энергия и замещается энергией водных ресурсов. При увеличении соотношения 3/1 ветровая энергия используется на 100% для выработки электроэнергии. Выработка на ГЭС также увеличивается, но аккумулирование водной энергии уменьшается. Солнечная энергия целиком преобразуется в тепловую энергию. Таким образом, в гибридном энергетическом центре конвертор преобразования будет искать наилучшие решения в зависимости от ценовой политики на энергию от ВИЭ.

Таблица 4.3 – Доля энергии ВИЭ при соотношении цен на электричество

Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		K <sub>w</sub>	K <sub>s</sub>	K <sub>v</sub>	A <sub>w</sub>	A <sub>s</sub>	A <sub>v</sub>		P <sub>w</sub>	P <sub>s</sub>	P <sub>v</sub>
Ee	1	0,9	0,2	0,9	0,53	0	0	0,02	2,111	2	0
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0	0,06			
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,47	0	1	0,03			
Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		K <sub>w</sub>	K <sub>s</sub>	K <sub>v</sub>	A <sub>w</sub>	A <sub>s</sub>	A <sub>v</sub>		P <sub>w</sub>	P <sub>s</sub>	P <sub>v</sub>
Ee	2	0,9	0,2	0,9	0,69	0	0	0,02	3,222	2	0
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0	0,06			
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,31	0	1	0,03			
Выходная энергия		Коэффициент сцепления			Доля энергии ВИЭ			цена	Входная мощность		
E		K <sub>w</sub>	K <sub>s</sub>	K <sub>v</sub>	A <sub>w</sub>	A <sub>s</sub>	A <sub>v</sub>		P <sub>w</sub>	P <sub>s</sub>	P <sub>v</sub>
Ee	3	0,9	0,2	0,9	0,77	0	1	0,02	4,333	2	0
Eh	1	0,01	0,5	0,01	0	1	0	0,06			
Ea	0,1	0,1	0,1	0,1	0,23	0	0	0,03			

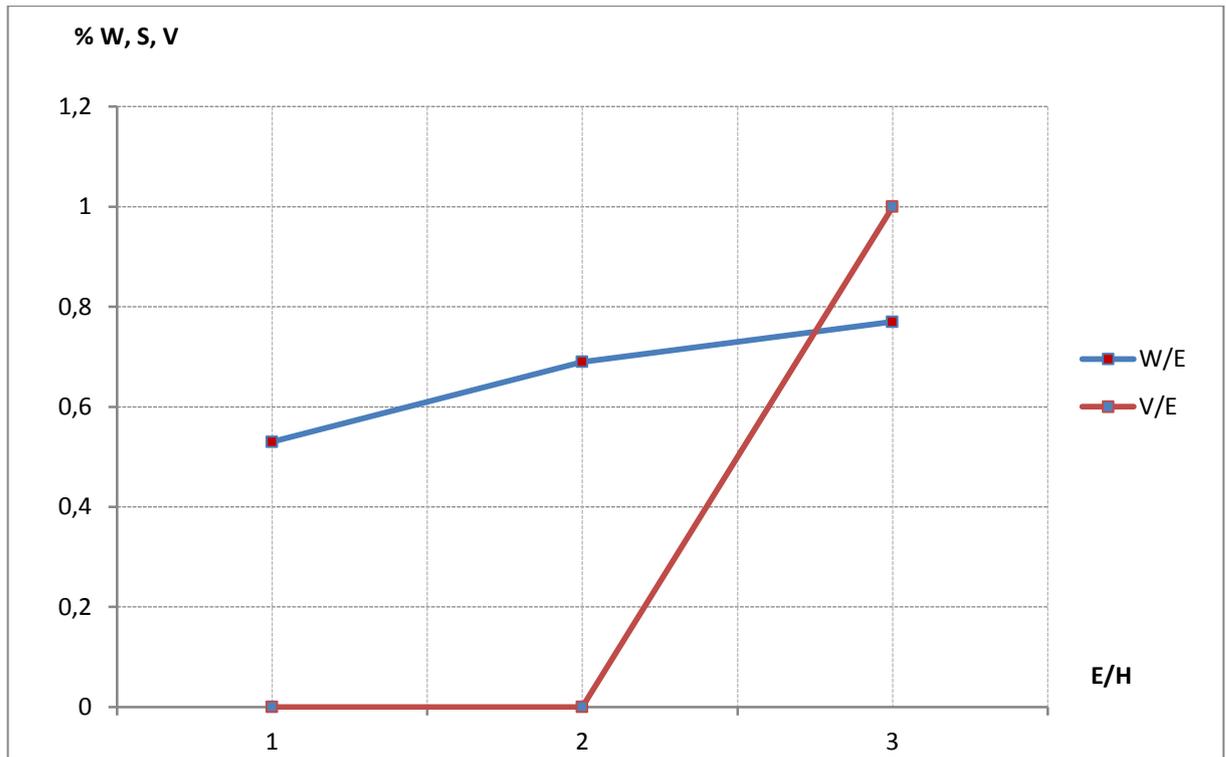


Рисунок 4.9 – Зависимость выработки электроэнергии от ВИЭ при его увеличении

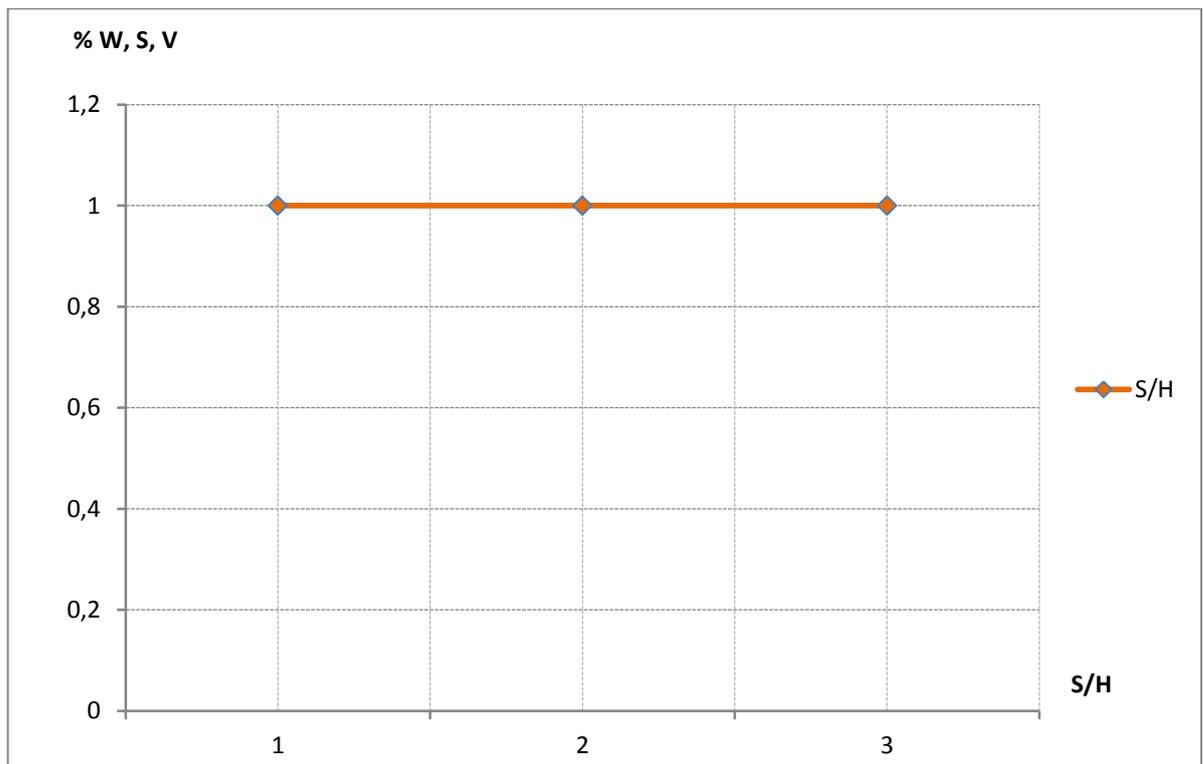


Рисунок 4.10 – Зависимость выработки теплота от ВИЭ при его увеличении

#### 4.5 Экономическое обоснование создания гибридного энергетического центра

Сооружения и развития систем электроснабжения сельского хозяйства предполагаются значительные капиталовложения, а также материальные и трудовые ресурсы. Сегодня существует возможность выбора источника электроснабжения, а также повышения его надежности. Поэтому реальной становится возможность выбора из нескольких вариантов решения данной проблемы одного, наиболее эффективного. Предлагаемые варианты могут различаться отдельными параметрами.

Эффективность применения электроэнергии повышается при комбинированных системах электроснабжения: сочетании сетевого электроснабжения с другими энергоносителями (солнечная, геотермальная, ветровая энергии и т.д.). Однако их использование должно быть экономически оправданным.

В расчетах по определению сравнительной экономической эффективности новой системы электроснабжения сельского хозяйства, сравниваемые варианты следует уравнивать (или учитывать соответствующим образом) по показателям качества, надежности и долговечности. Необходимо в расчетах соблюдать условия экономической и энергетической сопоставимости сравниваемых вариантов [107].

Эффективность применения одного из вариантов электроснабжения объектов от (ГЭС, ДЭС дизельная электростанция) может быть определена по критериям:

##### 1. Срок окупаемости дополнительных капиталовложений

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{I_1 - I_2} \quad (4.7)$$

где  $K_1$ ,  $K_2$  – соответственно капитальные вложения в сравниваемые варианты, долл;

$I_1, I_2$  – соответственно годовые эксплуатационные расходы по сравниваемым вариантам, долл /год;

$T_{ок}$  – срок окупаемости дополнительных капитальных вложений по более дорогому варианту, годы;

$T_{инв}$  – срок окупаемости дополнительных капиталовложений установленный инвестором.

Если  $T_{ок} < T_{кив}$  – оптимальным будет вариант с большими капитальными вложениями. Если  $T_{ок} > T_{кив}$  – лучший с экономической точки зрения вариант с меньшими капитальными вложениями.

2. Приведенные затраты определяются как:

$$Z_{пр} = E \times K_i + I_i \rightarrow \min, \quad (4.8)$$

где  $E$  – норма дохода на капитал.

Оптимальным считается вариант с меньшим значением приведенных затрат.

С экономической точки зрения создание гибридного энергетического центра позволяет увеличить надежность электроснабжения и увеличить выработку электроэнергии при комбинации этих источников.

Рассмотрим создание гибридного энергетического центра, где все источники ВИЭ будут, дополнять друг друга (ГЭС+СЭС +ВЭС) при их сравнение с дизельной электростанцией.

Капиталовложения в строительство энергетического центра определяется по формуле

$$K_{ЭЦ} = K_{МГЭС} + K_{СЭС} + K_{ВЭС} \quad (4.9)$$

где  $K_{МГЭС}$  – капиталовложений в МГЭС, долл.;

$K_{СЭС}$  – капиталовложений в СЭС, долл.;

$K_{ВЭС}$  – капиталовложений в ВЭС, долл.;

$$K_{ГЭС} = C_{ГЭС} * P_{ГЭС} = 800 \times 3000 = 2400000 \text{ долл.}$$

$$K_{CЭС} = C_{CЭС} \times P_{CЭС} \times C_{ИНВ} \times n = 800 \times 2000 + 204000 = 1804000 \text{ долл.}$$

$$K_{ВЭС} = C_{ВЭС} \times P_{ВЭС} = 900 \times 1500 = 1200000 \text{ долл.}$$

$$K_{СУММ} = 2400000 + 1804000 + 1200000 = 5404000 \text{ долл.}$$

Эксплуатационные затраты включают текущие расходы, связанные с эксплуатацией оборудования энергетического центра. Годовые эксплуатационные расходы состоят из:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{тр} + I_{от} + I_{пр} \quad (4.10)$$

где  $I_{ам}$  – амортизационные отчисления, долл /год;

$I_{тр}$  – отчисления на текущий ремонт, долл /год;

$I_{от}$  – издержки на оплату труда, долл /год;

$I_{пр}$  – прочие отчисления, примем равными 10% от выше перечисленных, долл /год.

Амортизационные отчисления учитывают возмещение основных производственных фондов в процессе износа оборудования и определяются по формуле:

$$I_{ам} = K_{\sigma} \cdot a_{ам} / 100 \quad (4.11)$$

где,  $K_{СУММ}$  – балансовая стоимость оборудования, долл.;

$a_{ам}$  – норма амортизации по видам основных фондов,  $a_{ам} = 5\%$ ;

$$I_{ам} = 5404000 \cdot 5 / 100 = 270200 \text{ долл./год.}$$

Аналогично определяются затраты на текущий ремонт и обслуживание:

$$I_{ТР} = K_{\sigma} \cdot a_{тр} / 100 \quad (4.12)$$

где:  $a_{тр}$  – норма на текущий ремонт и обслуживание оборудования,  $a_{тр} = 4\%$ ;

$$I_{TP} = 5404000 \cdot 4 / 100 = 216160 \text{ долл./год.}$$

Издержки на оплату труда определяются по формуле:

$$I_{om} = TC \cdot t \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (4.13)$$

где  $TC$  – тарифная ставка обслуживающего персонала, примем  $TC = 203$  долл./год;

$t$  – фонд рабочего времени необходимого для обслуживания энергетического центра, примем  $t = 12$  месяцев;

$K_1$  – коэффициент, учитывающий дополнительную оплату труда,  $K_1 = 1,4$ ;

$K_2$  – коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды,  $K_2 = 1,356$ ;

$K_3$  – районный коэффициент,  $K_3 = 1,3$ .

$$I_{om} = 203 \times 12 \times 90 \times 1,4 \times 1,356 \times 1,3 = 538672,7 \text{ долл./год.}$$

Прочие затраты определяются:

$$I_{np} = (I_{ам} + I_{mp} + I_{om}) \times 0,1$$

$$I_{np} = (270200 + 184160 + 538672,7) \times 0,1 = 102503,3 \text{ долл./год.}$$

Тогда годовые эксплуатационные расходы будут равны:

$$I_{экс} = 270200 + 216160 + 538672,7 + 102503,3 = 1127536 \text{ долл./год.}$$

Себестоимость электроэнергии в основном будет зависеть от первоначальной стоимости энергетического центра и выработанной электроэнергии в течении года.

Себестоимость электроэнергии от энергетического центра рассчитывается по формуле:

$$C = \frac{I_{\text{ЭЦ}}}{\text{Э}_{200\text{д}}} \quad (4.14)$$

$$C = \frac{1127536}{22250000} = 0,050676 \text{ долл /кВт. ч}$$

Срок окупаемости энергетического центра при цене 0,05 долл. за кВт. ч

$$T_{\text{ок}} = K / П_p = 5404000 / 1112500 = 4,85 \text{ года.}$$

Срок окупаемости при цене электроэнергии в Таджикистане 0,03 долл. кВт.ч

$$T_{\text{ок}} = K / П_p = 54040000 / 667500 = 8,095 \text{ года.}$$

Для сравнения выбираем энергокомплекс из дизельных электростанций установленной мощности 1200 кВт каждый стоимостью 1,7830400 млн. рублей при курсе 62 рублей за доллар стоимость ДЭС 287,587 тыс. доллар. (Дизельная электростанция типа **AKSA APD 1650P**).

Таблица 4.4 – Технико-экономическое сравнение гибридного энергокомплекса с ДЭС

№ п/п	Экономические показатели	Энергокомплекс ГЭС+СЭС+ВЭС	Энергокомплекса ДЭС
1	Приведённые затраты З. долл.	1437421	5197548
2	Капиталовложения долл.	5404000	1150348
3	Амортизационные отчисления, долл./год;	270200	57517,419
4	Отчисления на текущий ремонт, долл./год;	216160	46013
5	Издержки на оплату труда, долл./год;	230859	103060
6	Прочие затраты определяются:	71721	20659,169
7	Затраты на топливо долл /год	-	4832256
8	Эксплуатационные расходы	788941	5059506
9	Выработка электроэнергии кВт.ч /год	22250000	36800000
10	Себестоимость электроэнергии долл. кВт. ч	0,0354	0,137

## 4.6 Выводы

1. Показано, что гибридные энергетические центры представляют собой конгломерацию некоторых объектов различной природы служащими для конвертации различных видов энергии друг в друга в соответствии с прилагаемой матрицей сцепления. ВИЭ с системной точки зрения, можно идентифицировать как мульти-конвертор, который обеспечивает производство, передачу, преобразование, распределение и аккумуляирование энергии.

2. Гибридные энергетические центры могут быть организованы в локальных удалённых системах электроснабжения. Они позволяют выполнить интеграцию произвольного числа энергоносителей, обеспечивая, таким образом, высокую гибкость и надёжность энергоснабжения. Указанные энергетические центры по терминологии западных стран характеризуется как HUB (энергетический узел).

3. Математическая модель энергетического центра представляет собой систему линейных алгебраических уравнений, основанную на матрице сцепления, которая характеризует некоторые коэффициенты преобразования одних видов энергии ВИЭ в другие или в аккумуляировании. Аккумуляирование энергии обеспечивает равномерное энергопотребление связи с непредсказуемостью его выработки источниками генерации ВИЭ в течение суток.

4. Показано, что при различных соотношениях электропотребления и теплопотребления, а так же в зависимости от стоимости энергии распределёнными источниками воды, солнца и ветра доля каждого вида энергии изменяется. При существующей стоимости энергии ВИЭ воды и ветра от 70 до 100% энергии конвертируется в электричество. Наряду с этим солнечная энергия конвертируется преимущественно в тепловую энергию, так как КПД его преобразования в электрическую очень низкая по сравнению с ее преобразованием в тепло.

## ГЛАВА 5. Анализ и оптимизация режимов локальных электрических сетей электроэнергетической системы

### 5.1 Постановка задачи

Распределительные электрические сети среднего и низкого напряжения представляют собой основу локальных электрических систем не всегда связанных с объединённой энергетической системой. Проблемной задачей для таких систем, иначе говоря, локальных энергетических центров является улучшения уровня напряжений и снижения потерь активной и реактивной мощности в радиальных сетях. Решение поставленной задачи сводится к тому, что бы оптимизировать режимы сетей по реактивной мощности при этом решения задач распадается на две составляющие:

- Первая состоит в определении мест установки и принципов размещения источников реактивной мощности, в виде конденсаторных батарей (КУ) или статических тиристорных компенсаторов (СТАТКОМ).
- Вторая составляющая предполагает оптимизацию установленной реактивной мощности в точках размещения с помощью некоторой математической процедуры.

В настоящей главе предложена и разработана методология выбора мест размещения КУ на основе ряда эвристических правил, которые смоделированы в виде нечётких функции принадлежности, которые позволяют указать узлы электрической сети с высоким индексом чувствительности к установке источников реактивной мощности. Эти узлы выбираются в качестве основных кандидатов на размещения КУ. В работе с помощью алгоритмов роевого интеллекта осуществляется оптимизация реактивной мощности устанавливаемой в каждом из узлов кандидатов. Выполнена, исследование сравнительных характеристик методов роя частиц (Particle Swarm) метода светлячков и градиентного метода. За счет применения теории нечетких множеств нечёткой логики существенно расширяются возможности применения алгоритма роевого интеллекта в задачах оптимизации режимов локальных электрических сетей по

реактивной мощности, напряжению, коэффициента мощности и потери активной мощности.

## 5.2 Алгоритмы роевого интеллекта для оптимизации режимов сетей

В научной и в практической деятельности возникает большое число задач, которые сводятся к задачам дискретной или непрерывной глобальной оптимизации. При разработке крупных технологических, энергетических, аэрокосмических, информационных и других сложных комплексов возникают вопросы, связанные с выбором оптимальной организации взаимодействия элементов, режимов их функционирования, как следствие, с необходимостью решения задач оптимизации [108, 109, 110, 111, 112, 113].

Особенности таких задач [114, 115]:

- 1) нелинейность;
- 2) не дифференцируемость;
- 3) много экстремальность;
- 4) овражность;
- 5) отсутствие аналитического выражения;
- 6) высокая вычислительная сложность;
- 7) высокая размерность пространства поиска;
- 8) сложная топология области допустимых значений.

Найти решение точными методами, как правило, невозможно из-за свойств 1, 2, 5. Кроме того, свойства 6, 7, 8 приводят к очень большим затратам времени при использовании точных методов. По этой причине с середины 1980-х годов для решения оптимизационных задач начали предлагать и исследовать различные стохастические алгоритмы. К ним относятся: эволюционные алгоритмы; алгоритмы, использующие концепцию роевого интеллекта; алгоритмы, основанные на иных механизмах живой и неживой природы.

Рассмотрим основные положения концепции роевого интеллекта. Этот термин («Swarm Intelligence») был введен Херардо Бени и Ван Цзином в 1989 [110, 116, 117].

Рой можно определить как децентрализованную систему, состоящую из множества простых однообразных элементов, косвенно взаимодействующих друг с другом и с окружающей средой для достижения predetermined цели. Примерами таких систем могут служить колония муравьев, рой пчел, косяк рыб, стая птиц. Концепция роевого интеллекта построена на аддитивном, синергическом эффекте, который проявляется при объединении агентов в систему. Элементы принято называть агентами или «бойдами» («boids») [117, 118, 119].

Считая, что «метод» является понятием более высокого уровня абстракции, чем «алгоритм», который можно понимать как реализацию метода, можно считать роевой интеллект методом, а различные реализации его положений алгоритмами (алгоритм колонии муравьев, алгоритм роя частиц и так далее).

Перед рассмотрением алгоритмов роевого интеллекта как системы, нужно ввести обозначения:

- $F(X)$  – скалярная целевая функция, для которой требуется найти максимальное или минимальное значение, для определенности дальнейшего описания будем полагать, что если это не оговорено особо, то требуется найти максимальное;
- $X$  – вектор варьируемых параметров, от которых зависит целевая функция;
- $D$  – область допустимых значений  $X$ ,  $D \in R^{|X|}$ , пространство поиска решений;
- $G(X)$  – функция, задающая ограничения на  $X$ ;
- $|S|$  – количество агентов роя;
- $S = \{s_1, s_2, \dots, s_{|S|}\}$  – множество всех агентов роя;
- $X_{ij}$  – вектор варьируемых параметров  $i$ -го агента на  $j$ -й итерации алгоритма, иными словами, положение агента, его позиция;

- $X_{ij}^{best}$  – наилучшее положение  $i$ -го агента от 1-й до  $j$ -й итерации алгоритма;
- $X^{opt}$  – наилучшее значение вектора варьируемых параметров (оптимальное решение);
- $f^{opt}$  – наилучшее значение целевой функции;
- $\varphi(X) = f(X)$  – значение фитнес – функции в положении  $X$  ;
- $X_j^{best}$  – наилучшее значение вектора варьируемых параметров, которое было получено среди всех агентов от 1-й до  $j$ -й итерации алгоритма;
- $X_{final}^{best}$  – наилучшее значение вектора варьируемых параметров, найденное роём к моменту завершения работы (квази оптимальное решение), использование эвристических методов не гарантирует равенство  $X_{final}^{best}$  и  $X^{opt}$  ;
- $S_j^{best}(n)$  –  $n$  агентов роя, занимающих на  $j$ -й итерации наилучшие положения, то есть таких что  $\varphi(X_{ij}) \geq \varphi(X_{kj})$ ,  $s_i S_j^{best}(n)$ ,  $s_k S / S_j^{best}(n)$ ;
- $C_j = c(S_j) = c(X_{1j}, X_{2j}, \dots, X_{|S|j}, \varphi(X_{1j}), \varphi(X_{2j}), \dots, \varphi(X_{|S|j}))$  – точка «центра тяжести» роя, некоторая позиция  $X$ , полученная усреднением положений всех агентов с учетом их фитнес – функций.

Рассматривается задача максимизации

$$f^{opt} = f(X^{opt}) = \max_{X \in D} f(X).$$

Схема алгоритмов роевого интеллекта включает в себя следующие этапы.

**1. Генерация начальных состояний агентов.** Некоторым образом в пространстве поиска распределяются агенты. Номер итерации  $j = 1$ .

**2. Вычисление фитнес – функции** для каждого из агентов. Для большинства алгоритмов роевого интеллекта для этого необходимо просто

вычислить  $\varphi(X_{ij}) = f(X_{ij})$ . Для других, например, колонии муравьев, вычисление целевой функции возможно только после реализации эвристического поведения агентов, для них шаг 2 при  $j = 1$  пропускается.

**3. Миграция** (перемещение). На этом шаге реализуется главная особенность алгоритмов роевого интеллекта – выполнение каждым агентом своих действий на основании:

- своих собственных правил;
- правил, реализующих косвенный обмен с другими особями;
- стохастического поведения.

**4. Проверка условия завершения.** Если условие выполнено, процесс завершается, значение  $X_{final}^{best}$  будет конечным результатом, иначе происходит переход к шагу 2 (с увеличением номера итерации  $j$  на единицу).

Условиями завершения работы алгоритма могут быть: достижение заданного числа итераций; нахождение решения не хуже некоторого заранее заданного; стагнация процесса (когда  $X_j^{best}$  не улучшается на протяжении заданного числа итераций). Кроме того, при реализации данных алгоритмов следует предусмотреть возможность пользователю прерывать процесс поиска в любой момент или продолжать его неограниченно долгое время.

Анализ шага 3 позволяет определить, является ли рассматриваемый алгоритм алгоритмом роевого интеллекта. Как правило, в формулах, определяющих поведение агентов, есть либо элемент, связанный одним ( $X_j^{best}$ ) или несколькими наилучшими положениями ( $S_j^{best}(n)$ ), которые были найдены всем роем (косвенный обмен информацией о своих решениях), либо «центр тяжести» ( $C_j$ ). Например, в алгоритме роя частиц для организации обмена информацией между агентами используется  $X_j^{best}$ , алгоритме роя пчел –  $S_j^{best}(n)$ , в обезьяньем поиске –  $C_j$ . Более сложными является муравьиный алгоритм, где

для косвенного обмена опытом используется граф, веса дуг которого изменяются в зависимости от того, насколько хорошее решение было получено при движении по ним. В эволюционных же алгоритмах косвенный обмен отсутствует, он заменяется процессом отбора агентов с наилучшим значением фитнес-функции. К таким алгоритмам относятся генетический, сорняковый, алгоритм растущих деревьев. Так, например, канонический алгоритм бактериальной оптимизации не относится к алгоритмам роевого интеллекта, но модификация, в которую введены правила притяжения и отталкивания бактерий друг от друга [112, 118, 119, 120, 121], является алгоритмом роевого интеллекта, о чем свидетельствует и ее название «алгоритм **роения** бактерий».

### 5.3 Алгоритм метода роевого интеллекта светлячков (Fire-fly)

Алгоритм светлячков, как и все алгоритмы роевого интеллекта, основан на перемещении агентов (светлячков) в пространстве поиска решений. Рассмотрим, задачу нахождения минимума целевой функции вида  $f(X)$ , где  $X$  – вектор варьируемых параметров, которые могут принимать значения из некоторой области  $D$ . Каждый агент характеризуется значением параметров  $X$  и значением оптимизируемой функции  $f(X)$ . Таким образом, агент – это некоторое допустимое решение рассматриваемой задачи оптимизации.

Поскольку алгоритм основан на наблюдении за поведением светлячков, то считается, что каждый агент видит «свет» от своих соседей, но яркость «света» зависит от расстояния между агентами. Чтобы процесс нахождения решения сходил к оптимуму, каждый агент в своих перемещениях учитывает только тех соседей, у которых лучше значение критерия  $f(X)$ . Но чтобы алгоритм не вырождался в жадную эвристику, в нем присутствует и стохастическое движение агентов. Это особенность тоже является характерной для всех роевых алгоритмов.

Кратко схему работы алгоритма светлячков можно описать следующим образом.

**Шаг 1.** Случайно распределить агентов в области поиска решения.

**Шаг 2.** Вычислить значения оптимизируемой функции по каждому агенту. Если у некоторого из них это значение окажется лучше, чем наилучшее из найденных ранее, сохранить его.

**Шаг 3.** Для каждого агента найти новую позицию, с учетом формул, приведенных ниже.

**Шаг 4.** Выполнить перемещение каждого агента в новую позицию.

**Шаг 5.** Если выполнено условие завершения, закончить алгоритм, иначе перейти к шагу 2.

Результатом работы алгоритма является наилучшее сохраненное решение.

В работе [121] «Системное описание алгоритмов роевого интеллекта» приведено согласно формуле (2), алгоритм роя частиц  $PSO = \{S, M, A, P, I, O\}$ .

1. Множество агентов (светлячков)  $S = \{s_1, s_2, \dots, s_{|S|}\}$ ,  $|S|$  – количество агентов. На  $j$ -й итерации  $i$ -й агент характеризуется состоянием  $s_{ij} = \{X_{ij}\}$ , где  $X_{ij} = \{x_{ij}^1, x_{ij}^2, \dots, x_{ij}^l\}$  – вектор варьируемых параметров (положение агента),  $l$  – количество варьируемых параметров.

2. Вектор  $M = \{f(X_{1j}), f(X_{2j}), \dots, f(X_{|S|j})\}$  – яркости свечений агентов. Свечение определяется критерием оптимальности. Этот вектор обеспечивает косвенный обмен опытом между агентам.

3. Алгоритм  $A$  описывает механизмы функционирования роя. Существуют различные модификации этого алгоритма. Далее представлено описание базового алгоритма.

3.1. Генерация начальных положений ( $j$  – номер итерации):

$$X_{i1} = rand(G(X)),$$

где  $i = 1, \dots, |S|$ ,  $rand(G(X))$  – вектор равномерно распределенных случайных величин, отвечающих ограничениям на область поиска.

Произвольно выбирается наилучшая позиция:  $X_1^{best} = X_{11}$ .

3.2. Вычисление критерия по каждому агенту.

$$m_{ij} = f(X_{ij}),$$

$$X_j^{best} = X_{ij}, \varphi(X_j^{best}) < \varphi(X_{ij}), i = 1, \dots, |S|.$$

Вычисление  $f(X)$  происходит в математической модели задачи, куда из алгоритма поступают векторы  $X_{ij}$ , а результаты возвращаются в алгоритм

3.3. Перемещения агентов.

$$X_{ij+1} = X_{ij} + v(X_{ij}, X_{kj}) * (X_{kj} - X_{ij}) + \alpha * rnd,$$

$$i, k = 1, \dots, |S|, i \neq k, m_{kj} < m_{ij}$$

$$X_{ij+1} = \begin{cases} X_{ij+1}, G(X_{ij} + V_{ij+1}) = 1 \\ X_{ij}, G(X_{ij} + V_{ij+1}) = 0 \end{cases}, i = 1, \dots, |S|,$$

где  $rnd \in [0,1]$ , а  $G(X)$  здесь используется как предикат, который показывает, принадлежит ли  $X$  области допустимых значений  $D$ .

Функция  $v(X_{ij}, X_{kj})$  определяет притягательность  $k$ -го агента для  $j$ -го агента на  $j$ -й итерации алгоритма:

$$v(X_{ij}, X_{kj}) = \frac{\beta}{1 + \gamma r(X_{ij}, X_{kj})},$$

где  $r(X_{ij}, X_{kj})$  – декартово расстояние между агентами.

3.4. Если на  $j$ -ой итерации выполнено условие остановки, то значение  $X_j^{best}$  подается на выход  $O$ . Иначе происходит переход к итерации 3.2.

4. Вектор  $P = \{\alpha, \beta, \gamma\}$  – коэффициенты алгоритма  $A$ , которые: коэффициент  $\alpha$  определяет степень влияния стохастичной природы алгоритма; коэффициент  $\beta$  задает степень притяжения между агентами при нулевом

расстоянии между ними, то есть определяет степень взаимного влияния агентов; коэффициент  $\gamma$  управляет зависимостью силы притяжения от расстояния между агентами.

5. Идентификаторы  $I$  и  $O$  – входы и выходы алгоритма для взаимодействия с решаемой задачей.

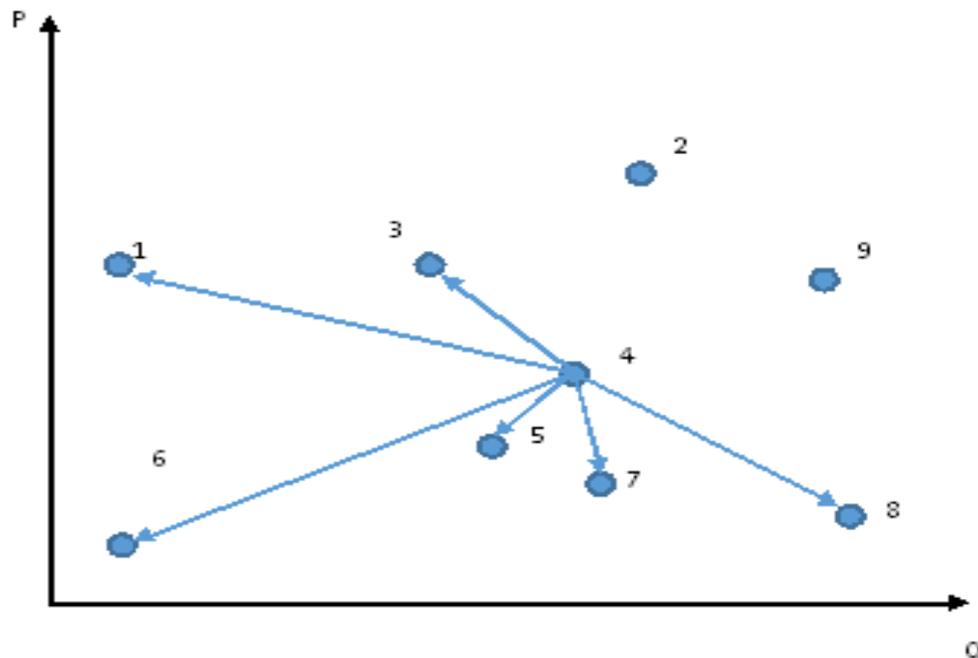


Рисунок 5.1 – Идея алгоритма роевого интеллекта светлячков

Каждый агент испытывает влияние всех агентов, которые лучше хотя бы по одному критерию (минимум потерь или минимум мощностей компенсации). Например, на агента 4 окажут влияние все агенты, кроме агентов 2 и 9. При этом влияние агентов 1, 6, 8 будет меньше влияния агентов 3, 5, 7, так как они находятся на больших расстояниях от агента 4. Наибольшее влияние окажет агент 5. На агента 6 не окажет влияние ни один из агентов, так как он находится в наилучшей по обоим критериям позиции.

Таким образом, агент перемещается в сторону улучшения критериев, но не может переместиться за один шаг на большое расстояние, поскольку влияние удаленных агентов мало (влияние снижается экспоненциально с ростом расстояния). Благодаря этому снижается вероятность что агент «проскочит» некоторый экстремум на своем пути. С другой стороны, это не позволит всем

агентам быстро оказаться в одном экстремуме, даже если он глобальный. Поэтому после завершения работы алгоритма роя светлячков необходимо выполнить локальный поиск в окрестности каждого агента, например, градиентным методом.

Алгоритм светлячков имеет принципиальное отличие от таких более распространенных роевых алгоритмов как рой частиц, роя пчел и колония муравьев. В алгоритме роя частиц каждая частица выполняет очередной шаг, ориентируясь на свое собственное наилучшее решение и на одно наилучшее решение среди всех частиц. В алгоритме роя пчел каждая пчела выполняет шаг, ориентируясь на несколько одно из нескольких решений. А в алгоритме светлячков каждый агент выполняет очередной шаг, ориентируясь, на **всех** агентов, находящихся в лучшей позиции, чем он сам, таким образом, для каждого агента есть свое подмножество агентов, влияющих на него на определенном шаге. Такая особенность, с одной стороны, замедляет процесс сходимости алгоритма, с другой – позволяет алгоритму учитывать области пространства поиска решений, которые можно назвать **компромиссными** между разными вариантами решения задачи. Это свойство позволяет легко применить данный алгоритм для решения задач с несколькими конфликтующими критериями, в которых часто требуется найти именно компромисс.

Что касается алгоритма колонии муравьев, его применение не рассматривалось, поскольку этот алгоритм показывает высокую эффективность для задач комбинаторной оптимизации, сводящихся к поиску кратчайших путей на графах, что не соответствует решаемой задаче оптимизации реактивных мощностей компенсирующих установок.

#### **5.4 Алгоритм выбора компенсирующих устройств на основе нечеткой логики**

Существует много приложений применения нечеткой логики, которые включают в себя: оценку безопасности и восстановление системы, управления, планирование, прогнозирование нагрузки и обнаружение неисправностей. Кроме того, ряд экспертных систем, содержащей эвристические правила приведены в

литературе, которые решают те или иные задачи оптимизации параметров режимов и снижения потерь при распределении электроэнергии.

Эти традиционные системы, основанные на знаниях содержат набор правил, задающих соответствующие действия для заданных режимов системы [122, 123, 124]. Обычные экспертные системы требуют точной информации и не могут хорошо оперировать с нечеткой информацией. Примерные рассуждения с использованием нечеткой экспертной системы улучшает упомянутые выше недостатки традиционных систем, основанных на знаниях. Успешное применение функции принадлежности были разработаны для определения места повреждения, реконфигурации сети и прогнозирования нагрузки. В связи с проблемой установки компенсирующих устройств, использование нечетких рассуждений можно применить для регулирования реактивной мощности и контроля напряжения.

Для задачи размещения компенсирующих устройств, нечеткие модели можно использовать на основе построение функции принадлежности для классификации уровня напряжения в узлах. Когда потери активной мощности и снижение напряжения в электрической сети определены, опытный инженер – проектировщик может выбрать место для установки конденсаторных батарей. Установка КУ в этих узлах повышает уровень напряжения в сети. Например, интуитивно, понятно, что в системе электроснабжения узлы с высокими потерями и низким напряжением идеально подходит для размещения компенсирующих устройств; в то время как секция с низкими потерями с хорошим напряжением не является хорошим местом для установки компенсирующих устройств. При этом следует отметить, что термины, высокие, средние и низкие потери мощности или напряжения являются лингвистическими переменными, которые не могут быть использованы для написания правил в их обычном, четком понимании. Исходя из этого можно создать нечеткую модель нечетких отношений для того чтобы, определить подходящие места установки компенсирующих установок (КУ) в системе электроснабжения или распределительной электрической сети [125, 126, 127].

Если посылка причина, то вывод следствие. Для определения места размещения компенсирующих установок в определенном узле, были установлены набор множественных антецедентных нечетких правил. Входы в правила являются уровни напряжения, коэффициента мощности и потерь мощности, а выход как следствие является пригодность этого узла для размещения КУ. Правила аккумуляирования в матрице нечетких отношений на основе, которой принимается решение об установке КУ в данном узле. Нечеткие лингвистические переменные напряжения в узлах, описываются функциями принадлежности, такого вида: низкий, ниже среднего, средний, выше среднего, высокий.

Решение поставленной задачи основано на предложенном подходе для фрагмента распределительной электрической сети электроэнергетической системы Таджикистана, предвиденной на рисунке 5.2. В результате расчета нормального режима распределительной электрической сети с помощью программы «Rastr Win» определены потери напряжения, и потери мощности в ветвях показаны в ПРИЛОЖЕНИЕ 4.1.

Схема содержит 46 узлов и при расчете нормального режима разделена на следующие классы узлы с напряжениями низкими, ниже нормального, нормальными, нормально высокими и высокими.

Узлы с напряжением (узлы с лингвистической переменной (напряжение низкое)) выделение красным цветом. Это узлы: 13, 14, 15, 16, 17, 20, 22, 24, 25, 28, 30, 33, 41, 46. Всего 14 узлов.

Узлы, соответствующей лингвистической переменной «напряжение ниже нормального», обведены, синим цветом это узлы: 3, 4, 9, 10, 11, 12, 37, 38, 40, 42, 43, 44. Всего количество узлов 12.

Узлы соответствующей лингвистической переменной напряжение «нормальное» обведены зеленым цветом, узлы: 1, 2, 7, 8, 39. Количество узлов 5. При этом к классу «выше нормального» и напряжениями «высокое» нет, узлов. Приняты следующие диапазоны функции:

«Нормальное»  $34,5 \leq X \leq 35,5$  кВ,

«Ниже нормального»  $32,5 \leq X \leq 34,5$  кВ,

«Низкое»  $28 \leq X \leq 32,5$  кВ;

«Выше нормального»  $35,5 \leq X \leq 37,5$  кВ,

«Высокое»  $37,5 \leq X \leq 39$  кВ.

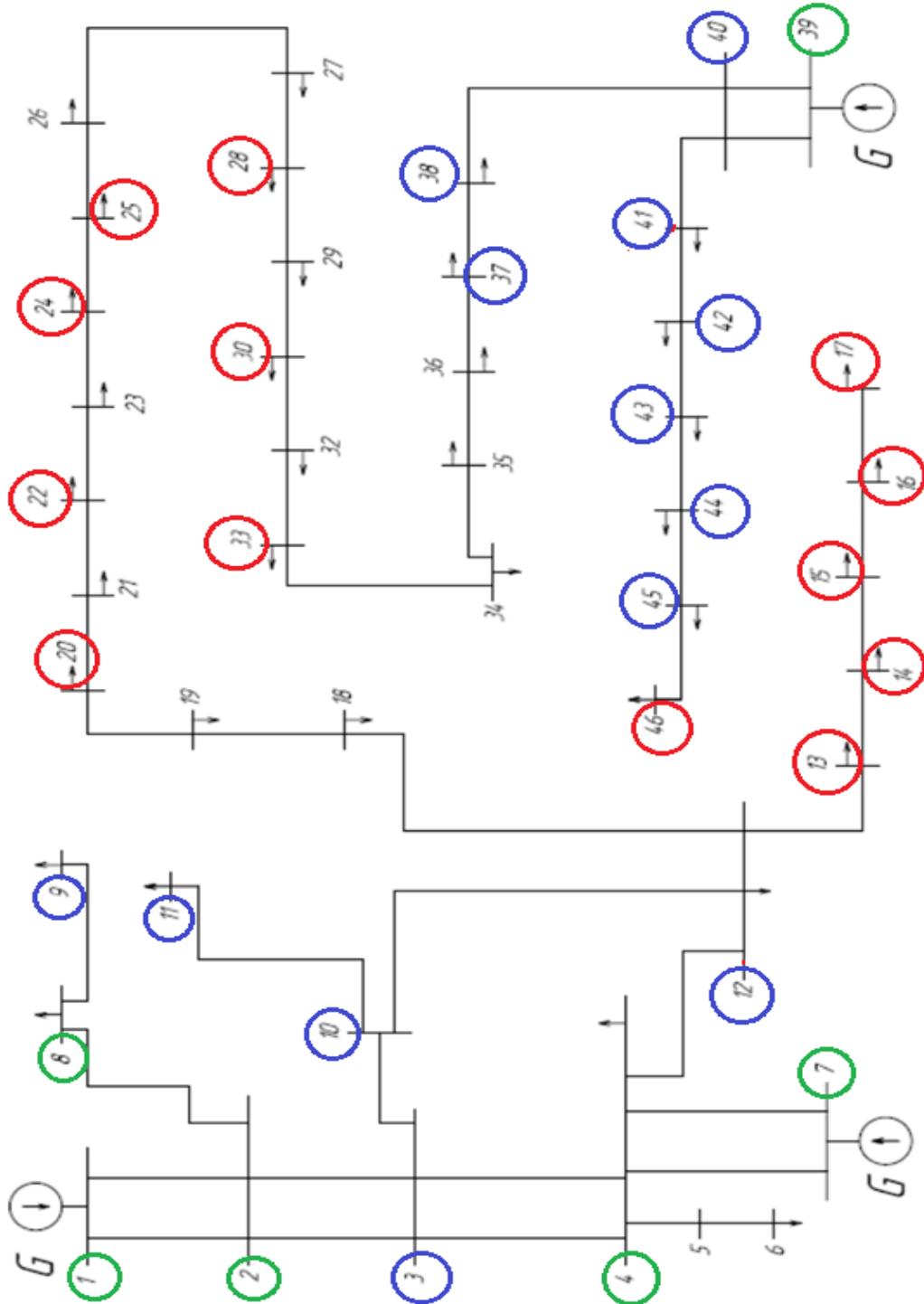


Рисунок 5.2 – Радиальная схема ГБАО

Функции принадлежности представлены на рисунке 5.3. аналогичным образом дана нечеткая классификация индекса потери активной мощности в сети, которые разделены на классы с помощью лингвистических переменных потери мощности: низкие, ниже среднего, средние, выше среднего и высокие которые показаны на рисунке 5.4.



Рисунок 5.3 – Функция принадлежности для напряжения в узлах

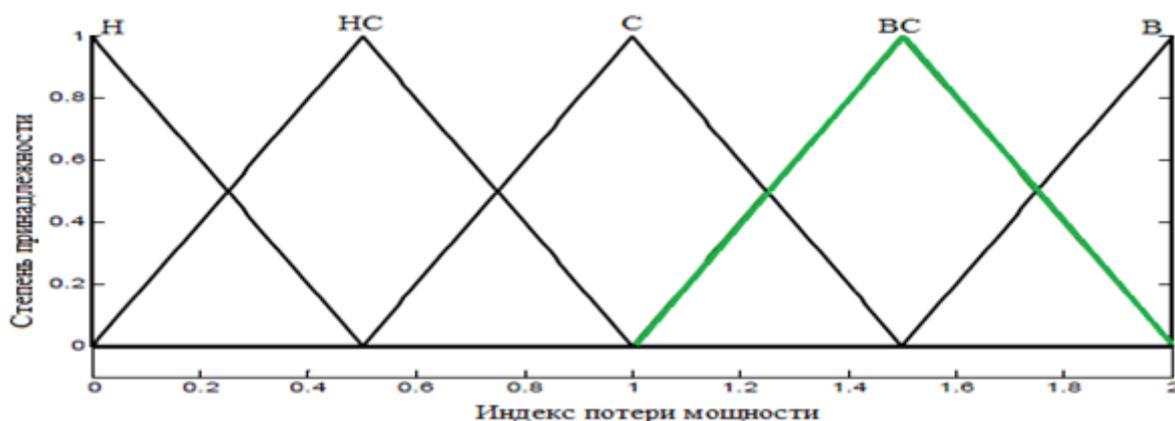


Рисунок 5.4 – Функция принадлежности индекса потери мощности в ветвях

Матрица нечетких отношений между этими двумя нечеткими переменными напряжениями и потерями мощности представлено в таблице 5.1.

Исходя из расчета режима и матрицы нечетких отношений таблицы 5.1 основными кандидатами на установку компенсирующих устройств являются всего 13 узлов. Приоритетность этих узлов определяется тем, что они относятся к классу низких напряжений и ниже нормального напряжения.

Таблица 5.1 – Матрица нечетких отношений целесообразности местоположения КУ

$\Delta P$ \ $\Delta U$		Напряжение				
		низкое	Ниже нормального	нормальное	Выше нормального	высокое
Потери мощности	низкие	ниже среднего	ниже среднего	низкая	низкая	низкая
	ниже среднего	средняя	ниже среднего	ниже среднего	низкая	низкая
	средние	выше среднего	средняя	ниже среднего	низкая	низкая
	выше среднего	выше среднего	выше среднего	средняя	ниже среднего	низкая
	высокие	высокая	выше среднего	средняя	ниже среднего	ниже среднего

Выбор значений реактивной мощности в узлах, выбранных для его разрешения, выполнено с помощью алгоритма роевого интеллекта, а именно методом светлячков ПРИЛОЖЕНИЕ 4.2. Сам метод и результаты оптимизации размещения КУ приведены в следующем параграфе.

### 5.5 Оптимизация разрешения компенсирующих устройств с помощью алгоритма светлячков и дооптимизация градиентным методом

Математическая постановка оптимизационной задачи заключается в минимизации потерь активной мощности, минимизация расходов на КУ и обеспечение значения  $tg(\varphi)$  не выше 0,4. Простейшим путем сведения многокритериальной задаче к однокритериальной является линейная свертка. Потери активной мощности и затраты на КУ можно соединить в один критерий финансовых потерь, если учесть стоимость единицы потерь мощности (1 кВт) и единицы мощности КУ (1 кВар). Стоимость  $c_p$  потерь мощности определяется тарифом, по которому снабжаются потребители. Значение  $tg(\varphi)$  было из критериев переведено в ограничения, кроме того  $tg(\varphi)$  был ограничен снизу, поскольку слишком низкое значение может привести к неустойчивости системы.

Математическая формулировка задачи однокритериальной оптимизации может быть, сформулирована следующим образом:

$$W(Q) = K(Q) + I_{\Delta P}(Q) \rightarrow \min, \quad (5.1)$$

$$K(Q) = c_{cu} \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (5.2)$$

$$I_{\Delta P} = c_p \tau \Delta P, \quad (5.3)$$

где  $K(Q)$  – капитальные затраты на установку КУ;

$I_{\Delta P}$  – стоимость потерь активной мощности;

$Q$  – вектор мощностей КУ;

$Q_i$  – мощность КУ в  $i$ -м узле (если  $Q_{\max i} = 0$ , то в  $i$ -м узле не требуется установка КУ);

$n$  – количество узлов, в которые можно установит КУ, для рассматриваемой секции таких узлов 14;

$\tau$  – число часов максимальных потерь;

$\Delta P$  – суммарные потери активной мощности в сети;

$Q_{\max i}$  – максимальная установленная мощность КУ в  $i$ -м узле.

При ограничениях:  $Q_{\min i} < Q_i < Q_{\max i}$ ,  $0,1 \leq \operatorname{tg}(\varphi) \leq 0,4$ ,

где  $i$  текущий индекс источника реактивной мощности  $i = 1, 2, 3, \dots, n$ .

В результате решения оптимизационной задачи определены оптимальные мощности КУ в выбранных приоритетных узлах, которые сведены в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Мощность КУ в приоритетных узлах и их округление в связи с дискретностью мощности КУ

<b>Номер узла</b>	<b>Мощность КУ, МВар</b>	<b>Номер узла</b>	<b>Мощность КУ, МВар</b>
12	1,511	12	1,500
13	0,517	13	0,500
14	0,01	14	0
15	0,03	15	0
16	0,08	16	0,100
17	1,014	17	1,000
20	0	20	0
24	0,03	24	0
25	0,592	25	0,600
28	0,02	28	0
30	0	30	0
33	0	33	0
41	0,01	41	0
46	0,01	46	0

Таким образом, в работе учитывается дискретность регулируемых параметров и дискретность мощности производимого электрооборудования КУ.

Для повышения эффективности алгоритма светлячков, выполнено его соединение с градиентным методом. Вначале запускается алгоритм роя светлячков, и он выполняет поиск по всему пространству допустимых значений [128]. Но при этом алгоритм может найти область глобального экстремума, но не сам экстремум, из-за своего свойства диверсификации, которое позволяет не «застревать» в локальных областях. Градиентные алгоритмы, напротив, неспособны выходить из локальных экстремумов и при малом шаге требуют большого объема вычислений, особенно, при большом числе оптимизируемых переменных. Зато градиент позволяет найти экстремум в той области, в которой

он начал работу. Поэтому наиболее эффективным будет такое сочетание алгоритмов, при котором алгоритм роя светлячков относительно быстро выполняет поиск начального приближения (одного или нескольких) по всей области допустимых решений, которые затем используются как начальной позиции для градиентного спуска.

Указанные результаты определения реактивной мощности с помощью алгоритма светлячков + градиентным методом необходимо скорректировать с учетом реальных технических показателей компенсирующих устройств.

Таблица 5.3 – Сравнительный анализ методов оптимизации

Метод	Критерий, тыс. долл. ( $\Delta P$ за 4 года + затраты на КУ)	Потери P, кВт.	Мощности КУ, кВар	tg $\varphi$
Без компенсации	925,365	1298	0	0,43
Метод светлячков «Fire Fly»	825,158	1112	2936	0,33
Градиент (при неудачных начальных условиях)	938,380	1293	523	0,42
Градиент (при удачных начальных условиях)	834,095	1117	3618	0,31
Fire Fly + градиент	808,095	1112	548	0,4

Из представленных результатов можно заключить:

- Градиент при неудачных начальных условиях нашел решение хуже изначального (без компенсации);
- Даже лучшее решение, найденное градиентом, заметно уступает решению Fire Fly;

- Наилучшее решение получено после доработки решения, найденного Fire Fly, градиентным алгоритмом;

- Все решения, кроме решения, найденного градиентным алгоритмом, стратегически дают один и тот же эффект, но решение, найденное комбинацией Fire Fly и градиента, требует немного меньших вложений в компенсаторные установки.

Двухкритериальная постановка задачи оптимизации заключается

$$\Delta P_{\Sigma} \rightarrow \min \quad (5.4)$$

$$K(Q) \rightarrow \min \quad (5.5)$$

при ограничениях:  $0,1 \leq \operatorname{tg}(\varphi) \leq 0,4$ .

Начальный вариант расчета режима дает следующие исходные параметры: суммарные потери активной мощности  $\Delta P_{\Sigma} = 1,298$  МВт, стоимость установленных КУ = 0, средний коэффициент мощности  $\operatorname{tg}(\varphi) = 0,43$ . Используя алгоритм светлячков роевого интеллекта для оптимального размещения КУ получим, следующий набор семи возможных решений, которые сведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Оптимальные решения двухкритериальной задачи с помощью «Fire Fly»

Номер решения	Потери, активной мощности МВт	Мощность КУ, МВар	$\operatorname{tg}(\varphi)$
1	1,134	2,86	0,33
2	1,138	2,70	0,34
3	1,144	2,64	0,34
4	1,160	2,60	0,34
5	1,208	2,17	0,36
6	1,293	0,38	0,42
7	1,298	0	0,43

Представленные результаты свидетельствуют о том, что среди любой пары решений одно лучше с точки зрения потерь активной мощности, то есть выгоднее

в долгосрочной перспективе. Второе выгоднее с точки зрения необходимой мощности КУ в настоящее время, то есть требует меньше вложений капитала в установку КУ.

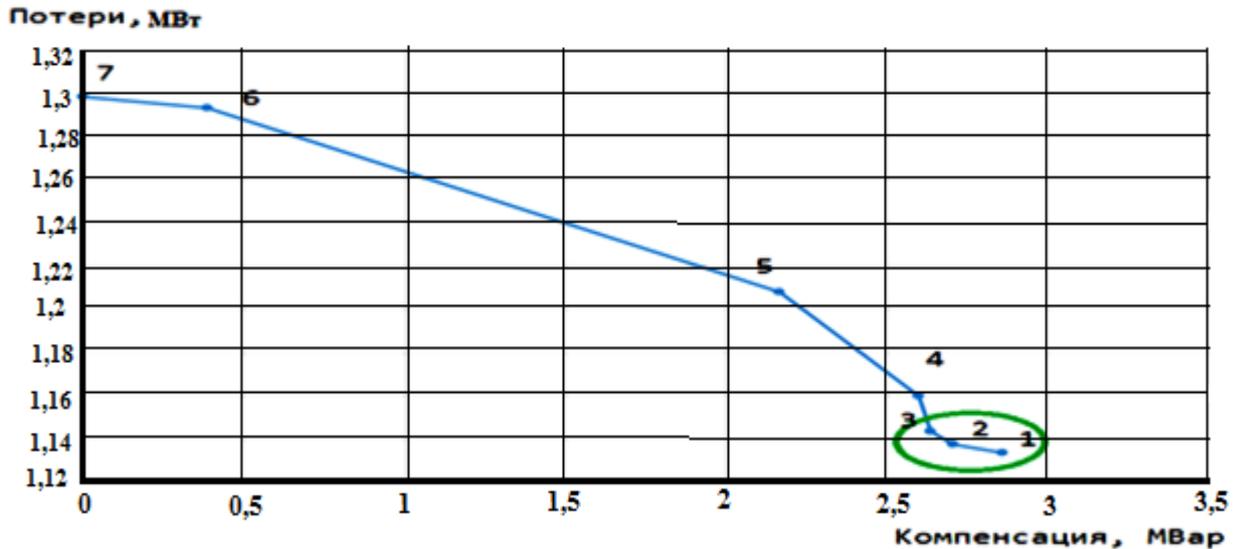


Рисунок 5.5 – Множество Парето - оптимальных решений

Применение модели с двумя критериями позволило обнаружить, что после определенного уровня эффективность компенсации снижается, как видно из зеленой области на диаграмме. Решение 1 ненамного лучше решения 2 с точки зрения снижения потерь, но требует существенно больше затрат на первоначальные вложения в КУ. Таким образом, использование варианта с 2 критериями дает больше информации лицу, принимающему решение, и позволяет сделать выбор исходя из соотношений тактических и стратегических приоритетов.

## 5.6 Технико-экономическая оценка предлагаемых мероприятий

Технико-экономический показатель – это капитальные вложения, т.е. расходы для сооружения сетей, станций и других энергетических объектов. Капитальное вложение рассчитывается

$$K = K_{\text{пок}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{монт}}, \quad (5.6)$$

где  $K_{\text{пок}}$  – капиталовложения на покупку оборудования;

$K_{тр}$  – капиталовложения на транспортировку оборудования;

$K_{монт}$  – капиталовложения на монтаж и демонтаж оборудования.

Другим важным технико-экономическим показателем являются эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для нормальной работы оборудования в течение одного года. Эксплуатационные расходы для сети в целом можно записать как

$$I = I_a + I_p + I_o + I_{\Delta W}, \quad (5.7)$$

где  $I_a$  — издержки на амортизацию;

$I_p$  – издержки на ремонт;

$I_o$  – отчисления на заработную плату персонала;

$I_{\Delta W}$  – издержки на потери электроэнергии.

К амортизационным издержкам относятся отчисления на капитальный ремонт и на накопление средств, с целью замены морально изношенного и устаревшего оборудования. Размер отчислений на амортизацию зависит от срока службы оборудования. Издержки на ремонт необходимы для сохранения оборудования в рабочем состоянии. К такому ремонту относят: исправление небольших повреждений, замена изоляторов, окрашивание оборудования, протяжка резьбовых соединений. Для предотвращения аварийных повреждений все оборудование подвергается эпизодическим осмотрам и техническим испытаниям. Эти мероприятия оплачиваются за счет отчислений, направленных на текущий ремонт.

Амортизационные издержки определяются по формуле

$$I_a = \alpha_a \cdot K, \quad (5.8)$$

где  $\alpha_a$  – амортизационные отчисления в относительных единицах, 1/год. Является справочной величиной.

Издержки на ремонт так же включающие профилактические осмотры и технические испытания, вычисляются

$$I_p = \alpha_p \cdot K. \quad (5.9)$$

Стоимость потерь электроэнергии определяется

$$I_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W, \quad (5.10)$$

где  $\beta$  – стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч, долл./кВт·ч;

$\Delta W$  – потери электроэнергии, кВт·ч.

Важным технико-экономическим показателем является себестоимость передачи электроэнергии

$$C = I / W, \quad (5.11)$$

где  $I$  – суммарные издержки, долл/год;

$W$  – электроэнергия, полученная потребителем за год, кВт·ч.

При технико-экономическом сравнении сопоставляются варианты, при которых удовлетворяются все условия, т.е. такие, в которых потребитель получает электроэнергию в нужном ему объеме и заданного качества, в соответствии со степенью надежности.

На первом этапе технико-экономического сравнения выбирают допустимые по техническим требованиям варианты, а на втором этапе из них выбирают наиболее оптимальный по технико-экономическим показателям.

Сопоставление вариантов сети осуществляют в результате расчетов сравнительной экономической эффективности капитальных вложений. Экономическим критерием, по которому определяют на выгоднейший вариант, является минимум приведенных затрат, долл. год, вычисляемых по формуле

$$Z = \rho_n \cdot K + I, \quad (5.12)$$

где  $K$  – капитальные вложения, долл., для создания сети, предполагается, что строительство продолжается не более одного года;

$I$  – ежегодные эксплуатационные издержки, долл /год, предполагаемые неизменными в течении рассматриваемого периода;

$\rho_n$  – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений,  $\rho_n = 0,121 / \text{год}$ .

Вариант с наименьшими приведенными затратами называется наивыгоднейшим, или экономически целесообразным.

### **Экономическая эффективность оптимизационного распределения**

Рассмотрим возможные варианты электрической сети:

- Электрическая сеть, выполненная без компенсирующих устройств;
- Электрическая сеть с компенсирующими устройствами.

### **Расчет приведенных затрат для 1 варианта схемы**

Рассчитаем время максимальных потерь для электрической сети с учетом, что известно время использования максимальной нагрузки ( $T_{max} = 6000 \text{ часов}$ ) и потери активной мощности  $\Delta P = 1,063 \text{ МВт}$ .

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2, \quad (5.13)$$

Тогда

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5800}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4341 \text{ ч.}$$

Примем, что капитальные вложения равны 0, так как электрическая сеть построена до нас, а эксплуатационные издержки равны издержкам на потери электроэнергии. Остальным издержками пренебрегаем, считая их постоянными для двух вариантов.

$$I_{\Delta W1} = 1,063 \cdot 1000 \cdot 4341 \cdot 0,03 = 167387,39 \text{ долл.}$$

Тогда приведенные эксплуатационные затраты для первого варианта

$$Z_1 = 0 + 12691369,6 = 137387,39 \text{ долл. год.}$$

Расчет приведенных затрат для 2 варианта схемы.

Необходимо установить конденсаторные установки суммарной мощностью 2,857 МВар. Примем стоимость 1 кВар установленной мощности равной 6,3 долл. Тогда капитальные вложения для второго варианта, равны стоимости конденсаторной установки

$$K_2 = 2,857 \cdot 6,3 \cdot 1000 = 18005,4 \text{ долл.}$$

После установки конденсаторных батарей, потери активной мощности стали равны  $\Delta P = 0,882$  МВт. Тогда издержки от потерь электроэнергии равны

$$I_{\Delta W_1} = 1,134 \cdot 1000 \cdot 4341 \cdot 0,03 = 147680,82 \text{ долл.}$$

Приведенные эксплуатационные затраты для второго варианта схемы

$$Z_2 = 0,12 \cdot 18005,4 + 147680,82 = 149841,468 \text{ долл.}$$

Из приведенных расчетов можно сделать вывод, что установка конденсаторных батарей экономически более выгодна, так как имеет меньшее значение приведенных затрат.

Срок окупаемости для двух вариантов вычисляется

$$t_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{I_1 - I_2}. \quad (5.14)$$

$$t_{ок} = \frac{18005,4 - 0}{167387,39 - 147680,468} = 0,8 \text{ года}$$

## 5.7 Результаты экспериментов на микромодели энергосистемы

В работе представлены результаты экспериментального исследования регулирования реактивной мощности и напряжения в локальных электрических

сетях. Для этого использовалась микромодель энергетической системы рисунок 5.6



Рисунок 5.6 – Микромодель электрической системы с использованием STATCOM

Режимы регулирования реактивной мощности и напряжения и их характеристики получались при изменении режимов электропотребления активной, ёмкостной и индуктивной мощности потребителей и эффективность регулирования реактивной мощности и напряжения с помощью STATCOM.

Проводились исследования по следующим направлениям:

1. Компенсация реактивной мощности сети с целью уменьшения тока нагрузки генератора и возможности выдачи номинальной мощности генератора при его работе на высоте выше 1000 метров над уровнем моря.

2. Повышение коэффициента мощности для увеличения пропускной способности и уменьшения потерь мощности в электрической сети.

3. Локальное регулирование реактивной мощности в интересах потребителей с поддержанием нормируемого напряжения на шинах подстанции с помощью STATCOM.

Экспериментальным путем были получены:

1. Характеристики уменьшения реактивной мощности тока генератора пропорционально активной мощности, необходимой для сохранения баланса.

2. Характеристики повышения коэффициента мощности в локальных электрических сетях с целью увеличения пропускной способности сети и снижения суммарных потерь активной мощности.

3. Характеристики поддержания напряжения ( $U_{\text{норм}} = \text{const}$ ) у потребителей при регулировании реактивной мощности на шинах подстанции с помощью STATCOM.

Таблица 5.5 – Результаты регулирования напряжения изменением реактивной мощности с помощью STATCOM.

№п/п	U и I при разных P и Q										
	P Вт	Q=0 Вар		Q=30 Вар		Q=60 Вар		Q=90 Вар		Q=120 Вар	
		U В	I А	U А	I А	U В	I А	U В	I А	U В	I А
1	10	220	0,026	220	0,044	220	0,049	220	0,059	220	0,065
2	20	216	0,053	220	0,069	220	0,071	220	0,080	220	0,094
3	30	211	0,082	220	0,091	220	0,098	220	0,107	220	0,118
4	40	206	0,112	220	0,115	220	0,128	220	0,131	220	0,140
5	50	200	0,144	220	0,137	220	0,150	220	0,160	220	0,167

## 5.8 Выводы

1. В связи с развитием электроэнергетической системы Таджикистана и локальных энергетических центров на основе использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии возникают сложные режимы работы, обусловленные дефицитом реактивной мощности. В свою очередь этот дефицит связан с ограниченностью возможностей его выработке источниками распределенной генерации, а также протяженностью распределительных сетей и недостатком генерации ими зарядной мощности.

2. Предложен новый подход к выбору мест размещения КУ в электрических системах основанный на матрице нечетких отношений связывающий уровень напряжения в узлах, потери мощности в ветвях и коэффициента мощности сети в качестве приоритетных кандидатов среди узлов сети на установку КУ выбираются узлы с низким напряжением и напряжением ниже нормального и соответственно в высокими потерями. Проведенные расчеты подтвердили правильность выбранного метода.

3. Оптимальное распределение источников реактивной мощности в распределительных сетях выполнено на основе алгоритмов роевого интеллекта, а именно алгоритмов светлячков, который в поиске минимума целевой функции

охватывает все области возможных решений в отличие от широко используемого градиентного метода. Предложен и разработан алгоритм метода светлячков, который позволяет, решат задачу при двух критериях с возможностью поиска глобального минимума.

4. Разработан комбинированный алгоритм, включающей в себя поиск некоторой области глобального минимума с последующей дооптимизации для получения точного решения градиентным методом. Применение метода к радиальным распределительным электрическим сетям ГБАО республики Таджикистан показал, что снижение суммарной потери активной мощности после оптимального распределения реактивной мощности позволяет, получит экономию 19706,57 долл /год. А сама установка КУ окупается примерно в течение полутора лет.

5. Компенсация реактивной мощности в радиальных распределительных сетях может быть реализовано с помощью двух видов компенсирующих устройств СТАТКОМ и конденсаторных батарей. Теоретические исследования и экспериментальная апробация предлагаемых мероприятий на физической модели показали достаточно хорошее совпадение результатов для фрагмента радиальной сети.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполненные исследования свидетельствуют, что Таджикистан обладает большим потенциалом возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, так как в республике практически отсутствуют источники углеводородного способа генерации энергии, нефть, газ и уголь. Необходимость использования распределенной генерации ВИЭ подтверждается тем, что многие населенные пункты чрезмерно удалены и не связаны с объединенной энергосистемой Таджикистана. Почти всегда, особенно в сельской местности, отсутствие малых водотоков может быть компенсировано за счет доступности энергии солнечной радиации и ветровых потоков.

2. Исследования показали, что распределенная генерация ВИЭ существенно зависит от высоты расположения источников генерации над уровнем моря, что обусловлено географическим расположением Таджикистана, где 93% территории являются высокогорной. Для ГЭС имеет место снижение номинальной гарантированной мощности из-за ухудшения условий охлаждения генераторов, для ВЭС, СЭС имеет место некоторое увеличение мощности.

3. Впервые предложена математическая интерпретация лингвистической классификации малые, мини и микро станций распределенной генерации ВИЭ на основе нечетких пересекающихся классов. Предлагаемая классификация несколько отличается от принятой в России, где малыми считаются ГЭС мощностью до 30 МВт. Для Республики Таджикистан более приемлема классификация малых ГЭС до 5 МВт, как в некоторых развитых странах. Этот метод классификации применим для ветро и солнечных установок, что обеспечивает правильное проектирование источников малой генерации за счет выбора электрооборудования, а также уточнить их функциональную роль в эксплуатационных режимах, которая определяется доступом на оптовый рынок электроэнергии и некоторыми режимными ограничениями.

4. Показано, что дефицит мощности в ЭЭС Таджикистана в течение 5 месяцев (октябрь - февраль) составляет 600 МВт и может, быть покрыт за счет

солнечной и ветровой энергии. При этом необходимо установка солнечных панелей на 0,1% территории Таджикистана. Ветровые ресурсы покрывают около 25 МВт, а солнечная энергия примерно - 570 МВт. Таким образом, Таджикистан может стать первой страной в мире, которая может обеспечивать собственное электропотребление на 100% за счет «Зеленой энергии».

5. В локальных энергорайонах необходимо создать энергетические центры, которые выполняют конвертацию и интеграцию энергоносителей, обеспечивая, высокую гибкость и надёжность энергоснабжения. Указанные энергетические центры по терминологии развитых стран характеризуется как HUB. Показано что гибридные энергетические центры, с системной точки зрения представляют собой, мультikonвертор который обеспечивает производство, передачу, преобразование, распределение и аккумуляирование энергии.

6. В работе предложена математическая модель, энергетического центра, которая представляет систему линейных алгебраических уравнений, основанную на матрице «сцепления». Она отражает коэффициенты преобразования одних видов энергии ВИЭ в: электричество, тепло, аккумуляирование. Аккумуляирование позволяет получить дополнительные степени свободы при планировании бездефицитных режимов энергетического центра в связи с непредсказуемостью его выработки источниками генерации ВИЭ.

7. Предложен новый подход для размещения компенсирующих устройств основанный на матрице нечетких отношений, связывающей уровни напряжений в узлах и потери активной мощности в ветвях. В качестве приоритетных кандидатов на установку КУ выбираются из матрицы нечетких отношений узлы с низким напряжением и напряжением ниже нормального и высокими потерями. Проведенные расчеты подтвердили правильность метода, основанного на нечеткой логике.

8. Адаптирован алгоритм светлячков роевого интеллекта (Fair flay) для решение задачи при двух критериях с возможностью поиска глобального минимума. Оптимальное распределение источников реактивной мощности в распределительных сетях выполнено на основе именно этого алгоритма, который

в поиске минимума целевой функции охватывает всю область возможных решений, в отличие градиентного метода. Разработан комбинированный алгоритм, роевого интеллекта, включающей в себя поиск некоторой окрестности глобального минимума с помощью роевого интеллекта и последующей дооптимизацией градиентным методом для получения точного решения. Компенсация реактивной мощности в радиальных распределительных сетях реализована с помощью двух видов компенсирующих устройств СТАТКОМ и конденсаторных батарей.

9. Применение разработанных методов оптимизации доказало Теоретические исследования и экспериментальная апробация предлагаемых мероприятий на физической модели показаны достаточно хорошее совпадение результатов для фрагмента радиальной сети. Применение разработанных методов показало, что снижение суммарных потерь активной мощности после оптимизации реактивной мощности позволяет получить экономический эффект 19, 706 тыс. долл/год.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Renewables 2013. Global status report. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.ren21.net](http://www.ren21.net).
2. Рамочная конвенция Организации объединенных наций об изменении климата. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convru.pdf>.
3. Фортов, В.Е. Энергетика в современном мире/ В.Е. Фортов, О.С. Попель. – Издательский Дом «Интеллект».: Долгопрудный, 2011. – 168 с.
4. Режимы внутригодового распределения стока рек Таджикистана: отчет о НИР / Тресман А.Г. – Душанбе: Отдел энергетики АН Таджикской ССР, 1959. – 103 с.
5. Авакян, А.Б. Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы / А.Б. Авакян и др.; под ред. А.Н. Вознесенского – М.: Наука, 1967. – 599 с.
6. Petrov, G.N. Tajikistan`s Hydropower Resources. Central Asia and Caucasus / G.N. Petrov // Center for Social and Political Studies. Sweden. – 2003. – №33 (21), – pp. 153–161.
7. Абдуллаева, Ф.С. Гидроэнергетические ресурсы Таджикской ССР/ Ф.С. Абдуллоева, Г.Б. Баканин, С.М. Гордон. – Л.: Недра, 1965. – 658 с.
8. Ресурсы поверхностных вод СССР. Том 14. Средняя Азия. Выпуск.3. Бассейн р. Амударьи: Гидрометеоиздат, 1971. – 359 с.
9. Шульц, В.Л. Реки Центральной Азии/ В. Л. Шульц // Научно-исследовательский Институт по гидрометрологии Центральной Азии. – Л.: Гидрометеиздат, 1965. — 691 с.
10. Таджикистан. Природа и природные ресурсы. – Душанбе: Дониш, 1982. – 96 с.

11. Тресман, А.Г. Кривые обеспеченности и естественная зарегулированность стока рек Таджикистана / А.Г. Тресман. – Душанбе: Дониш, 1969. – 168 с.

12. Киргизов, А.К. Методика определения расхода воды при проектировании малых ГЭС на горных водотоках. Таджикистана /А. К. Киргизов, С. Р. Расулов // Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: материалы девятнадцатой Всеросс. Науч.-техн. конф. / Томский политехнический университет. Т.1.– Томск: «СПБ Графика», – 2013. – С. 82-84.

13. Киргизов, А.К. Потенциал нетрадиционных источников энергии в Таджикистане / А.К. Киргизов, С. Р. Расулов, У.У. Косимов // Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: материалы восемнадцатой Всеросс. науч.-техн. конф. / Томский политехнический университет. – Томск: «СПБ Графика», – 2012. – С. 99-101.

14. Главтаджикгидромет. Гидрографический экспедиционный отдел. Схемные проработки. «Использование гидроэнергетических ресурсов малых и средних водотоков ГБАО средствами малой гидроэнергетики». Книга 1. Климата - Гидрологическое обоснование. Душанбе 1995. – 132 с.

15. Тресман, А. Г. Определение годового стока на неизученных створах рек Памира /А. Г. Тресман // Доклад АН Тадж. ССР. – № 4. т. 11, Душанбе – 1959. – 98 с.

16. Безруких, П.П. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России / П. П. Безруких, Ю. Д. Арбузов, Г. А. Борисов, В. И. Виссарионов, В. М. Евдокимов и др // СПб.: Наука, 2002. – 314 с.

17. Киргизов, А.К. Водно-энергетический потенциал малых рек Памира / А.К. Киргизов, Дж. С. Ахъеев, Дж. Х. Худжасаидов // 8-я Межд. конф. по проблемам горной промышленности, строительство и энергетики “Социально-экономические и экологические проблемы горной промышленности, строительства и энергетики” ТулГУ. Тула-Донецк-Минск. – 2012. – С. 480-485.

18. Ахмедов, Х. М. Возобновляемые источники энергии в Таджикистане: состояние и перспективы развития / Х. М. Ахмедов, Х. С. Каримов, К. Кабутов // Физико-Технический институт им. С. У. Умарова Академии наук республики Таджикистан. – Доклад. – Душанбе: – 2010г. – 30 с.
19. Киргизов, А.К. Экономическая выгода от использования солнечного теплоснабжения в Таджикистане / А. К. Киргизов, М. Б. Иноятов // Вестник Таджикского технического университета. – 2009. – № 5. С. 32-34.
20. Достижения Целей Развития Тысячелетия в Республике Таджикистан, Таджикистан 2007. Информационный Сервер МИД Таджикистана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://mfa.tj/>.
21. Абдурасулов, А.А. Энергоресурсы Таджикистана и проблемы энергообеспечения горных районов / А. А. Абдурасулов, Х. М. Ахмедов, К. Кабутов // В. сб. Проблемы устойчивого развития горных территорий Республики Таджикистан. Душанбе, 2002. – С. 20-28.
22. Кабутов, К. Возобновляемые источники энергии проблемы и перспективы использования в Таджикистане / К. Кабутов // Материалы междунар. Конф. «Хартия Земли и устойчивое развитие Таджикистана» – Душанбе, – 2011. – С. 75-81.
23. Bukarica, V. United nations development programme Tajikistan: Energy efficiency master plan for Tajikistan / V. Bukarica, Morvaj, S. Robic // Dushanbe, 2011. – 73 p.
24. Таджикистан. Карты Таджикистана. Подробная карта Таджикистана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://geo10.ru/963085.html>.
25. МБРР / Всемирный банк, Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативные варианты обеспечения баланса спроса и предложения, 2012. – 111 с.
26. Петров, Г.Н. Малая Гидроэнергетика Таджикистана / Г. Н. Петров, Х.М. Ахмедов // Гидротехническое строительство. – 2010. – № 12. – С. 49-56.

27. Осадчий, Г.Б. Возобновляемые энергоисточники для автономного энергоснабжения / Г. Б. Осадчий // Энергетик. – 2002. – Вып. 4. – С. 23-25.
28. Киргизов, А.К. Возобновляемые источники энергии как фактор устойчивого развития сельских территорий Республики Таджикистан / А.К. Киргизов, Р.З. Юлдашев, Ш. З. Юлдашев, Л.С. Касобов // Вестник Таджикского технического университета. – 2014. – № 2 (26). – С. 59-61.
29. Киргизов, А.К. К вопросу использования малой гидроэнергетики в условиях Таджикистана./А. К. Киргизов. М. Б. Иноятов // Вестник Таджикского технического университета. – 2008. – № 2(18). – С. 38-42.
30. Закон Республики Таджикистан об использовании возобновляемых источников энергии №587: [Принят Постановлением Маджлиси намояндагон Маджлиси Оли Республики Таджикистан от 23 дек.2009 г.: по состоянию на 23 нояб.2015 г.№587]. – Ирфон. 2009. – 8 с.
31. Официальный сайт Центра по развитию малой гидроэнергетики в Таджикистане [Сайт] – URL: <http://www.tajhydro.tj/>.
32. Киргизов, А.К. Методика определения расхода воды при проектировании малых ГЭС на горных водотоках Таджикистана /А. К. Киргизов, С. Р. Расулов // Энергетика: Экология, Надежность, Безопасность: материалы девятнадцатой Всеросс. Науч.-техн. конф. / Томский политехнический университет. Т.1. - Томск: «СПБ Графика», 2013. – С. 82-84.
33. Историк, Б.Л. Исследование в области нетрадиционной энергетики. / Б. Л. Историк // Гидротехническое строительство. – 1999. – Вып.8/9. – С. 81-84.
34. Михайлов, Л.П. Малая гидроэнергетика / Л.П. Михайлов // М.: Энергоатомиздат, 1999. – 184 с.
35. Виссарионов, В.И. Техничко-экономические характеристики малой гидроэнергетики (справочные материалы) / В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дерюгина и др. // Методическое пособие. М.: Изд-во. МЭИ, 2001. – 120 с.

36. Малинин, Н.К. Теоретические основы гидроэнергетики: учебник для вузов / Н.К. Малинин. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
37. Ельманов, Б.А. Эффективность использования гидроэнергетических ресурсов малых водотоков в Южном Таджикистане и Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО) / Б.А. Элманов, В.И. Масликов, С.Р. Расулов, Р.С. Рубинов // Докл. АН Тадж. ССР. Том X, XVII. – 1984. – №6. – С. 83-86.
38. Официальный сайт ОАХК «Барки Точик» [Сайт]. – URL: <http://www.barqitojik.tj/>.
39. Елистратов, В. В. Возобновляемые источники энергии и способы их использования (на примере Центрально-Азиатского региона) / В.В. Елистратов, В.П. Бреусов, М.А. Ташимбетов // СПб.: Изд-во «Нестор», 2005. – 135 с.
40. Трестман, А.Г. О гидрологическом районировании и характере распределения годового стока рек по территории Таджикистана / А. Г. Тресман // Изв. Отдел. геол. хим. и тех. наук АН Таджикской ССР, – 1959. – вып.1.
41. Александровский, А.Ю. Гидроэнергетика: учебник для вузов / А.Ю. Александровский, М.И. Кнеллер, Д.Н. Коробова и др.; под ред. В.И. Обрезкова. – 2-е изд. перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 512 с.
42. Официальный сайт Министерство энергетики и промышленности Республики Таджикистан [Сайт]. – URL: <http://www.minenergoprom.tj>.
43. Хрисанов, Н.И. Комплексная экспертная оценка экологических последствий гидроэнергетического строительства (на стадии ТЭО) / Н.И. Хрисанов, Н.И. Керро, Г.А. Колник // Гидротехническое строительство. – 1990. – №3.
44. Марковский, Ф.Т. Гидроэнергетические установки малой и средней мощности / Под ред. Ф. Т. Марковского. – М.: Машгиз, 1952. – 519 с.
45. Фельдман Б.Н. Современное состояние и перспективы развития малой гидроэнергетики в России./ Б.Н. Фельдман // Гидротехническое строительство, – 2000. – № 8-9, – С. 53-55.

46. Бальзанников, М.И. Возобновляемые источники энергии. Аспекты комплексного использования / М. И. Бальзанников, В.В. Елистратов – Самара, Изд. Сам ГАСУ, 2008. – 329 с.
47. Ушаков, В.Я. Современная и перспективная энергетика: технологические, социально экономическое и экологические аспекты / В.Я. Ушаков - Томск: изд.-во Томского политехнического университета, 2008. – 469 с.
48. Безруких, П.П. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям) / П.П. Безруких, В.В Елистратов, Дегтярев В.В, Сидоренко Г.И. и др., под ред. П.П. Безруких. – М.: «ИАЦ Энергия», 2007. – 272 с.
49. Волшаник, В.В. Обоснование применения термина «Местная энергетика» / В. В. Волшаник // Гидротехническое строительство. – 2002. – № 7. – С. 48-49.
50. Роза, А. В.да. Возобновляемые источники энергии. Физико-технические основы / Роза Альдо В.да; Пер. с англ. Д.О.Лазарева и др.под ред. С.П. Малышенко, О.С. Попеля. - Долгопрудный: Интеллект; М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 704 с.
51. Семкин, Б.В. Характеристика и возможность использования возобновляемых источников и нетрадиционных энергии для электроснабжения потребителей небольшой мощности на территории Алтайского Края. / Б.В. Семкин, В.М. Иванов, Т.Ю. Иванова. П.П. //Свит ГОУ ВПО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова». – Вестник алтайской науки. Краевое государственное учреждение «Дом ученых Алтайского края». – 2008. – С. 113-122.
52. Пехович, А.И. Расчет шугообразования и движения кромки ледяного покрова в нижних бьефах ГЭС/ А.И. Пехович, Г.А. Трегуб // Известия ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. – Л.:1980. – т.143, – С. 87-91.

53. Пиотрович, В.В. Расчеты толщины ледяного покрова на водохранилище по метеорологическим данным / В.В. Пиотрович – Л.: Гидрометеиздат, 1968. – 185 с.
54. Готлиб, Я. Л. Пропуск льда через гидротехнические сооружения / Я.Л. Готлиб К.Н. Коржавин, В.А. Кореньков, И.Н. Соколов – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 184 с.
55. Шуляковский, Л.Г. Появление льда и начало ледостава на реках, озерах и водохранилищах. Расчёты для целей прогнозов / Л.Г. Шуляковский.– М.:Гидрометииздат,1960. – 202 с.
56. Рекомендации по расчету зажорных явлений в нижних бьефах ГЭС. – Л.: Гидрометеиздат, 1977. – 31 с.
57. Перова, М.Б. Эффективность объектов нетрадиционной электроэнергетики / М.Б. Перова, Ю.В. Воропанова // Монография. – Старый Оскол: ООО «ТНТ», 2004. – 152 с.
58. Асланян Г.С. Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии. / Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, В.Л. Лихачев. – М.: «СПЕКА». 2001. – 152 с. – ООН, Специальная Программа ООН для экономик Центральной Азии.
59. Асарин, А.Е. Водно-энергетические расчеты / А.Е. Асарин, К.Н. Бестужева. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 222 с.
60. Киргизов, А.К. Влияния фактора высоты месторасположения на выбор электрооборудования / А.К. Киргизов, Л.С. Касобов // 11-я Междунар. конф. по проблемам горной промышленности, строительства и энергетики. Тула - Минск – Донецк – 2015. – С. 367-370.
61. ГОСТ 1516.3–96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции». Издания. Международный совет по стандартизации, метрологии и

сертификации. Использование и издательское оформление.–М.: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 54 с.

62. Braae, M. Selection of parameters for fuzzy logic controller. *Fuzzy Sets and Systems* / M. Braae, D.A. Rutherford. 1979, V. 2, pp. 185-199.

63. De Luca A, A definition of a non-probabilistic entropy in the setting of fuzzy set theory./ A De Luca., S Termini // *Information and Control*. 1972, v. 20, pp. 301-312.

64. Манусов, В. З. Построение функций принадлежности / В. З. Манусов, К. Н. Бойко // *Электротехника. Энергетика. Машиностроение (ЭЭМ–2014): сб. науч. тр. 1 междунар. науч. конф. молодых ученых*, – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – Ч. 2. Секция "Энергетика". – С. 37-40.

65. Manusov, V.Z. The distributed generation of hydropower resources of the Republic of Tajikistan on the basis of fuzzy models / V.Z. Manusov, A. K. Kirgizov // *16 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering*. Florence, (Italy, 7-10 June 2016).

66. Киргизов, А.К. Нечеткие модели распределенной генерации возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан / А.К. Киргизов, Дж. С. Ахъёев, Э.Г. Ядагаев // *Научный Вестник НГТУ*. – 2016. – № 3. – С. 117-130.

67. Манусов, В. З. Исследование вопроса интеграции ветровой генерации в работу новосибирской энергетической системы / В. З. Манусов, Ш. К. Халдаров // *Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока*. –2015. – № 4. – С. 216-219.

68. Манусов, В. З. Адаптивное регулирование скорости ветровой турбины с переменной скоростью на базе нечеткой логики / В. З. Манусов, Ш. К. Халдаров // *Актуальные проблемы электронного приборостроения (АПЭП–2014): тр. 12 междунар. конф.*, – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2014. – Т. 7. – С. 292-295.

69. Кабутов, К. Перспективы использования альтернативных источников энергии в Таджикистане. / К. Кабутов – Душанбе: – 15 с.

70. МБРР / Всемирный банк, Энергетический кризис в Таджикистане в зимний период: Альтернативные варианты обеспечения баланса спроса и предложения, 2012. – 182 с.
71. Секретариат Энергетической Хартии, Рассмотрение докладов стран по инвестиционному климату и структуре рынка, Углубленный обзор Таджикистана, 2009. – 265 с.
72. Киргизов, А.К. Экономическая выгода от использования солнечного теплоснабжения в Таджикистане / А.К. Киргизов, М.Б. Иноятов // Вестник Таджикского технического университета. – 2009. – №1 (5). – С. 32-35.
73. Arnold. M. Model- Based Predictive Control Applied to Multi-Carrier Energy Systems / M. Arnold, R. R. Negenborn, G. Andersson and B. De Schutter // In Proceedings of the IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, 2009. – Paper 09GM1452.
74. Pudjianto. D Virtual power plant and system integration of distributed energy resources / D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac // IEET Renewable Power Generation. – 2007. – №1(1). – pp. 10-16.
75. Лукутин, Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении / Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. – Москва: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
76. Обухов, С.Г. Оценка эффективности регионального использования возобновляемых энергоресурсов / С.Г. Обухов, Б.В. Лукутин, М.И. Яворский. – Технологии ТЭК. Москва, – 2003. – № 2. – С. 65-71.
77. Ahcin, P. Simulating demand response and energy storage in energy distribution systems. / P. Ahcin, M. Sikic –Presented at the IEEE International Conference on Power System Technology POWERCON, Hangzhou, China, 2010. – pp. 36-42.

78. Филиппова, Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем: учебник / Т.А. Филиппова, Ю.М. Сидоркин, А.Г. Русина – Новосибирск: Изд-во НГТУ, – 2007. – 356 с.
79. Jizhong, Zhu. Optimization of Power System Operation / – IEEE ed. New Jersey.: John Wiley & Sons, 2009. – 623 pp.
80. Секретарев, Ю.А. Метод оптимизации распределения нагрузки между ГЭС / Ю. А. Секретарев, Ш.М. Султонов // Главный энергетик. – 2015. – № 2. – С. 51-52.
81. Руденко Ю.Н Надежность систем энергетики/ Ю.Н. Руденко, И.А Ушаков. Второе изд. – Новосибирск: Наука, 1989. – 328 с.
82. IEA. 2006. Energy Technology Perspectives – 2006, OECD/IEA, 2006, 458 pp. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.iea.org](http://www.iea.org) (обзор на русском языке имеется на [www.wwf.ru](http://www.wwf.ru)).
83. Масалевич, А.И. Киотский протокол и механизмы его реализации /А.И. Масалевич // Энергонадзор и энергобезопасность. – №3, – 2007. – С. 8-12.
84. Адаптация к изменению климата в странах Европы и Центральной Азии. Документ Всемирного Банка. 2009 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://go.worldbank.org/7OOCIE7AU0>.
85. Справочник по управлению в области охраны окружающей среды, ПРООН и РБЕС, Братислава, Словацкая Республика, 2003. – 253 с.
86. Ньюшлосс, Дж. доклад «Развитие распределенной генерации» энергетического центра Сколково, / Дж. Ньюшлосс., И. Ряпин // Московская школа управления Сколково, 2012 г. URL: <http://energy.skolkovo.ru> (дата обращения: 20.05.2015).
87. Автономные энергоустановки на возобновляемых установках энергии/ О.С. Попель //Энергосбережение. – 2006. – №3. – С. 70-75.
88. Твайделл, Д. Возобновляемые источники энергии: пер с англ. / Д Твайделл, А Уэйр. – М.: Энергоатомиздат.1990. – 392 с.

89. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
90. Усов, И.Ю. Методика оптимизации развития основной электрической сети с использованием показателей структурного анализа / И.Ю. Усов // Тр. Молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2002. – Вып. 33. – С. 73-80.
91. Курицын, Б.Н., Фролова О.А. Оптимизация поселковых систем газоснабжения на базе природного газа / Б.Н. Курицын, О.А. Фролова // Научно-технические проблемы совершенствования и развития систем газоснабжения. Сборник научных трудов. – Саратов: изд-во СГТУ, 2005. – С. 35-42.
92. Солодков, С. А. Оптимизация схем газораспределительных систем / С.А. Солодков, С.А. Корнев // Молодой ученый. — 2015. — №24. — С. 216-218.
93. Киргизов А.К. Особенности идентификации матрицы СВП в энергосистемы Таджикистана /А.К.Киргизов, Л.С. Касобов, М.М. Файзуллоев, Ш.И. Мирзоев, А.М. Курбонов // Кишоварз. 2012. №1. – С. 39-41.
94. Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. / Б.В. Яковлев - М.: Новости теплоснабжения, 2008. – 448 с.
95. Geidl, M Optimal power flow of multiple energy carriers./ M. Geidl., G. Andersson // IEEE Transactions on Power Systems, – 2007. – № 22(1). – pp. 145-155.
96. Onovwiona, H.I. Residential cogeneration system: Review of the current technology / H. I. Onovwiona., V. I. Ugursal // Renewable and Sustainable Energy Reviews, – 2006. – № 10(5). pp. 389-431.
97. B. Bakken, M. M. Belsnes, and J. Røystrand. Energy distribution systems with multiple energy carriers. In Proc. of Symposium Gas and Electricity Networks, Brasilia, Brasil, 2002.
98. Дерюгина, Г. В. Гибридные энергокомплексы на основе возобновляемых источников энергии / Г. В. Дерюгина, М.Г. Тягунов, Т.А.

Шестопалова, В.А. Юрикова // Вестник Кыргызско - Российского Славянского университета, – 2012. – №10, т. 12. – С. 11-17.

99. Коваленко, Е.В. Гибридные энергетические комплексы с когенерацией в изолированных энергетических системах / Е.В. Коваленко, М.Г. Тягунов // Альтернативная энергетика и экология РИНЦ, – 2015. – № 10. – С. 167-177.

100. Korhonen, J. A material and energy flow model for co-production of heat and power / J. Korhonen //Journal of Cleaner Production, –2002. – №10(6). – pp. 537–544.

101. Marti, B. Integrated Analysis of Energy and Transportation Systems. / B. Marti. //Master thesis, Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2006.

102. Васьков, А.Г. "Распределенные системы энергоснабжения на основе гибридных энергокомплексов с установками возобновляемой энергетики" / А.Г. Васьков, М.Г. Тягунов //Новое в российской электроэнергетике. – 2013. – №4. – С. 6-11.

103. Hemmes, K. Towards multi-source multi - product energy systems./ K. Hemmes, //In *Proceedings of the 2nd European Hydrogen Energy Conference (EHEC)*, Zaragoza, Spain, November 2007. – pp. 1332-1338.

104. Асланян, Г.С. Финансовые аспекты расширения и использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии / Г.С Асланян, С.Д. Молодцов // Теплоэнергетика. – 2001. – №2 – С. 34-39.

105. Киргизов, А.К. Методика оптимизации гибридного энергокомплекса для улучшения режима работы локальных электрических сетей /А.К.Киргизов, Л.С. Касобов., В.З. Манусов // Завалишинские чтения'16: сб. докл. – СПб.: ГУАП, 2016. – 322 с.

106. Koeppel, G. Reliability considerations of future energy systems: Multicarrier systems and the effect of energy storage: Diss. ETH No. 17058, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2007.

107. Arnold, M. Distributed control applied to combined electricity and natural gas infrastructures / M. Arnold, R. R. Negenborn, G. Andersson, and B. De Schutter. // In Proceedings of the International Conference on Infrastructure Systems, Rotterdam, The Netherlands, 2008.

108. Manusov, V.Z. Construction and optimization of a power complex with a distributed generation on the basis of renewable and methods of artificial intelligence (on the example of the Republic of Tajikistan) / V.Z. Manusov., A.K. Kirgizov., J. Ahyoev. //E3S Web of Conferences. Volume 6 (2016) International Conference on Sustainable Cities (ICSC 2016) Yekaterinburg, Russia, May 19, 2016.

109. Панченко, Т.В. Генетические алгоритмы: учебно-методическое пособие/ под ред. Ю.Ю. Тарасевича. // Астрахань: Издательский дом "Астраханский университет", 2007. – 87 с.

110. Зайцев, А. А Обзор эволюционных методов оптимизации на основе роевого интеллекта / А. А Зайцев, В.В Курейчик, А.А. Полупанов // Известия Южного федерального университета. – 2010. – №12. – т. 113.

111. Passino, K. M. Biomimicry of bacterial foraging for distributed optimization and control,/ K. M. Passino // IEEE Control Systems Magazine, – 2002. – № 22. – pp. 52-67.

112. D. T. Pham, A. Ghanbarzadeh, E. Кос, S. Otri, S. Rahim, M. Zaidi, The Bees Algorithm — A Novel Tool for Complex Optimisation Problems, Proceedings of IPROMS 2006 Conference, – 2006. – pp. 454—461.

113. Матренин, П. В. Адаптивный алгоритм роя частиц в задачах оперативного планирования / П. В. Матренин, В. З. Манусов // Вестник компьютерных и информационных технологий. – 2016. – № 4 (142). – С. 11-15.

114. Keller, E. Organisms, machines, and thunderstorms: a history of self-organization, part two / E. Keller. // Complexity, emergence, and stable attractors, Historical Studies in the Natural Sciences. – № 39(1). – pp. 1-31.

115. Jati, G. K. Evolutionary discrete firefly algorithm for travelling salesman problem, / G. K. Jati and S. Suyanto // ICAIS 2011, Lecture Notes in Artificial Intelligence (LNAI 6943), – 2011. – pp. 393-403.
116. Karaboga, D. An idea based on honey bee swarm for numerical optimization, / D. Karaboga, // Technical Report TR06, Erciyes University, Turkey. 2005.
117. Sina, K. Optimum Design of Structures Using an Improved Firefly Algorithm / Sina K. Azad, Saeid K. Azad // International Journal of Optimization in Civil Engineering, – 2011. – № 1(2). – pp. 327-340.
118. Yildiz, A. R. Cuckoo search algorithm for the selection of optimal machine parameters in milling operations / A. R. Yildiz // Int. J. Adv. Manuf. Technol, 2012. doi:10.1007/s00170-012-4013-7.
119. Wolpert, D. H. No free lunch theorems for optimization, / D. H Wolpert. and W. G. Macready // IEEE Transaction on Evolutionary Computation. – 1997. – № 1(1). – pp. 67-82.
120. Wolpert, D. H. Coevolutionary free lunches / D. H. Wolpert and W.G. Macready // IEEE Trans. Evolutionary Computation. – 2005; – № 9(6). – pp. 721-735.
121. Матренин, П.В. Системное описание алгоритмов роевого интеллекта / П.В. Матренин, В.Г. Секаев // Программная инженерия. – 2013. – №12. – С. 39-45.
122. Матренин, П. В. Оптимизация распределения источников реактивной мощности в системах электроснабжения с помощью алгоритмов роевого интеллекта. / П. В. Матренин, В. З. Манусов, Е. С. Третьякова // Оперативное управление в электроэнергетике. Подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2016. – № 2. – С. 24-29.
123. Третьякова, Е. С. Оптимизация реактивной мощности на основе генетического алгоритма / Е. С. Третьякова, В. З. Манусов // Главный энергетик. – 2015. – № 1. – С. 26-29.

124. Ponnavaiko, M. P. Optimal choice of fixed and switched capacitors on radial distribution feeders by the method of local variations, / M Ponnavaiko., R.K.S. Prakasa., // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, – 1983. – vol. 102, – pp.1607-1615.

125. Кабышев, А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев // Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.

126. Мисриханов, М.Ш. Координация работы устройств FACTS на основе методов нечеткой логики / М.Ш. Мисриханов., В.Н. Рябченко., В.Ф. Ситников, Ю.В. Шаров // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. № 6. – С. 162-165.

127. Мисриханов, М.Ш. Координация устройств FACTS в магистральных электрических сетях на основе методов нечеткой логики / М.Ш. Мисриханов, В.Н. Рябченко, В.Ф. Ситников // Сборник трудов межд. научно-техн. конф. «Электротехника 2030», МЭИ, Москва, 2007. – С. 57-61.

128. Киргизов, А.К. Оптимизация размещения компенсирующих устройств с помощью алгоритма светлячков и дооптимизация градиентным методом / А.К. Киргизов, Ш.М. Султонов // Материалы научно практической конференции: Электроэнергетика, гидроэнергетика надёжность и безопасность. Душанбе. «Промэкспо».–2016. – С. 29-33.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ РЕСУРСЫ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН**

Таблица 1.1 – Число дней без Солнца в РТ

Станция	Месяцы												За год	
	I	II	III	IV	V	VI	VI I	VI II	IX	X	XI	XI I		
Согдийская область и районы республиканского подчинения														
Кайраккумское водохранилище	6	4	4	1	0	0	0	0	0	0	1	5	11	32
Ленинабад, поле	8	5	5	0	0	0	0	0	0	0	2	4	12	36
Ура-Тюбе	6	7	7	4	1	0	0	0	0	0	2	5	16	38
Пенджикент (Дупули)	8	6	5	2	1	0	0	0	0	0	2	4	10	38
Деҳауз	10	9	8	3	1	0	0	0	0	0	3	7	12	53
	7	7	9	4	3	0	0	0	0	0	1	6	10	47
Душанбе, агрометстанция	8	6	8	2	2	0	0	0	0	0	2	5	8	41
Душанбе, ГМО	9	7	6	2	1	0	0	0	0	0	2	4	8	39
Пахтаабад	7	7	7	3	1	0	0	0	0	0	2	5	9	41
Курган-Тюбе	8	6	6	2	1	0	0	0	0	0	2	4	8	37
Горно-Бадахшанская автономная область														
Кара-Куль	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7
Ледник Федченко	13	13	12	7	3	1	1	0	0	0	5	10	14	79
Хабурабад	6	7	7	3	2	0	0	0	0	0	1	6	10	42
Мургаб	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20
Хорог	8	5	4	1	0	1	0	0	0	0	1	2	7	29

Таблица 1.2 – Солнечная радиация в 12 ч 30 мин., кВт/м<sup>2</sup>

Станция	Ясно					Ясно				
	S	S'	D	Q	B	S	S'	D	Q	B
Январь										
Кайраккумское водохранилище.	0,78	0,37	0,13	0,50	0,27	0,39	0,18	0,18	0,36	0,19
Харамкуль	1,05	0,52	0,1	0,62	0,07	0,39	0,21	0,27	0,48	0,06
Душанбе	0,78	0,40	0,12	0,52	0,25	0,35	0,17	0,17	0,34	0,16
Курган-Тюбе	0,83	0,43	0,1	0,53	0,28	0,30	0,16	0,17	0,33	0,16
Им. Горбунова	1,10	0,56	0,08	0,64	-	0,35	0,06	0,26	0,32	0,12
Апрель										
Кайраккумское водохранилище.	0,86	0,75	0,16	0,91	0,54	0,46	0,39	0,29	0,68	0,42
Харамкуль	1,03	0,90	0,17	1,07	0,37	0,40	0,34	0,43	0,77	0,23

Продолжение таблицы 1.2

Душанбе	0,88	0,77	0,15	0,92	0,54	0,41	0,37	0,27	0,64	0,42
Курган-Тюбе	0,85	0,76	0,17	0,93	0,63	0,45	0,4	0,27	0,67	0,46
Им. Горбунова	1,11	0,97	0,12	1,09	-	0,40	0,36	0,49	0,85	0,22
Июль										
Кайракумское водохранилище.	0,85	0,80	0,16	0,96	0,55	0,79	0,74	0,19	0,93	0,53
Харамкуль	0,97	0,94	0,10	1,04	0,59	0,59	0,50	0,26	0,76	0,41
Душанбе	0,81	0,77	0,19	0,96	0,61	0,74	0,70	0,23	0,93	0,59
Курган-Тюбе	0,82	0,77	0,20	0,97	0,59	0,74	0,71	0,23	0,94	0,56
Им. Горбунова	1,07	1,02	0,09	1,11	-	0,78	0,74	0,24	0,98	0,61
Октябрь										
Кайракумское водохранилище.	0,80	0,53	0,14	0,67	0,36	0,57	0,36	0,20	0,56	0,31
Харамкуль	0,97	0,64	0,09	0,73	0,35	0,5	0,33	0,20	0,53	0,25
Душанбе	0,84	0,56	0,13	0,69	0,39	0,58	0,39	0,19	0,58	0,32
Курган-Тюбе	0,81	0,55	0,15	0,70	0,39	0,60	0,41	0,20	0,61	0,33
Им. Горбунова	1,11	0,74	0,08	0,82	-	0,61	0,39	0,24	0,63	0,34

**ПРИЛОЖЕНИЕ 2**

**УСТАНОВЛЕННЫЕ И РАСПОЛАГАЕМЫЕ МОЩНОСТИ МАЛЫХ ГЭС И  
ДИЗЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Таблица 2.1 – Установленные и располагаемые мощности малых ГЭС и дизельных электростанций (ДЭС) по Горно-Бадахшанским электрическим сетям (ЭС) на 01.01. 1992 г.

№п/п	Наименование станции по районам области	Место установки	Высота над уровнем море, м	Установленная мощность, кВт	Располагаемая мощность, кВт
	<b>1. Мургабский РЭС</b>				
1.	ГЭС АК- Су	Мургаб	3592	640	40
2.	ДЭС Мургаб	Мургаб	3592	3200	2000
3.	ДЭС Кизил Чигарчи	Каракуль	3785	155	101
4.	ДЭС Ленин -Жолу	Рангкуль	3514	120	78
5.	ДЭС Киров	Шаймак	3650	60	48
6.	ДЭС Киров	Тохтамиш	3635	170	122
	Итого по ГЭС			640	40
	Итого по ДЭС			3675	2325
	<b>Всего</b>			<b>4315</b>	<b>2365</b>
	<b>2. Ишкашимский РЭС</b>				
1.	ГЭС Намадгут	Намадгут	2900	2500	1800
2.	ДЭС	Намадгут	2900	2500	2000
	<b>Всего</b>			<b>5000</b>	<b>3800</b>
	<b>3. Шугнанский РЭС</b>				
1.	ГЭС Хорог	Хорог	2100	9000	8200
2.	ДЭС ПАЭС	Хорог	2100	6600	5500
3.	ДЭС Шугнан	Хорог	2100	6400	6280
4.	ДЭС Буни	Буни	2050	2400	2280
	Итого по ГЭС			8200	8200
	Итого по ДЭС			15400	12980
	<b>Всего</b>			<b>25036</b>	<b>21180</b>
	<b>4. Рушанский РЭС</b>				
1.	ГЭС Шуджанд	Шуджанд	1990	832	675
2.	ГЭС Савноб	Савноб	2700	80	40
3.	ДЭС Шуджанд	Шуджанд	1990	2400	2280
4.	ДЭС Интернационал	Спондж	2400	225	225
5.	ДЭС Савноб	Савноб	2700	30	20
6.	ДЭС Басид	Басид	2750	74	74
	Итого по ГЭС			912	715
	Итого по ДЭС			2899	2359
	<b>Всего</b>			<b>3727</b>	<b>3134</b>
	<b>5. Ванчский РЭС</b>				
1.	ГЭС Ванч	Ванч	1750	1200	950
2.	ДЭС Ванч	Ванч	1750	2400	2067
	Итого по ГЭС			1200	950
	Итого по ДЭС			2400	2067
	<b>Всего</b>			<b>3600</b>	<b>2917</b>
	<b>6. Калаи - хумбский РЭС</b>				
1.	ГЭС Калаи-Хумб	Калаи-Хумб	1260	208	80

Продолжение таблицы 2.1

2.	ДЭС Калаи-Хумб	Калаи-Хумб	1260	800	720
	Итого по ГЭС			208	80
	Итого по ДЭС			800	720
	<b>Всего</b>			<b>1008</b>	<b>800</b>
<b>Итого по системе</b>					
	ГЭС			15096	11685
	ДЭС			27640	22441
	<b>Всего</b>			<b>42736</b>	<b>34126</b>

Таблица 2.2 – Некоторые малые, мини и микро ГЭС Горно-Бадахшанской Автономной Области, построенные за 1977-2009 гг.

№	Наименование	Район	Начало строительства	Год пуска	Мощность кВт
1	Шпад	Рушон	1977	1977	30
2	Вамд	Рушон	1997	1998	60
3	Дех	Рушон	1998	1998	30
4	Бардара	Рушон	1997	1998	50
5	Равмед	Рушон	1997	1997	30
6	Япшорв	Рушон	1998	1998	30
7	Басид	Рушон	1997	1999	75
8	Пасор	Рушон	1997	1999	100
9	Барчадев	Рушон	1998	1999	45
10	Аджирх	Рушон	1999	1999	20
11	Емц	Рушон	1999	2001	100
12	Даржомг	Рушон	1990	1993	200
13	Сапонч	Рушон	1990	1993	160
14	Баджу	Рушон	1999	1999	37
15	Пастбаджу	Рушон	2001	2001	15
16	Пастфух-1	Рушон	2001	2001	37
17	Пастфух-2	Рушон	2002	2002	37
18	Хуф-1	Рушон	2003	2003	37
19	Хуф-2	Рушон	2003	2003	15
20	Шидз	Рушон	2004	2004	20
21	Барушон	Рушон	1998	2001	100
22	Лангар-1	Рушон	2001	2005	150
23	Лангар-2	Рушон	2005	2006	50

Продолжение таблицы 2.2

24	Савноб	Рушон	1990	1990	80
25	Бардара	Рушон	2006	2008	160
26	Чадуд	Рушон	2009	2009	35
27	Лангар	Ишкошим	2000	2002	75
28	Ямчун	Ишкошим	2000	2002	200
29	Бодом	Рошткаља	1998	1998	30
30	Вездара	Рошткаља	1999	1999	30
31	Ширг-2	Дарвоз	2007	2011	500
32	Андарбак	Ванч	1996	1998	300
33	Бичхавр	Ванч			80
34	Ширг-1	Дарвоз	2005	2008	1260
35	Шкев	Дарвоз	1999	2001	100
36	Ёгед	Дарвоз	2004	2006	125
37	Хумб	Дарвоз	1955	1958	256
38	Гушун-1	Дарвоз	2009	2009	65
39	Шитхарв	Ишкошим	2009	2009	35
Итого:					4359

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3**

**МОЩНОСТЬ ВЕТРОУСТАНОВОК НА РАЗНИХ ВЫСОТАХ И РАДУСЕ  
ВЕТРОКОЛЕСА И РАСЧЕТ СОЛНЕЧНОЙ РАДИАЦИИ С ПОМОЩЬЮ  
ПРОГРАММЫ "НОМЕР"**

Таблица 3.1 – Мощность ветроресурсов при R=5м

Города	$P_{min}$ [кВт]	$P_{cp}$ [кВт]	$P_{max}$ [кВт]	
1	Душанбе	0,023	0,188	0,634
2	Ашт	0,048	0,387	1,308
3	Худжанд	1,719	13,753	46,418
4	Исфара	0,103	0,824	2,781
5	Уротеппа	0,072	0,578	1,953
6	Панджакент	0,141	1,130	3,815
7	Гарм	0,275	2,207	7,451
8	Нуробод	0,048	0,387	1,308
9	Оби-Гарм	0,048	0,387	1,308
10	Тавилдара	0,086	0,694	2,343
11	Шахринав	0,215	1,719	5,802
12	Файзобод	1,217	9,738	32,867
13	Вахдат	0,215	1,719	5,8022
14	Пахтаобод	0,387	3,102	10,468
15	Ховалинг	1,404	11,234	37,916
16	Явон	0,215	1,719	5,802
17	Дангара	0,039	0,310	1,047
18	Кулоб	0,059	0,477	1,609
19	Истгохи Шурообод	0,477	3,815	12,876
20	Кургонтеппа	0,030	0,244	0,824
21	Носири Хусрав	0,009	0,072	0,244
22	Шахритус	0,103	0,824	2,781
23	Фархор	0,072	0,578	1,953
24	Вахи	0,163	1,308	4,416
25	Джиликул	0,163	1,308	4,416
26	Дехауз	0,894	7,157	24,155
27	Мадрушкент	0,430	3,446	11,630
28	Сангистон	0,347	2,781	9,386
29	Ходжа-Оби-Гарм	0,048	0,387	1,308
30	Хушёри	0,030	0,244	0,824
31	Бустонобод	1,833	14,670	49,512
32	Санглох	0,477	3,815	12,875
33	Кангурт	0,048	0,387	1,308
34	Исанбой	0,121	0,969	3,270
35	Лохур	0,121	0,969	3,270
36	Айвадж	0,824	6,592	22,249
37	Панджипоён	0,103	0,824	2,7812
38	Майхура	0,048	0,387	1,308
39	Лахи	0,103	0,824	2,781
40	Чормагзак	1,047	8,382	28,288
41	Харамкул	0,013	0,103	0,347
42	Искандар-Кул	0,072	0,578	1,953
43	Перевал Шахристон	1,834	14,670	49,512
44	Перевал Анзоб	1,719	13,753	46,418

Памир				
45	<i>Калъаи-Хумб</i>	0,039	0,310	1,047
46	<i>Мургоб</i>	0,215	1,719	5,802
47	<i>Рушон</i>	0,163	1,308	4,416
48	<i>Ишкошим</i>	0,141	1,130	3,815
49	<i>Хоруг</i>	0,215	1,719	5,802
50	<i>Хумгари</i>	0,347	2,781	9,386
51	<i>Джавшангоз</i>	0,215	1,719	5,802
52	<i>Булункул</i>	0,059	0,477	1,609
53	<i>Каракул</i>	0,477	3,815	12,875
54	<i>Пирихи Федченко</i>	3,815	30,520	103,007
55	<i>Перевал Хобуробод</i>	1,953	15,626	52,739
<b>Сумма</b>		<b>25,097</b>	<b>200,782</b>	<b>677,640</b>

Таблица 3.2 – Мощность ветроресурсов при R=7.5м

Города		$P_{min}$ [кВт]	$P_{cp}$ [кВт]	$P_{max}$ [кВт]
1	<i>Душанбе</i>	0,053	0,423	1,428
2	<i>Аит</i>	0,109	0,872	2,944
3	<i>Худжанд</i>	3,867	30,941	104,426
4	<i>Исфара</i>	0,231	1,854	6,256
5	<i>Уротеппа</i>	0,162	1,302	4,394
6	<i>Панджакент</i>	0,317	2,543	8,583
7	<i>Гарм</i>	0,620	4,967	16,763
8	<i>Нуробод</i>	0,109	0,872	16,763
9	<i>Оби-Гарм</i>	0,109	0,872	2,944
10	<i>Тавилдара</i>	0,195	1,562	5,270
11	<i>Шахринав</i>	0,483	3,867	13,053
12	<i>Файзобод</i>	2,738	21,908	73,941
13	<i>Вахдат</i>	0,483	3,867	13,053
14	<i>Пахтаобод</i>	0,872	6,978	23,551
15	<i>Ховалинг</i>	3,159	25,273	85,298
16	<i>Явон</i>	0,483	3,867	13,053
17	<i>Дангара</i>	0,087	0,698	2,357
18	<i>Куляб</i>	0,134	1,073	3,621
19	<i>Станция Шуорообод</i>	1,073	8,583	28,967
20	<i>Кургонтеппа</i>	0,068	0,549	1,854
21	<i>Носири Хусрав</i>	0,020	0,163	0,549
22	<i>Шахритус</i>	0,232	1,854	6,257
23	<i>Фархор</i>	0,162	1,302	4,394
24	<i>Вахи</i>	0,368	2,944	9,935
25	<i>Джилликул</i>	0,368	2,944	9,935
26	<i>Дехауз</i>	2,012	16,101	54,343
27	<i>Мадрушкент</i>	0,969	7,753	26,165
28	<i>Сангистон</i>	0,782	6,256	21,117

## Продолжение таблицы 3.2.

29	<i>Ходжа-Оби-Гарм</i>	0,109	0,872	2,944
30	<i>Хушёри</i>	0,068	0,549	1,854
31	<i>Бустонобод</i>	4,125	33,003	111,386
32	<i>Санглох</i>	1,072	8,582	28,967
33	<i>Кангурт</i>	0,109	0,872	2,944
34	<i>Исанбой</i>	0,272	2,180	7,358
35	<i>Лохур</i>	0,272	2,180	7,358
36	<i>Айвадж</i>	1,854	14,831	50,054
37	<i>Нижний пяндж</i>	0,232	1,853	6,256
38	<i>Майхура</i>	0,109	0,872	2,944
39	<i>Лахи</i>	0,232	1,854	6,257
40	<i>Чормагзак</i>	2,357	18,856	63,640
41	<i>Харамкул</i>	0,029	0,232	0,782
42	<i>Искандар - Кул</i>	0,162	1,302	4,394
43	<i>Перевал Шахристон</i>	4,125	33,003	111,386
44	<i>Перевал Анзоб</i>	3,867	30,941	104,426
Помир				
45	<i>Калъаи-Хумб</i>	0,087	0,698	2,357
46	<i>Мургоб</i>	0,483	3,867	13,053
47	<i>Рушон</i>	0,368	2,944	9,935
48	<i>Ишкошим</i>	0,318	2,543	8,583
49	<i>Хоруг</i>	0,483	3,867	13,053
50	<i>Хумгари</i>	0,782	6,257	21,117
51	<i>Джавшангоз</i>	0,483	3,867	13,053
52	<i>Булункул</i>	0,134	1,073	3,621
53	<i>Каракул</i>	1,072	8,583	28,967
54	<i>Ледник Федченко</i>	8,583	68,662	231,734
55	<i>Перевал Хобуробод</i>	4,394	35,155	118,648
<b>Сумма</b>		<b>56,462</b>	<b>451,696</b>	<b>1524,476</b>

Таблица 3.3 – Мощность ветроресурсов при R=10м

	Города	$P_{min}$ [кВт]	$P_{cp}$ [кВт]	$P_{max}$ [кВт]
1	<i>Душанбе</i>	0,094	2,539	20,311
2	<i>Ашт</i>	0,194	5,234	41,874
3	<i>Худжанд</i>	6,876	185,673	1485,386
4	<i>Исфара</i>	0,412	11,125	88,998
5	<i>Уротеппа</i>	0,289	7,813	62,506
6	<i>Панджакент</i>	0,565	15,260	122,083
7	<i>Гарм</i>	1,104	29,805	238,443
8	<i>Нуробод</i>	0,194	5,234	41,874
9	<i>Оби-Гарм</i>	0,194	5,234	41,874
10	<i>Тавилдара</i>	0,347	9,372	74,974
11	<i>Шахринав</i>	0,859	23,209	185,673

## Продолжение таблицы 3.3.

12	<i>Файзобод</i>	4,869	131,470	1051,762
13	<i>Вахдат</i>	0,859	23,209	185,673
14	<i>Пахтаобод</i>	1,551	41,874	334,996
15	<i>Ховалинг</i>	5,617	151,663	1213,309
16	<i>Явон</i>	0,859	23,209	185,673
17	<i>Дангара</i>	0,155	4,191	33,527
18	<i>Кулоб</i>	0,238	6,438	51,503
19	<i>Станция Шууробод</i>	1,907	51,504	412,030
20	<i>Кургонтеппа</i>	0,122	3,296	26,369
21	<i>Носири Хусрав</i>	0,036	0,976	7,8133
22	<i>Шахритус</i>	0,412	11,125	88,998
23	<i>Фархор</i>	0,289	7,813	62,506
24	<i>Вахи</i>	0,654	17,666	141,326
25	<i>Джликул</i>	0,654	17,666	141,326
26	<i>Дехауз</i>	3,578	96,623	772,985
27	<i>Мадрушкент</i>	1,723	46,523	372,185
28	<i>Сангистон</i>	1,390	37,546	300,370
29	<i>Ходжа-Оби-Гарм</i>	0,194	5,234	41,8745
30	<i>Хушёри</i>	0,122	3,296	26,369
31	<i>Бустонобод</i>	7,335	198,047	1584,381
32	<i>Санглох</i>	1,907	51,504	412,030
33	<i>Кангурт</i>	0,194	5,234	41,874
34	<i>Исанбой</i>	0,484	13,084	104,671
35	<i>Лохур</i>	0,484	13,084	104,671
36	<i>Айвадж</i>	3,296	88,998	711,989
37	<i>Панджипоён</i>	0,412	11,125	88,998
38	<i>Майхура</i>	0,194	5,234	41,874
39	<i>Лахи</i>	0,412	11,124	88,998
40	<i>Чормагзак</i>	4,191	113,154	905,231
41	<i>Харамкул</i>	0,051	1,391	11,124
42	<i>Искандар - Кул</i>	0,289	7,813	62,506
43	<i>Перевал Шахристон</i>	7,335	198,047	1584,381
44	<i>Перевал Анзоб</i>	6,876	185,673	1485,386
<b>Помир</b>				
45	<i>Калъаи – Хумб</i>	0,155	4,191	33,527
46	<i>Мургоб</i>	0,859	23,209	185,673
47	<i>Рушон</i>	0,654	17,666	141,326
48	<i>Ишкошим</i>	0,565	15,260	122,083
49	<i>Хоруг</i>	0,859	23,209	185,673
50	<i>Хумгари</i>	1,391	37,546	300,370
51	<i>Джавшангоз</i>	0,859	23,209	185,673
52	<i>Булункул</i>	0,238	6,438	51,5038
53	<i>Каракул</i>	1,907	51,504	412,030
54	<i>Ледник Федченко</i>	15,260	412,031	3296,246
55	<i>Перевал Хобуробод</i>	7,813	210,959	1687,678
<b>Сумма</b>		<b>100.391</b>	<b>2710.564</b>	<b>21684,51</b>

Таблица 3.4 – Результаты расчета с помощью программы HOMER

Душанбе	Clearness	DailyRadiation	Вахдат	Clearness	DailyRadiation
Month	Index	(kWh/m <sup>2</sup> /d)	Month	Index	(kWh/m <sup>2</sup> /d)
January	0,483	2,164	January	0,508	2,279
February	0,511	2,996	February	0,525	3,076
March	0,488	3,804	March	0,508	3,961
April	0,52	5,058	April	0,536	5,214
May	0,537	5,937	May	0,552	6,099
June	0,574	6,65	June	0,587	6,804
July	0,592	6,682	July	0,610	6,889
August	0,612	6,236	August	0,622	6,339
September	0,616	5,196	September	0,630	5,320
October	0,527	3,384	October	0,541	3,474
November	0,499	2,385	November	0,525	2,513
December	0,456	1,854	December	0,479	1,947
<b>Average:</b>	0,547	4,368	<b>Average:</b>	0,563	4,499
		<b>4,37</b>			<b>4,5</b>

Кургантjубе	Clearness	DailyRadiation	Куляб	Clearness	DailyRadiation
Month	Index	(kWh/m <sup>2</sup> /d)	Month	Index	(kWh/m <sup>2</sup> /d)
January	0,547	2,522	January	0,549	2,522
February	0,562	3,361	February	0,563	3,361
March	0,55	4,336	March	0,550	4,336
April	0,563	5,499	April	0,563	5,499
May	0,591	6,536	May	0,591	6,536
June	0,622	7,199	June	0,622	7,199
July	0,647	7,31	July	0,647	7,310
August	0,643	6,576	August	0,643	6,576
September	0,656	5,581	September	0,656	5,581
October	0,584	3,811	October	0,585	3,811
November	0,581	2,85	November	0,582	2,850
December	0,514	2,151	December	0,515	2,151
В среднем Average:	0,514	4,818	В среднем Average:	0,599	4,818
		<b>4,82</b>			<b>4,82</b>

## Продолжение таблицы 3.4

Худжанд	Clearness	DailyRadiation
Month	Index	(kWh/m2/d)
January	0,452	1,895
February	0,508	2,841
March	0,505	3,827
April	0,532	5,105
May	0,543	5,986
June	0,576	6,674
July	0,584	6,593
August	0,592	5,984
September	0,592	4,891
October	0,501	3,093
November	0,481	2,165
December	0,424	1,600
В среднем Average:	0,541	4,227
		<b>4,23</b>

Панджакент	Clearness	DailyRadiation
Month	Index	(kWh/m2/d)
January	0,462	2,0
February	0,493	2,820
March	0,492	3,780
April	0,542	5,240
May	0,605	6,670
June	0,663	7,680
July	0,663	7,480
August	0,658	6,680
September	0,649	5,410
October	0,611	3,840
November	0,549	2,540
December	0,464	1,810
В среднем Average:	0,592	4,672
		<b>4,67</b>

Хопур	Clearness	DailyRadiation
Month	Index	(kWh/m2/d)
January	0,588	2,746
February	0,614	3,701
March	0,608	4,821
April	0,596	5,841
May	0,607	6,724
June	0,625	7,230
July	0,643	7,265
August	0,667	6,827
September	0,715	6,115
October	0,639	4,204
November	0,628	3,115
December	0,547	2,324
В среднем Average:	0,628	5,082
		<b>5,08</b>

Муроб	Clearness	Daily Radiation
Month	Index	(kWh/m2/d)
January	0,597	2,713
February	0,612	3,622
March	0,621	4,869
April	0,601	5,858
May	0,597	6,603
June	0,607	7,030
July	0,622	7,025
August	0,608	6,211
September	0,665	5,635
October	0,634	4,105
November	0,646	3,129
December	0,563	2,326
В среднем Average:	0,615	4,933
		<b>4,93</b>

## Продолжение таблицы 3.4

<b>Фархор</b>	<b>Clearness</b>	<b>DailyRadiation</b>
<b>Month</b>	<b>Index</b>	<b>(kWh/m2/d)</b>
January	0,548	2,558
February	0,572	3,449
March	0,560	4,442
April	0,566	5,544
May	0,589	6,520
June	0,628	7,267
July	0,642	7,251
August	0,637	6,525
September	0,646	5,526
October	0,600	3,948
November	0,584	2,897
December	0,519	2,203
В среднем Average:	0,6	4,851
		4,85

<b>Шурообод</b>	<b>Clearness</b>	<b>DailyRadiation</b>
<b>Month</b>	<b>Index</b>	<b>(kWh/m2/d)</b>
January	0,547	2,522
February	0,562	3,361
March	0,550	4,336
April	0,563	5,499
May	0,591	6,536
June	0,622	7,199
July	0,647	7,310
August	0,643	6,576
September	0,656	5,581
October	0,584	3,811
November	0,581	2,850
December	0,514	2,151
В среднем Average:	0,598	4,818
		<b>4,82</b>

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4**

**ПРОГРАММА АЛГОРИТМА СВЕТЛЯЧКОВ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ  
КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ И РАСЧЕТ РЕЖИМА СЕТИ ГБАО**

```

'Агент алгоритма светлячков
class FireFly
dim mPosition() 'позиция
public mC1 'критерий 1
public mC2 'критерий 2

function initialize(dimension)
reDim mPosition(dimension)
Randomize
for i = 0 to (dimension - 1)
mPosition(i) = rnd
next
end function
end class

'Алгоритм светлячков
class FFA
private mNumberAgents
private mNumberIterations
private mDimension

'параметры алгоритма
private mA
private mA2
private mB0
private mG

private mAgents()
private mAgentsPositionNext()

sub initialize(dimension, numberAgents, numberIterations)
mNumberAgents = numberAgents
mNumberIterations = numberIterations
mDimension = dimension

mA = 0.05
mA2 = 0.001
mB0 = 10.
mG = 10.0

reDim mAgents(mNumberAgents)
reDim mAgentsPositionNext(mNumberAgents)

for i = 0 to mNumberAgents - 1
set ff = New FireFly
ff.initialize(mDimension)
set mAgents(i) = ff
set mAgentsPositionNext(i) = ff
next
end sub

sub run
for it = 1 to mNumberIterations
rastr.Printp CStr(it)
for ip = 0 to (mNumberAgents - 1)
c1 = setX(mAgents(ip).mPosition)
c2 = setX2(mAgents(ip).mPosition)

mAgents(ip).mC1 = c1
mAgents(ip).mC2 = c2

next

for i = 0 to (mNumberAgents - 1)
for j = 0 to mNumberAgents - 1
if i <> j AND mAgents(i).mC1 < mAgents(j).mC1 AND mAgents(i).mC2 < mAgents(j).mC2 then
r = 0
for k = 0 to mDimension - 1
r = r + (mAgents(i).mPosition(k) - mAgents(j).mPosition(k))^2
next
r = Abs(r)

```

```

    b = mB0/(1 + mG*r)
    for k = 0 to mDimension - 1
        mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) = mAgents(i).mPosition(k) +
b*(mAgents(j).mPosition(k) - mAgents(i).mPosition(k))
        mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) = mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) + mA*(2*rnd -
1)
        if mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) > 1 then
            mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) = 1
        elseif mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) < 0 then
            mAgentsPositionNext(i).mPosition(k) = 0
        end if
    next
end if
next
next

for i = 0 to (mNumberAgents - 1)
    for j = 0 to mDimension - 1
        mAgents(i).mPosition(j) = mAgentsPositionNext(i).mPosition(j) + mA2*(2*rnd - 1)
    next
next
next

for i = 0 to (mNumberAgents - 1)
    c1 = setViewX(mAgents(i).mPosition)
    c2 = setViewX2(mAgents(i).mPosition)
next

end sub

end class

'узлы для установки КУ
dim idQxNodes
idQxNodes = Array(10, 11, 12, 13, 14, 15, 21, 22, 25, 27, 30, 38, 43)

'получение объектов Rastr
set a = Rastr.Tables("area")
set dp = a.Cols("dp_line")
set totalP = a.Cols("pop")
set totalQ = a.Cols("poq")

set n = Rastr.Tables("node")
set q = n.Cols("qn")
set idNodes = n.Cols("ny")

PERIOD = 8 'расчеты период в годах
COST_DP = 3.74 ' цена за 1 КВат*час в рублях
COST_QX = 450 ' цена за 1 КВар в рублях (поставить 0 для эксплуатационной задачи)

'критерий 1
function setX(arrayX)

    dim lastQ()
    sumQ = 0
    redim lastQ(UBound(idQxNodes))
    for i = 0 to UBound(idQxNodes)
        lastQ(i) = q.z(idQxNodes(i))
        tmpQ = lastQ(i)*(0.9*arrayX(i)) 'мощность КУ в узле i
        'Rastr.Printp CStr(tmpQ) + " Q " + CStr(q.z(idQxNodes(i))) + " : " + CStr(idQxNodes(i))
        q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i) - tmpQ
        sumQ = sumQ + tmpQ
        'Rastr.Printp CStr(i) + ";" + CStr(idNodes.z(idQxNodes(i))) + ";" + CStr(arrayX(i)) + ";" +
CStr(q.z(idQxNodes(i)))
    next

    rastr.rgm ""
    result = (dp.z(0)*1000*12*365*PERIOD*COST_DP)/1000000

    for i = 0 to UBound(idQxNodes)

```

```

    q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i)
next

rastr.rgm ""

setX = -result

end function

'критерий 2
function setX2(arrayX)

    dim lastQ()
    sumQ = 0
    redim lastQ(UBound(idQxNodes))
    for i = 0 to UBound(idQxNodes)
        lastQ(i) = q.z(idQxNodes(i))
        tmpQ = lastQ(i)*(0.9*arrayX(i)) 'мощность КУ в узле i
        Rastr.Printp CStr(tmpQ) + " Q " +
CStr(q.z(idQxNodes(i))) + " : " + CStr(idQxNodes(i))
        q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i) - tmpQ
        sumQ = sumQ + tmpQ
    next

    rastr.rgm ""
    result = (sumQ*1000*COST_QX)/1000000

    for i = 0 to UBound(idQxNodes)
        q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i)
    next

    rastr.rgm ""

    setX2 = -result

end function

function setViewX(arrayX)

    dim lastQ()
    sumQ = 0
    redim lastQ(UBound(idQxNodes))
    for i = 0 to UBound(idQxNodes)
        lastQ(i) = q.z(idQxNodes(i))
        tmpQ = lastQ(i)*(0.9*arrayX(i)) 'мощность КУ в узле i
        Rastr.Printp CStr(tmpQ) + " Q " + CStr(q.z(idQxNodes(i))) + " : " + CStr(idQxNodes(i))
        q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i) - tmpQ
        sumQ = sumQ + tmpQ
        Rastr.Printp CStr(i) + "; " + CStr(idNodes.z(idQxNodes(i))) + "; " + CStr(arrayX(i)) + "; "
+ CStr(q.z(idQxNodes(i))) + "; " + CStr(lastQ(i))
    next

    rastr.rgm ""
    Rastr.Printp CStr(dp.z(0)) + " DP !!!! " + CStr(dp.z(0)*1000*12*365*PERIOD*COST_DP)
    Rastr.Printp CStr(sumQ) + " sumQ !!!! " + CStr(sumQ*1000*COST_QX)
    result = (dp.z(0)*1000*12*365*PERIOD*COST_DP + sumQ*1000*COST_QX)/1000000
    Rastr.Printp " !!!! " + CStr(result)
    Rastr.Printp " ! " + CStr(totalP.z(0)) + " : " + CStr(totalQ.z(0)) + " : " +
CStr(totalQ.z(0)/sqr(totalQ.z(0)*totalQ.z(0) + totalP.z(0)*totalP.z(0)))

    for i = 0 to UBound(idQxNodes)
        q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i)
    next

    rastr.rgm ""

    setViewX = -result

end function

function setViewX2(arrayX)

```

```

dim lastQ()
sumQ = 0
redim lastQ(UBound(idQxNodes))
for i = 0 to UBound(idQxNodes)
lastQ(i) = q.z(idQxNodes(i))
tmpQ = lastQ(i)*(0.9*arrayX(i)) 'мощность КУ в узле i
'Rastr.Printp CStr(tmpQ) + " Q " + CStr(q.z(idQxNodes(i))) + " : " + CStr(idQxNodes(i))
q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i) - tmpQ
sumQ = sumQ + tmpQ
Rastr.Printp CStr(i) + "; " + CStr(idNodes.z(idQxNodes(i))) + "; " + CStr(arrayX(i)) + "; "
+ CStr(q.z(idQxNodes(i))) + "; " + CStr(lastQ(i))
next

rastr.rgm ""
Rastr.Printp CStr(dp.z(0)) + " DP !!!! " + CStr(dp.z(0)*1000*12*365*PERIOD*COST_DP)
Rastr.Printp CStr(sumQ) + " sumQ !!!! " + CStr(sumQ*1000*COST_QX)
result = (dp.z(0)*1000*12*365*PERIOD*COST_DP + sumQ*1000*COST_QX)/1000000
Rastr.Printp " !!!! " + CStr(result)
Rastr.Printp " ! " + CStr(totalP.z(0)) + " : " + CStr(totalQ.z(0)) + " : " +
CStr(totalQ.z(0)/sqr(totalQ.z(0)*totalQ.z(0) + totalP.z(0)*totalP.z(0)))

for i = 0 to UBound(idQxNodes)
q.z(idQxNodes(i)) = lastQ(i)
next

rastr.rgm ""

setViewX2 = -result

end function

set ffaa = new FFA
ffaa.initialize 13, 100, 5000
ffaa.run

```

Таблица 4.1 – Значение потери напряжения в узлах ЭС ГБАО по программе «Rastr Win»

Тип	Номер	Название	P <sub>н</sub>	Q <sub>н</sub>	P <sub>г</sub>	Q <sub>г</sub>	U	ΔU
База	1	Памир 1			13,3	3,0	6,60	
Нагрузка	2	1					34,93	0,07
Нагрузка	3	2					33,49	-1,51
Нагрузка	4	3	2,7	0,9			33,49	-1,51
Нагрузка	6	Рошткала	1,7	0,6			32,27	-2,73
Нагрузка	7	Хорог			9,0	6,6	6,30	
Нагрузка	8	Навобод	0,8	0,3			34,54	-0,46
Нагрузка	9	Вир	1,0	0,3			34,06	-0,94
Нагрузка	10	Отпайка					33,16	-1,84
Нагрузка	11	Джоми	1,0	0,3			33,11	-1,89
Нагрузка	12	Бизмич	5,2	1,7			32,96	-2,04
Нагрузка	13	Поршинев	1,5	0,6			31,27	-3,73
Нагрузка	14	Буни	0,4	0,1			30,57	-4,43
Нагрузка	15	Пастбаджу	0,1	0,0			29,54	-5,46
Нагрузка	16	Пастхуф	0,3	0,1			29,22	-5,78
Нагрузка	17	Рушан	2,1	1,1			28,52	-6,48
Нагрузка	19	Вируджак	0,8	0,5			32,10	-2,9
Нагрузка	20	Гожак	0,6	0,4			31,92	-3,08
Нагрузка	21	Пиш	0,5	0,2			31,70	-3,3
Нагрузка	22	Нишусп	0,2	0,1			31,46	-3,54
Нагрузка	23	Андароб	0,3	0,1			31,19	3,81
Нагрузка	24	Калаи лал	0,6	0,4			31,05	-3,95
Нагрузка	25	Экспедиция	1,3	0,7			31,04	-3,96
Нагрузка	26	Сист	0,1	0,0			31,16	-3,84
Нагрузка	27	Вогз	0,0	0,0			31,20	-3,8
Нагрузка	28	Шанбедех	0,1	0,0			31,26	-3,74
Нагрузка	29	Багуш	0,0	0,0			31,51	-3,49
Нагрузка	30	Козидех	0,1	0,0			31,73	-3,27
Нагрузка	31	Баршор	0,0	0,0			31,77	-3,23
Нагрузка	32	Авдж	0,0	0,0			31,89	-3,11
Нагрузка	33	Мулводж	0,1	0,0			32,01	-2,99
-Нагрузка	34	Яхшвол	0,0	0,0			32,08	-2,92
Нагрузка	35	Сумчин	0,0	0,0			32,18	-2,82
Нагрузка	36	Таможня	0,0	0,0			32,44	-2,56
Нагрузка	37	Ишкашим	0,7	0,2			32,56	-2,44
Нагрузка	38	Намадгут	0,2	0,1			33,14	-1,86
Нагрузка	39	ГЭС Ишкашим			2,5	2,1	6,30	
Нагрузка	40	4					33,23	-1,77
Нагрузка	41	Даршай	0,0	0,0			32,87	-2,13
Нагрузка	42	Шитхарв	0,1	0,0			32,73	-2,27
Нагрузка	43	Зумудг	0,0	0,0			32,56	-2,44
Нагрузка	44	Навобод	0,0	0,0			32,47	-2,53
Нагрузка	45	Питуп	0,3	0,1			32,43	-2,57
Нагрузка	46	Вранг	0,3	0,1			32,33	-2,67

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5****АКТЫ ВНЕДРЕНИЯ**



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН  
ТАДЖИКСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ  
имени академика М.С. Осими

734042, Душанбе, проспект академиков Раджабовых, 10, Тел.: (992 37) 221-35-11, Факс: (992 37) 221-71-35, E-mail: [tmu@tmu.tj](mailto:tmu@tmu.tj), Web: [www.tmu.tj](http://www.tmu.tj)

«05.01» 2017 г. № К-14/03

**АКТ О ВНЕДРЕНИИ**

**в учебный процесс результатов диссертационной работы А.К. Киргизова**

Результаты диссертационной работы соискателя Таджикского Технического Университета имени академика М.С. Осими (ТТУ) А.К. Киргизова на тему «Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта» (на примере Таджикистана), используются в учебном процессе на энергетическом факультете Таджикского технического университета имени академика М.С. Осими, а именно:

1. Методика классификации возобновляемых источников энергии (ВИЭ) малой генерации на основе функции принадлежности как лингвистические переменные пересекающихся классов;
2. Предложены математические уравнения для оптимизации режимов работы гибридного энергетического центра;
3. Покрытие дефицита мощности за счет использования ВИЭ;
4. Определение мест и мощности установки источников реактивной мощности на основе нечеткой логики и оптимизация биоэвристическими алгоритмами роевого интеллекта.

Указанные результаты диссертационной работы А.К. Киргизова используются при изучении дисциплин, «Оптимизация электроэнергетических систем», «Математические задачи в электроэнергетике», «Физические основы использования источников НВ и Э» и «Проектирование малых ГЭС».

Проректор по науке и  
международным связям

Абдуллоев М.А.

Начальник Учебно – методического  
управления

Хамроев Ф.М.

Исполнитель: зав. кафедры  
«Электрические станции» Касобов Л.С.  
Тел. (+992) 985-66-87-78



ШИРКАТИ САҲОМИИ  
ХОЛДИНГИИ КУШОДАИ  
«**БАРҚИ ТОҶИК**»



OPEN STOCK  
HOLDING COMPANY  
«**BARQI TOJIK**»

734026, ш. Душанбе, кӯли Исмоили Сомонӣ, 64 734026, Dushanbe, Ismoil Somoni avenue, 64  
☎ +992 372 235-86-68, факс/fax(10992372) 235-86-92, Сомона/saut www.barqitojik.tj, E-Mail:barqi.tojik@gmail.com

09.01.17г № 287/11

Ба \_\_\_\_\_ аз \_\_\_\_\_

## АКТ

о внедрение результатов диссертационной работы А.К. Киргизова

Настоящим актом подтверждается, что результаты кандидатской диссертационной работы на тему «Развитие и оптимизация режимов электроэнергетической системы с распределенными возобновляемыми источниками энергии методами искусственного интеллекта» (на примере Таджикистана) выполненным соискателем ученой степени кандидата технических наук А.К. Киргизовим, предполагается использовать для принятия концепции использования возобновляемых и нетрадиционных источников энергии (ВИЭ) и классификации источников малой генерации относительно Республики Таджикистан. Ликвидация дефицита электроэнергии в зимнем периоде за счет использования источников ВИЭ является важным решением для выхода из энергетического кризиса. Представленный автором гибридный энергетический центр на основе ВИЭ, которое вырабатывает электричество и тепло, а также повышает надёжность энергоснабжения высокогорных децентрализованных потребителей энергии.

Начальник Национального  
Диспетчерского центра энергосистемы  
Республики Таджикистан



О.Ч. Чоршанбиев