

**Технический институт (филиал)
федерального государственного автономного образовательного учреждения
высшего образования
«Северо-Восточный федеральный университет имени М.К.Аммосова»
в г. Нерюнгри**

На правах рукописи



КИУШКИНА ВИОЛЕТТА РАФИК ГЫЗЫ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
РЕГИОНОВ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ И АРКТИЧЕСКИХ ЗОН
(НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ))**

Специальность 05.14.01. – Энергетические системы и комплексы

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Лукутин Борис Владимирович

Нерюнгри – 2019

Оглавление

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
Глава 1 Энергетическая безопасность и современные тренды развития мировой и российской энергетики.....	13
1.1 Прогнозы развития мировой энергетики.....	13
1.1.1 Прогнозы и перспективы в мировой энергетике.....	13
1.1.2 Тенденции и трансформации в мировой энергетике.....	26
1.2 Тенденции развития современной энергетики и проблемы энергетической безопасности России.....	37
1.3 Место возобновляемой энергетики в повышении энергетической безопасности систем электроснабжения в мире и России.....	63
1.4 Цели и задачи диссертационного исследования.....	74
Глава 2 Методы оценки и пути повышения энергетической безопасности децентрализованных зон северных регионов.....	80
2.1 Методологические основы оценки энергетической безопасности регионов.....	80
2.1.1 Модели оценки уровня энергетической безопасности.....	81
2.2 Особенности анализа показателей энергетической безопасности децентрализованных территорий Северных регионов.....	87
2.2.1 Анализ специфических факторов, влияющих на уязвимость децентрализованных территорий в отношении угроз энергетической безопасности.....	90
2.2.2 Определение энергетической безопасности децентрализованных территорий и перечень индикативных показателей ее оценки.....	106
2.3 Ранжирование важности индикативных показателей оценки энергетической безопасности децентрализованных зон северных территорий.....	122
2.4 Выводы по главе 2.....	127
Глава 3 Количественная оценка энергетической безопасности децентрализованных систем электроснабжения северных территорий.....	131
3.1. Состав и пороговые значения показателей оценки обеспечения характеристик количества энергоснабжения потребителей.....	134
3.2 Состав и пороговые значения показателей оценки обеспечения характеристик качества энергоснабжения потребителей.....	169
3.3 Состав и пороговые значения показателей оценки обеспечения характеристик эффекта от использования энергоресурса для энергоснабжения потребителей.....	198

3.4 Анализ результатов экспертных оценок в задаче интегральной оценки состояния энергетической безопасности децентрализованной зоны.....	217
3.5. Выводы по главе 3.....	221
Глава 4 Анализ энергетической безопасности Северных децентрализованных энергетических районов.....	221
4.1 Характеристика децентрализованных систем электроснабжения Республики Саха (Якутия).....	225
4.2 Ранговый анализ районов Республики Саха (Якутия).....	235
4.3 Анализ энергетической безопасности децентрализованной энергетики Якутии.....	242
4.4. Кластерный анализ индикаторов энергетической безопасности республики Саха (Якутия).....	250
4.4.1. Кластерный анализ индикаторов энергетической безопасности по направлениям и сферам жизнедеятельности улусов.....	250
4.4.1.1. Кластеризация по направлению «Топливообеспеченность».....	253
4.4.1.2. Кластеризация по направлению «Энергообеспеченность».....	256
4.4.1.3.Кластеризация по направлению «Состояние производственных фондов».....	259
4.4.2. Кластерный анализ по показателям доступности и достаточности.....	262
4.5. Интегральная оценка состояния энергетической безопасности кластеров Республики Саха (Якутия).....	267
4.6. Вывод по Главе 4.....	270
Глава 5 Роль возобновляемых энергоресурсов в обеспечении энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения.....	274
5.1 Задачи интеграции ВИЭ в энергобаланс децентрализованных зон электроснабжения.....	274
5.2 Анализ потенциала возобновляемых источников энергии Республики Саха (Якутия).....	279
5.2.1 Потенциал энергии ветра децентрализованных зон	279
5.2.2 Потенциал солнечной энергии децентрализованных зон.....	285
5.2.3 Гидропотенциал рек децентрализованных зон	287
5.2.4 Биоэнергетические ресурсы децентрализованных зон.....	291
5.2.5 Технический потенциал ВИЭ Республики Саха (Якутия).....	295
5.3 Моделирование данных потенциала ВИЭ Якутии.....	296
5.3.1 Эффективность применения информационной базы ВИЭ в изолированных районах Якутии.....	296
5.3.2 Классификация исходных параметров возобновляемой энергетики в кластерном анализе.....	298

5.4 Анализ результатов диагностирования энергетического состояния территорий в совокупности с потенциалом ВИЭ РС (Я).....	305
5.5 Выводы по Главе 5.....	309
Глава 6 Информационная система мониторинга, оценки и планирования мероприятий по повышению энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения.....	311
6.1 Информационная диаграмма моделируемого комплекса оценки уровня состояния энергетической безопасности.....	311
6.2 Обоснование выбора путей повышения и укрепления энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения	327
6.3 Выводы по Главе 6.....	343
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	346
ЛИТЕРАТУРА.....	350
Приложение. Акты внедрения.....	391

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АЗ	– арктическая зона
АСЭС	– автономные системы электроснабжения
биоЭС	– биоэнергетические электростанции
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВЭС	– ветровые электростанции
ГИС	– геоинформационная система
ДЭКЭС	– децентрализованные энергетические комплексы электроснабжения
ДГУ	– дизель-генераторные установки
ДЭС	– дизельные электростанции
ИИС	– интегрированная информационная система
ИАС	– информационно-аналитическая система
КВО	– критически важные объекты
КМНС	– коренные малочисленные народы севера
КПТ	– котельно-печное топливо
ЛЭП	– линия электропередачи
МЭА	– международное энергетическое агентство
МГЭС	– микрогидро- электростанции
ОПФ	– основные производственные фонды
СЭС	– солнечные электростанции
ТРИЗ	– трудно извлекаемые запасы
ТЭК	– топливно-энергетический комплекс
ТЭР	– топливно-энергетические ресурсы
ЭнБ	– энергетическая безопасность
Бу	– условно безопасное состояние уровня энергетической безопасности
Д	– депрессивное состояние уровня энергетической безопасности
Ч	– чрезвычайное состояние уровня энергетической безопасности
Т1-Т3	– территориальные факторы
А1-А3	– ситуативные факторы автономной энергетики

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы обусловлена проблемой надёжного энергообеспечения развивающихся Северных и Арктических территорий а так же приоритетами и ориентирами на обеспечение энергетической безопасности (ЭнБ) Арктических зон Российской Федерации, обозначенных в документах стратегического планирования РФ (*Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, утвержденная Президентом РФ в феврале 2013 года; Государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации», утвержденная постановлением Правительства от 21 апреля 2014 года №366 (в редакции постановления Правительства РФ от 31 августа 2017 года №1064); Энергетическая стратегия России до 2035 года; Доктрина Энергетической безопасности России, утвержденная 29 ноября 2012 года (обновленная 29.11.2018г).*

Децентрализованные территории с инфраструктурной изоляцией автономных систем электроснабжения (АСЭС) характерны для 70% территории России. В наиболее сложных условиях АСЭС функционируют в районах Крайнего Севера.

Основные проблемы энергоснабжения децентрализованных потребителей в труднодоступных районах Севера можно классифицировать в две группы. Это множество территориальных факторов, отражающих специфические особенности географического положения, и группа ситуативных факторов автономной энергетики. Низкий уровень развития транспортной инфраструктуры, многозвенность процесса завоза топлива приводят к высоким потерям и многократному его удорожанию. Эксплуатация большей частью устаревших и физически изношенных автономных энергоисточников, определяет их неудовлетворительное техническое состояние, низкую экономичность (удельный расход топлива на производство на дизельных электростанциях в отдельных пунктах достигает 500-600 г у.т./кВт·ч при КПД 20-25 %). Это приводит к недостаточной надежности энергоснабжения и неоправданно высоким финансовым затратам. Многофакторность и специфическая сложность энергетических проблем в современной децентрализованной энергетике выдвигает энергетическую безопасность в ряд наиболее важных составляющих национальной безопасности регионов, а соответственно в целом всей страны.

Методологическим и научно-техническим исследованиям проблем энергетической безопасности, посвящены работы многих научных коллективов: Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН (СЭИ СО РАН) (г. Иркутск) под рук. член-корр. РАН Н.И. Воропая;

Институт энергетических исследований РАН (г. Москва) под рук. академика А.А. Макарова; Институт энергетической стратегии (г. Москва) под рук. д.физ.-мат.н., профессора В.В. Бушуева; Институт экономики Уральского отделения РАН (г. Екатеринбург); Институт физико-технических проблем Севера им. академика РАН В.П. Ларионова (г. Якутск) под рук. член-корр. РАН М.П. Лебедева.

Основные положения, энергетической безопасности, создание системы мониторинга предложены Институтом систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН (Н.И. Воропай, Г.С. Асланян, С.М. Сендеров, А.Д. Криворучский, Г.Б. Славин, С.М. Клименко и др.) и УГТУ УПИ, Институтами теплофизики и экономики уральского отделения РАН (Л.Л. Богатырёв, А.А. Куклин, Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, А.И. Татаркин, В.Г. Литвинов).

Методологической основой исследования послужили труды ведущих отечественных и зарубежных ученых и практиков, внесших значительный вклад в развитие теоретических положений и практике оценки индикаторов энергетической безопасности: В.В.Бушуев, Л.Л.Богатырёв, А.В.Бочегов, Н.И.Воропай, В.П. Горюнов, П.В. Горюнов, Т.И.Глущенко, В.И. Денисов, О.А. Денисов, А.М. Карякин, С.М. Клименко, Г.Ф. Ковалев, А.И. Кузовкин, А.А. Куклин, В.В. Кулешов, А.А. Макаров, А.М. Мастепанов, Л.А. Мелентьев, А.М. Мастепанов, В.В. Морозов, А.Л. Мызин, П.Е. Мезенцев, А.С. Некрасов, Пыхов П.А., В.И. Рясин, В.А. Савельев, В.А. Сенгачева, В.В. Саенко, Б.Г. Санеев, С.М. Сендеров, А.И. Татаркина, Ю.К. Шафранник, Varitakis S. , Awerbuch S., Berger M, Clawson P.L, Winston R. и многие другие.

Вопросам обеспечения энергетической безопасности регионов посвящены работы: В.В. Бушуева, Л.Л. Богатырева, Б.В.Лукутина, А.В. Бочегова, Б.Г. Баранник, Н.И. Воропай, А.А. Гасниковой, О.А. Денисова, В.Р. Елохина, Калининой Н.В., А.А.Куклина, А.В. Калинина, А.Д. Криворучского, С.М.Клименко, С.А. Косякова, В.В. Литвака, В.Г. Литвинова, П.Е. Мезенцева, А.Л.Мызина, П.А. Пыхова, В.Я.Пейсаховича, В.И.Рясина, Е.М. Сендерова, С.М.Смирновой, В.А. Силич, М.П. Силич, А.И. Татаркина, Яворского М.И.

Экономические проблемы, ослабляющие позиции энергетической безопасности энергосистемы одного из ярких примеров децентрализованной энергетики в суровых условиях - Якутии, рассмотрели в своих работах следующие ученые и специалисты: Лукутин Б.В., Кудрин Б.И., Е.Г. Егоров, А.В. Желтенков, К.К. Ильковский, А.В. Кравцов, Н.П. Масленникова, Н.М. Парников, Н.А. Петров, И.Я. Редько, М.Е. Тарасов, Д.И. Тимофеев, О.Н. Федорова, И.Д. Элякова и др.

Но тем не менее, в настоящее время еще не нашли достаточной проработки вопросы оценки ЭНБ децентрализованных и локальных зон электроснабжения. Специфика автономной энергетики не допускает полутонов в диагностировании своего состояния и теряет возможности надежного функционирования в ситуациях, в которых централизованная энергетика сохра-

няет живучесть. Не рассматриваются и не акцентируются комплексные показатели уровня благосостояния самобытного населения децентрализованных энергозон, характеристики привлекательности ВИЭ для укрепления позиций ЭНБ, характеристики структурной обеспеченности автономных систем электроснабжения (АСЭС) с анализом степени автоматизации, унификации агрегатов, логистического показателя доставки топлива к ним и т.д. Не затронут ряд вопросов, присущих децентрализованным энергозонам. Не определены адресные и эффективные направления оптимально-рационального повышения ЭНБ децентрализованных энергозон Севера и Арктических территорий.

Оценке ЭНБ изолированных, тем более северных регионов, присуща тонкая оценка специфичных условий энергообеспечения и индивидуальных характеристик энергохозяйств. Соответственно, пути укрепления ЭНБ должны отличаться от подходов, уместно реализуемых для централизованных систем. Это определило актуальность решения задачи по уточнению критериевальных показателей оценки состояния, уровням развития и функционирования децентрализованной энергетики таких территорий и определению путей повышения ее ЭНБ.

Обеспечение энергетического благополучия изолированных труднодоступных территорий Севера и Арктических зон требует **решения научной проблемы** повышения энергетической безопасности децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения, как критически важных объектов, по определенным критериям и приоритетным ориентирам, обеспечивающим устойчивость их защищенности, имеющей важное социально-экономическое значение для децентрализованных регионов страны в условиях суровости климата.

Научные исследования проводились в рамках приоритетных направлений развития экономики и критических технологий РФ (Энергоэффективность и энергосбережение, Эффективное использование возобновляемых источников энергии), приоритетного направлению развития мировой науки (Повышение конкурентоспособности ВИЭ) при выполнении фундаментального исследования государственного заказа Министерства образования РФ, рег.№7.5245.2011 - «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии» (2012-2014гг.); при выполнении научно-исследовательского проекта «Методология эффективной реализации энергетической безопасности региона с сочетанием центральной энергетики и деконцентрации электроснабжения» в рамках Стипендии Академии наук РС (Я) для молодых ученых, специалистов на выполнение исследований по направлениям. Физико-технические науки (2009-2010гг), а также при поддержке Грантов президента РС(Я) (2010-2015гг), при поддержке фундаментальных научных исследований, проводимых РФФИ совместно с субъектами Российской Федерации- Республики Саха(Якутия) № 18-

48-140 010 «Разработка и исследование новых энергоэффективных технологий передачи электроэнергии по линиям 6-220 кВ» (2018 г.).

Объект исследования - децентрализованные энергетические комплексы электроснабжения (ДЭКЭС) Северных и Арктических территорий

Предмет исследования - характеристики энергетической безопасности децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения Северных и Арктических территорий и пути их улучшения.

Цель диссертационной работы - развитие теоретических основ оценки энергетической безопасности ДЭКЭС Северных и Арктических территорий и разработка решений, направленных на повышение уровня энергетической безопасности таких систем

Идея работы заключается в разработке подхода к учету особенностей и специфики ДЭКЭС, функционирующих в условиях суровости климата и инфраструктурной изоляции, в анализе уровня ЭНБ. В исследовании впервые через введенную группу индикаторов и инструментов их измерения дается комплексная методология оценки энергетической безопасности децентрализованных систем электроснабжения Северных территорий и Арктических зон.

Основные задачи исследования:

1. Выполнить анализ тенденций развития современной энергетики с выявлением существующих проблемы энергетической безопасности при обозначении места возобновляемой энергетики в их решении и проанализировать методологические основы оценки энергетической безопасности с позиции их применения для децентрализованных энергетических районов Севера.

2. Выявить совокупность специфических особенностей и условий функционирования автономных систем электроснабжения и заложить их взаимосвязь в разработку уточненного перечня индикативных показателей оценки энергетической безопасности и в пересмотрение понятия энергетической безопасности изолированных территорий Северных районов и Арктических зон;

3. Разработать и обосновать структуру количественной оценки энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения;

4. Реализовать оценку уровня энергетической безопасности северных децентрализованных энергетических районов на примере Республики Саха (Якутия) с применением рангового, индикативного и кластерного анализа;

5. Выполнить анализ выявленных возможностей возобновляемых энергоресурсов в укреплении позиций энергетической безопасности децентрализованных энергетических районов Севера с разработкой алгоритма выбора оптимальных решений для автономных систем электроснабжения с участием ВИЭ;

6. Разработать модель структуры интегрированной информационной системы мониторинга и визуализации состояния ЭНБ (на примере Республики Саха (Якутия)) с предложением комплекса рекомендаций по направлениям повышения энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения территорий Северных регионов и Арктических зон.

Научную новизну имеют **следующие положения**, выносимые на защиту.

- Модель совокупности специфических особенностей и условий функционирования автономных систем электроснабжения децентрализованных зон, позволяющая определить способность к преодолению воздействия вероятностных угроз и предотвращению рисков для состояния энергетической безопасности Северных территорий.

- Уточненный перечень индикативных показателей оценки энергетической безопасности, с участием ВИЭ, отличающийся учетом специфических условий энергообеспечения и индивидуальных характеристик энергохозяйств.

- Адаптированный понятийный аппарат энергетической безопасности к выделению ДЭ-КЭС в подходе к содержательной сути оценки изолированных территорий Северных районов и Арктических зон

- Модели исследования группы введенных индикаторов, обеспечивающие максимальное отражение характерных сторон в функционировании рассматриваемых децентрализованных энергозон.

- Модель и структура построения интегрированной информационной системы мониторинга уровня ЭНБ децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения Северных территорий и Арктических зон, позволяющая производить расчеты текущих показателей индикаторов, своевременно оценивать степень кризисности ситуации.

Практическую ценность работы составляют: разработанная методика количественной оценки ЭНБ с классификацией уровней состояния; комплексная оценка уровня ЭНБ Северных децентрализованных энергетических районов на примере Республики Саха (Якутия) в картографическом виде; разработанная интегрированная информационная система оперативного мониторинга ЭНБ на примере Республики Саха (Якутия), обеспечивающая оперативность выявления проблем и реагирования на них; технические решения в определении предполагаемых отдельных эффектов (в сочетании с индикаторами и классификацией возможных локальных рисков) для комплекса мероприятий по укреплению ЭНБ исследуемых территорий.

Полученные результаты могут быть использованы: в качестве реестра критериальных показателей (индикаторов), определяющих целесообразность и адресность внедрения любых технологий на территории Севера и Арктических зон, направленных на укрепление позиций ЭНБ децентрализованных энергозон; для формирования и корректировки нормативных доку-

ментов, программ и стратегий развития автономных энергетических комплексов, формирования системы управления рисками снижения энергетической безопасности.

Методы исследований. Работа выполнена с использованием современных теоретических методов системных исследований в энергетике, основных положений энергетической безопасности, вероятностно-статистических методов обработки и анализа данных, методов исследования больших технических систем (ценологический анализ инфраструктурных объектов, техноценозов), метода экспертных оценок и теории нечеткой логики, современных интернет-технологий и языков программирования (PHP, HTML, JavaScript).

Достоверность и обоснованность результатов диссертационной работы, выводов и рекомендаций основывается на использовании апробированных методов теоретического анализа в оценке ЭНБ, на сопоставлении с результатами других исследований в области ЭНБ.

Личный вклад автора заключается в постановке задач и проведении теоретических исследований; разработке и обосновании уточненного перечня индикативных показателей для оценки состояния ЭНБ децентрализованных зон электроснабжения Северных территорий и Арктических зон; описании сущности, разработке схем и алгоритмов оценки введенных индикаторов и адаптации математических моделей в инструментарию измерения; разработке структуры информационной интегрированной системы и ее реализации; обработке полученных результатов; анализе, обобщении, научном обосновании и формулировании выводов и рекомендаций.

Все приведенные в диссертации основные положения, теоретические результаты и технические решения получены и разработаны лично автором или при его непосредственном участии. При анализе результатов работы использовались консультации Кудрина Б.И., Литвака В.В., Обухова С.Г., Антоненкова Д.В.

Апробация работы. Материалы диссертации докладывались и обсуждались на III и IV Международной конференции «Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов» Арктика-2018 и 2019 (круглый стол «Энергетическая безопасность регионов крайнего Севера и Дальнего Востока») (Москва, 2018, 2019), Международном Арктическом Саммите «Арктика и шельфовые проекты: Перспективы, инновации и развитие регионов» Арктика-2018 (круглый стол «Энергетика и связь Заполярья») (г. Санкт-Петербург, 2018), Международной конференции «Green Energy and Smart Grids» (Иркутск, 2018), Международном форуме «Арктика: общество, наука и право» (Санкт-Петербург, 2018), VI Международном Арктическом правовом форуме «Сохранение и устойчивое развитие Арктики, правовые аспекты» (Санкт-Петербург, 2018), Международном научно-практическом форуме "Природные ресурсы и экология дальневосточного региона" (Хабаровск, 2012), Межрегиональной и Всероссийской НПК молодых ученых, аспирантов и студентов (Нерюнгри, 2008 - 2010), XIV Международной НПК-семинара

«Электрохозяйство потребителей в новых условиях функционирования энергетики (Москва, 2008), 39-ой Международной НПК «Повышение эффективности электрического хозяйства потребителей в условиях ресурсных ограничений» (Москва, 2009), Международной НТК «Электромеханические преобразователи энергии (Томск, 2007), ВК «Региональная энергетическая политика» (круглый стол «Энергетическая безопасность регионов крайнего Севера и Дальнего Востока») (Иркутск, 2018), Всероссийской НПК с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск, 2015), ВК молодых ученых «Проблемы и перспективы управления энергетическими комплексами и сложными техническими системами в Арктических регионах» (Якутск, 2012), Всероссийской НТК «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» (Томск, 2008, 2010, 2012), 40-ой Всероссийской НПК с элементами научной школы для молодежи (с международным участием) «Федоровские чтения» (Москва, 2010), V Всероссийской школе-семинаре молодых ученых и специалистов «Математическое моделирование развития Северных территорий Российской Федерации» (Якутск, 2006).

Реализация результатов работы. Полученные результаты работы нашли практическое применение при разработке проектов мобильных гибридных электростанций; в качестве дополнения к реестру показателей эксплуатируемого оборудования для оперативного слежения за состоянием АСЭС; при разработке критериев построения АСЭС на базе ВИЭ для использования в северных условиях по госконтракту № 7.5245.2011 с Минобрнауки РФ. Результаты работы внедрены в учебный процесс Вузов, осуществляющих подготовку специалистов энергетиков на территории Севера и Дальнего Востока, переданы научным центрам для использования в разработке стратегий развития территорий Севера и Арктики, использованы РЭА Министерства энергетики РФ.

Публикации. Материалы диссертации опубликованы в 75 печатных работах, в том числе в 2 монографиях, 15 статьях в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 5 статьях в изданиях, индексируемых и входящих в наукометрическую базу Scopus.

Объем и структура. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав, заключения, библиографического списка из 482 наименований и приложения, представляющего акты внедрения. Общий объем основного содержания работы 390 страниц, в том числе 36 таблиц и 142 рисунка.

Автор выражает искреннюю признательность и глубокую благодарность научному консультанту док. тех. наук, профессору Б.В. Лукутину за непрерывную поддержку при постановке и выполнении исследования. Также профессору НИУ МЭИ Б.И.Кудрину, профессору ФГБОУ ВО ДВГУПС С.В. Власьевскому, коллегам ФГАОУ ВО НИ ТПУ ИШЭ, ТИ (ф) ФГАОУ ВО СФВУ Л.В.Старостиной, А.Р. Шариповой, А.А. Шацевой за помощь в исследовании.

ГЛАВА 1 ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И СОВРЕМЕННЫЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

1.1 Прогнозы развития мировой энергетики

1.1.1 Прогнозы и перспективы в мировой энергетике

Развитие мировой экономики и энергетики в долгосрочной перспективе определяется на сегодняшний день различными сценариями и прогнозами, которые приводятся в большом множестве информационных и научных источников исследовательских трудов аналитиков, экспертов, компаний, творческих групп институтов и т.д. Все они в чем-то разнятся, в чем-то имеют общие точки соприкосновения и взгляды (рисунок 1.1). По мнению экспертов компании BP [338] прогнозные оценки связаны с рисками и неопределенностью, так как относятся к событиям и обстоятельствам которые могут произойти в будущем – фактические результаты могут отличаться от прогнозных и зависят от различных факторов: от поставок продукции, спроса и ценообразования, политической стабильности, общих экономических условий, изменений правовых и нормативных актов, доступности новых технологий, климатических изменений и т.д.

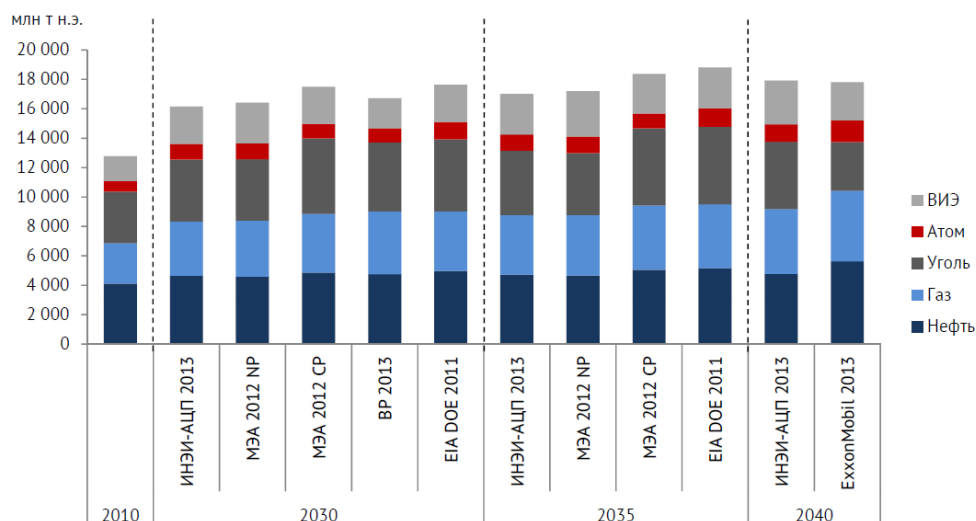


Рисунок 1.1 Сравнение прогнозов потребления энергии по видам топлива на 2030, 2035 и 2040гг. [340].

Здесь имеет место постоянная времени цикла технической реальности, изменения которой сравнимы или превышают время наблюдения с соответствующими неопределенностями. По мнению профессора Кудрина Б.И., говоря о прогнозе, например электропотребления на 30-50 и более лет, что неизбежно связано с общественным развитием, ошибочно опираться на традиционные математические и иные модели, отталкивающиеся от предыдущей истории. В случае стратегии максимального периода, правильнее руководствоваться инвариантностью структуры и цикличностью, анализируя большие промежутки времени, рассматривая, что было и что стало [181, 184].

Энергетика рассматривается как сложная динамическая система противоречий, а ряд возможных сценариев – это способ «упаковки» ключевых взаимосвязанных трендов и процессов. Для каждого сценария характерны особый путь разрешения противоречий мировой энергетики и соответственно масштабы мирового и регионального количественного и качественного спроса на энергоносители, структура спроса на конечные энергетические услуги и производства первичных энергоресурсов [24].

Наиболее популярны долгосрочные энергетические прогнозы МЭА и Департамента по энергетике США. По оценкам Международного энергетического агентства (МЭА) (таблица 1.1) при сохранении существующих тенденций в мировой энергетике в периоде 2002 - 2030 гг. потребление первичных энергоресурсов в мире может возрасти на 65%. Доля энергоносителей органического происхождения в мировом энергопотреблении несколько снизится с 85,3% в 2010г. до 83,2% к 2030г. при соответствующем росте доли энергии АЭС, ГЭС и других возобновляемых источников энергии с 14,7 до 16,8% [327, 436, 462]. Если в обозримом будущем среднегодовой прирост потребления электроэнергии останется прежним (около 3,5% в год), то предполагается что спрос на электроэнергию в 2030 г. по сравнению с 2005 г. возрастет более чем на 75%.

Таблица 1.1 Прогноз структуры мирового энергобаланса до 2050 г., %

	1990 г. ¹⁾	2000 г. ¹⁾	2020 г.	2050 г.
<i>Всего</i>	100	100	100	100
Нефть	43	38	36	20
Природный газ	19	23	26	23
Уголь	28	27	24	21
Ядерное топливо	5	6	6	14
ВИЭ ²⁾	5	6	8	22

¹⁾ Фактические данные. ²⁾ Включая гидроэлектроэнергию. Источник: по данным прогноза МЭА.

По данным компании Exxon Mobil Corporation в период до 2030 г. выработка электроэнергии будет оставаться наиболее динамично развивающимся сектором спроса и предполагается, что в 2030 г. мировой спрос увеличится на 50% [334]. По прогнозным же исследованиям компании BP ожидаемый рост мирового потребления энергии к 2030 г. - на 36% к уровню 2011 г., но составляющая роста в данном прогнозе изменится в пользу ВИЭ (темпы роста 8,2% в год в период с 2010 по 2030 гг). По прогнозу глобальный спрос на энергию продолжит расти в среднем на 2% до 2020 г., затем на 1,3% до 2030 г. [368, 338]. При сложившихся темпах роста потребления ископаемых видов топлива мировая энергетика обеспечена запасами нефти на 75 лет, природного газа - на 100 и угля - на 200 лет, необходимо отметить, что по разным источникам эти данные разнятся.

Исходной базой долгосрочной стратегии по разработкам экспертов компании ExxonMobil служит энергетическая картина мира, прогнозируемая на период до 2030 года. Основным ее параметром является увеличение мирового энергетического спроса по сравнению с 2000 годом на 60%. Нефть, газ и уголь останутся основными энергоносителями. Стимулируемый развитием электроэнергетики спрос на газ и уголь будет расти быстрее, чем на нефть. Уверенное лидерство по приросту генерирующих мощностей будет принадлежать углю. Далее по приоритету идут газ, гидроэнергия с возобновляемыми источниками, и совсем небольшая роль отводится атомной энергии. (рисунок 1.2) [3]. Газ и ВИЭ станут «победителями» в тренде развития мировой энергетике, по мере того, как будут сближаться доли различных видов топлива (рисунки 1.3, 1.4, 1.5 – по прогнозам разных информационных источников) [338]. Мировой спрос на уголь в период до 2030 года будет расти на 1,6% в год. Сектор электроэнергетики останется ведущим потребителем с ростом спроса на 1,9% в год [45].

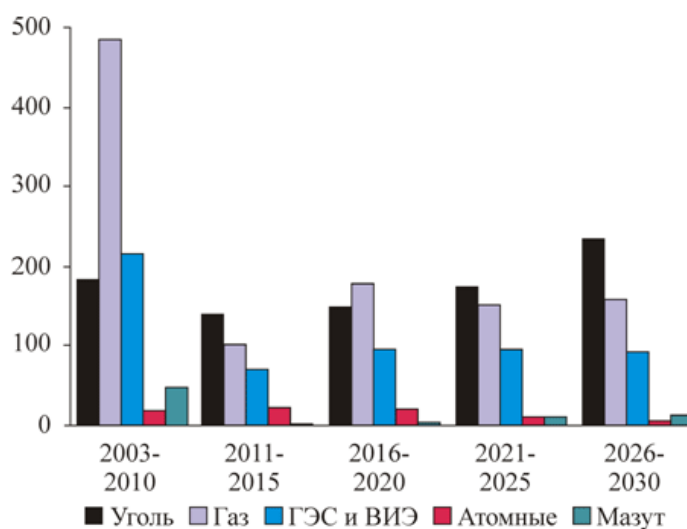


Рисунок 1.2 Прирост генерирующих мощностей в мире по видам топлива

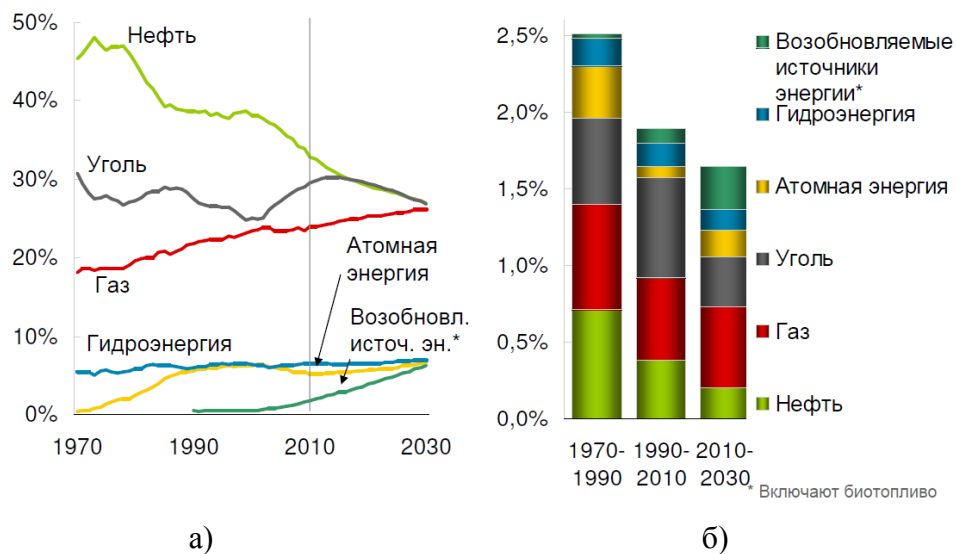


Рисунок 1.3 а)Доля мировых первичных энергоносителей; б)Доля в росте потребления [338]

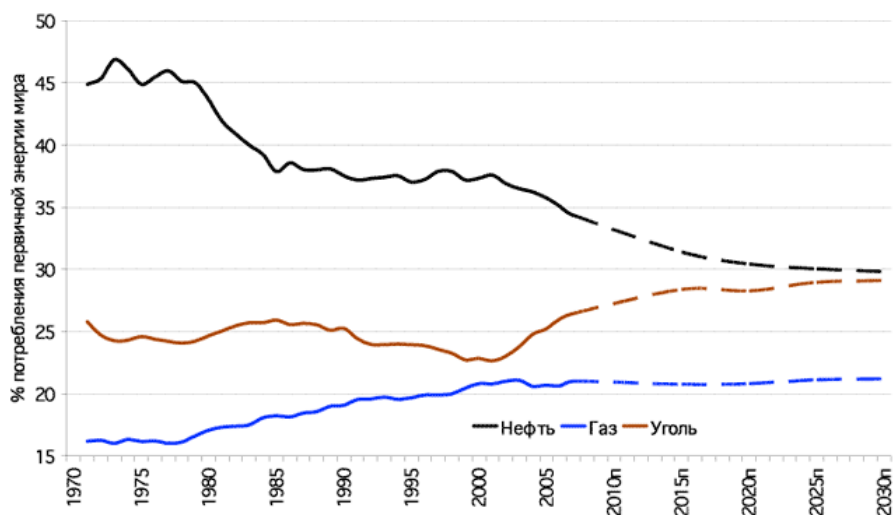


Рисунок 1.4 Потребление первичной энергии в мировом балансе [45]

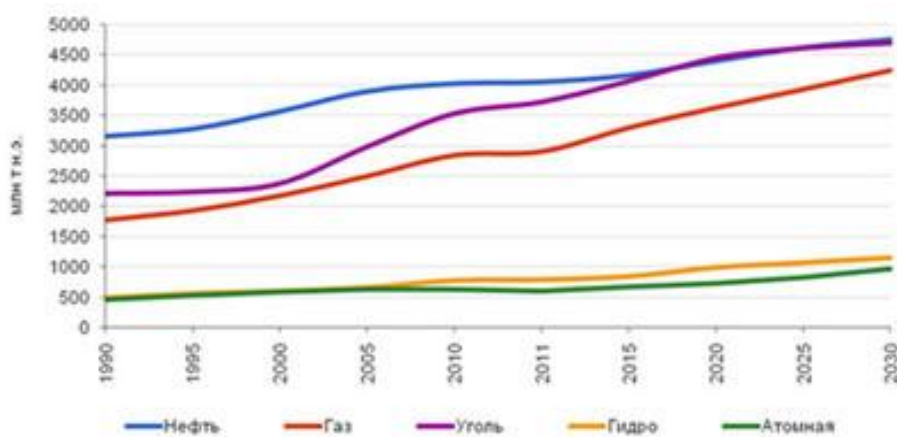


Рисунок 1.5 Долгосрчный прогноз мирового спроса на базовые энергоносители, млн т н.э. [455]

Интерес представляет рассмотрение вклада каждого из первичных энергетических ресурсов в мировой объем производства электроэнергии (таблица 1.2) [294], где хорошо видна диверсификация мировой структуры топливного баланса – вклад ископаемого топлива в рост предложения с 83% (1990-2010гг.) в следующие 20 лет составит 64% (рисунок 1.6) [338, 339]. Тенденцию уменьшения имеют атомная энергетика и нефть (потребление будет ограничено в связи с ростом цен, отмечавшееся и в последние годы) в мировом производстве электроэнергии. Высокие темпы роста доли угля несколько снизятся вследствие экологических соображений. И как прогнозируют специалисты исследовательского центра Германии, бурый и каменный уголь к 2030 году вырастут в цене почти в 2 раза. Среди ископаемого топлива газ будет демонстрировать самые высокие темп роста (2,1% в год). Впервые вклад неископаемых видов топлива вместе взятых (включая атомную и гидроэнергетику) прогнозируется больше, чем любого отдельного вида ископаемого топлива.

Таблица 1.2 Доля первичного ресурса в производство электрической энергии в мире, %

	нефть	Уголь	Природный газ	ВИЭ	уран	Всего
2004	5,7	40,5	19,5	18,6	15,7	100
2010	5,0	40,9	21,7	18,6	13,8	100
2015	4,7	41,7	22,9	17,4	13,3	100
2020	4,4	42,5	23,5	16,7	12,9	100
2025	4,1	43,5	23,7	16,2	12,5	100
2030	3,8	44,5	24,2	15,7	11,8	100

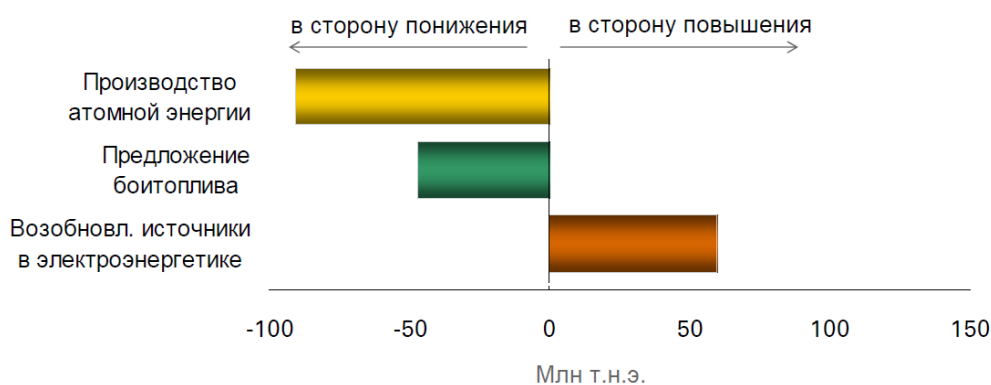


Рисунок 1.6 Изменения к 2030г. относительно прогноза 2011г. [339]

Структура мирового энергопотребления будет становиться все более диверсифицированной и сбалансированной: к 2040 году произойдет постепенное выравнивание долей ископаемого топлива и возобновляемых источников энергии.

паемого вида топлива и неископаемых в сумме, что приведет к развитию межтопливной конкуренции и повышению устойчивости энергоснабжения (рисунок 1.7) [340]. Интересны результаты прогнозов структуры мирового энергобаланса агентств, представленных на рисунок 1.8.

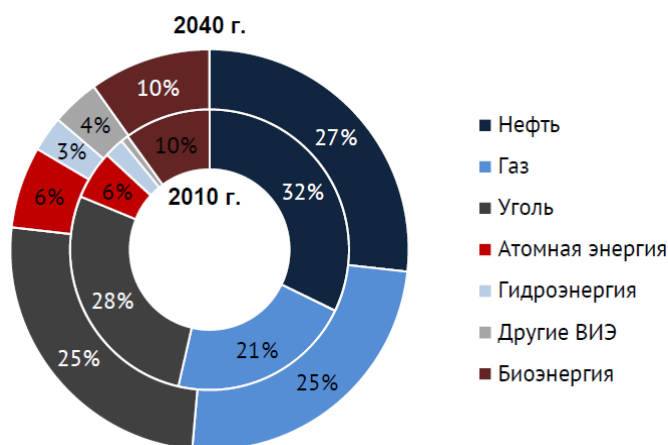


Рисунок 1.7 Структуры потребления первичной энергии по видам топлива в мире на 2010г. и 2040 г (базовый сценарий) [340]

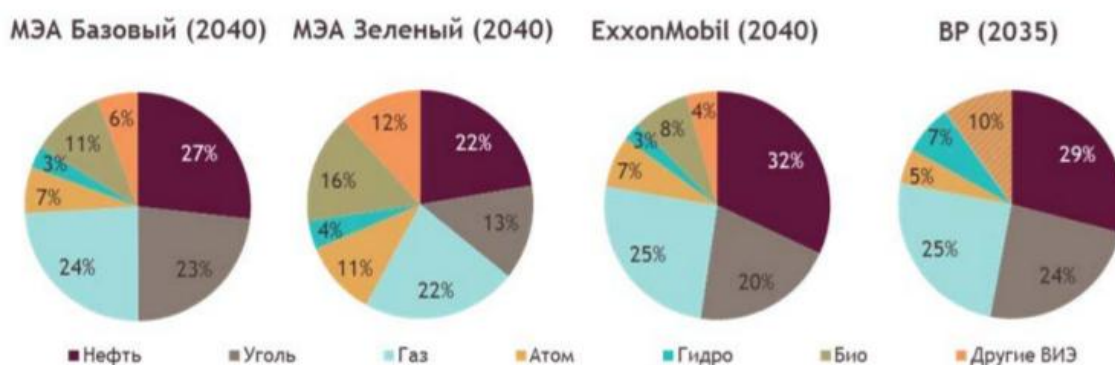


Рисунок. 1.8 Долгосрочные прогнозы мирового энергобаланса [341-343].

По прогнозу [340] развития энергетики мира и России до 2040 года, подготовленного ФГБУН «Институтом энергетических исследований» РАН и Аналитическим центром при Правительстве РФ, доля нефти и газа в мировом потреблении первичной энергии останется практически неизменной: 53,6% в 2010 году и 51,4% к 2040 году – сохранится безусловное доминирование ископаемых видов топлива.

Но, несмотря на ослабление позиций угля в энергетическом балансе и ожидание сокращения потребления данного ресурса, ни один из сценариев трех прогнозов уже другого сочетаний агентств (МЭА, АЭИ США, ОПЕК) не предполагает снижения потребления к 2040 году, как отмечается в отчетах Аналитического центра при правительстве РФ [446,447] его доля в первичном потреблении энергии сократится с 28% до 20-23%. При этом, спрос на уголь вырастет к 2040 году на 10% относительно 2015 года, согласно прогнозу ОПЕК, благодаря растущей

потребности в энергоресурсе отдельных стран Мира. В прогнозах на развитие ВИЭ все три прогноза имеют согласованность, и предполагает их рост в 1,8-1,9 раз к 2040 году. Как видно, устойчивые позиции в прогнозах стали занимать ВИЭ с ростом их использования. Это объясняется тем, что решающую роль в успешном решении всех вопросов энергетики, будь то удовлетворение растущего спроса или улучшение состояния окружающей среды, будут играть инновационные технологии. Хотя, нельзя исключать комментариев Советника руководителя Аналитического центра правительства РФ о том, что мировая энергетика носит гибридный характер: диверсификация деятельности и процессы декарбонизации с участием в определении политики стран. И для отдельных стран эти программы представляют собой следование имиджевой политики: сейчас приоритеты за ВИЭ, что может объяснять составление оптимистических прогнозов и возрастание инвестиционных объемов, в частности европейскими компаниями.

Доля ВИЭ к 2050 г. достигнет 21% мирового первичного потребления энергии. В возобновляемой энергетике в 2030 г. будет преобладать ветровая энергетика (72%), но к 2050 г. ее доля снизится до 60% за счет опережающего роста производства электроэнергии из биомассы и солнечной энергетике. [25, 75]. В целом к 2030 году на долю ВИЭ (включая биотопливо) будет приходиться 18% роста предложения энергоносителей с 5% 2011года [338].

Общая тенденция для ВИЭ в мире – увеличение экономического потенциала, для невозобновляемых источников – уменьшение. Наиболее вероятный прогноз роста потребления первичной энергии и доли ВИЭ на длительную перспективу представлен Европейским Советом по возобновляемой энергетике (рисунок 1.9, таблица 1.3) - доля ВИЭ в мировом потреблении первичной энергии к 2040 году достигнет 47,7 % [13, 75, 460].

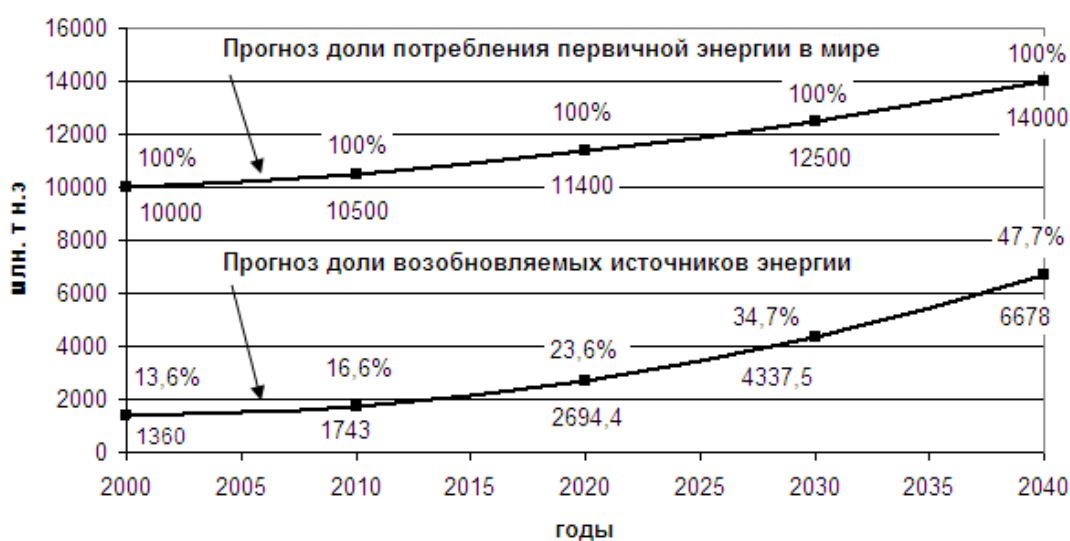


Рисунок 1.9 Доля ВИЭ в мировом потреблении первичной энергии
(по сценарию А1Р)

Без учета гидроэнергии, с учетом биотоплива, на их долю к 2040 году придется 13,8% мирового энергопотребления (при 10,9 в 2010 г.) и 12,5% выработки электроэнергии (при 3,7% в 2010 г.) [340].

Таблица 1.3 Рост использования ВИЭ (по веденной мощности) по данным АИР

Технологии (источник энергии)	Прирост по годам, %				
	1996-2001	2001-2010	2010-2020	2020-2030	2030-2040
Биомасса	2	2,2	3,1	3,3	2,8
Крупные ГЭС	2	2	1	1	0
Малые ГЭС	3	8	10	8	6
Ветер	33	28	20	7	2
Фотоэлектричество	25	28	30	25	13
Солнечная энергия:					
в тепловую	10	16	16	14	7
в электрическую	2	16	22	18	15
Геотермальная энергия	6	8	8	6	4
Морская энергия (приливная, волновая, океанические течения)	-	8	15	22	21

Как показывают исследования, проведенные Международной исследовательской группой Energy Watch (EWG) доля солнечной энергетики к 2050 году вырастет до 69%, а через 12 лет (от 2018 года) доля ветровой энергетики составит 32% от общего производства электроэнергии.

У большинства промышленно развитых стран при темпах роста ВВП 2-3% годовое увеличение потребления энергии составляет менее 1% за счет интенсивного внедрения энергосберегающих технологий и перебазирования энергоемких производств в развивающиеся страны, где техническое развитие осуществляется на базе новейших энергосберегающих технологий при существенном использовании ВИЭ. Роль энергетических инноваций является определяющей в развитии и укреплении позиций не только мировой энергетики, но и в значительной степени всей цивилизации, таково постоянное мнение аналитиков Института энергетических исследований РАН и Аналитического центра при Правительстве РФ [340].

Интересен факт, что и в США, невзирая на всю официальную поддержку угля и атома, а также скептицизм в отношении Парижского соглашения и ВИЭ, в основном новые вводы мощностей будут обеспечиваться ветром (46%), природным газом (34%) и солнцем (18%). А вывод из эксплуатации планируются как раз по угольной генерации (53%), в меньшей мере - по газовой (27%) и по атому (18%).

Так же в настоящее время мировые тренды развития электроэнергетики связаны с наращиванием доли распределенной генерации. Такая тенденция определяется необходимостью адаптации потребителей и развития электроэнергетических систем к рыночной неопределенности в развитии электроэнергетики и в ценах на электроэнергию [38]. В последние годы разработан целый ряд эффективных энерготехнологий, которые позволяют потребителям электроэнергии создавать собственные генерирующие установки, конкурирующие с централизованным производством электроэнергии. Если существующая тенденция сохранится, то распределенная генерация займет определенное место в ряду лидирующих позиций на рынке энергии. А это возможно при структуризации объектов малой энергетики. Коалиция распределенной энергетики США (The Distributed Power Coalition of America) прогнозирует, что в ближайшие два десятилетия 20% новых генерирующих мощностей будут объектами распределенной генерации [69].

Этот тренд ведет к активному развитию возобновляемой энергетики – это мировые энергетические практики, создающие [294] региональные системы управления энергетическими сетями с альтернативными, возобновляемыми источниками энергии. Поставки энергоресурсов становятся неразрывно связаны с передачей информационных данных об их проведении, особенно в «умных» сетях. В последнее десятилетие за рубежом активно обсуждается и развивается концепция Smart Grid - "умная" или "интеллектуальная энергосистема" (рисунок 1.10) - одно из наиболее популярных современных направлений по модернизации традиционной системы передачи электроэнергии.



Рисунок 1.10 Принцип умной сети [291].

Инвестиции в «умные сети» еще к 2009 г. достигли 21 млрд долл. в США и 69 млрд долл. в мире [25]. Внедрение «Smart Grid» в США уже резко повысило надежность национальных энергетических систем. Сегодня проекты умных сетей реализуются в таких странах, как Италия, Нидерланды, Германия, Австралия, Португалия, Канаде. В России развитие Smart Grid происходит в рамках дорожной карты EnergyNet и одноименной ассоциации.

Таким образом, среди общемировых тенденций - рост суммарной установленной мощности источников распределенной генерации в энергосистемах развитых стран, увеличение установленной мощности единичного оборудования на основе ВИЭ [196].

Наиболее значимым вызовом к развитию данного тренда явился «Энергетический переход» (декарбонизация, децентрализация, цифровизация): быстрое распространение ВИЭ, распределенной энергетики, новых бизнес-моделей и сервисов, базирующихся на использовании цифровых технологий; освоение незаселенных и инфраструктурно неразвитых территорий: потребность в эффективном энергоснабжении удаленных и изолированных территорий.

Smart Grid рассматривается как технологическая концепция электроэнергетики будущего [43, 453, 458, 461, 473]. Распределительные сети, построенные по принципу «Smart Grid», могут самостоятельно контролировать свое состояние и режим работы потребителей, генераторов, электрических линий и подстанций, а также автоматически реализовать решения, которые позволяют осуществлять электроснабжение бесперебойно и с максимальной экономической эффективностью. Smart Grid позволяет оптимизировать расход электричества, снизить количество аварий и потерь электричества, а также повысить КПД работы электросетей [418].

«Умная» интеграция, например (рисунок 1.11), на основе солнечных и ветроэнергетических комплексов, очень важна для обеспечения бесперебойного энергоснабжения, поскольку в этом случае генерация зависит от уровня освещенности и скорости ветра. Назревшая необходимость и более благоприятная среда по реализации интеллектуальной энергетики с оптимальным использованием возобновляемых энергоресурсов была бы достаточно своевременной и результативной в автономной энергетике.

В настоящее время прослеживается мировой тренд на децентрализацию энергетики.

По информации WADE (World Alliance for Decentralized Energy) с 2001 года на 3% увеличилось количество энергии, производимой децентрализованными источниками энергии (ДИЭ) в мире и составившее 10% от общемирового [481]. Рисунок 1.12 подробно иллюстрирует вклад ДИЭ в производство энергии [409].

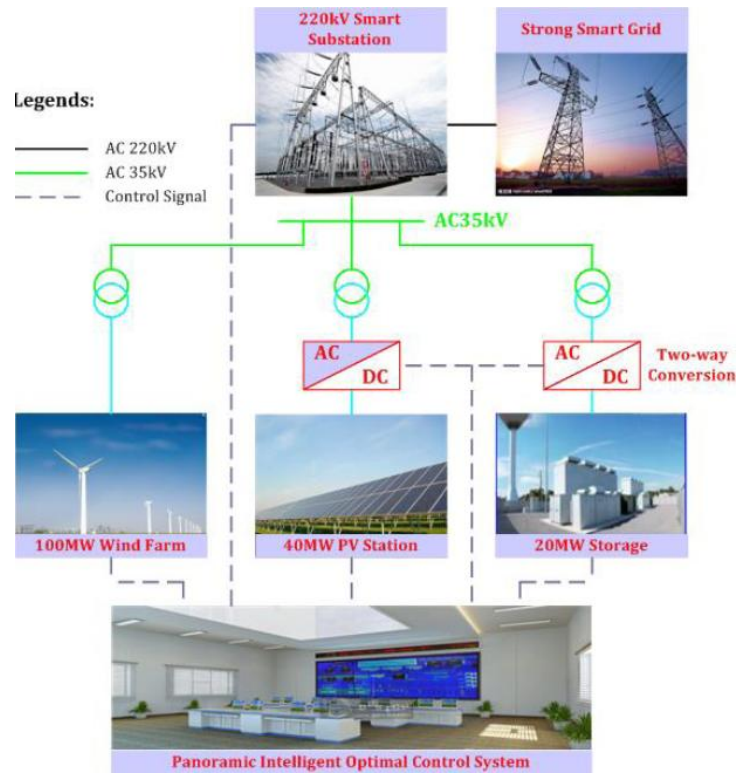


Рисунок 1.11 Система управления электрической сетью с ВИЭ и накопителями энергии («Smart Grid» проект в провинции Хэбэй) [196].

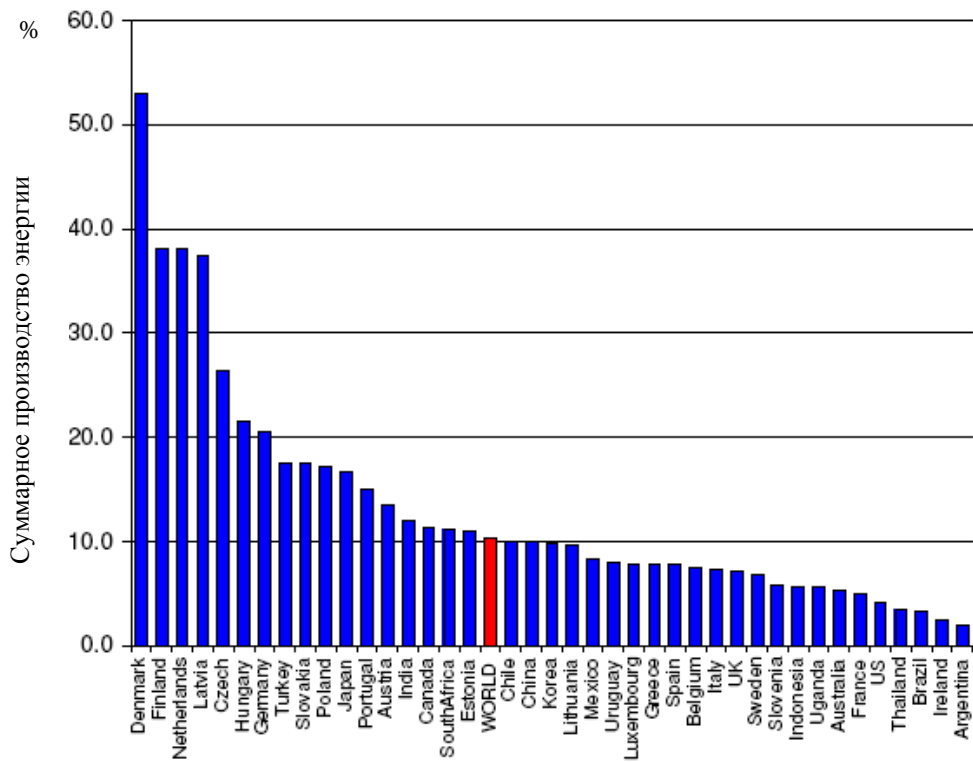


Рисунок 1.12 Доля производимой ДИЭ энергии в общем объеме

Еще более устойчивый тренд активного внедрения ВИЭ в энергобаланс продиктован и значительными изменениями климата, что объективно прогнозирует усиление политических мер к источникам вредных выбросов CO₂. Сосредоточение усилий энергетической политики на сокращении воздействия энергетики на окружающую среду будет достигаться за счет сочетания более быстрого повышения энергоэффективности и перехода на другое топливо. Самый большой потенциал для перехода имеется в сфере электроэнергетического сектора, с лидерством ВИЭ и снижением позиций угля. По прогнозу развития мировой энергетики до 2030 года компании BP, в целом генерирование электроэнергии остается самым быстрорастущим сектором. Как отмечают эксперты, движущей силой диверсификации топливного баланса в основном является электроэнергетический сектор, в котором неископаемое топливо (с лидерством ВИЭ) обеспечит более половины роста [72, 73, 338, 404].

Стоимость электроэнергии, производимой установками на базе ВИЭ, сдерживающая более масштабное их внедрение в энергобалансы, имеет тенденцию снижения и способствует их выводу на более доступное использование (рисунок 1.13).

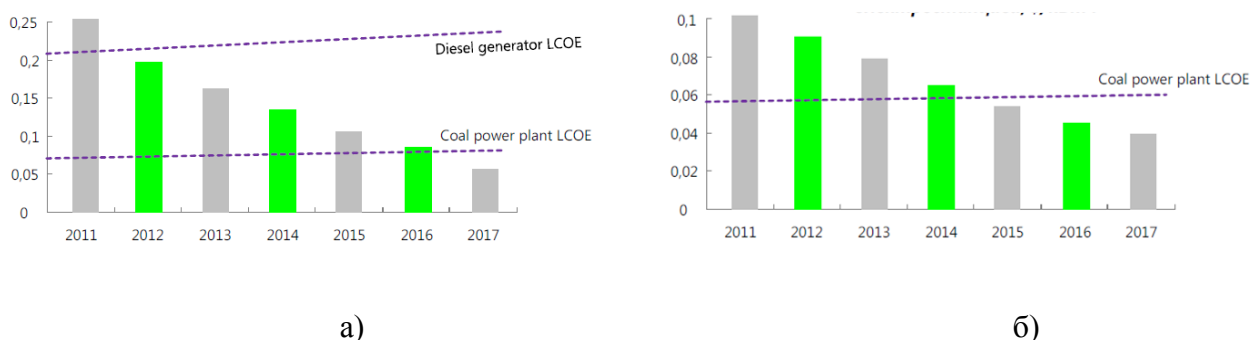


Рисунок 1.13 Стоимость электричества, производимого солнечной (а) и ветровой (б) электростанциями, \$ кВтч [428]

По данным компании LAZARD, проводимой оценки полной приведенной стоимости электроэнергии (LCOE) для разных видов топлива, показатель ветра за последние 7 лет снизился на 60%, для солнца на 85%. С 2010-го года на текущее время энергия из возобновляемых источников подешевела на 80%—и продолжает падать в цене. Немецкие аналитики компании Kaiserwetter Energy Asset Management изучили данные 15 000 энергоснабжающих компаний из 54 стран, проанализировали данные Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), Программы ООН по окружающей среде и агентства Bloomberg и обнаружили [35], что по себестоимости чистая энергия сравнялась с энергией от ископаемого топлива, а в некоторых случаях стала стоить дешевле. Как, нижние уровни диапазона оценки LCOE для ветровых и солнечных электростанций промышленного масштаба уже сопоставимы и даже ниже

значений этого параметра для газа и угля. Это способствует росту конкурентоспособности с традиционными видами топлива и указывает на рост экономической привлекательности ВИЭ.

Как констатируют данные компании Lazard, уже сейчас затраты на ВИЭ-генерацию во многом сопоставимы с таковыми в традиционной энергетике и даже ниже их. Так, по данным на конец 2016 года, затраты на производство 1 МВт·ч в угольной энергетике составляли \$60–143, в газовой (речь идет об установке комбинированного цикла) — \$48–78, в атомной — \$97–136. Самыми затратными оказались станции, работающие на дизельном топливе, там LCOE на 1 МВт·ч составляют \$212–281. Затраты на «ветер» составляют лишь \$32–62, солнечная электроэнергия, если говорить об индивидуальных установках, обходится в \$88–222, но при генерации в промышленных масштабах затраты составляют уже \$46–61. Уже в 2017 году мы можем наблюдать факт того, что на энергетических рынках стран Большой двадцатки один МВт·ч электроэнергии от традиционных источников обходился в \$49–\$174. В этот же период производство чистой энергии обходилось в \$35–\$54 за МВт·ч. Средняя стоимость одного МВт·ч энергии на ГЭС немного превысила \$50. Ветровые турбины производили один МВт·ч в среднем за \$51, а солнечные установки — за \$54. По исследованиям EWG, представленным на конференции ООН в 2017 году, изменение энергетического баланса приведет к стоимости 1 МВтч возобновляемой энергетики до 52 евро, в то время как в 2015 она составляла 70 евро.

Один из крупнейших европейских исследовательских центров в области ВИЭ — немецкий Fraunhofer ISE — представил последние данные относительно затрат на секторы ветряной и солнечной энергетики, электроэнергию, производимую из биогаза, и на различные энергетические объекты, работающие на традиционных источниках [98]. Специалисты Fraunhofer ISE представили новую версию графика, на котором четко отображены прогнозы касательно стоимости электроэнергии вплоть до 2030 года (рисунок 1.14). В первую очередь немецкие исследователи прогнозируют [392] уменьшение цен на солнечную энергию. Так, согласно представленным данным, цена на электроэнергию, вырабатываемую с помощью фотогальванических элементов, к 2030 году упадет с диапазона €0,08 — €0,24 за 1 кВт до €0,05 — €0,10. В это же время цена на электричество, вырабатываемое с помощью ВЭС, установленных на суше, останется практически неизменной, хотя сектор ветроэнергетики уже на сегодняшний день отличается невысокой стоимостью за единицу вырабатываемой чистой энергии. На фоне падения цен на возобновляемые источники энергии, традиционные, наоборот, могут оказаться в тенденции удорожания.

По прогнозам IEA, мировое производство возобновляемой энергии вырастет к 2021 году на 42% и составит 825 ГВт. Это на 13% больше, чем то же агентство предсказывало в 2015 году. Возобновляемая энергетика должна, по прогнозам авторов доклада New Energy

Outlook 2016, привлечь к 2040 году \$7,8 триллионов инвестиций. Многие города мира отказываются от ископаемого топлива и переходят на чистые источники энергии.

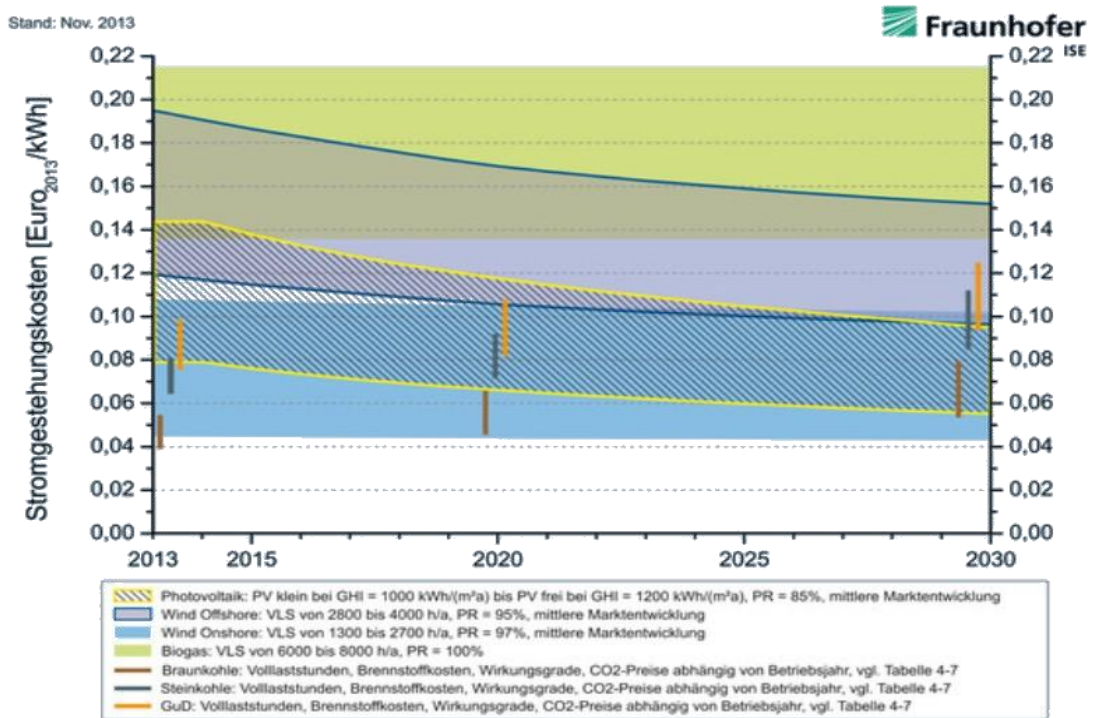


Рисунок 1.14 Прогноз стоимостных показателей возобновляемой генерации компанией Fraunhofer ISE

Сочетании прогнозируемых изменений с тенденцией к ощутимому снижению себестоимости ВИЭ, повышают их привлекательность.

Достаточно сложно оценивать развитие мирового энергетического комплекса в развитии только мировой энергетики, данная оценка требует учета взаимного влияния трендов экономики и энергетики, природно-ресурсных и экологических трендов, социально-экономических и инфраструктурных проблем. Долгосрочные тренды мирового экономического и энергетического развития говорят о том, что в перспективе 2010–2050 гг. можно ожидать формирования новой энергетической цивилизации.

1.1.2 Тенденции и трансформации в мировой энергетике

Уже сегодня можно отметить факт трансформации традиционной энергетики и формирования энергетики будущего. Основной вклад в новой энергетической цивилизации будет состоять в следующем:

- переход от «силовой» энергетики к «умной» энергетике и интеллектуальным системам;

- развитие возобновляемой энергетики с широким распространением распределенной генерации;
- цифровизация экономики: цифровые технологии для эффективной эксплуатации и интеллектуального управления оборудованием;
- повышение энергоэффективности.

Согласно WEO (World Energy Outlook) сектор электроэнергетики в настоящее время находится в «наиболее радикальной трансформации». География энергии меняется. В 2000 году на Европу и Северную Америку приходилось более 40% мирового спроса на энергоносители, а в развивающихся странах Азии – около 20%. К 2040 году по исследованиям МЭА отношение будет обратным. На Азию приходится половина роста мирового спроса на газ, 60% энергии ветра и солнца, более 80% нефти и более 100% роста потребления угля. Россия признана крупнейшим в мире экспортером газа и именно экономическое развитие Китая стимулирует спрос. Атомная энергия остается на уровне около 10% от общего объема мировой энергетики. Парк электростанций с развитой экономикой стареет: около 2/3 старше 30 лет. По отчету МЭА природный газ превосходит уголь в 2030 году и становится вторым источником в мировом энергобалансе. Ископаемое топливо остается основным источником производства электроэнергии, но его доля падает с примерно 2/3 сегодня до менее 50% к 2040 году.

Тенденции в энергетике – один из самых актуальных вопросов для всего мирового сообщества, в силу ее определяющей роли в геополитике, экономике и социальном прогрессе. [308]. За последние 150 лет энергетика мира выросла в 35 раз и прошла три этапа развития при последовательном уменьшении их длительности и замедлении роста энергопотребления. Текущее замедление указывает на очередную переходную точку для мировой энергетики (рисунок 1.15) [340].

Если говорить о последнем десятилетии, то в развитии мировой энергетики проявились некоторые важные тенденции, способные сильно повлиять на ее будущее и изменение энергетической безопасности [18, 172, 207, 226, 280, 309, 422, 423]:

- высокие темпы роста энергопотребления;
- изменение региональных пропорций энергопотребления;
- высокая доля и растущие объемы потребления органического топлива;
- проблемы обеспечения инвестиций в развитие энергетического сектора;
- повышение качественных требований к энергоснабжению;
- нарушение сложившейся за последние 120-140 лет периодичности 30-50 летних волн смены, доминирующих энергетических ресурсов в результате задержки в развитии очередного претендента на доминирование – ядерной энергетики (рисунок 1.16);

– бурный рост, наряду с большими системами энергетики, индивидуальной энергетики, обеспечивающей энергетические потребности человека в быту и малом бизнесе при все большей автономности от систем централизованного энергоснабжения.

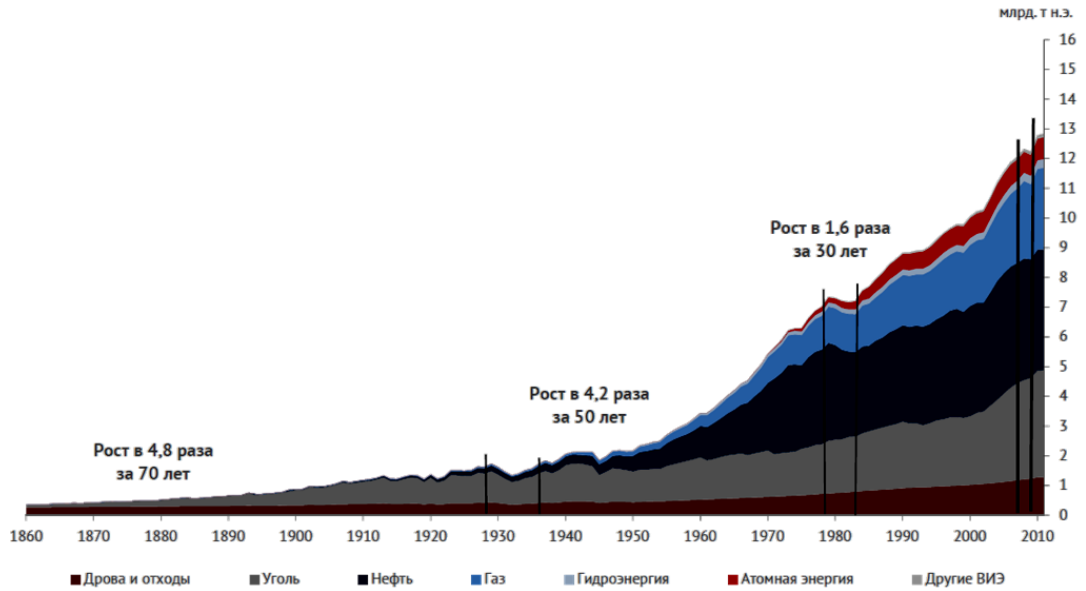


Рисунок 1.15 Этапы развития мировой энергетики

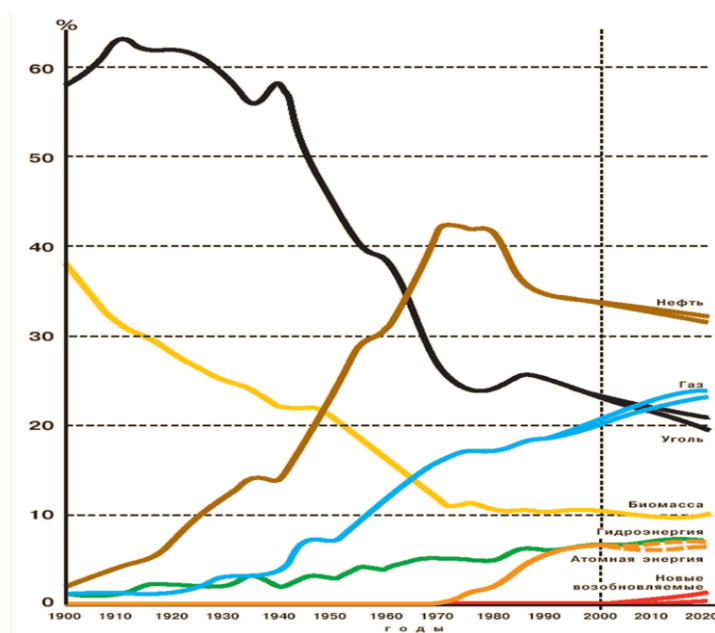


Рисунок 1.16 Эволюция структуры и потребления энергетических ресурсов мирового производства энергоресурсов [340].

В последние годы на мировых энергетических рынках происходят существенные изменения: причиной являются постоянно растущие потребности общества в энергии, обусловленные экономическим и технологическим развитием. Идет непрерывная борьба за право разра-

ботки месторождений энергоресурсов на нейтральных арктических и антарктических территориях; ужесточение экологических норм диктует переход к более чистым видам энергии; возникла необходимость в поиске новых источников энергии и развитии технологий их использования; требуется повышение эффективности существующих в энергетике технологий – таким образом, обеспечение энергетической безопасности становится все более сложной и многогранной задачей [431].

В этот же период в мировой экономике отмечалась тенденция к росту производства и потребления энергии в основном за счет невозобновляемых энергоресурсов органического происхождения. В развивающихся странах в целом за 2000-е гг. потребление энергии выросло на 66%, в то время как в развитых странах – только на 5%. К 2008-2009 гг. ВИЭ вышли на первое место в приросте мощностей в мире (40% в 2009 г.) [468]. Объем мировых углеводородных рынков к 2009 г. увеличился за 10 лет в 10 раз [482]. Произошли изменения основных показателей мирового энергетического рынка [84, 327, 457]:

– с 1990 по 2000 гг. – увеличилось производство энергоресурсов:

- угля - на 3%;
- нефти и газового конденсата – на 14%;
- газа – на 23%;
- атомной энергии – на 28%;
- гидроэнергии – на 21%;
- возобновляемых видов топлива и отходов (биомасса) – на 16%;
- геотермальной энергии – на 38%; новых ВИЭ (солнечной, ветровой, приливной и т.д.) – в 6,7 раз;

- с 2000 по 2011 гг. – наблюдается некоторое уменьшение в сторону атомной энергии и нефти.

Доля ВИЭ, прежде всего солнечная и ветровая, увеличилась с 1,5% в 1990 году до 6,3% в 2014 году. И по прогнозу к 2030 году достигнет показателя гидроэнергетики – 16,3%.

Изменения предыдущего десятилетия наблюдаются на диаграммах (рисунок 1.17), построенных на основе данных BP Statistical Review of World Energy, June 2012 [474]. Существенный акцент в мировом сообществе ставится на темпы и структуру развития возобновляемых и невозобновляемых ресурсов, что определяет ключевую позицию ТЭК в способности обеспечить ту или иную составляющую энергетической безопасности. Смена интересов в диверсификации энергетического мирового баланса отражается в темпах роста использования возобновляемых видов энергии - в последнее десятилетие они значительно превышали темпы роста потребления традиционных энергоресурсов. В 2011 г. объем потребления нефти превысил уровень 2001 г. в 1,132 раза, угля – в 1,564 раза, ВИЭ – в 3,607 раза. Тенденция изменения исполь-

зования различных видов ВИЭ в мировой энергетике за предыдущие десятилетия прослеживается достаточно четко (рисунок 1.18). [467, 474]. Фотоэлектричество и ветроэнергетика развиваются особенно быстрыми темпами - 25–30 % рост установленной мощности к предыдущему году. Если в 2001 г. 83,4% в объеме электроэнергии, произведенной с использованием ВИЭ, приходилось на геотермальную, био- и прочие виды энергии, то в 2011 г. основной среди возобновляемых источников стала ветровая энергия (50,8%).

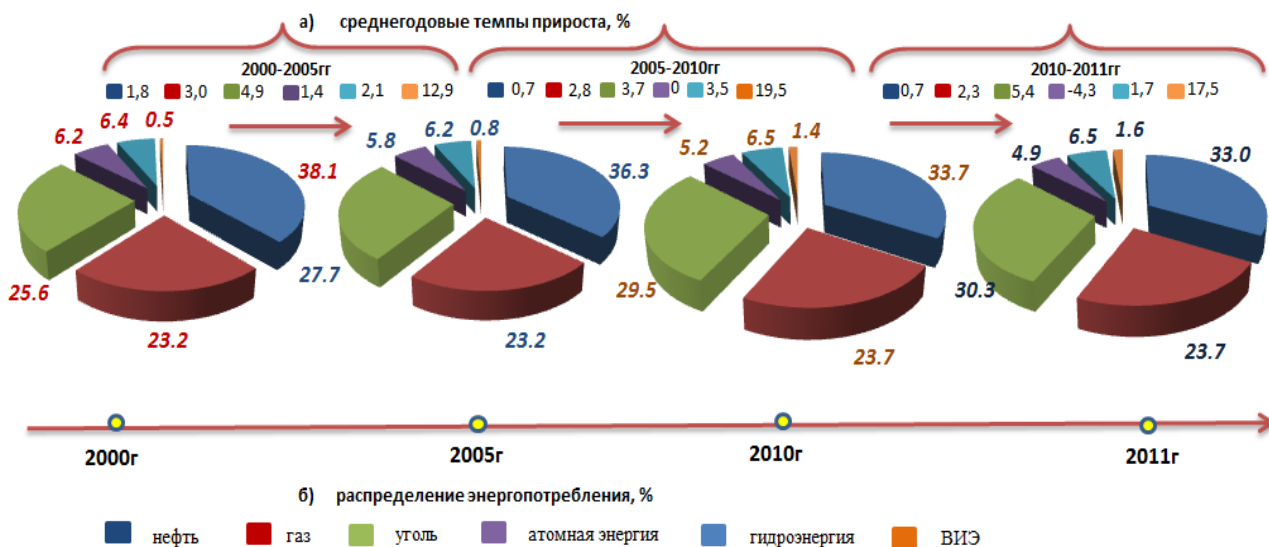


Рисунок 1.17 Структура и динамика мирового энергопотребления по видам энергоресурсов

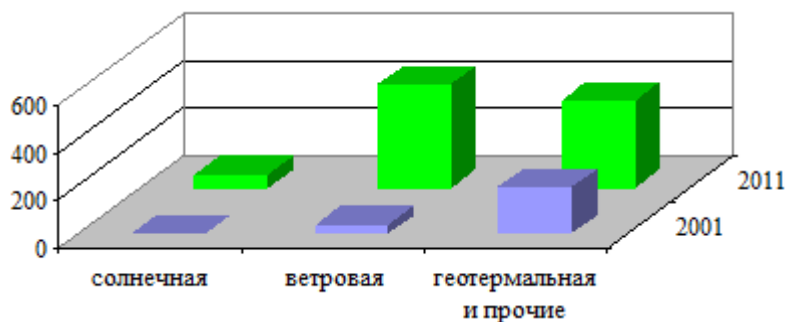


Рисунок 1.18 Масштабы и структура использования ВИЭ в мировом производстве электроэнергии, ТВт ч [474]

Но как отмечают специалисты Института стратегических оценок и анализа «топливный баланс мира за последние 30 лет практически не изменился и в ближайшей перспективе вряд ли изменится». При этом, согласно глобальному прогнозу, выпущенному британской компанией ВР в конце января 2018 года, хотя нефть, газ и уголь и останутся основными источниками энер-

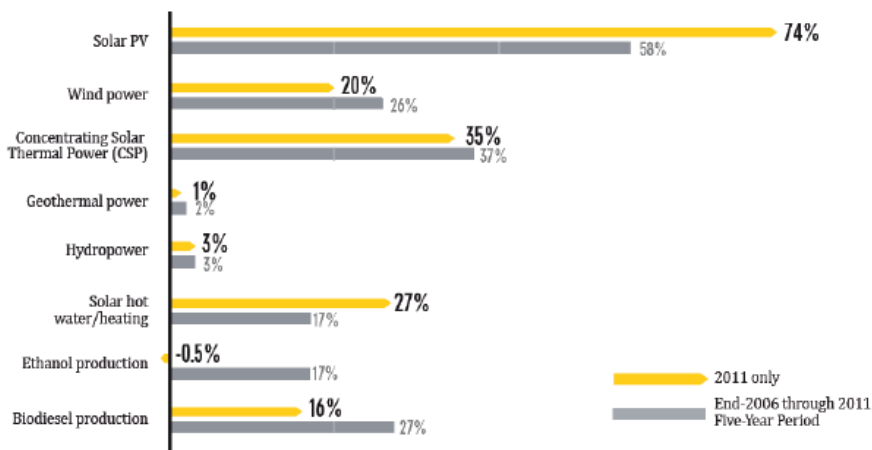
гии для мировой экономики, самым быстрорастущим энергоресурсом будут именно ВИЭ, потребление которых будет расти в среднем на 7,6% в год и в ближайшие 20 лет увеличится в четыре раза.

Вместе с тем, стремительное развитие использования возобновляемых источников энергии наблюдается более чем в 80 странах мира. [16, 65, 331, 467]. В целом в мире доля ВИЭ в общем объеме потребленных энергоресурсов увеличилась с 0,558% в 2001 г. до 1,546% в 2011 г. В 2012 году (по докладу Международного энергетического агентства о состоянии рынка возобновляемой энергетики) общий объем электроэнергии, которая вырабатывается с помощью ВИЭ, вырос на 8,2% по сравнению с 2011 годом. [231]. В 2012 году за пятилетний период в сравнении с 2011-2006 гг. ситуация несколько изменилась (рисунок 1.19) в темпах ускоренного роста солнечной и геотермальной энергетики, сохранилась тенденция в ветровой и гидро- энергетике, уменьшились темпы роста производства биотоплива (биоэтанола и биодизеля).

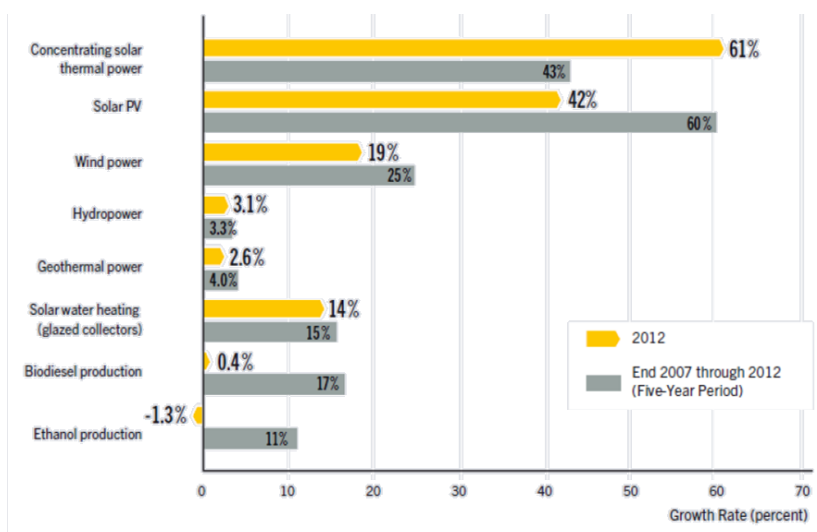
В 2009-2010 гг. в мире энергетики произошел большой рывок: впервые в истории суммарная мощность всех введенных мощностей ВИЭ превысила суммарную мощность новой топливной генерации. Тренды возобновляемой и традиционной энергетики пересеклись и двигаются в противоположных направлениях.

Что касается поведения доли энергоресурсов в производстве электроэнергии на современный период, например, на конец 2014 года, то в Global Status report (Renewables 2015, REN 21) зафиксировано: ископаемое и ядерное топливо – 77,21% [456]; ВИЭ – 22,8%, в том числе гидроэнергия - 16,6%, ветровая - 3,1%, биоэнергетика – 1,8%, геотермальная - 0,4%, солнечная - 0,9%.

То есть все же можно наблюдать некую устойчивость тренда развития ВИЭ. Сектор возобновляемых источников энергии сегодня является инвестиционно-привлекательным направлением для капиталовложений в глобальной масштабе, что видно по рисунку 1.20. Общий объем инвестиций в сектор возобновляемой энергетики в 2012 г. составил 269 млрд. долл., превысив в 5 раз показатель 2004 г. В 2011 г. мировые инвестиции в ВИЭ составляли 257 млрд. долларов (рост на 6,8%) и как видно имели тенденцию нарастания. Основой привлекательности инвесторов к данному сектору, как уже отмечалось, служит растущий спрос на электроэнергию, особенно в развивающихся экономиках, сокращение природных ресурсов, снижение стоимости технологий. С каждым годом сокращается государственная поддержка отрасли, возрастает конкуренция на региональных рынках, создаются торговые барьеры.



а) 2006-2011 гг.



б) 2007-2012 гг.

Рисунок 1.19 Среднегодовые темпы роста ВИЭ и производства биотоплива

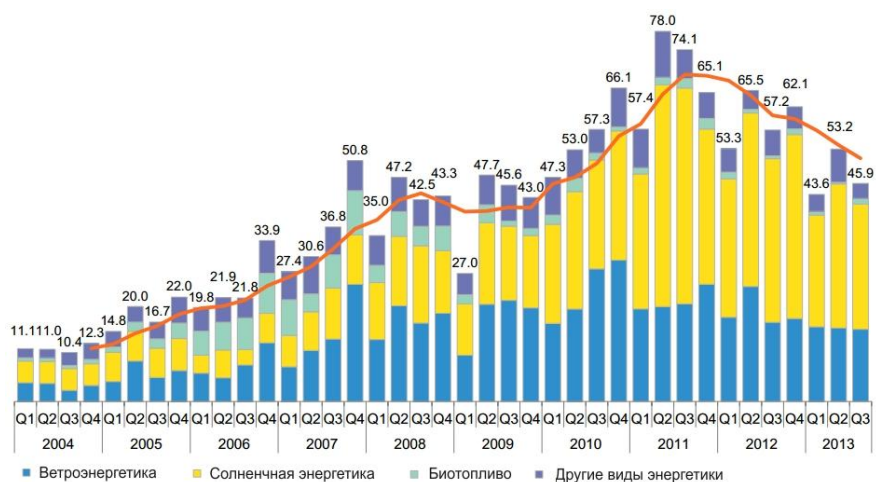


Рисунок 1.20 Инвестиции в новые проекты в секторе возобновляемой энергетики

(1 кв. 2004 – 3 кв. 2013), млрд. долл. [87]

С учетом динамики ввода новых мощностей в 2015 году доля ВИЭ составила 23,7%. В 2015 году общие инвестиции в мировой сектор возобновляемой энергетики составили по оценкам свыше 300 млрд. долларов, что сопоставимо с инвестициями в нефтяной отрасли, и суммарные мощности увеличились более чем в два раза. По информации Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA), в период 2013-2015 годов доля ВИЭ в новых мощностях составляла 60%. По данным Bloomberg New Energy Finance, за последние 3 года инвестиции в получение энергии из возобновляемых источников энергии превышают инвестиции в невозобновляемую. По данным отчета The Global Trends in Renewable Energy Investment 2018, с 2004 года чистая энергетика привлекла инвестиции на сумму \$2,9 трлн. Только в 2017 году в возобновляемые источники по всему миру вложили более \$160 млрд. Лидером по объему инвестиций стал Китай—за 2017 год страна потратила на чистую энергетiku более \$126 млрд.

Здесь надо обратить внимание на то факт, что в данных цифрах под понятием доли ВИЭ учитывается большая гидроэнергетика, которая успешно эксплуатируется в сравнении с другими видами – солнечной, ветровой и т.д. Доля гидроэнергетики в выработке мировой электроэнергии все-таки остается стабильной от 18,1% в 1990 году до 16,4% в 2014 году и этим же показателем на прогноз 2030 года.

В целом развивающиеся страны последовательно наращивали потребление энергоресурсов. Доля стран лидеров (Китай, Индия, Бразилия) в энергопотреблении возросла к 2016 году до 31%, составлявшая в 2006 году 23%. Хотя динамика прироста основных видов топлива была незначительной - добыча нефти на 0,5%, добыча газа также на 0,5%, генерация атомной энергии на 1,3%. Выработка крупными гидроэлектростанциями увеличилась на 3,1%. Самыми динамичными в 2016 году оказались ВИЭ – на 14,4%., в том числе около половины ресурсов это энергия ветра и 18% - солнце [227]. Это самый быстрый годовой рост потребления ВИЭ за всю историю наблюдений, хотя он и меньше среднегодового за предыдущие десять лет: в период с 2005 по 2015 гг. возобновляемые источники энергии росли в среднем на 16,1%. Таким образом, развитие нетрадиционных видов энергии происходит более быстрыми темпами. Факт резкого падения цен на традиционные энергоносители в 2014-2015 гг. (нефть и газ) не остановили развитие зеленой энергетики.

Но несмотря на быстрый рост ВИЭ, лидирующим источником энергии в мире все еще остается нефть. В 2016 году суточное потребление нефти в мире увеличилось на 1,6 млн баррелей, или на 1,6% по сравнению с 2015 годом. Сейчас доля нефти в мировом потреблении энергоносителей составляет 33,3% [227].

Вторым по популярности источником энергии в мире остается уголь [227]. Однако его доля в прошлом году упала на рекордные 6,2%, но все еще составляет 28,1% от общего объема мирового энергопотребления. В 2015 году доля потребления угля снизилась на 2,6%, а в 2014-

м — на 0,3%. Страны-лидеры 2016 года по потреблению возобновляемой энергии — Китай, США и Германия. Они также продолжают отказываться от потребления угля: Китай в прошлом году сократил потребление этого вида топлива на 1,6%, Германия — на 4,3%, а США — на 8,8%.

По данным ВР уже в 2016 году мировые энергетические потребности (13 276 млн. тонн нефтяного эквивалента) обеспечивались шестью видами ресурсов: нефть (33%), природный газ (24%), уголь (28%), крупные гидроэлектростанции обеспечили около 7%, АСЭС- 5%, более 3% нарастающая группа ВИЭ (ветер, солнце, биомасса, геотермальные и др.). Динамика структуры генерации электроэнергии в Европе на 2017 год также имеет положительную динамику (рисунок 1.21.)

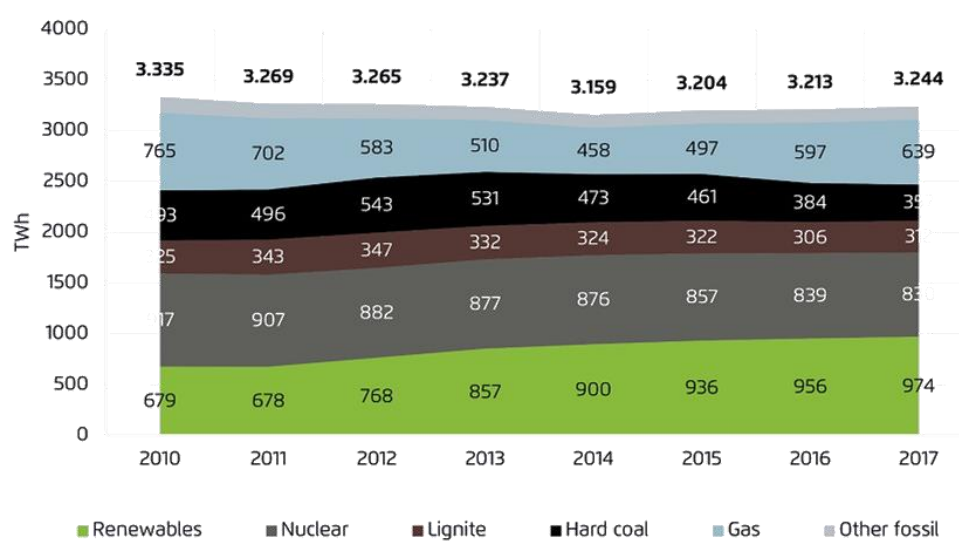


Рисунок 1.21 Динамика структуры генерации электроэнергии в Европе за период 2010-2017 гг.

По результатам исследования, проведенного мозговыми центрами Agora Energiewende (Германия) и Sandbag (Великобритания) (рисунок 1.22) в 2017 году резко возросло производство электроэнергии на основе ВИЭ. Этот же факт констатируется по данным докладов на X Евразийском экономическом форуме в Вероне в 2017 году, возобновляемые источники энергии имеют самую быструю динамику развития, наряду с тем, что традиционными источниками энергии будут сохранены свои позиции в ближайшие 20 лет, но снижена доля с 85 до 80%. Это констатирует развитие энергетической трансформации.

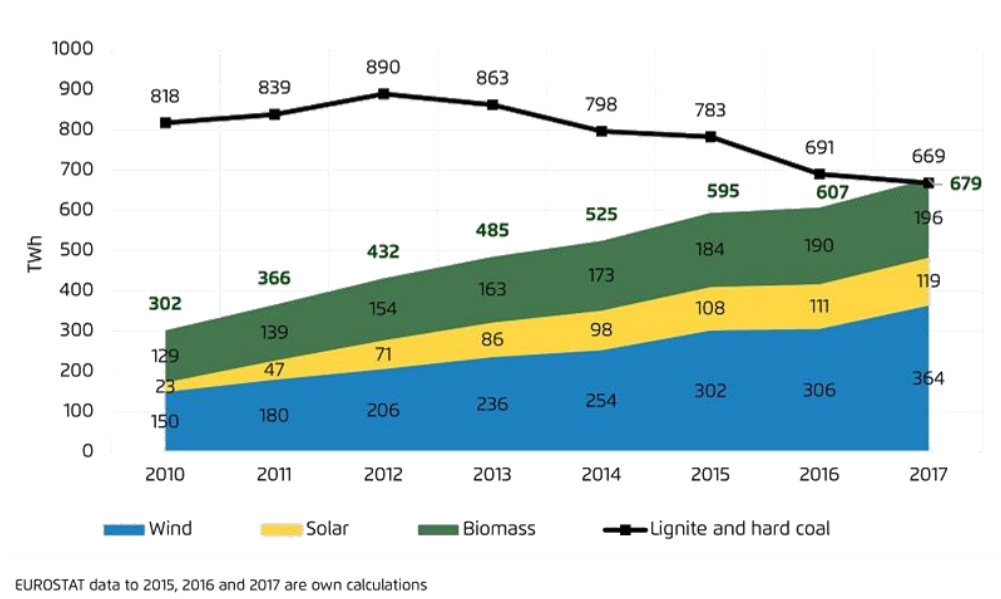


Рисунок 1.22 Производство электроэнергии на основе ВИЭ в Европе [477].

В 2017 году объем выработанной электроэнергии вырос с 83,2 ТВт*ч до рекордных 98,9 ТВт*ч, что на 18,8% больше, чем годом ранее. Представителями компании IRENA отмечено [297], что данная тенденция связана как с общемировым курсом на снижение антропогенного воздействия на окружающую среду, так и с возможностью обеспечить рост экономики государств, в том числе за счет появления новых рабочих мест. За последние 8 лет себестоимость чистой энергетики упала на 80%. Многие страны и регионы стали устанавливать рекордно низкие расценки на электричество, получаемое от ветрогенераторов и солнечных панелей. Если тенденция сохранится, то в 2018 году чистая энергия будет стоить всего \$30 за МВт*ч.

По данным [Energy Charts](#) (проект института Fraunhofer ISE) [268], уже в апреле 2018 года на основе возобновляемых источников энергии в Германии было произведено 20,93 ТВт*ч или 48,3% электроэнергии. В том числе ветровые электростанции произвели 9,02 ТВт*ч (20,7%), а солнечные — 5,26 ТВт*ч (12,1%). Примечательно, солнечная энергетика выработала в 3,2 раза больше электричества, чем газовая. Следует обратить внимание, что доля переменных ВИЭ (солнечной и ветровой энергетики) в производстве электроэнергии за месяц составила 32,8%, что чрезвычайно много, тем более для такой крупной экономики, как немецкая. При этом о каких-либо нарушениях энергоснабжения фактов нет. Интересно [269] отмечено в ежегодном докладе глобального совета ветроэнергетики (Global Wind Energy Council — GWEC) - Global Wind Report / Annual Market Update 2017: доля ветроэнергетики в мире продолжает быстро расти. В Дании она выработала 44% электричества в 2017 году, а в Уругвае — более 30%. В ЕС доля отрасли в выработке электроэнергии в 2017 г достигла 11,6%, в Ирландии — 24%, Испании и Германии — чуть менее 20%. Четыре штата США получают более 30% своего электричества с помощью энергии ветра, то же самое можно сказать про Южную Австралию и ряд феде-

ральных земель Германии. По прогнозу другой организации, MAKE Consulting, в течение ближайших десяти лет в мире будет строиться в среднем 65 ГВт ветровых электростанций каждый год.

Глобальная энергетика сегодня прирастает в основном за счет вводимых мощностей на основе ВИЭ, тогда как новая генерация на основе ископаемого топлива, как правило, лишь замещает устаревшие и неэффективные энергомощности.

В 2017 году солнечная, ветровая и биоэнергетика совместно впервые выработали больше электричества, чем угольные электростанции ЕС. Доля ВИЭ в производстве электроэнергии ЕС достигла 30% (рисунок 1.23). Высокие позиции продемонстрировала в 2017 году ветроэнергетика. Совместно с солнцем и биомассой им принадлежит 20,9% в производстве электроэнергии ЕС.

На основе анализа множества европейской и национальных баз данных, представленного специалистами Европейской энергетической политики, Agora Energiewende и энергетическими аналитиками ЕС, доля ВИЭ в производстве европейской электроэнергии к 2030 году превысит 50%. Причем прогнозируется, что в Германии и Великобритании доля ВИЭ в производстве электроэнергии, вероятно, превысит 50% уже к середине 2020-х годов.

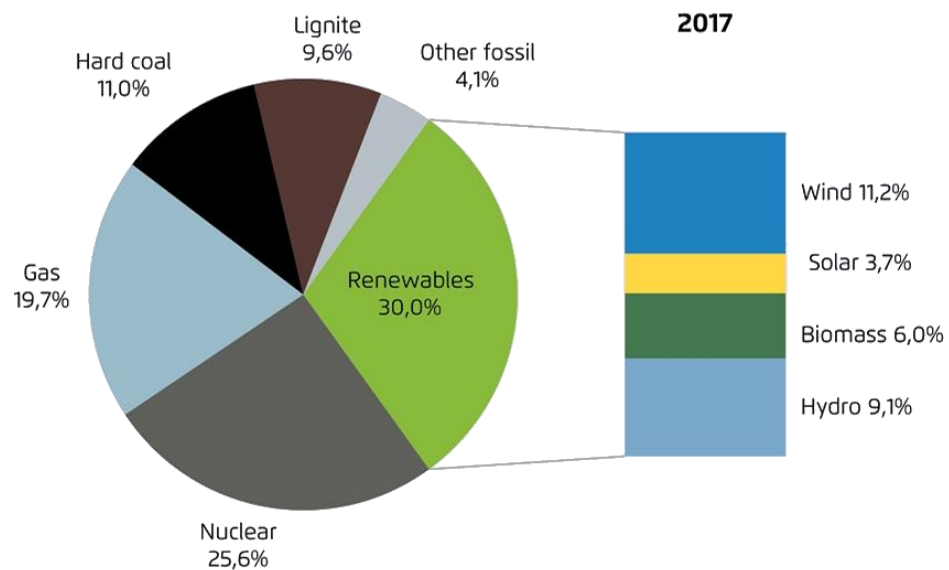


Рисунок 1.23 Структура производства электроэнергии в ЕС в 2017 году [270].

В то же время долгосрочный тренд на снижение доли угля очевиден, природный газ имеет среднесрочные перспективы [477]. Констатируется факт поэтапного отказа от угля Западной Европы, Восточная Европа держит его в приоритете. Как отмечают докладчики IV ежегодного обзора европейского энергетического сектора совместно с Agora Energiewende, еще три государства-члена ЕС в 2017 году совершают прорывы и объявили о прекращении использования

угля к определенным датам — Нидерланды, Италия и Португалия в пользу снижения вредных выбросов в окружающую среду. Они присоединились к Франции и Великобритании, где соответствующие решения были приняты ранее. И тем не менее, сегодня ископаемые углеводороды по-прежнему остаются основой энергообеспечения мирового хозяйства - доказанные запасы нефти и газа при современной добыче будут достаточны в течение ближайших 50 лет, а угля – 150 лет.

По представлению исследования «Перспективы развития мировой энергетики 2018 года» Международного энергетического агентства, представленного в декабре 2018 года в Риме, спрос на энергию растет в два раза быстрее генерации. МЭА отмечает, что электричество является вторым, наиболее используемым источником энергии после нефти. Цель устойчивой цели ООН №7 (всеобщий доступ и доступная энергия) уже имеет достижения.

11 января 2019 года в докладе на Ассамблее Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA) отмечено: Глобальная энергетическая трансформация, вызванная возобновляемыми источниками энергии, может снизить связанную с энергетикой геополитическую напряженность и будет способствовать расширению сотрудничества между государствами. Эта трансформация может также смягчить социальные, экономические и экологические проблемы, которые часто являются одними из основных причин геополитической нестабильности и конфликтов».

Анализ прогнозов [447] сформировал понимание основных предпосылок, которые позволят развить тему исследования и провести взаимосвязь между статистическими фактами и ситуациями, актуальных для трендов в развитии. Рассмотренные прогнозы мировой энергетики могут стать благоприятными для ситуации Российской малой энергетики с недостаточным ее развитием и низкой вовлеченностью в энергобалансы местных источников энергии регионального и локального значения. В большом числе информационных и информационно-аналитических средств отмечается необходимость использования Россией передовых технологий, как вопрос престижа страны. Здесь можно поставить под сомнение обоснования данного вопроса при существовании ненадежного электроснабжения на отдельных территориях, подвергающихся всевозможным воздействиям различной природы.

1.2 Тенденции развития современной энергетики и проблемы энергетической безопасности России

Развитие экономики России с приоритетами отмеченных мировых направлений не дает повода для «разрушения» традиционной системы электроснабжения, а только определяет путь развития ее электроэнергетики.

Территория Российской Федерации отличительна своей протяженностью, специфична абсолютно противоположными по климатическим условиям регионами, различной их обеспеченностью энергетическими ресурсами, энергетической зависимостью отдельных регионов и территорий, различным экономическим развитием территорий, региональным многообразием групп потребителей и их направлением жизнедеятельности (аграрное, промысловое, промышленное и т.д.), широким диапазоном плотности населения от региона к региону и внутри него, колоссальными и в то же время достаточно малыми нагрузками в разных регионах и на территории одного, степенью и долей децентрализации территорий, энергоизолированностью некоторых регионов и др. Неоднородность территорий районов крайнего Севера, с энергетической точки зрения, характеризует разную степень и неравномерность обеспеченности топливными ресурсами и широкий диапазон уровня энергетической безопасности.

Российская Федерация является типичным примером страны с уже развитой системой централизованного электроснабжения и одновременно имеющей существенную потребность в децентрализованных источниках энергии (рисунок 1.24).



Рисунок 1.24 Централизованное и автономное энергоснабжение на территории России [331]

В настоящее время господствующее положение на рынке генерации электроэнергии занимает централизованная энергетика, состоящая из крупных электростанций и разветвленной сети линий электропередачи (ЛЭП) [236]. Существующие электроэнергетические системы были сформированы как централизованные системы с особенностями в зависимости от топливо- и энергообеспечения электростанций. Место строительства большинства из них обусловлено множеством экономических, экологических, географических и геологических факторов, а также требованиями безопасности и охраны окружающей среды. Образование районных станций, обслуживающих не один только город с его ближайшими окрестностями, но целые области с сот-

нями городов и селений, имеет несомненные выгоды концентрации производства электрической энергии [182, 183]. Идеология централизации всей энергии являлась основой плана Государственной комиссии по электрификации России. Целенаправленно принимались законы об электроэнергетике, направленные на централизацию. Мощные электростанции благодаря "эффекту масштаба" имеют превосходные экономические показатели.

По данным Минэнерго [298] и Системного оператора ЕЭС [299] на 1 января 2018 года по основным характеристикам Российской электроэнергетики в 2017 году доля в выработке электроэнергии электростанциями в электроэнергетическом комплексе ЕЭС России (без учета электростанций промышленных предприятий – 5,72%) представлена на рисунке 1.25. Основную нагрузку несут ТЭС, хотя при увеличении общего производства электроэнергии в ЕЭС РФ на 2,4 % от предыдущего года, их выработка в 2017 году снизилась. Динамика изменений в сравнении с 2016 годом мала (касается ВИЭ это всего лишь с 0,61 до 0,69 млрд. кВт·ч), но подтверждает существующие тренды. Лидирующим направлением ВИЭ в России сегодня является солнечная энергетика. За последние два года введены 14 крупных СЭС общей мощностью около 130 МВт. На 2018 год запланировано введение 125 МВт новой мощности возобновляемой энергетики, из них 90 МВт – солнечная генерация.

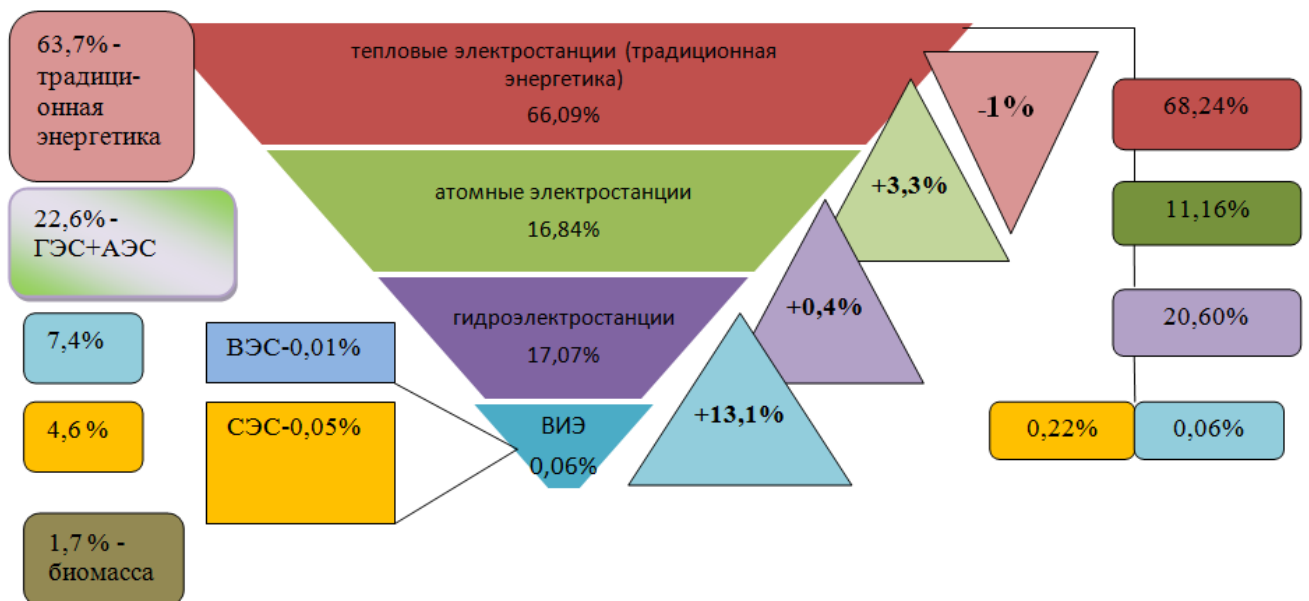


Рисунок 1.25 Структура выработки электроэнергии с динамикой изменения на 2017 год и установленной мощности электростанций (правый столбец диаграммы) ЕЭС России и в мире (левый столбец диаграммы)

Децентрализованное энергоснабжение традиционно рассматривалось в основном в рамках электроэнергетической отрасли без подробного рассмотрения всей проблематики. Строи-

тельство промышленных гигантов и сопутствующих им городов, население которых обеспечивало их деятельность, привело к исчезновению отдаленных поселений. Для России относительно высокая степень централизации необходима. Но централизация, негибкая и препятствующая динамизму, достигла к настоящему времени пика своей неэффективности и уже и не обеспечивает управляемость регионами страны [292].

Большая часть технологически изолированных и удаленных территорий России расположена в зоне Крайнего Севера и приравненных к ним территориям: отдельные районы Республик Саха (Якутия) и Карелия, Мурманской, Архангельской, Магаданской, Сахалинской, Амурской областей, Чукотский автономный округ, Камчатского края, Ханты-Мансийского АО, Ямало-Ненецкого АО. Территории характеризуются: неблагоприятными климатическими условиями; низким уровнем развития инфраструктуры; недостаточной или отсутствующей обеспеченностью местными видами топлива; редким обновлением объектов энергоснабжения и их низкой эффективностью, как следствие недостаточной надежностью; высокой стоимостью энергоснабжения.

При этом, Россия обладает большими запасами энергетических ресурсов. Так, по запасам (48 трл тонн) и добыче природного газа Россия – на 1-м месте в мире (1/3 часть всех мировых запасов). По запасам нефти (1/7 часть всех мировых запасов) Россия входит в первую десятку стран мира, а по ее добыче занимает 1—3 места. По угольным запасам (1/8 часть всех мировых запасов) занимает 1-е место в мире, а по добыче – 3-е место. Как по запасам, так и по добыче урановых руд Россия входит в первую десятку стран мира. Россия - крупнейший производитель и экспортер энергоресурсов, обладающий значительными запасами углеводородов. Изобилие энергетических ресурсов РФ не разрешает существующую ситуацию в изолированных труднодоступных территориях Севера и Арктических энергозонах с привозным дорогостоящим топливом.

Разнонаправленные прогнозы указывают на существующую неопределенность среди отраслей Российского ТЭК, большая часть которой принадлежит нефтяному направлению. В 2018 году Россия вышла на рекордные темпы роста нефтяной отрасли – добыча увеличилась на 1,6%, газовая отрасль побилла 18-летний рекорд по добыче - примерно на 5% больше, чем в 2017 году. К 2040 году МЭА ожидает падение российской добычи нефти на 25%, относительно добычи 2016 года, в связи с ожиданием снижения экспорта. В том время как прогноз АЭИ США предсказывает ее рост на 3%. Стратегия развития минерально-сырьевой базы РФ до 2035 года предусматривает снижение добычи нефти с 2022 года с пикового уровня в 562 млн тонн. Рост добычи нефти в России достигнет этого пика в 2020—2021 годах, а с 2022 года прогнозируется снижение. Добыча природного газа, согласно прогнозу, будет расти. Это определено поставленными приоритетами, целями и задачами геологической отрасли, направленными на устой-

чивое обеспечение минеральным сырьём потребностей российской экономики, включая экспортные обязательства. Предусматривается совершенствование основных правовых и экономических механизмов, способствующих росту инвестиционной привлекательности российских недр. На основе этого будет создана модель саморегулируемой системы достижения оптимального баланса прироста и погашения запасов полезных ископаемых. В настоящее время практически весь прирост производства нефтяного сырья в РФ обеспечивается за счёт месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. Как отмечено в докладе министра энергетики РФ, добыча нефти здесь будет расти опережающими темпами, в структуре она вырастет в общей добыче с 11% до 19% от общего объема по России до 2025 года. Так же в ближайшее время будут направлены средства в развитие угольной отрасли России и развитие портовой инфраструктуры.

Позицию России в отраслях ТЭК определяет ситуация состояния энергетической безопасности в странах-импортерах. Энергетические ресурсы РФ составляют 2/3 экспорта. Россия видит проблему ЭНБ в безопасности импортеров и экспортеров. В соответствии с этим, инструменты достижения энергетической безопасности для каждого сообщества / страны специфичны, но вращаются вокруг энергетических ресурсов. Современное положение дел по сокращению добычи основных ресурсов, например в странах ЕС, при ожидаемом росте спроса в сочетании с высокой зависимостью от внешних поставок угрожает их энергетической безопасности. Все эти вопросы относятся к глобальной и национальной энергетической безопасности, исходя из определений Доктрины Энергетической безопасности.

ТЭК России вносит значительный вклад в социально-экономическое развитие страны, которая является лидирующей экспортирующей страной, одним из лидеров мировой энергетики и крупнейшим участником международных энергетических рынков [340].

Обзор энергетических стратегий важнейших стран мира показал, что они нацелены на значительный рост энергоэффективности, самообеспечение энергоресурсами, диверсификацию структуры ТЭБ за счет развития ВИЭ и добычи нетрадиционных углеводородов. Здесь остается очень важным своевременно войти в линию тренда для государственной энергетической политики.

Анализ факторов (снижение зависимости и сохранение запасов углеводородов, повышение экологической безопасности, развитие инвестиционных отраслей) развития ВИЭ в мире показал их действительность и для Российской Федерации. Для России рост значимости нетрадиционных ресурсов углеводородов и ускоренное развитие возобновляемых источников энергии скорее ведут к ужесточению конкуренции на ключевых мировых энергетических рынках.

В мире развитие энергетики на основе ВИЭ реализуется преимущественно для решения двух основных задач: снижения роли углеводородов в энергетическом балансе (борьба с за-

грязнением окружающей среды и изменением климата) и повышение энергетической самообеспеченности. Как отмечают разные аналитики и прогнозисты, в России эти факторы не имеют большого значения, так как страна полностью обеспечивает внутренние потребности в энергоресурсах по относительно низким ценам.

Новые тренды показывают, что рынки прежде неконкурентных товаров (природный газ, ВИЭ) становятся все более конкурентными, привычные для России инертные и капиталоемкие пути выхода на рынок (строительство дорогих газопроводов, АЭС) становятся все менее актуальными. Путь развития Российской энергетики не должен определяться только мировыми трендами в структуре долей энергоресурса, а собственными стратегиями и сценариями.

По данным X Евразийского экономического форума в Вероне в 2017 году отмечено, что доля ВИЭ в производстве электроэнергии России (в структуре энергетического баланса) на текущий момент времени составляет менее 1% (не учитывая крупные ГЭС, рисунок 1.26), что в рейтинге находится за пределами первой сотни стран [82]. Это ежегодная выработка не более 8,5 млрд кВтч электрической энергии (без учета гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт). По показателю установленной мощности энергетики на ВИЭ (без учета большой гидроэнергетики) Россия занимает место близкое к концу первой сотни.

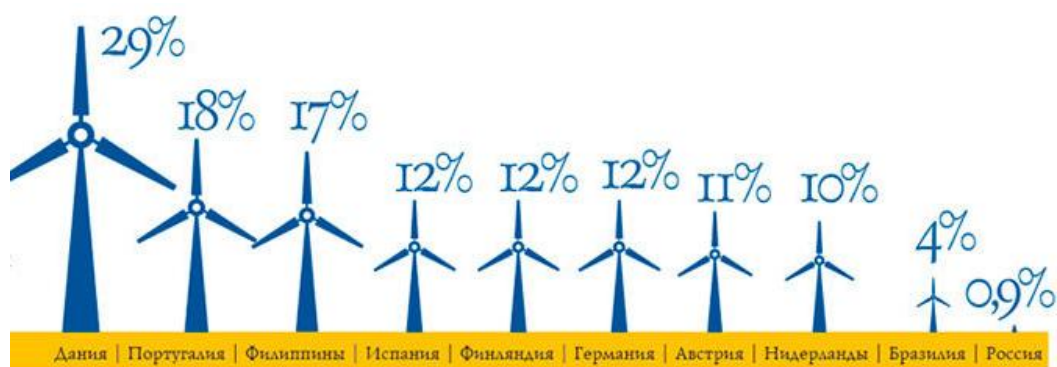


Рисунок 1.26 Доля ВИЭ в объеме производства в разных странах

При больших запасах нефти и газа, условиях монополизации рынка генерации и распределения энергии масштабного внедрения новых энергетических систем резкого скачка в линии тренда ожидать не стоит. Применение позиции мировых трендов не всегда и везде может быть эффективно.

ВИЭ для России пока затратный проект, но необходимость в сложившихся современных условиях и существующих состояниях региональной малой энергетики, очевидна и может являться приоритетом в целях достижения устойчивого развития, доступа к энергии, энергетической безопасности территорий с объектами малой энергетики. Пока возобновляемая энергетика в России дороже традиционной.

Если решать проблему на региональном уровне, то здесь в области электроснабжения удаленных, изолированных, малонаселенных и труднодоступных территорий в районах Крайнего Севера развитие по пути современных тенденций востребовано и просто необходимо. В силу территориальных особенностей здесь использование ВИЭ значительно эффективнее. Стоимость дизельного топлива и его доставки в удаленные районы приводит к тому, что цена за киловатт-час на дизельных электростанциях превышает 300 рублей. Именно там любой масштабируемый проект в солнечной и ветряной энергетике делает его крайне перспективным.

Анализ трендов развития энергетики России прошлых лет показывает энергетику, основанную на сжигании ископаемого топлива, транспортируемого на большие расстояния, и на потреблении больших объемов энергии при сравнительно слабом управлении энергетическими потоками. Сегодня данный тренд развития энергетики России не изменился, а сменил направление в большей части только на уровне конгрессов, форумов, симпозиумов и встреч в деловых кругах и научных сообществах о признании энергетической революции в своих направлениях: цифровая энергетика, «умные» сети («умная» энергетика); электроэнергетические системы нового поколения; децентрализация энергетики; возобновляемые источники энергии, рационализация структуры ТЭБ и т.д.

По заявлению Международного агентства по возобновляемой энергии (IRENA) к 2030 году доля возобновляемых источников энергии в российском энергобалансе может вырасти более чем втрое и превысить 11%. По мнению ряда представителей государственных структур, России к 2030 году достаточно иметь в энергобалансе 15% возобновляемой энергетики. По прогнозам Минэнерго РФ, согласно энергетической стратегии, доля ВИЭ (без учета большой гидроэнергетики) составит всего лишь 3,2% в 2035 году, а к 2020 – скорректированные 2,5%, тогда как в мировом балансе по прогнозу IEA (Международное энергетическое агентство), эта величина будет превышать 30%, без учета гидроэнергетики достигнет 19% [14, 208]. В сравнении с тем, что уже не достигнуто – это 2,5% в 2010 и 2013 годах это достаточно серьезные показатели для прогноза.

По многократным заявлениям Минэнерго РФ [358], основной идеей продвижения возобновляемой энергетики в энергобаланс является не дефицит электроэнергии на основе традиционных источников, а необходимость развития производственных компетенций. А это производство оборудования на территории России для внедрения и постановки на баланс ВИЭ. Степень локализации предполагается до 65-70% (2018-2024гг). Но это в первую очередь стимулирует большую энергетику на ВИЭ. В данном случае вопрос обеспеченности энергоресурсами по низким ценам не присуще децентрализованной энергетике с труднодоступными, малонаселенными территориями и условиями ее существования. Здесь эффекты совершенно иные. И опре-

деление и прогнозирование этих эффектов должно потянуть за собой и другие ориентиры в повышении энергетической безопасности.

Прогнозная структура по видам ВИЭ для России к 2020 году имеет достаточно широкий спектр в сравнении с 2009 годом (рисунок 1.26). Прогноз компании ОАО «РусГидро» по вводу ВИЭ в энергобаланс изолированных территорий России тоже достаточно оптимистичен (рисунок 1.27)

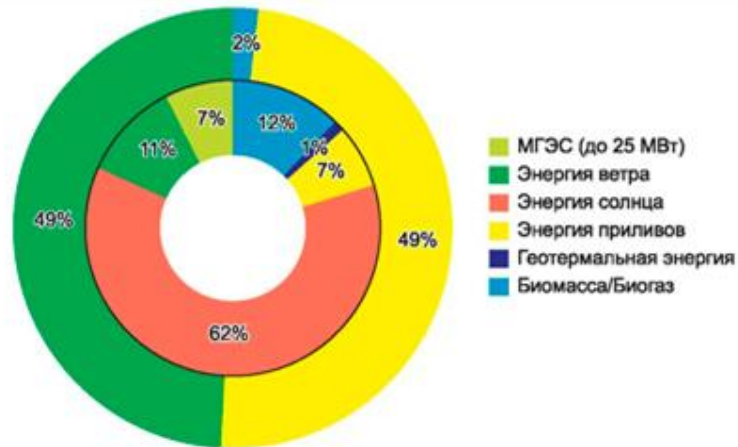


Рисунок 1.26 Структура рынка альтернативной энергетики по установленным мощностям России (2009г. – внешний круг, 2020г. – внутренний круг) [293, 373].



Рисунок 1.27 Прогноз развития ВИЭ в изолированных зонах России [291]

Сегодня в России создана абсолютно работоспособная система поддержки ВИЭ, но она не так сильна, как в странах — лидерах направления развития ВИЭ, при том факте, что в середине

XX века СССР принадлежало первенство по развитию энергетики на основе ВИЭ в мире. Руководитель направления «Электроэнергетика» Энергетического центра бизнес-школы «СКОЛКОВО» комментирует это тем, что, согласно индексу RISE Всемирного банка в части благоприятности среды для поддержки ВИЭ, Россия находится в «желтой» зоне — 61 балл по шкале от 0 до 100. Но в 2013 году Правительство РФ запустило программу поддержки развития ВИЭ в стране на конкурсном отборе проектов. Заработал механизм отбора проектов ВИЭ по критерию наименьших полных капитальных затрат на строительство генерации на основе энергии ветра, солнца и воды, через «Совет рынка» (регулятор энергорынка). В рамках механизма установлено обязательное требование по локализации производства оборудования и инжиниринговых услуг на территории РФ. В тренде развития энергетики РФ это перспективный шаг, если наблюдать высокие результаты, например в Германии, получившей хороший эффект на конкурсном отборе проектов. Сегодня потенциал российской промышленности в части производства компонентов для генерации на ВИЭ достаточно неравномерен по разным направлениям и представляет собой один из важных аспектов по реализации проектов ВИЭ (рисунок 1.28).

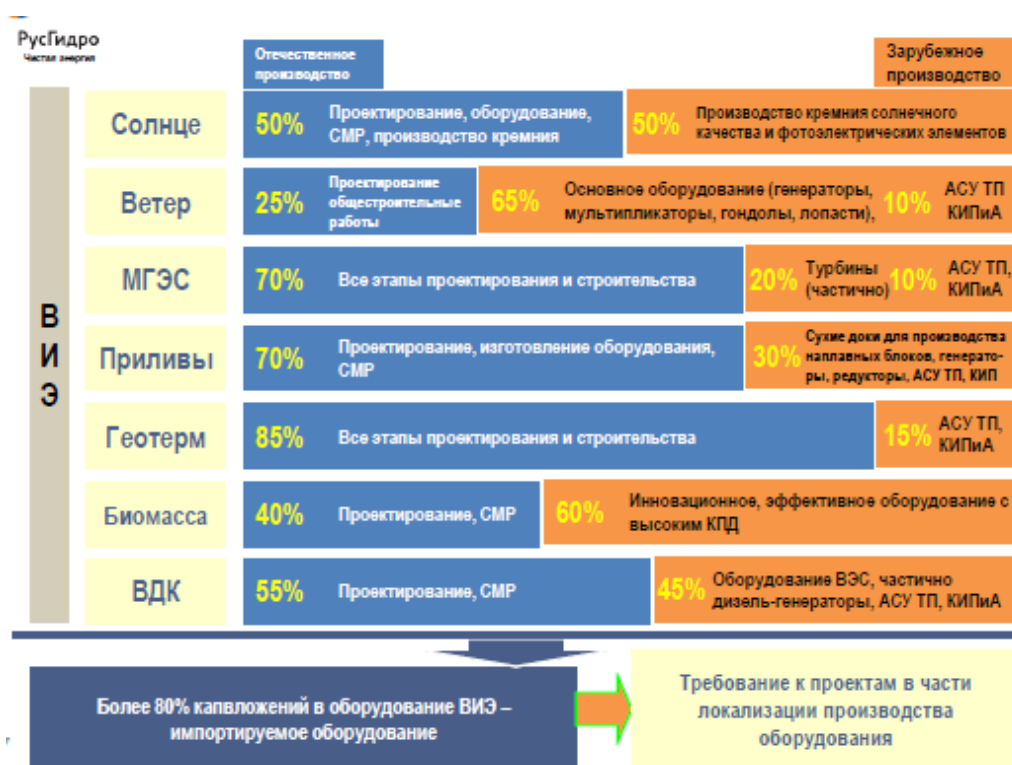


Рисунок 1.28 Соотношение первоначальных этапов жизненного цикла генерации на ВИЭ зарубежного и отечественного производства [291]

Несмотря на указанные факты и реальность ситуации по развитию ВИЭ в России, сегодня мы имеем сильные предпосылки и объективные причины к этому:

- обладание самыми большими в мире ресурсами ВИЭ;
- одномоментная окупаемость проектов на основе ВИЭ при сочетании местных условий, например, энергообеспечении удаленных от инфраструктуры объектов;
- энергодефицитность большого перечня территорий в регионах в дорогим привозным топливом;
- путь развития поддержки энергетики на основе ВИЭ от замыслов, проектов и идей инженеров, творческих коллективов и т.п. до крупных представительных компаний, таких как, «РусГидро», «Роснано», «Ростехнологии», «Росатом»;
- потребность в модернизации энергосетевого хозяйства по пути децентрализованной генерации.

Развитию тренда препятствуют серьезные проблемы, на сегодняшний день не решенные на должном уровне, с которыми сталкивается энергетика России [441]:

- износ производственных фондов;
- ухудшение ресурсной топливной базы по мере истощения действующих месторождений, снижение размеров и качества новых геологических открытий, что увеличивает капиталоемкость освоения сложных и удаленных провинций;
- снижение инвестиционной активности в ТЭК;
- присутствие зависимости от импорта отдельных видов оборудования, материалов и услуг;
- чрезмерная зависимость от внешних нестабильных энергетических рынков.

Но, тем не менее, развитие России планируется реализовывать в условиях трансформации мировой энергетики, что отразилось в существенных изменениях Энергетической стратегии (ЭС) России. В опубликованных корректировках на период до 2030 года с ее пролонгацией до 2035 года отмечается:

- ТЭК не обеспечивает полного достижения целевых индикаторов ЭС-2030, особенно качественных, сохраняются проблемы в государственной энергетической политике;
- острыми остаются «застарелый болезни» российского ТЭК (высокий износ основных фондов, низкий уровень энергоэффективности и эффективности инвестиций в ТЭК, чувствительность к колебаниям мирового нефтегазового рынка);
- сохраняется негативная тенденция роста доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов, запасов малых и удаленных месторождений, что в перспективе будет вести к росту себестоимости добычи энергоресурсов; в 2009-2012 гг. возросла зависимость экономики России от ТЭК по его доле в экспорте (70%), доходах федерального бюджета (50%) и инвестициях (40%);

- внутри страны снизились темпы экономического роста, в связи, с чем главным приоритетом становится не количественное наращивание объемов производства ТЭК, а качественное обновление (модернизация) энергетического сектора страны.

Сегодня центральной идеей развития экономики России, указанной в ЭС-2035, является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию ТЭК. При этом новая роль ТЭК в экономике страны будет состоять в переходе от «локомотива развития» к «стимулирующей инфраструктуре», обеспечивающей создание условий для развития российской экономики, включая ее диверсификацию, рост технологического уровня, минимизацию инфраструктурных ограничений. И уже главными стратегическими ориентирами, которые претерпели изменения, указаны:

- энергетическая безопасность с учетом индикаторов Доктрины энергетической безопасности России;
- энергетическая эффективность, расширяющая понятие энергосбережения в своих индикаторах оценки;
- бюджетная эффективность энергетики, расширенная до понятия экономической эффективности, обеспечивающей создание условий для развития российской экономики в новой системе индикаторов;
- экологическая безопасность, расширенная до понятия «устойчивое развитие энергетики», включающее требования социальной ответственности, экологической безопасности и инновационного развития.

Наглядно отражаются целенаправленные обозначения мероприятий региональной энергетической политики стратегии [441]:

- максимизация экономически эффективного использования местных источников топливно-энергетических ресурсов;
- развитие экономически эффективных децентрализованных и индивидуальных систем теплоснабжения;
- стимулирование комплексного развития региональной энергетики с уменьшением количества энергодефицитных регионов и увеличением уровня их самообеспеченности.

Реализовать стремление к устойчивому развитию позволит эффективное решение актуальных и назревших задач энергетики. В настоящее время вопрос энергетического благополучия (энергетической безопасности), все чаще включается в круг приоритетных проблем, обсуждаемых лидерами всех стран. Удовлетворять растущие потребности в энергии с целью создания комфортных условий функционирования человеческого общества было всегда непросто. Получение энергии стало все больше определяться не только экономическими показателями целесообразности, но и социальными, экологическими факторами развития человеческого общества и

энергетической безопасностью. Наблюдаются различные негативные процессы, которые болезненно отражаются на экономике в целом, сдерживают рост ее показателей и не благоприятствуют повышению жизненного уровня населения. Все более и более острыми становятся вопросы доступного и надежного энергоснабжения отраслей экономики и населения, а также обеспечение устойчивой работы самого энергокомплекса. Совокупность этих вопросов обусловила возникновение проблемы обеспечения энергетической безопасности страны. Актуальность обеспечения энергетической безопасности значительно выросла за последние 20 лет. Важно заметить, что здесь необходимо применять кластерный подход и разграничивать задачи повышения энергетической безопасности на территориях разных уровней. В рассмотренном аспекте тема данного научного исследования является не только актуальной, но и важной в формировании механизма реализации указанных ориентиров [441] и снижения рисков для энергетической безопасности территорий через создание инновационного и эффективного энергетического сектора для устойчивого роста экономики и повышения качества жизни населения. **Ключевая роль энергетики в обеспечении жизнедеятельности населения, функционирования и развития производительных сил обусловила введение и разностороннюю интерпретацию понятия энергетической безопасности (ЭнБ).**

Во многих исследованиях и публикациях отмечается общее понимание энергетической безопасности, как надежное и бесперебойное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией, определяется [228], как обеспеченность людей доступом к энергоресурсам. Указанные интересы (на основе модификации базовой трактовки ЭнБ Мировым Энергетическим Советом) сводятся к доступности топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) приемлемого качества. Разработанная Мировым энергетическим советом концепция Энергетической трилеммы фокусируется на трех основных векторах развития ТЭК: энергобезопасность, доступность энергии и экологическая устойчивость. Причем очень важен акцент, который отмечает данную доступность в разных состояниях энергетики: нормальных – обеспечение в полном объеме обоснованных потребностей; в чрезвычайных ситуациях – гарантированное обеспечение минимально необходимого объема потребностей. Это было и остается серьезной задачей, не теряющей своей актуальности. Задача усложняется целенаправленностью энергетической безопасности на защищенность от угроз жизненно важных “энергетических интересов” личности, общества и государства, что отмечено в целом комплексе исследований [40, 235, 376, 442].

Энергетическая стратегия России определяет энергетическую безопасность в защищенности от угроз надежному топливно- и энергообеспечению. Эти угрозы определяются как внешними, так и внутренними факторами, дестабилизирующее действие которых проявляется в наибольшей степени, а также состоянием и функционированием энергетического сектора страны. [439,440]. В данном определении под угрозами понимается совокупность факторов и условий,

стечения обстоятельств, значительно увеличивающих риски жизнедеятельности субъекта, возникающих в результате целенаправленных или неосознанных действий людей, органов власти и управления, других звеньев экономики, а также природных процессов. Источники угроз могут образовываться в ходе неблагоприятного развития экономических, социальных, политических и других процессов во внешней или внутренней среде рассматриваемой системы или хозяйствующих субъектов [290, 396]. К ним относят социально-политические; экономические; техногенные (старение основных фондов; предрасположенность больших систем к крупным авариям; несовершенство структуры производства; несовершенство системы управления; отставание в реализации достижений НТП); природные.

В теории энергетической безопасности к внутренним факторам относится состояние и проблемы функционирования энергетического комплекса страны - неспособность к самосохранению и саморазвитию, слабость инновационного начала в развитии, неэффективность системы государственного регулирования экономики, неумение находить разумный баланс интересов и использовать противоречия и социальные конфликты для нахождения наиболее безболезненных путей развития общества. Среди внешних факторов различают – геополитические, макроэкономические, конъюнктурные - национальная сила (научно-техническая, финансово-экономическая, оборонная) других государств, взаимодействующих с рассматриваемой страной. [47, 290, 387]. Приведенные факторы представляют собой достаточно серьезное основание, расшатывающее фундамент состояния энергетической безопасности. Требуют комплексного их рассмотрения наряду с условиями, влияющими на надежность систем энергетики. Угрозы, формирующие проблемы энергетики, в данном случае являются стрессовым звеном в рассмотрении безопасности. В современной энергетике их достаточно с различной природой и характером проявления для рассмотрения и анализа.

Как уже отмечалось выше, последние годы в связи с интенсивным ростом энергопотребления, действием деградиционного жизненного цикла большинства энергооборудования энергосистем и отсутствием необходимых инвестиций для обновления, стали очевидны острые проблемы централизованного электроснабжения, которые проявляются в регулярных отключениях электроэнергии, недостаточном ее качестве и количестве. Поддержание основных производственных фондов на требуемом техническом уровне выполняется по остаточному принципу в силу малости финансовых средств, направляемых в энергетику. Хроническое недоинвестирование отраслей ТЭК России привело к катастрофическому нарастанию износа основных фондов, взаимные неплатежи повлекли за собой невыполнение систем энергетики своих функциональных назначений на обширных территориях, что обусловило кризисные явления в экономике и нарушение нормальной жизнедеятельности. Более 50% производственных фондов в электроэнергетике близки или превысили проектные сроки эксплуатации и требуют технической модерни-

зации и перевооружения. Мировому уровню в топливодобывающих отраслях соответствует 10-15% установленного оборудования [442]. Низкий уровень состояния физически и морально устаревшего оборудования, значительная выработка технического ресурса энергооборудованием увеличивает опасность возникновения крупных техногенных аварий. Взрывы, пожары техногенного происхождения, а также стихийные бедствия, неквалифицированные работы, проводимые энергоснабжающей организацией, многочисленные аварийные ситуации на подстанциях, линиях передачи оказывают большее влияние на состояние ЭНБ.

Аварийные ситуации с недопустимыми рисками и ущербами для электрохозяйств наблюдаются на всей территории России – от Владивостока до Калининграда. Возрастной состав оборудования электростанций различен для региональных энергосистем. На отдельных территориях России доля оборудования со сроком службы более 30 лет превышает половину всех мощностей [436].

События последних лет показали существенную неустойчивость в обеспечении электроэнергией и теплом потребителей различных категорий от централизованных энергетических систем и некоторую негативность чрезмерной централизации. Защищённость граждан и общества от угроз дефицита в обеспечении их обоснованных потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения лежит в основе обеспечения и концепции энергетической безопасности [176, 383].

Проблемы перерывов электроснабжения и низкого качества электроэнергии особенно остро сказываются на потребителях в сельских районах. В настоящее время [406] из-за износа и аварийности сетей и систем энергоснабжения ферм, птицефабрик, теплиц и других объектов ущерб от перерывов, низкого качества энергии и ее потерь превышает 2,0 млрд. рублей. Период отключения электроэнергии на таких территориях может достигать 12-15 часов в сутки. [17, 74]. Здесь необходима реконструкция сетей и оборудования централизованных систем, а также создание децентрализованных систем энергоснабжения этих объектов при широком использовании местных видов топлива. Их эффективное использование во многих регионах может покрыть значительную часть энергобаланса ряда хозяйств и предприятий, сократить число отключений электропитания и снизить зависимость от централизованного энергоснабжения.

Одновременно источником угроз энергетической безопасности являются факторы, сдерживающие развитие ТЭК. Большая неравномерность распределения энергетических ресурсов по территории России, обусловленная как природными факторами, так централизованной системой управления, привела к большой энергоизбыточности немногих регионов и энергодефицитности большинства регионов России, создав для последних существенные угрозы их энергетической безопасности [197, 396].

Диверсификация источников энергии и эффективное использование энергоресурсов включены в «широкую трактовку» энергетической безопасности на основе еще первого проекта ее Доктрины [353], в которую так же входит удовлетворение требованиям экологической и производственной безопасности [11].

В настоящее время использование топливно-энергетических ресурсов можно признать неэффективным, как уже отмечалось, это обусловлено применением большой доли оборудования с высоким возрастным составом, низкими показателями по энергосбережению, беспхозяйственностью в использовании энергоресурсов и т.д. Эффективное использование топливно-энергетического потенциала способно поддержать необходимый для социально-экономического развития страны уровень энергопотребления, достаточный для интересов России [82] и определяет одну из позиций энергетической безопасности [235].

Выше перечисленные факторы в сегодняшнем состоянии энергетики определяют основные проблемы, влияющие на ЭНБ, и подтверждают чрезвычайную ее актуальность обеспечения. И как видно, перечень факторов достаточно объемён и непрерывно отмечается в целом ряде научных работ и аналитических исследований [23, 89, 170, 175, 210]: напряженность топливно-энергетического баланса субъектов РФ, в большинстве своем энергодефицитных; территориальное несоответствие производства и потребления энергоресурсов; низкое качество электроснабжения потребителей; высокая частота аварийных отключений; старение и нарастание физического и морального износа электрогенерирующего и сетевого оборудования; ограничение объемов реконструкции и развития основных фондов ТЭК; необходимость создания сложных территориально распределенных систем энергоснабжения и обеспечение их надежности; нарастание необходимых объемов технологического перевооружения электростанций и электрических и тепловых сетей; отсутствие необходимых инвестиционных ресурсов; от централизованных потребителей; экологические и ресурсные ограничения производства и потребления энергоресурсов; рост цен на энергоресурсы и низкий уровень платежеспособности потребителей энергоресурсов; большие объемы выбросов загрязняющих веществ и тепловых сбросов от крупных источников; суровые климатические условия большей части субъектов РФ

Постепенная деградация энергетического потенциала России подвела ТЭБ регионов и страны к ослаблению ЭНБ в условиях роста экономики. Снижение уровня ЭНБ сопровождается снижением ее важнейшей составляющей – надежности топливо- и энергоснабжения. По определению Бушуева В.В. [26, 439] ЭНБ приравнивается к совокупному обеспечению следующих показателей:

- ресурсной достаточности, которая определяет физические возможности бездефицитного обеспечения энергоресурсами национальной экономики и населения;

- экономической доступности, определяющей рентабельность такого обеспечения при соответствующей конъюнктуре цен;

- экологической допустимости и технологической достижимости, характеризующей возможность добычи, производства и потребления энергоресурсов в рамках, существующих на каждом этапе технологий и экологических ограничений, определяющих безопасность функционирования энергетических объектов.

Совокупность составляющих ЭНБ предъявляет достаточно серьезные требования к ТЭК любого территориального образования - мирового, российского, регионального или узлокального.

Также на условия функционирования топливо- и энергоснабжения потребителей негативное влияние оказывают причины природного характера, которые стабильно создают чрезвычайную ситуацию при существующем физическом износе электрооборудования. Следует отметить особо регионы со значительными природными угрозами ЭНБ. К ним относятся регионы, обеспечиваемые ТЭР Северным морским путём, с серьезными климатическими условиями низких температур (в частности Якутия), а также частые землетрясения и наводнения в большинстве регионов Дальнего Востока. Географическое расположение территорий накладывает дополнительные факторы на оценку состояния энергетического благополучия. Поэтому целесообразным уточнением определения энергетической безопасности является безопасность территорий, обслуживаемых исследуемыми энергосистемами, которая акцентируется в различных методах анализа показателей безопасности [198]. Таким образом, рассмотрению подлежит уровень защищенности электрохозяйств и социальной сферы от различного рода угроз их нормальному существованию. Здесь уже акцент ставится на региональную и локальную энергетическую безопасность. Причем, функционирующие автономные системы электроснабжения для таких территорий являются критически важными объектами (КВО) при существующих условиях и соответственно это уточняет категорию объектной энергетической безопасности.

Опасность потери энергоснабжения вследствие указанных выше причин весьма значительна. Устранить ее средствами централизованного энергоснабжения затруднительно. Так же учитывая особенность централизованной энергетики в сосредоточении преимущественно вблизи таких энергоресурсов как каменный уголь, мазут, нефть, мощные реки и т.д., возникает необходимость решения задачи электроснабжения для территорий с потребителями электрической энергии, располагающихся вдали от источников энергии. Это предполагает наличие ЛЭП различной протяженности. Транспортировка электрической энергии на дальние расстояния влечет за собой неизбежные ее потери, к тому же существует территории, на которых невозможно строительство, например, болото, вечная мерзлота, скалистый грунт, горы и прочие условия ландшафта [409]. Решить задачу электрификации всех нуждающихся потребителей по-

средством централизованной энергетики не представляется возможным, но необходимость ее решения очевидна. Полный отказ от мощных центральных электростанций и окончательная децентрализация электрогенерации невозможна как по экономическим соображениям, так и в связи со сложностью управления множеством объектов и их технического обслуживания, необходимостью постоянного поддержания баланса генерации и потребления, необходимостью наличия резервных мощностей [212].

Решению задачи способствует тенденция разнонаправленного развития энергоисточников. В мировой энергетической структуре наряду с большой централизованной энергетикой (рисунок 1.29), где крупные энергоисточники (мощные электростанции на традиционных энергетических ресурсах и возобновляемых источниках энергии) интегрируются в сетевую структуру, имеет место развитие малой энергетики с компактными (мелкими) энергетическими установками доступными для небольших производств и населенных пунктов.



Рисунок 1.29 Энергетическая структура и тренды развития ключевых факторов

Представленные сложившиеся факторы централизованного электроснабжения от крупных источников могут рассматриваться как факторы распространения децентрализованной энергетики и распределенной генерации и определяют тенденцию развития данных направле-

ний. По расчетам Сколковских экспертов доля распределенной генерации в энергетике России составляет сегодня порядка 10%.

Поле применения автономных источников электроэнергии не диктуется только отсутствием возможности подключения к централизованной сети, отдельно стоящие сети имеют ряд неоспоримых преимуществ, таких как: [236] низкие потери из-за малой удаленности потребителей от источника, разгрузка существующих линий со всеми вытекающими плюсами, повышения надежности электроснабжения за счет увеличения количества источников.

Малая генерация эффективна там, где расширение зоны централизованного энергоснабжения невозможно из-за крайней удаленности и незначительных энергонагрузок населенных пунктов. Малая энергетика может быть конкурентоспособной в тех зонах, где большая централизованная энергетика до настоящего времени рассматривалась как безальтернативная.

Объекты децентрализованного электроснабжения отличаются большим разнообразием по установленной мощности, режимам энергопотребления, требованиям к качеству электроэнергии и т.п., в связи с чем, их достаточно сложно классифицировать. Обзор систем децентрализованной генерации показал [68, 307, 452, 454, 476, 480], что диапазон сферы их применения достаточно широк – от сверхмалых систем производств электроэнергии и теплоты (обеспечение жилых домов) до передачи электроэнергии в сеть.

Наибольшее распространение децентрализованные системы электроснабжения получили для обеспечения электрической энергией следующих групп потребителей [409]:

- индивидуальные потребители небольшой мощности *от единиц до десятков кВт* – коттеджи и загородные дома, метеостанции, вышки сотовой связи, полевые объекты и экспедиции, фермерские хозяйства, пограничные, радарные и навигационные посты и т. д.;

- групповые непромышленные потребители установленной мощностью *от десятков до сотен кВт* – отдельные крупные жилые здания и микрорайоны, различные объекты социальной сферы, торговые предприятия и учреждения здравоохранения, деревни, сёла, посёлки малоэтажной застройки и т. д.;

- промышленные предприятия с установленной мощностью *от сотен до тысяч кВт* – главным образом предприятия нефте - газодобывающей отраслей.

От объектов малой энергетики обеспечивается электроснабжением значительная часть (2/3) территории России и практически вся территория теплоснабжением. Из 50 тысяч малых электростанций России примерно 47 тысяч являются именно дизельными. Тенденция применения малой генерации в России сложилась и развивается по инициативе потребителей. Уход многих потребителей от исключительно централизованного энергоснабжения – это уже общемировая тенденция.

Если для децентрализованной энергетики ключевым фактором является надежность, то для распределенной генерации - экономическая эффективность

За счет наращивания распределенной энергетики достигаются следующие результаты [12]:

- снижение локальных дефицитов мощности, обусловленных отставанием или нецелесообразностью развития сетевого хозяйства;
- обеспечение оптимального уровня резервирования энергоснабжения ответственных и социально значимых потребителей;
- более гибкое использование местных топливно-энергетических ресурсов;
- получение требуемого качества электрической и тепловой энергии.

Одной из сфер применения распределенной генерации является удовлетворение потребности в электроэнергии в удаленных энергорайонах. Распределенная энергетика во многих отраслях российской промышленности эффективна, например, в сельском хозяйстве в силу быстрого роста сетевых тарифов и того, что потребители имеют возможность, создавая собственную генерацию, от этих сетевых тарифов уйти. Объекты малой энергетики или распределенной генерации представляют совокупность потребительских энергоустановок, как индивидуального использования, так и объединенных в микроэнергосистемы.

Общепринятая терминология распределенной генерации позволяют утверждать, что объекты малой энергетики и распределенная генерация не противопоставляются «большой» энергетике, а являются дополнительными источниками энергии, распределенными по территории и максимально приближенными к потребителям, не отключаемых от общей сети электроснабжения.

В соответствии с критериями СИГРЭ (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) - Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения [301] распределенной генерацией называют генерацию, присоединенную к распределительной сети на среднем (до 30 кВ) и низком (менее 1 кВ) напряжении. Мощность таких источников выбирается исходя из ожидаемой мощности потребителя с учетом имеющихся ограничений (технологических, правовых, экологических и т. д.) и может варьироваться в широких пределах (от двух-трех до сотен киловатт). Значительный вклад в решении проблемы построения систем электроснабжения энергетики России с установками распределенной генерации внес Н.И. Воропай. Основной тенденцией развития идеологии построения локальных сетей с распределенной генерацией является их создание из модульных компонентов. Это позволяет в дальнейшем легко наращивать мощность системы и увеличивать размер локальной сети.

По разным оценкам и исследованиям принципиальная трансформация электроэнергетической системы будущего с появлением распределенной энергетики имеет несколько иные ка-

чества. Электроэнергетическая система по мировым тенденциям своего адаптационного развития в условиях современных изменений и необходимости повышения энергетической безопасности рассматривается по данным разных источников [44] с устойчивостью взглядов. Это назревшая потребность дополнить все источники как сочетание централизованной (крупных источников энергии для электроснабжения крупных потребителей и обеспечения целесообразных темпов роста электропотребления) и распределенной генерации (рисунок 1.30).

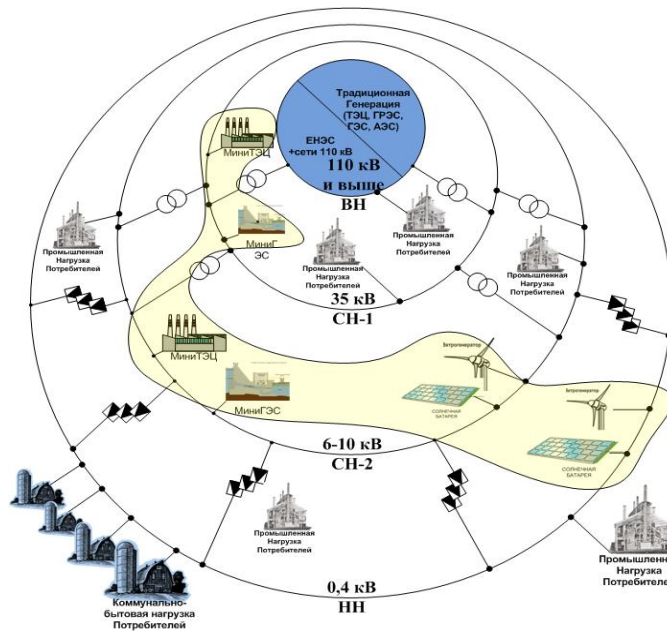


Рисунок 1.30 Топология сети с распределенной генерацией [66]

Оценивая мировую тенденцию развития энергетики [408] в Европейских странах (например, Германия и Дания) сравнительно быстро происходила модернизация электроэнергетических систем, в сравнении с Россией – последние 20 лет изменения были медленными и их структура существенно не менялась.

За последние годы в России стал наблюдаться рост импортированного оборудования малой средней генерации, предназначенного для конечного потребителя, а не для предприятия электроэнергетики [69, 411]. Как и в других странах, наблюдается некоторая тенденция строительства объектов генерации малой мощности потребителями для нужд собственного производства с их подключением через собственную электрическую сеть к распределительным сетям общего пользования. В России такие установки в основном работают на газе или жидком топливе, в то время как за рубежом чаще используются возобновляемые источники энергии ВИЭ. Повысился рост спроса на маневренную генерацию для компенсации стохастичности ВИЭ в

период снижения цен на традиционное топливо и поддержку низкоуглеродных ресурсов. Во многих странах ВИЭ составляют большую часть распределенной генерации.

Министерством энергетики РФ определена основная цель поддержки использования ВИЭ на оптовом рынке – это создание экономических стимулов для развития на территории Российской Федерации производства основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования, применяемого при производстве электрической энергии с использованием ВИЭ, в том числе в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, - модернизация парка распределенной генерации на основе эффективных решений с использованием ВИЭ, существенное сокращение «северного завоза» дизельного топлива [209, 218]. Нарастание интереса к вопросам практической реализации потенциала ВИЭ в России обусловлено тем, что в последние годы на Российских научных, политических и производственных площадках происходит объединение с инвесторами и представителями государственных структур, проявление повышенной заинтересованности зарубежных компаний, что сформировало более серьезное обсуждение данного кластера энергетики. В рамках реализации стратегии экологически устойчивого развития страны на заседании Госсовета было принято решение о переходе на модель развития микрогенерации на ВИЭ. Развитие микрогенерации на основе ВИЭ в мире определено следующими факторами:

- высокие средние цены на электроэнергию, которые стимулируют потребителей экономить на ее покупке за счет собственной генерации;
- возможность отпуска электроэнергии в сеть и упрощенные процедуры подключения к электросетям;
- наличие государственного субсидирования тарифа;
- гарантированный сбыт электроэнергии по долгосрочным контрактам.

По данным компании SONNENBATTERIE, около 1,7 млн. человек в Германии используют солнечные миниэлектростанции для производства электроэнергии и отпуска ее излишков в сеть. Организация микророзницы на основе ВИЭ и систем распределенной энергетики (Smart Grids) являются одним из основных факторов дальнейшего повышения доли ВИЭ и трансформации современной электроэнергетики.

В начале 2017 года от Министерства энергетики России появилась инициатива, которая простимулирует потребителей использовать установки на основе ВИЭ в разрезе данной модели [448]. Как следствие, появится возможность отдавать излишки электричества в сеть, появится активно-адаптивный пользователь, покупающий и продающий энергию. Это даст не толчок для развития ВИЭ, но и эффект спроса на энергетическое оборудование российского производства. Новейшие технологии в производстве солнечных панелей, мини-турбин на основе энергии ветра, а также котлов, работающих на биомассе, дают возможность потребителям собственными

силами эксплуатировать небольшие электростанции. Это дает перспективу на плодотворное развитие ВИЭ в России, предусматривает интеграцию малых электростанций с общими электросетями, имея ввиду ветровые и солнечные установки мощностью до 15 кВт [330]. А данный диапазон мощности соответствует большей части индивидуальных и специфических потребителей децентрализованного электроснабжения, особенно территорий Севера. Это тоже общемировая практика, которая имеет всестороннюю поддержку малой альтернативной энергетики. Что касается изолированных энергорайонов России, по данным компании ОАО «РусГидро» в настоящее время потенциал развития ВИЭ генерации составляет не более 1 ГВт.

При распределенной генерации появляется возможность более эффективно использовать локальные энергетические ресурсы. В концепцию распределенной генерации логично и хорошо вписывается распределенный характер энергии возобновляемых источников энергии. И уже можно утверждать, что распределенная генерация и возобновляемая энергетика на сегодняшний день являются основными направлениями развития энергетики во всем мире, играют существенную роль в повышении надежности и качества поставляемой электроэнергии [167]. Отсутствие потенциальной опасности техногенных катастроф в возобновляемой энергетике является положительным аргументом с позиции укрепления энергетической безопасности локальных территориях.

В зависимости от конкретных условий, электростанция на основе ВИЭ может быть присоединена к централизованным сетям – такой вариант целесообразен при мощности электростанции на ВИЭ от нескольких десятков киловатт до нескольких мегаватт, при небольшой мощности источника энергии, его лучше установить в непосредственной близости от потребителя [106]. В случае удаленного расположения потребителей экономически эффективным будет автономное электроснабжение каждого объекта или создание локальной сети электроснабжения, которая будет получать энергию от распределенных местных источников электроэнергии. Распределенная генерация на возобновляемых источниках энергии позволит решить многие задачи с учетом сложностей, существующих в традиционной энергетике, в частности системах электроснабжения для удаленных потребителей.

Кроме этого, при непостоянном характере проявления возобновляемого потенциала возникают дополнительные сложности. Интеграция автономных энергетических установок на базе ВИЭ в сеть с распределенной генерацией различной физической природы, позволит оперативно, в реальном масштабе времени компенсировать недостаток выработки электрической энергии какими-либо энергетическими установками в связи с изменчивостью возобновляемого энергоресурса.

В связи с указанным, развитие распределенной генерации на основе ВИЭ предусматривает наличие резервирования или мощных систем аккумулирования энергии. Поэтому только

установки ВИЭ не могут выполнять функцию децентрализованного источника. Действительно, обеспечить надежность автономного энергоснабжения, особенно с учетом сурового климата российских территорий, не покрытых сетями ЕЭС, можно только на базе предсказуемо стабильно работающих источников (дизелей, газотурбинных установок и т. д.), причем имеющих необходимый (в большинстве случаев многократный) уровень резервирования. В этом случае ВИЭ могут использоваться с целью снижения расхода топлива при существующем децентрализованном энергоснабжении, но не в качестве основы для его построения.

Но интеграция малой распределенной генерации в электроэнергетические системы наряду с приданием им положительных качеств создает определенные технические проблемы, в частности связанные с изменениями свойств системы и требующие создания возможности управления ими в различных условиях. В случае традиционной энергетики по функциональному назначению и территориальному расположению четко выделяется три сегмента: центры производства электроэнергии; линии электропередач большой мощности; зоны потребления электроэнергии и местные распределительные сети.

Эффективность внедрения ВИЭ в энергетический баланс определяется факторами оценки их энергетического потенциала, целесообразности размещения по ландшафту, экологической оценки и многим другим, что не всегда характеризует оптимальное расположение источника энергии в центре электрических нагрузок энергосистемы. Возникает необходимость изменения топологии сети в связи с изменением потоков мощности. Нарушение иерархии системной энергетики требует присутствия компонентов интеллектуального управления или полноценных сетей с распределенной генерацией в границах определенного региона. Только при выполнении этих условий возможно в полной мере использовать весь потенциал возобновляемой энергетики.

В современных трендах развития мировой энергетики технологии возобновляемых источников электроэнергии рассматриваются в контексте перспективной концепции "умной" энергосистемы.

Если рассматривать зарубежный и российский подход к организации «умных сетей», то здесь наблюдается существенное отличие. Зарубежная практика стремится к упорядоченной взаимосвязанности функционирования и взаимодействия компактно расположенных генерирующих объектов, электросетей и потребителей за счет интеллектуальных возможностей, отказоустойчивости и двустороннего обмена данными на территориально-организационном уровне муниципальных образований [286]. Из пояснений академика-секретаря Отделения энергетики, машиностроения, механики и процессов управления РАН В. Е. Фортובה зарубежные подходы в первую очередь основаны на возможности подключения небольших генерирующих источников электроэнергии, адаптации к динамике потребления и обеспечении экономии энергии со сни-

жением выброса парниковых газов. Спрос на рынке энергии диктуется локальными умными сетями, и управленческие задачи на уровне функционирования энергетических систем остаются на последних позициях.

В России иной уровень интегрированности больших систем, они имеют высокий уровень сложности системных взаимосвязей, традиционна ориентация на крупные генерирующие объекты, специфика энергетики отлична. Наряду с этим и условия, в которых происходит энергообеспечение иное: сложные условия экономического, технического, природно-климатического характера. В России отличается подход к задаче присоединения к имеющимся сетям объектов малой и альтернативной энергетики и связанных с ними локальных энергосетей. Соответственно для осуществления «энергетического перехода» потребуются существенная перестройка на определенных принципах.

Мировое энергетическое сообщество всё чаще возвращается к вопросам развития «зеленой энергетики» — генерации энергии за счёт возобновляемых источников, а этот вид генерации, приводит к концепции распределённой энергетики. По мнению экспертов международного семинара [300], организованного в рамках проекта АТЭС «Распределённая генерация и локальная энергетика для развития островных и труднодоступных территорий АТЭС», наиболее перспективными регионами России для развития микрогрид являются территории Севера - Республика Саха (Якутия), Камчатка и Забайкалье.

В перспективе развитой транспортной инфраструктуры зона децентрализованного электроснабжения на Востоке России сохранится. И из-за слабой и очаговой освоенности территории большое значение по-прежнему будет иметь малая энергетика [306, 379]. В этих районах развитие малой генерации особенно актуально.

Энергоснабжение децентрализованных территорий в России характеризуется недостаточно высоким уровнем надежности и значительными субсидиями из бюджета (до 60-65 млрд.руб в год) [445]. Для сравнения, субсидии в части компенсации разницы тарифов на коммунальные услуги в целом в 2016 году в России составили 135 млрд. руб. (по данным Росстата). Субсидирование удаленной энергетики является значимой проблемой для бюджетов регионов. Снижение объема субсидий может быть одной из ключевых задач государства в отношении обеспечения энергоснабжения удаленных территорий наряду с повышением надежности энергоснабжения потребителей.

По данным Региональной энергетической комиссии, разница между экономически обоснованными тарифами централизованных и децентрализованных систем очень существенна. Тарифы дизельной генерации чрезмерно высоки. Например, в Республике Саха (Якутия) она составляет в 5,5-6 раз (рисунок 1.31). В отдельных поселениях экономически обоснованный тариф

на электроэнергию доходят до 70 руб./кВт·ч (по данным Минэнерго России). В ценах 2016 года в отдельных районах он колоссально высок и достигает нескольких тысяч рублей.

Повышенная себестоимость объясняется завозом топлива из других районов или регионов в труднодоступные места, а также эксплуатацией оборудования в сложных климатических условиях. К основным видам привозного топлива в такие районы относится мазут, дизельное топливо и уголь. Ежегодные поставки топлива на территории Крайнего Севера составляют 4,5-5 млн т нефтепродуктов и 2 млн т угля (по данным Росстата). Покрытие высоких тарифов не ложится в полном объеме на потребителей изолированных районов. Бремя повышенных расходов обычно делят между собой бюджеты регионов и определенные группы потребителей региона за счет перекрестного субсидирования. Население оплачивает высокие тарифы в значительно меньшей мере: экономически обоснованный тариф на энергоснабжение и тарифы для населения на таких территориях отличаются в несколько раз. Хотя тарифы для населения также могут превышать среднее значение по региону (зависит от региональной политики).



Рисунок 1.31 Экономически обоснованный тариф в централизованных изолированных и децентрализованных изолированных системах некоторых районов на примере Республики Саха (Якутия) [304]

Народно-хозяйственная деятельность населения России в силу исторических и геополитических факторов распределена по территории государства не равномерно. Это вносит определенный ряд трудностей в обеспечение ЭНБ таких территорий. Большая часть территории России характеризуется низкой плотностью населения и большими расстояниями между центральными источниками и потребителями электрической и тепловой энергии. Средняя плотность сельского населения в России составляет примерно 2 чел./км², на отдельных территориях много

меньше 1 чел./кв². В стране насчитывается около 100 тысяч изолированных поселений, организовать в которых централизованное энергоснабжение либо практически невозможно, либо слишком дорого. По данным Росстата на 1 января 2018 года [211] на территории России насчитывалось около 18 525 сельских поселений, в которых проживает 25,57 % населения об общей численности РФ.

Характер расселения сельского населения России различается по природным зонам в зависимости от условий хозяйственной деятельности, национальных традиций и обычаев проживающих в тех регионах народов. Сельские населенные пункты классифицируются в зависимости от их размеров (численности населения) и выполняемых функций. Средний размер сельского поселения в России в 150 раз меньше городского. По функциональному типу подавляющая часть сельских поселений (более 90%) являются сельскохозяйственными. В децентрализованных зонах преобладают пункты с наличием крупного сельскохозяйственного производства (растениеводческих бригад, животноводческих ферм) и пункты без производственных предприятий, с развитием только личного подсобного хозяйства и промысловой жизнедеятельности (охота, собирательство, рыболовство, кочевое животноводство, что не способствует высокой плотности населения).

При наличии природных условий экономически оправданным станет развитие возобновляемой энергетики. Как уже отмечалось выше, вовлечение ВИЭ в структуру энергетических систем не исключает традиционную энергетику (в частности дизельную генерацию – масштабную по объектам эксплуатации в автономных системах электроснабжения). Напротив, возобновляемая энергетика эффективнее при создании гибридной структуры, которая представляет собой рассредоточенную интеллектуальную систему. И целесообразнее всего для автономных децентрализованных территорий регионов идти в русле развития энергетики, которое позволяет улучшить ситуацию именно с применением новых трендов. Принцип децентрализации энергетики на основе развития малой и альтернативной энергетики сегодня являются лучшим испытательным полигоном для инновационных технологий.

Эксплуатация установок малой генерации ВИЭ сегодня в России имеют больше частную принадлежность физическим лицам или частным компаниям и индивидуальную инициативность развития (в основном это сельскохозяйственный сектор потребителей изолированных территорий) и в меньшей степени государственной и региональной собственности или отношении к крупным акционерным компаниям (Мурманская область, Краснодарский край, Иркутская область, Забайкальский край, Омская область, Амурская область, территория Сибири, Якутия, Уральский федеральный округ, Камчатский край, Сахалинская область, Чукотский АО, Хабаровский край и др.).

За последние годы развитие ВИЭ в России целенаправленно акцентировано в регионах Дальнего Востока (Якутия, Хабаровский край, Приморье, Камчатский край) с перспективным проектным лидерством в изолированных территориях Севера при участии иностранных партнеров (по программе Международной финансовой корпорации (IFC) по развитию ВИЭ в России). По мнению корпорации [394] на данной территории, а именно энергоизолированных РФ, можно достичь условий, в которых наличие надбавок со стороны государства или рынка не будет определяющим фактором для развития ВИЭ. По оценкам зарубежных экспертов проекты возобновляемой энергетики в зоне оптового рынка значительно дорогостоящи, а в сравнении с рынком для Дальнего Востока, Сибири и Крайнего Севера – технологии ВИЭ оказываются дешевле существующего производства и экономически эффективными при высочайшей себестоимости электроэнергии в изолированных районах.

Надежность энергоснабжения потребителей и высокое качество поставляемой электроэнергии становятся главным социально-политическим фактором, существенным компонентом социального развития и экономического роста страны в целом и в мире. Что отвечает задачам обеспечения энергетической безопасности.

Таким образом, с рассматриваемой точки зрения в России важно поддерживать тренд на развитие малой генерации на основе ВИЭ. Установки локальных источников генерации способны решить проблемы территорий, где невозможно и коммерчески нецелесообразно притягивать ЛЭП и присутствует факт труднодоступной доставки топливных ресурсов.

1.3 Место возобновляемой энергетики в повышении энергетической безопасности систем электроснабжения в мире и России

Нарастание интереса во всех общественных формациях, официальное признание необходимости использования ВИЭ и тенденция развития мероприятий по сооружению и функционированию объектов, использующих все виды ВИЭ, в направлении устойчивой эффективной энергетики мотивирует к формированию инновационной укрепляющей позиции ЭНБ Российских регионов в различных ее составляющих.

К середине 2015 года, по данным Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA) 164 страны мира приняли те или иные национальные цели по развитию возобновляемой энергетики. Этому способствовало достаточно много проблем и аспектов, которые тем или иным образом оценивают и отражают позиции энергетической безопасности. Как показывают многочисленные аналитические доклады, и научные исследования переход к возобновляемой энергетике способствует обеспечению экономического роста, повышению социальных эффектов, следованию экологическим ориентирам, тем самым повышая качество жизни

людей и не усугубляя дополнительно изменения климата. Обозначение места ВИЭ в повышении ЭНБ целесообразно рассматривать на рисках, существующих в сложившихся современных ситуациях для состояния безопасности, с оценкой позиции функциональности возобновляемой энергетики в снижении вероятности проявления рисков. Риски, возникшие со стороны экологии, экономики, природных и иных воздействий, рассматриваются как угрозы для ЭНБ, и оправдывают переход к ВИЭ при грамотной увязке с социально-экономическими, экологическими, политическими, инфраструктурными, техническими и другими эффектами.

Рассмотрим последовательно разные аспекты, которые различным образом оценивают место ВИЭ в улучшении сложившейся ситуации в мировом пространстве.

Ключевые причины столь активного развития ВИЭ в мире – это декарбонизация, то есть принятие мер по сокращению выбросов парниковых газов для борьбы с глобальным потеплением. Как показывает анализ обоснований мировых трендов и показателей достижения эффектов в различных странах мира, это основной фактор, стимулирующий развитие ВИЭ. В настоящее время очень активно обсуждаются вопросы экологизации ТЭК без нанесения вреда устойчивому развитию самого комплекса. По данным исследований Международной исследовательской группы Energy Watch (EWG), выполненных по переходу всех стран мира на ВИЭ, к 2050 году мировая энергетика избавится от выбросов парниковых газов, в настоящее время их количество оценивается в 11 гигатонн в год. На фоне Парижского соглашения по климату, принятое 12 декабря 2015 года и вступившее в силу 4 ноября 2016 года, Россия взяла на себя обязательства, связанные со снижением антропогенного воздействия на окружающую среду.

В результате промышленного развития стран мира и неограниченной хозяйственной деятельности в последние годы биосфера претерпела необратимые изменения, что привело к возникновению на земле экологического кризиса. Из всех угроз, стоящих перед человечеством, экологическая является наиболее опасной. В вопросах экологической безопасности остро стоит решение задачи по снижению и минимизации негативного антропогенного воздействия на окружающую среду от деятельности различных отраслей промышленности, в том числе ТЭК, в том числе загрязнение отходами энергетического производства. Эти отходы значительны по массе и содержат большое количество различных вредных компонентов. Природа уже не в состоянии переработать эти загрязнения и самостоятельно восстановиться. Значительные преобразования экологической политики в данном случае должны укрепить уровень ЭНБ со стороны эколого-технологической допустимости.

Возобновляемая энергетика тоже не обладает 100% экологическим эффектом и отсутствием воздействия на окружающую среду. По каждому из видов возобновляемой энергетики можно привести некоторые аргументы. Анализируя статистику таких воздействий можно оце-

нить загрязнение мирового пространства такими отраслями, как добыча полезных ископаемых, металлургия, традиционная большая энергетика.

А если рассматривать, например, возможность использования экологически чистой энергии в количестве 1500 ГВт·ч в год, то, как отмечено в информационно-аналитических источниках [414], это позволит экономить порядка 485 млн.т. условного топлива в год, что исключит ежегодный выброс углекислого газа (CO_2) в атмосферу в размере 750 млн.т. Как представлено в различных исследованиях экологического направления, экологический эффект, заключающийся в предотвращении выброса углекислого газа от сжигания такого колоссального количества топлива, был бы неоценим для окружающей среды. Например, коэффициент эмиссии для газа равен 1,62 т CO_2 /т.у.т., для угля – 2,76 т CO_2 /т.у.т., для мазута – 2,28 т CO_2 /т.у.т., для бензина – примерно 3 т CO_2 /т.у.т. Поэтому для мировых стран по Киотскому протоколу, осуществляющих проекты, которые приводят к сокращению выбросов парниковых газов, таким проектов является и возобновляемая энергетика. На 1 января 2018 года, по данным Минэнерго, возобновляемой энергетикой России (без учета гидроэнергетики, выработавшей 187,4 млрд. кВтч) за год выработано 0,69 млрд. кВтч, что будет соответствовать исключению выброса углекислого газа в атмосферу в объеме 345 млн.т.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА) выбросы CO_2 в глобальном энергетическом секторе продолжают расти в 2018 году. В настоящее время на энергетический сектор приходится 80% от общих выбросов CO_2 . В 2017 году глобальные выбросы парниковых газов выросли на 1,4%, до 32,5 Гт [433]. Причем Россия не является самым большим загрязнителем окружающей среды в мире.

Для энергетической отрасли России, по данным аналитиков, фактор эмиссии составляет 500 г CO_2 /кВтч. В сравнении с текущей выработкой от возобновляемой энергетики, традиционная тепловая энергетика (при выработке 622,4 млрд.кВтч) за 2017 год выбросила в атмосферу 311,2 млн.т углекислого газа. Для возобновляемой энергетики этот показатель равен нулевому значению, что позволяет ее отнести к экологически чистой. Такие же факты отмечаются в разных исследованиях, например, при производстве 106 кВтч электроэнергии на современной электростанции, работающей на твердом топливе, в окружающую среду сбрасываются 14 000 кг шлака, 80 000 кг золы, 1 000 000 кг диоксида углерода, 14000 кг диоксида серы, 4 000 кг окислов азота, 100 000 кг водяных паров, а также соединения фтора, мышьяка, ванадия и других элементов. А количество вырабатываемой в год электроэнергии исчисляется сотнями и тысячами миллиардов кВтч.

Нельзя не отметить тот факт, что еще в 2011 году стоимость удаления одной тонны CO_2 из атмосферы составляла несколько сотен долларов при снижении стоимости на технологии его захвата и поглощения. Но, сегодня только считанные страны мира направляют свои действия на

достижение результата. Китай, как одна из стран осознавшая серьезность проблемы, в настоящее время активно работает над изменением экологической обстановки, имея статус самой привлекательной страны для инвестиций в ВИЭ, где доля чистой энергетики превышает 35%.

Сегодня энергетика Заполярья России преимущественно построена на использовании горючего топлива, потребляемого дизель-генераторами электроэнергии. одновременно используется и уголь, мазута, древесина. Все это отрицательно сказывается на экологии таких территорий, имеющих низкий экологический иммунитет. В Российском секторе северных территорий и Арктики накопилось немало проблем, к которым можно отнести и устарелость и изношенность оборудования хозяйственной деятельности и энергетики. Это безусловно порождает в таких регионах те же экологические проблемы, как и в остальных частях России. В силу повышенной уязвимости северных и полярных экологических систем природоресурсные и природоохранные трудности возрастают с каждым днем. Экологический ущерб окружающей среде таким территориям накапливался десятилетиями. К пунктам проблем можно отнести и многолетние скопления громадного количества отходов близ полярных городов, складирование бочек от дизельного топлива. Промышленное освоение территорий наносит непоправимый ущерб природе. Вектор добычи природных запасов стал смещаться в труднодоступные, отдаленные территории, Арктические шельфы с экстремальными условиями, что объясняется истощением и непригодностью ряда месторождений к промышленному освоению. Данный вектор также имеет глобальное политическое и экономической определение, в силу того, что геологоразведка подтвердила колоссальные запасы полезных ископаемых на шельфах и необратимые процессы таяния льдов, природные ископаемые стали более доступными. Стратегическое значение таких территорий очевидно и определяет позиции России в освоении неосвоенных недр в отношениях с зарубежными партнерами (сегодня Арктика обеспечивает около 11% национального дохода России и 22% общероссийского экспорта). Причинами нанесения экологического ущерба являются радиоактивные захоронения, нефтяные разливы, промышленное освоение нарушающее баланс направлений вмешательства в естественно-природные процессы и загрязнений окружающей среды. Это и атмосферный и водный перенос загрязняющих веществ в Арктическую зону из промышленно развитых территорий.

Поэтому здесь особое значение приобретает автономное электроснабжение объектов с применением энергии от возобновляемых источников энергии.

Основной экологической проблемой при увеличении добычи ресурсов является ухудшение среды обитания человека. Экологические проблемы добычи, переработки и использования, например, угля наблюдаются в ежегодных выбросах угольных шахт в атмосферу, нарушении режимов подземных вод, гибели водных источников. Процессы добычи ресурса сопровождаются [91] изменением ландшафта, нарушением поверхности без последующей рекультивации

почв, развитие эрозии, нарушение почвенного покрова, присутствует факт расположения мест складирования твердых и жидких (гидроотвалы) отходов, гибель сотен водных источников, малых рек, нарушение гидрологического и гидрохимических режимов подземных вод, загрязнение воздушного бассейна, загрязнение воды, обеднение биологического разнообразия. Это вызывает серьезные последствия для природы, жизни и здоровья людей. Природный уголь - один из самых экологически грязных видов топлива, так как неизбежно содержит большое количество потенциально опасных соединений.

В процессе освоения нефтяных месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах [92]. При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока и микрорельефа территории. Такие нарушения приводят к сдвигам в тепловом и влажном режимах грунтовой толщи и к существенному изменению ее общего состояния, что приводит к необратимым последствиям. Добыча нефти приводит также к изменению глубоко залегающих горизонтов геологической среды. Большую опасность для окружающей среды представляют выбросы нефтяных углеводородов и разливы нефти (на каждый км² в зоне месторождений и трасс нефтепроводов приходится до 0,02 т разлитой нефти в год). Кроме того, обостряются гуманитарные проблемы. Особенно остро загрязнение окружающей среды сказывается на малых народах в местах нефтедобычи и нефтепереработки. Экологические проблемы, имеющие глобальный социальный характер, наиболее ярко проявились в нефтеперерабатывающей отрасли. Надо заметить, что умение эффективно и с пользой использовать энергоресурсы, без губительных последствий своей же среды обитания, напрямую определяет уровень материальной и духовной культуры страны и людей.

Загрязнение окружающей среды и изменения экологических параметров имеют медленный, аккумулятивный эффект неблагоприятных последствий для здоровья человека, проявляющийся через много десятилетий. Главная задача в современных условиях – свести к минимуму нежелательные последствия, рационально используя природные условия. Здесь достаточно очевидно, как одно из решений – использование чистых ресурсов. В условиях глобального изменения климата и экономической активности на территориях, особенно Севера и Арктики, достижению экологической цели в приоритетах развития энергетики, например, снижение потребления топливных ресурсов, находит место вовлечение ВИЭ. Здесь привлекательность ВИЭ прозрачна и занимают очень прочные позиции по повышению эффекта от экологотехнологической допустимости, как составляющей в обеспечении ЭНБ.

Далее, разные прогнозы указывают на то, что при сохранении нынешних объемов и темпов роста энергопотребления запасы органического топлива полностью иссякнут через 70–150

лет. Это еще один фактор, ведущий к целесообразному переходу к ВИЭ. ВИЭ могут обеспечить бездефицитное снабжение ресурсами национальной экономики в целом и территорий, имеющих угрозу недопоставок топливных ресурсов к объектам АЭС при благоприятных потенциалах и решении последствий нестабильности характера проявления ВИЭ. Ресурсная обеспеченность занимает одну из ключевых позиций в обеспечении ЭНБ, особенно для районов Крайнего Севера и Арктики, куда ежегодно завозится до 6-8 млн. тонн горючесмазочных материалов и до 20-25 млн. тонн угля. Слабая транспортная инфраструктура, повышенные издержки и расходы стоимости топлива в таких районах увеличиваются многократно. Несомненно, в таких условиях одним из способов снижения затрат на доставку топлива в удаленные районы и повышения энергетической безопасности является использование местных энергоресурсов, прежде всего возобновляемых. В 2017 году выросли резко цены на дизельное топливо, преимущественно на территориях Дальнего Востока и Сибири, где за месяц зафиксирован рост на 1,5-2,5 руб/л. Мировые цены за год выросли на 30,8%.

Здесь явно прослеживается еще один аспект в развитии ВИЭ – это экономическая доступность и эффективность. Для изолированных, труднодоступных, малонаселенных территорий показатель это показатель очень актуален. Сравнительный анализ показателя себестоимости электроэнергии для таких территорий от традиционной энергетики и возобновляемой, не привлекателен в пользу последней. При этом если к традиционным установкам учесть экологическую составляющую затрат, то себестоимость электроэнергии станет соизмерима, а то и выше себестоимости от ВИЭ. Но пока данные изыскания не фиксируются. Опять же, как отмечалось выше, добыча нефти, газ, угля уходит все дальше в море, тайгу, на север. Это ведет к удорожанию традиционных ресурсов. При этом, кВт установленной мощности ВИЭ за последние 30 лет подешевел на порядок. И в отдельных случаях цена электроэнергии произведенной с использованием ВИЭ, как показал анализ тенденций их развития в некоторых странах, уже дешевле. Самый бесспорный экономический эффект от участия ВИЭ в укреплении ЭНБ может достигаться в автономных энергосистемах в регионах децентрализованного энергоснабжения. А это 70% территории России, где 10-12 млн. жителей страны не имеют доступа к электрическим сетям и обслуживаются автономными системами на дизельном топливе или бензине. Такие небольшие проекты начали реализовываться на северных территориях Дальнего Востока. Энергоснабжение децентрализованных территорий в России характеризуется недостаточно высоким уровнем надежности и значительными субсидиями из бюджета (до 60-65 млрд.руб в год) [445]. В отдельных регионах применяют одну из мер - проводить модернизацию генерации на привозном топливе с реализацией проектов на основе ВИЭ. Как отмечается в аналитическом отчете Аналитического центра правительства РФ, меры поддержки территорий носят региональный характер и не являются системными. В развитых странах проблемы энергоснабжения изолированных тер-

риторий сходны с Российскими, но характеризуются системным подходом к решению. В зарубежных странах основным направлением государственной политики в сфере является активное стимулирование использования ВИЭ за счет их поддержки и снижения субсидирования цен на энергоресурсы. По данным РусГидро, ВИЭ позволили бы существенно снизить себестоимость электроэнергии в таких малодоступных зонах. Можно утверждать, что достижение приемлемой экономической допустимости в составе ЭНБ с использованием ВИЭ сегодня более чем реально и имеет назревшую необходимость.

Для усиления позиций ЭНБ очень актуален введенный конкурсный отбор проектов на основе ВИЭ для их включения в схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ. Приоритет государственной поддержки для территорий и энергосистем, не связанных с ЕЭС основывается на принятых критериях:

- экономический критерий: снижение стоимости электроэнергии на такой территории;
- дополнительные критерии (социальный и экологический) определяются органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации.

Уточнение критериев целесообразно при формировании перечня показателей оценки уровня ЭНБ для территорий в условиях изолированности и особых проявлениях климата. Это позволит выставить дополнительные барьеры к необоснованному приоритету, со стороны укрепления ЭНБ, внедрению проектов ВИЭ на таких территориях. Тем не менее, работа программы конкурсного отбора проектов ускорит улучшение сложившейся ситуации в решении проблем энергетической безопасности. На текущий период по результатам очередного конкурсного отбора проектов ВИЭ, которые должны быть введены в период до 2022 года, поддержку получили объемы около 2,3ГВт, где 1,7ГВт – это ветровые электростанции, 0,5ГВт – солнечные и 0,05ГВт – малые ГЭС.

В международном опыте решения проблем изолированной энергетики выделяются такие страны, как арктическая часть Канады, Новой Зеландии и два региона США: Аляска и Гавайи. Специфика на Аляске и в арктической части Канады во многом сопоставима с проблемами в Сибири и на Дальнем Востоке России: обширные территории, низкая плотность населения и суровые климатические условия. Основным источником энергии там являются дизельные генераторы. Стоимость электроэнергии в отдаленных населенных пунктах Аляски может достигать 1 долл./кВт·ч при среднем показателе по штату в 0,22 долл. и 0,13 долл. по США⁵. В северной части Канады стоимость электроэнергии в 2,3 раза превышает среднее значение по стране [262]. Доставка топлива танкером при высоких ценах бывает чрезвычайно дорогой.

Основной мерой поддержки потребителей на Аляске выступает программа субсидий: уравнивание стоимости электроэнергии для потребителей (38,5 млн. долл. в год) [466]. Но программа не охватывает все населенные пункты и дает возможность к компенсации только части

расходов. При этом намеренно остаются возможности и стимулы для перехода на возобновляемую энергетику, наиболее выгодной с экономической точки зрения для населения и компаний. По данным анализа, представленного в энергетическом бюллетене Аналитического центра правительства РФ за 2017 год, на изолированных территориях Аляски созданы дополнительные меры поддержки [469]: поддержка ВИЭ через гранты и льготные займы через Фонд возобновляемой энергии Аляски; программы повышения энергоэффективности потребления (с целью 15%-ного роста эффективности к 2020 году). В качестве эффекта экономия оценивается в 29 центов на вложенный доллар в год [470]. За 2008- 2016 годы в проекты ВИЭ по программе грантов привлечено более 200 млн. долл. из государственных и частных источников. Благодаря реализации программ на Аляске активно развиваются микро-сети ВИЭ, обеспечивающие независимость и бесперебойность поставок энергии для мелких населенных пунктов. По оценкам Энергетического агентства Аляски, экономия на дизельном топливе в результате программ составит около 46,5 млн. долл. ежегодно.

Сходные механизмы применяет и арктическая часть Канады: Северная программа REASNE, финансирующая проекты в области ВИЭ и энергоэффективности, Арктический энергетический фонд для решения проблем энергетической безопасности и программа ecoENERGY по сокращению выбросов парниковых газов в северных территориях.

Следует отметить, что эффективность реализации программ Аляски значительно опережает результаты севера Канады, деятельность которой можно признать недостаточно значительной для получения изменений. В отдельных странах проведены реформы по отмене субсидирования ископаемого топлива (IFFSR, 2009), введен закон о ВИЭ с обязательством по доле энергии из этих ресурсов. Данный тренд привел к увеличению доли ВИЭ в производстве электроэнергии (например, с 64% в 2008 году до 84% в 2016 году) (По данным Министерства Бизнеса, Инноваций и Занятости Новой Зеландии). Как акцентирует Аналитический центр правительства РФ, не меры могут быть адаптированы в условиях России. Но международный опыт показывает, что нужны непрерывные проработки российских региональных стратегии развития на эффективность принятых решений по развитию ВИЭ, использованию ВИЭ и снижению энергопотребления за счет технологических и управленческих мер.

Далее уместно затронуть состояние ОПФ энергетики. Это одно из самых слабых мест в обеспеченности ЭНБ, особенно остро проявляющееся в децентрализованных автономных системах РФ, подвергающихся угрозам, сложившимся в силу специфики существования территории. Россия не имеет острой потребности искусственно наращивать долю ВИЭ. Они не могут рассматриваться в качестве прямого конкурента для традиционных энергоресурсов. Даже в наиболее развитых со стороны развития ВИЭ странах, базовая выработка электроэнергии основывается на топливной генерации. Но цели полного перехода на ВИЭ нет, так как пока нет со-

вершенных технологий накопления энергии и т.д. Возобновляемая энергетика удачно дополняет традиционную, позволяя достаточно гибко реагировать на изменения спроса. Энергетике на ВИЭ требуется резервация традиционных мощностей, что подчеркивает идею дополнения друг друга разными по природе источниками энергии, обеспечивая надежность поставки энергии, ее экономичность и экологическую безопасность. В децентрализованных энергозонах макрогенерация на ВИЭ может привести к увеличению надежности энергоснабжения. Мировой опыт свидетельствует о том, что развитие микрогенерации на ВИЭ зависит от уровня цен на электроэнергию и системы регулирования отрасли. Широкого распространения микрогенерации на основе ВИЭ в России нет, оно не оправдано, если нет стимулов для перехода на автономное электроснабжение. Но оно значимо для уже факта их существования в децентрализованных энергозонах:

- потребитель не подключен к электросети;
- подключение потребителя дороже установки объекта микрогенерации на ВИЭ и его эксплуатации;
- потребитель подключен к электросети, но нуждается в увеличении надежности энергоснабжения.

Приведенные условия широко распространены в России в большей части на территориях Севера и Арктических зон, Все эти доводы присущи рассматриваемым территориям и имеют явное выражение в своем проявлении.

Это повышает функциональное свойство автономной энергетике и уверенность в обеспечении защищенности энергетических интересов. В совокупности два этих фактора рассматриваются [290] как энергетическая безопасность территорий различных уровней. Диверсификация структуры автономных систем электроснабжения альтернативной энергетикой позволит достичь эффективной и надежной работы при их комбинированной структуре. Замена морально и физически устаревшего оборудования дает возможность возобновляемой энергетике, если присутствуют природные условия по потенциалу, подойти к получению отдельных эффектов, перечисленных выше, для ЭНБ. Устаевающее оборудование изолированной энергетике, которая является самой перспективной областью применения ВИЭ, а это установки малоэффективных ДЭС, имеет высокую вероятность выхода из строя в чрезвычайно опасный момент, имеет неэффективное использование топливно-энергетических ресурсов, высокий удельный расход топлива (до 891 гут/кВтч, п. В.Амга, Якутия), имеет повышенные объемы выбросов. Здесь технические риски по причине деградации оборудования имеет достаточно низкую вероятность, так как технический прогресс в отрасли возобновляемой энергетике идет с заметным опережением, набирает оборот производства отечественного производства. Эффективность оборудования увеличилась в несколько раз при постоянном снижении цен на него. Специфической осо-

бенностью, которую необходимо учесть для исследуемых территорий Севера, это исполнение оборудования под условия сурового климата и экстремальных проявлений погодных условий, с целью избегания интенсивного воздействия такой угрозы ЭНБ, как природно-климатическая.

Грамотный переход к ВИЭ имеет и позитивные социально-экономические эффекты в моделировании позиций ЭНБ рассматриваемых территорий.

В сфере ВИЭ, по данным ежегодного обзора IRENA «Возобновляемая энергетика и рабочие места» за 2015 год, в 2014 году были непосредственно или косвенно заняты 7,7 млн. человек (не считая крупной энергетики), что на 18% больше, чем в предыдущем. По прогнозам EWG, благодаря возобновляемой энергетике, к 2050 году появиться 30 млн. рабочих мест, что на 17 млн. больше, чем имеется сейчас. Рабочие места - ключевой фактор развития экономики и общества. Они обеспечивают благосостояние людей, служат решением широких социальных задач – сокращение бедности, повышение квалификации, повышение стабильности в конфликтных сообществах. И здесь неоспорим факт, что это приоритетный компонент. По сценарию, разработанному учеными Стэндфордского университета для 139 стран [478], переход на ВИЭ компенсирует потерю рабочих мест в связи с глобальной трансформацией энергетического сектора. В России по предложенному сценарию – создание 778 тыс. долгосрочных рабочих мест в разных секторах (от строительства до обслуживания). По данным Федеральной службы государственной статистики, в России на 2014 год из 85,7 млн. человек трудоспособного населения численность занятой рабочей силы составляла 71,5 млн.

Ситуация сложившаяся в социальном аспекте на изолированных территориях Севера по хозяйственной деятельности населения вполне оправдывает возможность присутствия возобновляемой энергетике. Реализация модели развития микрогенерации на ВИЭ создаст условия для малого бизнеса, для занятости в обслуживании объектов микрогенерации на ВИЭ. Сопровождение данных проектов созданием производственных, логистических и сервисных центров, дополнительных рабочих мест даст ориентир на подготовку и привлечение местных кадров, что в первую очередь снизит социальный риск и повысит социально-экономический, инновационный и трудовой потенциал для укрепления ЭНБ. К тому же, потребители северных территорий изолированных зон характеризуются низкой платежеспособностью, что усугубляет ситуацию с направлением бюджета на перекрестное субсидирование. При данном факте создание новых рабочих мест может стать хорошим аргументом

Тренд роста мощностей распределенной генерации с участием ВИЭ логично решает проблему энергосбережения и энергоэффективности, которые являются благоприятными составляющими для обеспечения одной из позиций ЭНБ. Так как, большая часть энергии потребляется в месте ее производства, что исключает потери электроэнергии при транспорте

Инфраструктурные риски, как следствие нестабильного мирового состояния, могут повлечь за собой вероятность возникновения сложностей и сбоев в поставках энергоносителей, района добычи которых удалены от районов потребителей. Этот вопрос один из насущных для децентрализованной энергетики Севера, для своего решения непрерывно требует большие затраты на логистические операции и хранение энергоносителей. Здесь бесспорно, ВИЭ лишены риска данной природы возникновения. Здесь уместно отметить, что высокая топливная составляющая в себестоимости электроэнергии для изолированных районов, высокие неэффективные расходы дорогостоящего топлива, присутствие перекрестного субсидирования позволяет обозначить приоритет ВИЭ в решении данных проблем для ЭНБ. Внедрение ВИЭ в энергобаланс изолированных районов позволит их сделать в какой-то степени энергетически независимыми от поставок топлива и самодостаточными.

Таким образом, территории, на которые ставится акцент в данном исследовании, а это изолированные территории Севера и Арктических зон, обладают существенной и насущной потребностью в применении ВИЭ для укрепления энергетической безопасности и просто улучшения качества жизни людей. А для большей части населения таких территорий это сохранение самобытной культуры и сложившегося уклада жизни. Как отмечается в аналитическом отчете Аналитического центра правительства РФ, меры поддержки территорий носят региональный характер и не являются системными. В развитых странах проблемы энергоснабжения изолированных территорий сходны с Российскими, но характеризуются системным подходом к решению. В зарубежных странах основным направлением государственной политики в сфере является активное стимулирование использования ВИЭ за счет их поддержки и снижения субсидирования цен на энергоресурсы. И в России наиболее перспективно, экологически оправдано и экономически целесообразно развивать ВИЭ именно в этих районах, где не действуют правила оптового рынка электрической энергии. Где энергия ветра может конкурировать с достаточно дорогими традиционными объектами электро- и теплоснабжения. Это никем не оспаривается, всеми признаётся как понятная логика развития. Специфика децентрализованных территорий Севера становится плюсом для реализации проектов с ВИЭ в таких условиях. Рассмотренные социально-экономические и эколого-технологические аспекты развития ВИЭ отражают их явную возможность для рассмотрения в укреплении ЭНБ.

Немаловажным фактом является и то, что в отличие от ископаемого топлива, ВИЭ доступны в большинстве регионов, являясь потоками, в то время как ископаемые виды топлива являются запасами. Это, несомненно, способствует большей энергетической независимости, а значит, укреплению энергетической безопасности. Децентрализованные энергетические комплексы электроснабжения могут снизить риски, связанные уязвимостью изношенных ОПФ, нестабильными ценами на топливо, сложностями логистической цепи доставки топлива. ВИЭ

способны обеспечить доступ к энергии, создать рабочие места, снизить зависимость от поставщиков энергоресурсов, обеспечить устойчивый экономический рост, повысить безопасность, устойчивость к изменению климата. Это факторы были перечислены комиссией IRENA на девятой Ассамблее 11.01.2019 года [271].

Как показал анализ, опыт многих стран позволяет считать ВИЭ, способными к разрешению проблем энергетической безопасности и снижению экологической нагрузки. Развитие ВИЭ в России могут стимулировать экологические и экономические факторы, которые выделяются ярче всех и к которым сводятся и другие факторы и сочетания аспектов. В докладе международной ассоциации REN21 при программе ЮНЕП отмечается: «Сегодня ВИЭ становятся не только источниками энергии, но и средствами обеспечения многих других острых потребностей: энергетической самодостаточности; повышения энергетической безопасности; снижения вредного воздействия на здоровье человека и окружающую среду, связанного с использованием ископаемого топлива и ядерной энергии; сокращения выбросов парниковых газов; улучшения возможностей для получения образования; создания рабочих мест; искоренение бедности».

1.4 Цели и задачи диссертационного исследования

Анализ трендов развития современной мировой энергетики показал ее разнонаправленность: предпосылки к децентрализации энергетики, ее признание в развитии автономной энергетики и рост цен на традиционные энергоустановки при лавинообразном ухудшении состояния ОПФ; рыночная неопределенность в развитии электроэнергетики и скачкообразный рост цен на топливные ресурсы; устойчивое обеспечение ископаемыми топливными ресурсами и увеличение доли ВИЭ; возрастающее акцентирование внимания на составляющих энергетической безопасности, поиск новых путей их укрепления и достижения в области более рационального использования энергии в условиях удовлетворения экологической безопасности.

Тренды развития ВИЭ в мировой и российской энергетике показывают их уже явно весомое присутствие (в большем объеме для первой) в производстве энергии. Наблюдается развитие в разных направлениях: интегрирование в сетевую энергетику и в малую децентрализованную. Это долгосрочные экономические преимущества и привлекательность для малой энергетики.

По различным источникам (эксперты, компании, институты и т.д.) существующие сценарии и прогнозы развития мировой энергетики показывают ожидаемый рост мирового потребления энергии с составляющей в пользу ВИЭ, хотя данные в развитии и лидерстве по приросту видов энергоресурсов по разным источникам разнятся. В то же время диверсифицированность и сбалансированность структуры мирового энергопотребления повысит устойчивость энерго-

снабжения. Прогнозное же ужесточение требований к экологической безопасности и экономической эффективности при неотъемлемом обеспечении надежного функционирования систем энергетики будет способствовать более форсированному характеру вовлечения в энергобалансы местных источников энергии локального значения в энергетике России.

Анализ же сложившейся ситуации в энергетической структуре РФ (систематическое недофинансирование в 90-е годы, отсутствие в достаточном объеме инвестиций в обновление основного оборудования, стареющая инфраструктура, физическое и моральное старение электрооборудования, устаревшие информационные системы и системы технологического управления, отсутствие комплексного подхода в применении новых технологических решений, существенная неустойчивость в энергообеспечении потребителей различных категорий) показал, что состояние энергетики России сегодня не отвечает современным требованиям по обеспечению надежности электроснабжения и повышению энергоэффективности экономики. На фоне мировых трендов развития энергетики и ее подсистем это подтверждает целесообразность формирования построения энергосистем на новых принципах; подтверждает преимущество малой децентрализованной энергетики как оптимального основания для внедрения новых технологий и инвестиционной привлекательности и одного из направлений выхода из кризиса на отдельных территориях.

Децентрализация стала новой парадигмой развития энергетики. Риски, сложившиеся в современной энергетике, сформировали новый тренд – рост мощностей распределенной генерации – переход от более крупных генерирующих объектов, к гораздо более мелким энергокластерам. В мировой энергетической практике обозначилось наращивание доли распределенной генерации. Доля распределенной генерации в энергетике России медленно, но с каждым годом активно растет. Оптимальное сочетание централизованной энергетики и распределенной генерации это «энергетический переход», как формирование новой энергосистемы страны, учитывающей местные факторы, опирающейся на децентрализованные рынки энергии. При этом появляется возможность более эффективного использования локальных энергоресурсов с развивающейся концепцией «интеллектуальной энергосистемы».

Это является мощным аргументом для возможности вовлечения ВИЭ с их хаотичным и неравномерным характером распределения. ВИЭ очень хорошо вписываются в новый тренд, не требуя для развития, например, транспортной и сетевой инфраструктуры. В данном контексте создается благоприятная картина по объединению технологий ВИЭ, концепции распределенной генерации, принципа «Smart Grid», особенностей автономной энергетики с максимальной эффективностью на фоне назревшей необходимости решения проблем ЭНБ децентрализованных территорий, в особенности со специфическими условиями существования.

Устойчивое мировое развитие генерации ВИЭ при снижении стоимостных ориентиров прогнозирует ее значимость и максимальную реализацию при гибридной структуре систем электроснабжения на местном локальном уровне изолированных территорий РФ.

Изучение тенденций развития возобновляемой энергетики в мире и России определило основные компоненты данного направления, сопровождающие друг друга: тенденция большого потенциала развития ВИЭ России и тормозящий эффект законодательных условий, технологических и экономических барьеров; динамика доли ВИЭ в мировом производстве электроэнергии и ускоренный характер диверсификации энергетического мирового энергобаланса; возможность масштабной реализации пилотных проектов ВИЭ (по потенциалу ресурса, обоснованности и перспективности реализации) и низкий процент российского производства компонентов для генерации ВИЭ.

Все это усиливает роль ЭНБ в развитии энергетики, потребует более эффективных и научно обоснованных решений задач повышения самодостаточности энергетических кластеров. Ослабление позиций ЭНБ и неэффективное использование ТЭР, наиболее остро проявляющееся в локальной энергетике, актуализировало необходимость формирования региональной энергетической политики, направленной на оптимизацию и укрепление совокупности различных показателей и их сочетания.

Анализ приоритетов в тенденции развития энергетики России все же обозначил условие разумного подхода к использованию ТЭР в грамотной увязке с общемировыми трендами. Здесь при любых сценариях развития потребуются государственная поддержка. По прогнозным тенденциям и реализации существующих масштабных проектов первоочередное и приоритетное направление поддержки должны получить регионы с изолированной генерацией и высокой уязвимостью при ухудшении экономической ситуации, это создаст устойчивую платформу для ускоренного развития ВИЭ в России. Такие регионы с преимущественным использованием малой энергетики – районы Крайнего Севера и Дальнего Востока. Наложение территориальной изолированности на суровые экстремальные северные условия остро ставит задачу о повышении ЭНБ таких регионов и ужесточает требования к вариантам ее выполнения. Для них укрепление отдельных позиций и в целом ЭНБ – это грань между стабильным и критическим существованием. На фоне многих факторов (технических потерь при транспортировке энергии, сокращения численности жителей некоторых поселков, капиталоемкого содержания амортизированных сетей и оборудования, высоких затрат на обслуживание линий электропередачи) рассматриваются мероприятия по обеспечению малых поселков локальными источниками электроснабжения. Выходом из уже существующих кризисных ситуаций в энергетике отдельных территорий должна стать предварительная оценка уровня ЭНБ или ее отдельных направлений, с учетом специфики территориального образования. Это потребует выявления особенностей в анализе

энергоизолированных районов, в частности относящихся к зонам со сложными климатическими условиями, и проведения исследований по выбору наиболее эффективных путей повышения энергетической самодостаточности децентрализованных территорий северных регионов.

Диверсификация источников и эффективное использование энергоресурсов, научно-обоснованная и разумно сформированная структура генерирующих мощностей децентрализованного региона с учетом оптимального соотношения различных типов генерации в жестких климатических условиях и локальной ресурсной базы обеспечивает энергетическую безопасность. Применение схемы децентрализованного и локального энергоснабжения потребителей на основе ВИЭ будет способствовать решению проблемных задач региональной энергетики. Основным потенциалом для роста микрогенерации на ВИЭ обладают жилища в сельских населенных пунктах, микропоселения самобытного уклада, а также небольшие производственные поселения промышленного или сельскохозяйственного назначения.

Данные аспекты, являясь средствами достижения и поддержания энергетической безопасности и основой для разработки стратегии ее укрепления, требуют проведения более глубокого анализа критериальных показателей энергетического хозяйства северных децентрализованных энергетических районов; изучения количественного состояния топливной базы локальной энергетики; оценки конкурентоспособности, отрицательных факторов и степени использования местных (в том числе возобновляемых) энергоресурсов в области энергетической безопасности изолированных энергетических районов; научно-технических исследований и разработок по повышению энергетической безопасности АЭС северных регионов. Определение обоснованной структуры данным путем требует предварительного уточнения и определения методов оценки энергетической безопасности в разрезе специфичности энергетических хозяйств в децентрализованных зонах Северных регионов

В рамках формулирования общей постановки проблем энергетической безопасности для территорий с ярко выраженными особенностями и специфическими проявлениями угроз на основе анализа трендов в развитии современной энергетики выделено основное направление исследования. Для определения приоритетных путей повышения ЭНБ децентрализованных энергозон территорий Севера и Арктических зон необходимо выявить факторы, которые при существующих условиях создают постоянную величину вероятности проявления риска с различной интенсивностью. В чем состоит уязвимость таких территорий со стороны составляющих ЭНБ, какие показатели оценки состояния имеют место и степень приоритетности в процедуре исследования необходимо определить при анализе различных аспектов самих территорий. Анализ определений ЭНБ показал их общую смысловую направленность и многогранный охват разнообразных объектов, факторов, причинно-следственных связей, показателей, индикаторов, технических характеристик, статистических данных и т.п., что подтверждается существующими

исследованиями и необходимостью учета уникальности и специфичности каждого территориального образования - кластера, локального узла, региона, страны, мирового субъекта. Множество определений понятия ЭНБ наряду с существующими разработками методологий оценки ее состояния не дают полной возможности для оценки уровня безопасности децентрализованных энергозон функционирующих в условиях критически низких температур, нехарактерных обстоятельств в комплексе ситуаций и факторов для остальной части территорий РФ.

Целью исследования является развитие теоретических основ оценки энергетической безопасности децентрализованных систем электроснабжения ДСЭС Северных и Арктических территорий и разработка рекомендаций по повышению энергетической безопасности таких систем

Для достижения цели поставлены основные задачи исследования:

1. Анализ тенденций развития современной энергетики с выявлением проблем энергетической безопасности и определением места возобновляемой энергетики в ее повышении
2. Анализ методологических основ оценки энергетической безопасности регионов с позиции их применения для децентрализованных энергетических районов Севера
3. Выявление совокупности специфических особенностей и условий функционирования автономных систем электроснабжения исследуемых зон для формирования модели угроз и их последствий для энергетической безопасности
4. Разработка формулировки уточненного определения энергетической безопасности изолированных территорий Северных районов и Арктических зон
5. Уточнение перечня индикативных показателей и их ранжирование в составе своего блока оценки энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения Севера
6. Количественная оценка энергетической безопасности децентрализованных систем
7. Анализ уровня энергетической безопасности северных децентрализованных энергетических районов на примере Республики Саха (Якутия) с применением рангового, индикативного и кластерного анализа
8. Анализ и выявление возможностей возобновляемых энергоресурсов в укреплении позиций энергетической безопасности децентрализованных энергетических районов Севера
9. Разработка алгоритма выбора оптимальных решений автономных систем электроснабжения с участием ВИЭ в энергозонах с низкими индикативными показателями и слабыми и уязвимыми позициями ЭНБ
10. Разработка интегрированной информационной системы мониторинга ЭНБ на примере Республики Саха (Якутия)

11. Разработка рекомендаций по направлениям повышения энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения территорий северных регионов и арктических зон.

ГЛАВА 2 МЕТОДЫ ОЦЕНКИ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ

Сложность систем энергетики регионального уровня, трудности управления ими, наличие различных взаимосвязей между объектами и системами энергетики, с их режимными показателями являются провоцирующими факторами, ведущими к возникновению аварийных ситуаций и превращению их в системные, затрагивающие не только сами системы энергетики, но и многие секторы экономики и социальной сферы. Это делает актуальным анализ систем энергетики в рамках решения проблем их надежности и бесперебойности топливо- и энергоснабжения [235].

В трактовке энергетической безопасности Мировым энергетическим советом – это уверенность, что энергия будет иметься в распоряжении в том количестве и качестве, которое требуется при данных экономических условиях, исходя из Закона РФ «О безопасности» - это состояние защищенности жизненно важных «энергетических интересов» личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз.

По мнению ряда ученых [383], энергетическая безопасность любого уровня (государства, региона, муниципального образования) - сбалансированность спроса и предложения энергии или без дефицитность энергобаланса, нарушения которого могут быть вызваны состоянием объектов ТЭК и неблагоприятными изменениями внешних условий.

Оценка энергетической безопасности должна показать те условия, которые позволят безопасно развиваться стране, региону, отдельной территории. В разных источниках энергетическая безопасность рассматривается либо как составляющая национальной безопасности, либо как энергетическая составляющая экономической безопасности. Причем, сама ЭНБ имеет ряд составляющих ее аспектов, характеризующих ее состоятельность в ключевых или отдельных направлениях.

2.1 Методологические основы оценки энергетической безопасности регионов

Оценка уровня энергетической безопасности (ЭНБ) заключается в анализе состояния территориальных энергосистем, систем топливоснабжения и энергоснабжения по интегральным показателям их функционирования. Под уровнем ЭНБ в авторами научных трудов УрО

РАН, УПИ [290] понимается условный показатель (показатели), интегрально характеризующий степень достижения совокупности требований ЭНБ

Можно выделить несколько существующих определений ЭНБ региона, отражающих единое смысловое направление и всех остальных.

В более широкой трактовке ЭНБ региона представляет собой совокупность условий и факторов, обеспечивающих устойчивость процессов энергообеспечения производительных сил и населения региона, степень энергетической самодостаточности (независимости) и интеграции региона в общероссийские отраслевые программы энергетики [47].

Энергетическая безопасность региона [374] – характеристика топливно-энергетического комплекса региона, которая определяет способность данного комплекса на основе эффективно-го использования внутренних и внешних ресурсов обеспечивать надежное энергоснабжение субъектов хозяйственной деятельности и населения.

Сочетание всех указанных аспектов позволяет определить энергетическую безопасность региона – как состояние защищенности от угроз надежному топливно- и энергообеспечению населения и, следовательно, экономики региона, как уверенность в обеспечении данной защищенности, как устойчивое функционирование систем энергетики с сопровождающими и определяющими его существование необходимыми к выполнению факторами.

Задача анализа энергетической безопасности усложнена многосторонностью исследуемых объектов - систем, которые характеризуются многообразием и разнообразными параметрами, свойствами, состояниями, структурами, видами взаимодействий с другими системами и подсистемами, неопределенными условиями развития.

Если рассматривать в целом территорию Российской Федерации, то, как было показано в главе 1, здесь видна большая группа показателей, характеризующих ее многофакторность в оценке состояния ЭНБ.

Так как система энергетики представляет собой совокупность технических, экономических и других подсистем, то число факторов, влияющих на ее работу, составляет большое количество. Случайность проявления многих факторов и свойств, которые снижают уровень ЭНБ, в действии имеет закономерный результат. Совокупное воздействие данных факторов носит интегральный характер. Изменение состояния систем энергетики может сопровождаться изменением множества показателей функционирования. Отслеживание большого количества показателей является достаточно трудоемким процессом. Для анализа используются наиболее связанные с изменением ситуации показатели.

2.1.1 Модели оценки уровня энергетической безопасности

В настоящее время существует несколько подходов к оценке ЭНБ, которые в большей степени используются в научных исследованиях: метод индикативного анализа [290] – позволяет оценить показатели, отражающие количественно то или иное состояние объекта и уровень угроз; принятие решений с применением теории нечеткой логики [220] – позволяет классифицировать состояния энергетической безопасности при неопределенной исходной информации; метод анализа иерархий [48, 375] – позволяет определять вес и приоритетность влияния воздействий факторов на изменение позиций энергетической безопасности.

Каждый из методов имеет свои особенности и преимущества. Самым доступным и распространенным в практике применения является метод индикативного анализа. В то же время присутствие неопределенностей в проявлении и сочетании факторов, влияющих на работу энергетики и ее отдельных параметров, определяет использование в оценке и других методов, как возможности работы с исходными данными разного формата. Поэтому сочетание указанных логических методов оценки позволяет использовать их особенности на разных этапах решения промежуточных и итоговых задач оценки энергетической безопасности, находить решение с использованием всех исходных данных с минимальной потерей информации и возможностью объединения и учета факторов разной природы.

Отметим, что в основу методического подхода оценки надежности и топливо- энерго-снабжения, учитывающего структурные свойства систем энергетики и интегральные показатели надежности и живучести региональных систем, положены два основных взаимосвязных принципа [235]:

- индикативный метод анализа на основе первичных индикаторов;
- использование интегральных системных показателей работы систем энергетики и ТЭК в целом.

Диагностическая картина энергетической безопасности может быть составлена на основании рассмотрения и оценки блоков, отражающих различные аспекты деятельности систем энергетики территории. Для количественной оценки ЭНБ территорий различного уровня используется индикативный метод [383, 384, 396, 412, 413] заключается в выражении энергетической безопасности через систему показателей особого критериального типа – индикативных, по величинам которых можно делать заключение о состоянии рассматриваемых систем (объектов мониторинга) по уровням безопасности (ранжирование территорий по степени ЭНБ). Значения индикаторов позволяют количественно оценить степень опасности, отнести состояние каждого отдельного блока к определенному классу степени тяжести (опасности или риск опасных последствий), сигнализировать о грозящей опасности, определить в целом характер направления

ситуации. Поэтому можно говорить о том, что данные показатели характеризуют важнейшие аспекты организации топливо- и энергоснабжения в регионе.

Методический инструментарий диагностирования ЭНБ территорий регионального и федерального уровня разработан и апробирован коллективами авторов [32, 39, 175, 221, 229, 235, 328, 357, 389-391, 412,413], на основании сформированных блоков индикативных показателей.

Вся совокупность показателей, на которых основывается индикативный анализ ЭНБ, разделяется на частные (первичные) и синтетические (обобщенные) показатели. Ввиду больших размерностей первичных совокупностей показателей возникает необходимость в их агрегировании с получением синтетических показателей по объектам мониторинга. Как указывают авторы разработанной методики, индикативные показатели носят комплексный, синтетический характер. Индикативные показатели по роли в формировании состояния безопасности и месту в технологической схеме его диагностирования разделяют на типы: информационные, простые индикативные, синтетические индикативные.

Между объектами мониторинга и показателями индикативного анализа существует связь. В работах, посвященных данному вопросу, численно оцениваемые индикативные показатели вычисляются на основе первичных показателей, характеризующих внешние условия функционирования и состояние систем энергетики, рассматриваемых территорий. Первичные показатели формируются как отчетные, входят в систему общегосударственной и ведомственной (отраслевой) статистической отчетности, либо результаты мониторинга – непрерывного или периодического наблюдения за состоянием объектов ТЭК и являются аргументами для формирования индикативных показателей, по которым оценивается размер и действие отдельных угроз безопасности.

Угрозами энергетической безопасности являются события кратковременного или длительного характера, которые могут дестабилизировать работу энергокомплекса, ограничить или нарушить энергообеспечение, привести к авариям и другим негативным последствиям для энергетики, экономики и общества.

В зависимости от вида, характера, размера и степени действия угроз ЭНБ, индикаторы, группируясь в блоки одного типа, имеют диапазон изменения зоны безопасности: нормальная-предкризисная-кризисная. Каждая зона имеет подразделения на подуровни, характеризующие степень углубления каждой ситуации.

Поэтому сущность методологии анализа ЭНБ заключается в анализе угроз, формирующих объекты мониторинга ЭНБ. Задача выявления исходных показателей с точки зрения разделения объектов на типичные группы состоит в том, чтобы на их основе подготовить данные для расчетов, которые адекватно и полно отражают действительное состояние систем энергетики по

энергетической безопасности. На формирование значений каждого показателя влияют различные факторы (технические, экономические и др.)

Таким образом, исследовательские работы по оценке энергетической безопасности регионов рекомендуют поэтапный процесс реализации методологии индикативного подхода к анализу [396]: определение и классификация угроз энергетической безопасности; определение и группировка объектов мониторинга энергетической безопасности; формирование совокупности показателей, необходимых для мониторинга энергетической безопасности; формирование индикативных блоков диагностики угроз энергетической безопасности (начальный этап в процессе непосредственной диагностики состояния территорий по безопасности); определение уровней (зон) кризисности территорий по энергетической безопасности в целом и по её отдельным аспектам.

На основе изученных исследований сформирована обобщенная логистическая структурная модель оценки уровня состояния ЭНБ региона (рисунок 2.1).



* - статистические данные периодического наблюдения (не менее 5 лет) соответствующих отраслевых служб, отделов и т.п., государственная статистическая отчетность ведомств, министерств и т.п.

Рисунок 2.1 Диаграмма объектов модели оценки уровня состояния ЭНБ региона

По каждому объекту мониторинга (блоку) в различных исследованиях представлены наиболее представительные показатели (индикаторы) [40, 221, 235, 290, 328, 383, 384, 396, 412]:

1. Блок обеспеченности электрической и тепловой энергией, комплексно характеризующий долю собственных источников энергии в балансе электроэнергии и долю покрытия потребности в теплоэнергии от централизованных источников теплоснабжения с оценкой душевого потребления электро- и теплоэнергии в коммунально-бытовом хозяйстве исследуемой территории

2. Блок обеспеченности топливом характеризует степень обеспеченности потребителей различными видами топлива, степени его разведанности, долю доминирующего вида.

3. Структурно-режимный блок дает оценку доминирующего источника энергии в доле установленной мощности, в соотношении с максимальной нагрузкой потребителей, в пропускной способности межсистемных связей региона с соседними, в обеспеченности запасами топлива

4. Блок воспроизводства основных производственных фондов в энергетике характеризует степень износа основных производственных фондов и объем инвестирования предприятий, учитывает показатель прироста разведанных запасов топлива и объема ввода основных производственных фондов в отношении к их первоначальной стоимости.

5. Экологический блок представляет удельную оценку выбросов вредных веществ и экологической эффективности.

6. Финансово-экономический блок

7. Блок энергосбережения и энергетической эффективности характеризует энергоэффективность валового регионального продукта, расход условного топлива на производство электро- и теплоэнергии и величину потерь электро- и теплоэнергии в электрических и тепловых сетях.

Состояние и уровень энергетической безопасности оцениваются путем выбора индикаторов, характеризующих свойства энергокомплекса в выполнении им основных функций и предотвращении энергетических угроз. Количество и разновидность индикаторов зависят от поставленных задач.

Оценке ЭНБ отдельных регионов присуща более тонкая оценка специфичных условий энергообеспечения и индивидуальных характеристик энергохозяйств. Мониторинг показателей, характеризующих состояние объектов топливно-энергетического комплекса региона, основывается на общей структуризации системы мониторинга по выделенным основным направлениям ЭНБ. Все регионы достаточно различны по своим особенностям, условиям функционирования и характеристикам энергетических систем и подсистем, следовательно, при оценке ЭНБ, целесообразно сгруппировать регионы по схожим показателям и производить анализ состояния энергетического хозяйства и сопровождающих их систем внутри каждой группы.

Степень различия северных и энергоизолированных регионов от иных территориальных образований определяет формирование глубины анализа ЭНБ. Это позволяет выделить приоритетные направления оценки и, в соответствии с этим, пересмотреть и даже сузить перечень индикаторов. Так как, многие индикаторы [54], особенно синтетические, обладают свойством в той или иной мере отражать состояние не одного, а сразу нескольких объектов мониторинга, что позволяет произвести их сокращение без большого ущерба для полноты индикативного анализа. Информационное обеспечение такого исследования во многом определяет возможность оценки направлений ЭНБ.

В результате выполнения данных аналитических исследований производится качественная оценка уровня состояния ЭНБ (рисунок 2.1) в следующих этапах (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 Диаграмма этапов оценки уровня состояния ЭНБ региона

Анализ качественных оценок ЭНБ в регионах и количественных показателей значений индикаторов позволяет группировать регионов по уровням ситуаций, выявлять наиболее узкие места, где наблюдается значительное ухудшение ЭНБ и устанавливать причины нарушения безопасного состояния. Разработка мероприятий по повышению ЭНБ формируется по ликвидации, нейтрализации, противодействию и ослаблению действия угроз энергетической безопасности территорий.

Одним из требований к анализу является необходимость обеспечения сопоставимости количественных оценок в территориальном и временном разрезах - совокупность индикаторов должна быть пригодна для ранжирования территориальных образований по уровню энергетической безопасности, должна отражать приоритетные проблемы и специфику развития территорий. В то же время анализ динамических рядов индикаторов должен позволять судить о том [53], с какой скоростью осуществляются процессы улучшения или ухудшения ситуации по энергетической безопасности во времени (если улучшается насколько быстро, если ухудшается - то затухает или, наоборот, "разгоняется").

2.2 Особенности анализа показателей энергетической безопасности децентрализованных территорий Северных регионов

Развитие северных и прежде всего арктических территорий стало в последнее время предметом не только оживленных политических и научных дискуссий, но и темой обсуждения министров иностранных дел стран, «входящих» в Арктику: России, Канады, США (Аляска), Норвегии, Швеции, Финляндии и Дании.

К северным территориям России, объединенным схожими климатическими условиями и организационно-экономическими проблемами обеспечения ТЭР в полном своем составе относятся 12 субъектов: Республика Саха (Якутия), Архангельская, Мурманская, Сахалинская, Магаданская области, Ханты-Мансийский (ХМАО), Ямало-Ненецкий (ЯНАО), Чукотский автономные округа, Республики Карелия, Коми, Тыва и Камчатский край.

На территориях северных регионов чрезвычайно важна степень выполнения энергетикой своих главных хозяйственных функций (снабжение потребителей электро- и теплоэнергией и топливом необходимого качества), так как локальная энергетика, особенно в данном случае, имеет большую уязвимость и существенные угрозы ЭНБ. Полнота, стабильность и эффективность обеспечения всех сфер жизнедеятельности энергетическими ресурсами - основополагающая задача по обеспечению жизненно необходимой для районов Крайнего Севера энергетической безопасности. Поэтому специфические особенности функционирования экономики на Севере (суровые климатические условия, удаленность от освоенных районов, слабое развитие

транспортной сети, многозвенность завоза топлива, многократное удорожание строительства) предъявляют серьезные и повышенные требования к системам топливо- и энергоснабжения с точки зрения эффективности, надежности и рациональности их развития.

Зона Крайнего Севера занимает около 70 % территории России, в ней проживает 8 % населения страны (по разным источникам 12,2 млн. человек и расположено 70 городов, более 360 поселков городского типа и около 1400 мелких населенных пунктов), что дает плотность населения 1 чел./1 кв. км. К этой экономико-географической зоне относятся 28 субъектов Российской Федерации (6 республик, 3 края, 10 областей и 8 автономных округов с общей площадью 11,9 млн. квадратных километров). Регионы «Северного завоза», относимые к Северу, существенно различаются по комфортабельности жизнедеятельности и условиям хозяйствования. По этим причинам зона очень неоднородна по экономическому и социальному развитию. Главными общими чертами экономики и жизни на Севере являются: неблагоприятный климат (с колебаниями от абсолютной до умеренной дискомфортности), распространение вечной мерзлоты, большая удаленность от основных экономических и культурных центров, высокие транспортные издержки, удорожание производства и строительства, высокая стоимость жизни и др. Эти негативные северные факторы столь существенны, что в каждом из основных типов проблемных регионов выделяют зоны по характеру комплексного воздействия природной среды на условия жизни и производства. Выделяются три зоны дискомфортности: дискомфортная, экстремально дискомфортная, абсолютно дискомфортная. К зоне абсолютного дискомфорта относятся [199-201, 347]: Магаданская область, Чукотский АО, Таймырский (Долгано-Ненецкий) АО, Корякский АО (сегодня – часть Камчатского края), Ненецкий АО, значительная часть территории ЯНАО и Республики Саха (Якутия), а также часть территории Мурманской области, Камчатской области, Красноярского края (г. Норильск, Эвенкийский АО), Республики Коми (г. Воркута и г. Инта), Хабаровского края, Сахалинской области.

Территории Арктических зон имеют несколько отличительные особенности, совпадающие с присущими территориям Севера, но выраженные в более ярком виде. Это высоко-экстремальные природно-климатические условия, значительная удаленность от основных промышленных центров, высокая ресурсоемкость и зависимость хозяйственной деятельности и жизнеобеспечения населения от поставок топлива и товаров первой необходимости из других регионов, низкая устойчивость экологических систем, определяющих биологическое равновесие и климат Земли, и их зависимость даже от незначительных антропогенных воздействий.

Для таких территорий характерна стагнация многих отраслей хозяйствования, высокая зависимость страны от расположенного на Севере сырьевого сектора, при этом общую неустроенность Севера и его природы с неконкурентной промышленной эксплуатацией.

С точки зрения повышения энергетической эффективности проблемы ЭНБ требуют комплексного рассмотрения в совокупности экономических, экологических и социальных аспектов. Тогда, на основании представленных определений индикативных блоков ЭНБ, просматривается целый комплекс проблем, решение которых повлияет на всю национальную безопасность. По принятому определению [90] энергоэффективность для каждого представления индикатора или их сочетания интерпретирует разную оценку: для поселений - это значительное сокращение коммунальных расходов, для территорий - экономия ресурсов, повышение производительности хозяйств и конкурентоспособности, для экологии - ограничение выброса парниковых газов в атмосферу, для автономных систем электроснабжения - снижение затрат на топливо и т.д.

Неоднородность территорий районов крайнего Севера, в частности региона Дальнего Востока, включая Республику Саха (Якутия), с энергетической точки зрения, характеризует разную степень и неравномерность обеспеченности топливными ресурсами и широкий диапазон уровня энергетической безопасности, поддержание которого требует особой государственной поддержки.

Введение территориальных иерархических уровней со свойственной именно им характеристикой, тем не менее, в существующих работах не рассматривает индикативную оценку в разрезе децентрализованных и локальных зон электроснабжения. А обширные территории Российской Федерации, не входящие в зону обслуживания российской централизованной энергетики, располагаются, как правило, в северных широтах. Установки малой энергетики в подобных регионах являются крайне необходимыми для обеспечения жизнедеятельности человека и нормального функционирования объектов народного хозяйства, связанного в основном с добывающей и промысловой деятельностью. Огромные пространства редконаселенного Севера в первую очередь нуждаются в децентрализованной автономной системе энергообеспечения, независимой от дорогостоящих поставок органического топлива.

Основная доля (96%) в генерации электрической энергии в автономных системах электроснабжения (АСЭС) приходится на самые распространенные источники энергии для территорий с децентрализованным электроснабжением - дизельные электростанции, типовые схемы которых не изменились за многие годы эксплуатации, несмотря на ряд недостатков.

В районах Крайнего Севера и отдаленных регионах Сибири и Дальнего Востока объекты малой энергетики являются основой энергоснабжения. Свыше 6 тысяч ДЭС эксплуатируется на территории Севера, суммарная установленная мощность которых составляет более 3000 МВт, ими производится около 6 млрд. кВт·ч электроэнергии в год.

Более 50% районов Крайнего Севера и приравненных к ним территорий РФ находятся в зоне действия локальных энергоузлов и энергорайонов. В рамках «Северного завоза» в районы автономного энергоснабжения Крайнего Севера, Сибири и Дальнего Востока ежегодно завозит-

ся 6-8 млн. тонн горюче-смазочных материалов и до 20-25 млн. тонн угля. Суровые климатические условия, малая плотность населения, огромные территории обуславливают низкий уровень развития энергетической инфраструктуры.

Степень большого различия северных и энергоизолированных регионов от иных территориальных образований подтверждает необходимость в отличных методических подходах к ее диагностированию. Здесь специфичность состава угроз может иметь усугубляющее действие в условиях инфраструктурной изоляции и суровости климата для функционирования энергохозяйства и жизнедеятельности достаточно разнотипных потребителей. Основные внутренние и внешние угрозы, обусловленные влиянием энергетического фактора, разделяются на классы: экономические, социально-политические, организационно-управленческие, техногенные и природные. Данные угрозы ЭНБ по-разному проявляют себя на различных территориях и зависят от конкретных условий развития экономики и энергетики. Соответственно, необходимо выделение некоторых акцентов диагностирования ЭНБ территориальных образований различных уровней (государство, регион, муниципальное образование).

2.2.1 Анализ специфических факторов, влияющих на уязвимость децентрализованных территорий в отношении угроз энергетической безопасности

В анализе энергетической безопасности существующими исследованиями сформирован достаточно характерный перечень угроз для энергетики и энергетических хозяйств. Можно утверждать, что на территориях Севера угрозы возникают в результате природных процессов и нецеленаправленных и неадресных действий или вообще бездействий звеньев экономики с острыми проявлениями по последствиям, источниками которых возможно является неблагоприятное развитие экономических и социальных процессов, сложившихся условий существования территорий во внутренней и внешней среде энергохозяйства. Рассмотрение таких угроз в оценке ЭНБ северных децентрализованных территорий требует анализа и выявления негативных и потенциально опасных явлений среди угроз максимально присущих исследуемым территориям.

В данном аспекте среди природных угроз [442] для северных регионов остро проявляется характерная угроза – суровые холодные продолжительные зимы – наложение которой на проявляющиеся факторы и условия (рисунок 2.3) приводит к серьезным последствиям для ЭНБ.

Особо суровые климатические условия оказывают значительное отрицательное воздействие на технические объекты. Поэтому природно-климатический фактор наиболее значим по влиянию на режимы работы АЭС. Данный вопрос изучается во многих отечественных и зарубежных исследованиях.



Рисунок 2.3 Максимально влияющие факторы на ЭНБ северных изолированных территорий

Наибольшее влияние на хозяйственную деятельность оказывают низкие температуры, повышенная влажность, перепады давления, сильные ветры, значительная продолжительность зимнего периода. В районах с такими условиями окружающей среды серьезные осложнения наблюдаются в эксплуатации линии электропередачи. Низкие температуры являются причиной повышенного износа механизмов, работающих на открытом воздухе. Анализ многочисленных аварий показывает, что в подавляющем большинстве случаев они обусловлены либо хладоломкостью металла, либо его хрупкостью, что связано с понижением температуры, либо конструктивными недостатками машин и механизмов. Температурный порог ниже -32°C принимается за критический, при котором недостатки применяемых материалов должны обязательно компенсироваться удачным конструктивным решением и специальной технологией их обработки. [238].

К явлениям, отрицательно влияющим на хозяйство северных районов, относится и «вечная мерзлота», особенно в сочетании с сильной льдистостью и просадочностью грунтов. При этом значительно увеличиваются затраты на строительство инженерных сетей и объектов, оттаивание породы при добычи полезных ископаемых [31].

В группе природных угроз в децентрализованных зонах проявляются стихийные бедствия (наводнения, гололедные явления и т.д.), которые приводят к выходу из строя или снижению производительности (пропускной способности) энергетических установок, что приводит к отключению и ограничению потребителей; напряженности энергобаланса, дефициту ТЭР.

В ряду последствий для ЭНБ децентрализованных территорий северных регионов, при проявлении природных угроз, отмечается необходимость повышения в разы выработки электрической и тепловой энергии в холодный период года (в отдельных северных регионах к ото-

пительному сезону относятся месяца с сентября по июнь). Это приводит к нерасчетному дополнительному потреблению электроэнергии, к ускоренному увеличению расхода топлива - потребность в дополнительном топливе при наступлении холодной зимы может составить до 35-40%.

Климатические факторы так же оказывают влияние на выбор схемы электроснабжения, особенно если таковая включает в себя источник энергии на базе возобновляемых источников энергии. Такие климатические факторы, как средняя температура, продолжительность светового дня, влажность и прочее, оказывают влияние на режимы потребления электроэнергии и определяют выбор оборудования.

Поэтому, при рассмотрении работы автономных систем электроснабжения в условиях севера, особое значение имеют графики электрических нагрузок. Анализ графиков электрических нагрузок децентрализованных потребителей в течение определенного периода времени (сутки, сезон, год) - наиболее возможный вариант оценки влияния климатических факторов на автономные системы электроснабжения [239]. Специфика электроснабжения северных регионов (значительные различия в составе потребителей, численности населения, географического положения и климатических условий) существенно ограничивает общие закономерности в формировании суточных и сезонных графиков нагрузок различных объектов электроснабжения. Состав электрических нагрузок и характер энергопотребления во многом зависят от развития соответствующих секторов экономики объекта электроснабжения.

Еще один фактор, отличающий зону Севера от остальных это особенности расселения и плотность населения (рисунок 2.4). Данный фактор сложился исторически под влиянием природных и социально-экономических факторов и характеризует территории по преобладающим типам населённых пунктов, степени хозяйственного освоения.

Преобладание рассредоточенных и своеобразных по требованиям к энергоснабжению хозяйств малых изолированных потребителей северных территорий (горнодобывающих, обогащительных, лесозаготовительных и рыбообрабатывающих предприятий, сельскохозяйственных поселений и промышленных сосредоточений, небольших населенных пунктов) очагового размещения со значительными расстояниями относительно друг друга и концентрация обрабатывающей промышленности и сферы услуг в ограниченном числе крупных и средних городов в виде анклавов, требует особого подхода на региональном уровне к обеспечению ЭНБ изолированных территорий и уточнения ее индикативных показателей.

К примеру, север Дальнего Востока заселяют народы, занимающиеся рыбоводством, коневодством и оленеводством, промысловой охотой, земледелием, художественными промыслами и народными ремеслами, строительством национальных традиционных жилищ и других построек, необходимых для осуществления традиционных видов хозяйственной деятельности.

В сельских пунктах территорий других регионов также преобладает коренное население (рисунок 2.5), ведущее промысловую и сельскохозяйственную деятельность. Коренные малочисленные народы Севера (КМНС) это народы численностью менее 50 тысяч человек. Традиционная хозяйственная деятельность малочисленных народов Севера [213] – культурно освоенный ареал с маршрутами кочёвок оленеводов, сезонными маршрутами охотников, собирателей, рыболовов, священными, рекреационными местами и прочее, который обеспечивает их традиционный образ жизни.



Рисунок 2.4 Плотность населения на территории РФ [211]



Рисунок 2.5 Современная территория проживания коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации [213]

Положение малочисленных народов Севера осложнено неприспособленностью их традиционного образа жизни к современным экономическим условиям. Низкая конкурентоспособность традиционных видов хозяйственной деятельности обусловлена малыми объёмами производства, высокими транспортными издержками, отсутствием современных предприятий и технологий по комплексной переработке сырья и биологических ресурсов. Кризисное состояние традиционных видов хозяйственной деятельности привело к обострению социальных проблем. Уровень жизни значительной части граждан из числа малочисленных народов Севера, проживающих в сельской местности или ведущих кочевой образ жизни, ниже среднероссийского. Уровень безработицы в районах Севера, где проживают малочисленные народы Севера, в 1,5–2 раза превышает средний по Российской Федерации. Интенсивное промышленное освоение природных ресурсов северных территорий Российской Федерации также существенно сократило возможности ведения традиционных видов хозяйственной деятельности малочисленных народов Севера и нарушило традиционный уклад их жизни. Из традиционного хозяйственного

оборота изъяты значительные площади оленьих пастбищ и охотничьих угодий. Часть используемых прежде для традиционных промыслов рек и водоемов в связи с экологическими проблемами потеряли своё рыбохозяйственное значение.

Некоторый ряд (рисунок 2.6) сельских населенных пунктов входит в состав муниципальных районов территориальных образований и находится в зоне централизованного электроснабжения. Большая часть сельских поселений северных районов (рисунок 2.6) принадлежит территориям децентрализованного электроснабжения (глава 1).

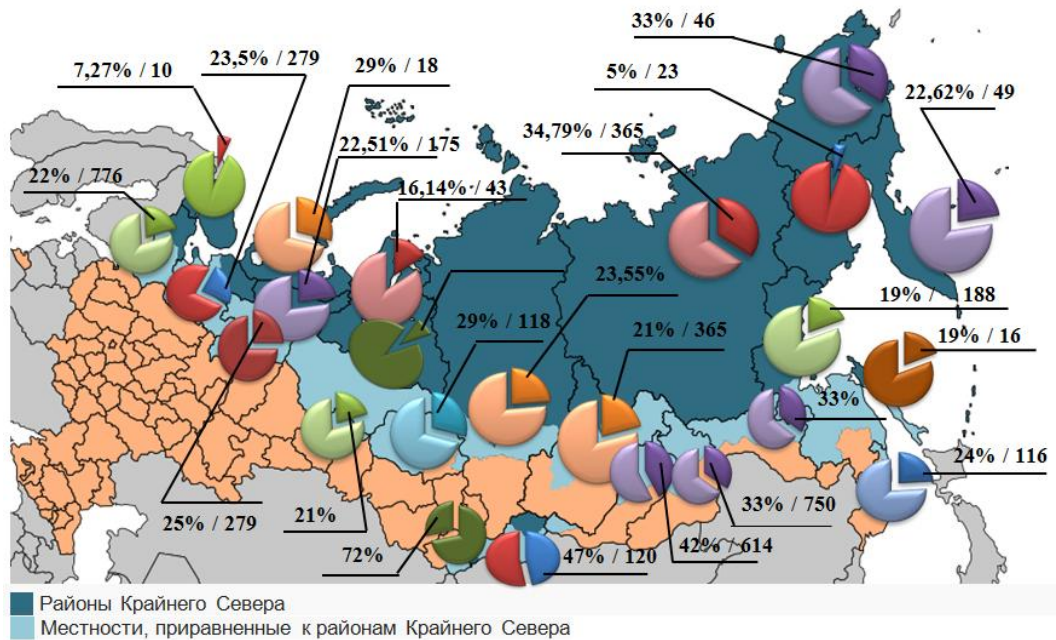


Рисунок 2.6 Доля сельского населения (%) / количество сельских поселений области, республики, края территорий Севера, Крайнего Севера и приравненных к ним.

Потребители промысловых и добывающих отраслей хозяйства характеризуются относительно стабильным графиком нагрузки, а объекты животноводства и население характеризуются крайне не стабильным графиком нагрузки.

В группе объектов животноводства в основном преобладают хозяйства, которые в зависимости от времени года находятся на весенних, летних, осенних или зимних пастбищах. В соответствии с такими перемещениями меняются местоположение потребителей энергии, состав электрических нагрузок и их мощность. В летнее время обслуживание отгонного животноводства носит кочевой характер. Энергия расходуется на обогрев и освещение жилищ животноводов, подогрев воды, пищеприготовление и ночное освещение открытых стоянок скота. В холодные периоды все поголовье скота перегоняется на зимние пастбища. В общей структуре энергопотребления в это время преобладают тепловые нагрузки - производственное и бытовое отопление помещений и подогрев воды. Из групп рассредоточенного сельскохозяйственного производства наиболее энергоемкими потребителями являются малые населенные объекты.

В некоторых регионах децентрализованных территорий пики нагрузки приходятся не на зимнее время, как в большинстве регионов, а на осень или лето. Это может быть связано с заготовкой дикоросов, леса, рыбы и прочего. Локальные особенности могут оказать серьезное влияние на выбор схемы электроснабжения и требуют детального и местного изучения.

Таким образом, взаимосвязанность факторов численности населения, сектора экономики, продолжительности светового дня, температуры воздуха оказывают непосредственное влияние на характеристику энергетической эффективности автономных систем электроснабжения северных территорий.

Отдельного рассмотрения требуют сами автономные системы электроснабжения, функционирующие на рассматриваемых территориях. Условие изоляции как «инфраструктурной изоляции территории, на которой расположен объект энергоснабжения» подразумевает под автономностью - «энергоснабжение объекта только от собственного источника энергии». Строительство стационарной ДЭС включает в себя множество факторов, таких как создание бытовых вспомогательных помещений, оборудование мест для ремонта и профилактики ДГУ и прочее. Для функционирования ДЭС необходимы определенные условия доставки и хранения топлива, что в конечном итоге приводит к повышению эксплуатационных затрат. Необходимость в увеличении экстренных запасов топлива уже сегодня во многих децентрализованных зонах севера показывает проблему недостатка помещений и оборудования для его хранения. Показатели ДЭС являются характерными в зонах децентрализованного электроснабжения.

Для изолированных систем электроснабжения присущ факт низкой или отсутствующей квалификации производственного персонала и руководящих кадров энергетических комплексов. Как следствие наблюдается усиление нарушений стабильной эксплуатации объектов энергетики, неэффективное использование ТЭР, снижение производительности локального энергетического объекта. И в последствии несвоевременное или неполное принятие мер по обеспечению ЭНБ, их не оптимальность и некачественная реализация.

В децентрализованных районах северных регионов вследствие низкой надежности производственных систем и оборудования остро проявляются и техногенные угрозы.

Как экономическая угроза сильное проявление в таких регионах имеет слабость энерго-транспортных (межрайонных) связей при значительной несбалансированности региона по отдельным энергоносителям. Это объясняет районные дефициты ТЭР при наличии излишков в других районах территориальных образований, обоснованное их разбросанностью и значительной удаленностью друг от друга, присутствием слабости хозяйственных связей, недопоставкой ресурсов, либо нарушением сроков поставки в большей части вследствие влияющих факторов суровых климатических условий.

Для удаленных районов, в которые доставка может осуществляться лишь морским путем и по воздуху, цифра стоимости топлива в себестоимости электроэнергии многократно возрастает. Здесь к характерным факторам децентрализованной энергетики в первую очередь можно отнести: зависимость от действий топливных монополистов; зависимость от неразвитой службы технической поддержки и поставок запчастей. Специфика обеспечения ДЭС горюче-смазочными материалами в условиях изолированности накладывается на особенности функционирования объектов энергетического хозяйства северных территорий.

Слабость механизмов реализации энергосберегающей политики в энергоизолированных районах, требующая высокой государственной и региональной поддержки, усиливает неэффективность использования ТЭР и не вовлеченность местных энергоресурсов, напряженность и дефицитность энергобалансов, невозможность поддержания достаточных запасов топлива.

Таким образом, проявление политических и экономических угроз в децентрализованных зонах сопровождается критической зависимостью ТЭР от условий их транспортировки, возможности ограничений, неприемлемых тарифов. И как следствие – нарушение нормальной работы энергетических установок, опасность возникновения продолжительных простоев. Растянутость (либо отсутствие) межрегиональных коммуникаций, значительная удаленность от более населенных и развитых территорий в данной ситуации усиливает угрозу в обеспечении ЭНБ.

В соответствии с выделенными факторами, специфичными для рассматриваемых территорий, представлено их влияние на проявление угроз (рисунок 2.7).

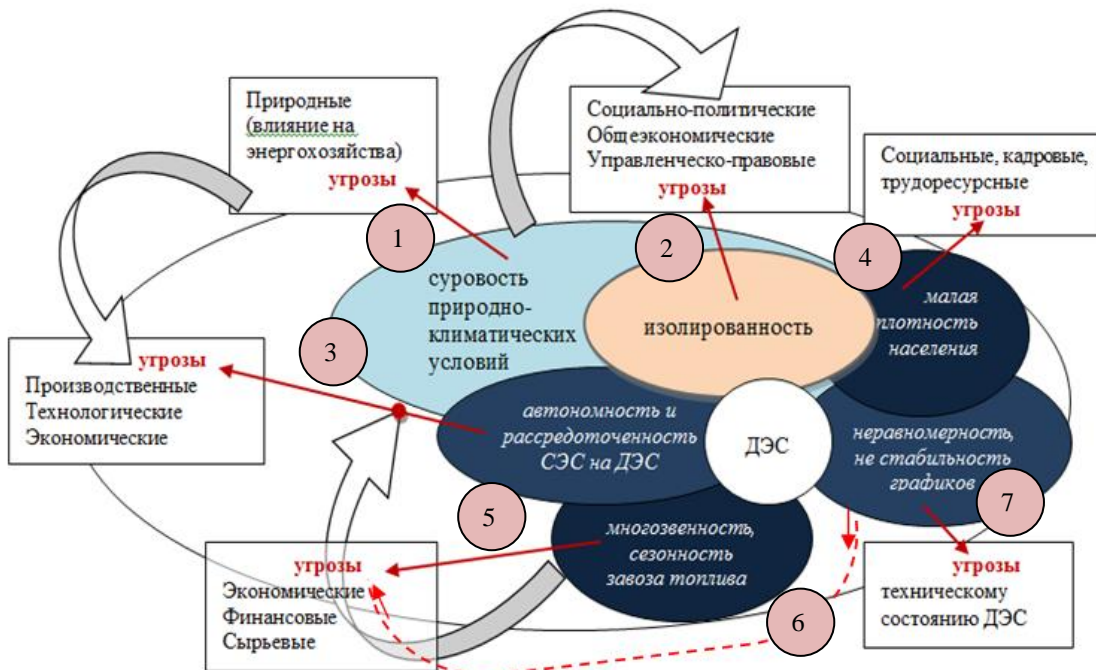


Рисунок 2.7 Соотношение условий существования автономных систем децентрализованных зон и проявляющихся угроз

Итоговая структуризация максимально присущих угроз различного характера и главные последствия этих угроз для энергетической безопасности децентрализованных районов северных регионов приведены на схеме рисунка 2.8.

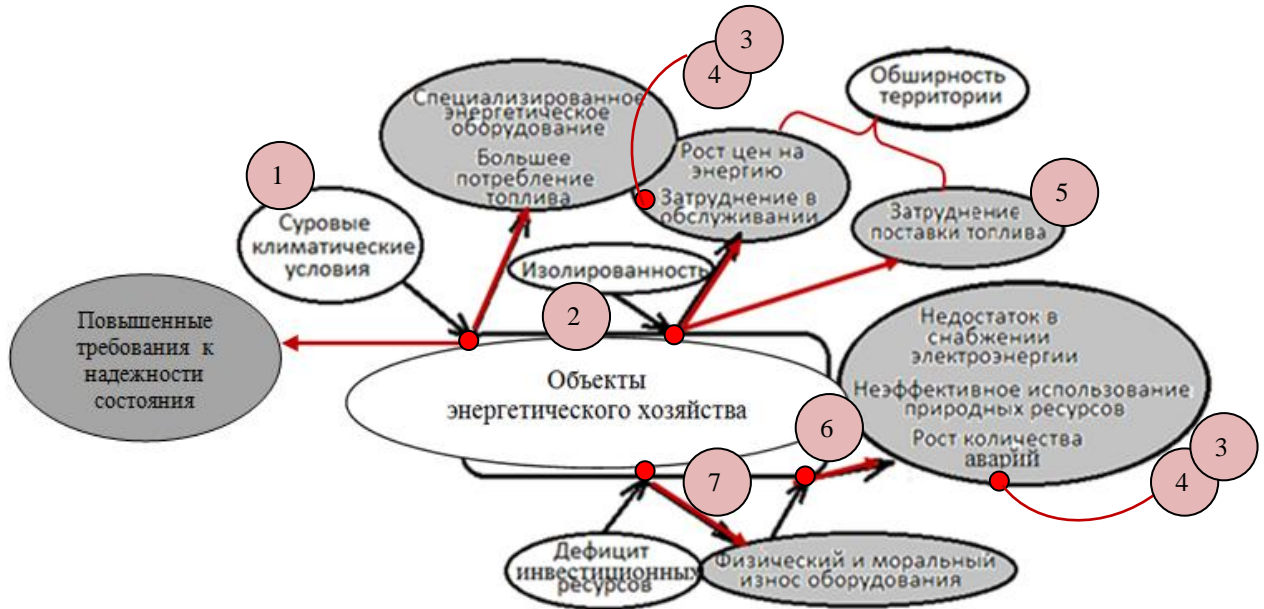


Рисунок 2.8 Схема максимально проявляющихся угроз в северных децентрализованных районах

Здесь находит место понятие рисков (мерой опасности) [215], как степень опасности возникновения и влияния угроз; как сочетание вероятности и последствий наступления неблагоприятных событий, выражаемых тяжестью проявления присущих угроз, уже обусловленных инфраструктурной изоляцией, сложностью климатических условий, высокой уязвимостью при ухудшении экономических условий, как вызов к изменению ситуации и сигнализированию о требуемых вмешательствах и т.д.

В децентрализованных энергозонах территорий Севера и Арктических зон всегда будут реализовываться риски в силу отмеченных факторов и условий их существования и функционирования. В этом случае, можно говорить, что степень рисков даже в системе благоприятных значений индикаторов хоть и незначительна, но будет иметь место, так как исследуемые энергозоны с указанными специфическими особенностями существования не имеют должной способности «сопротивляться» воздействиям угроз, например, природного или территориального характера, которые априори будут иметь воздействие. Такое состояние примем за условно безопасное для децентрализованных зон, так как нахождение их в существующих условиях неизбежно.

Сочетание территориальных факторов (специфических особенностей географического положения децентрализованных зон северных районов) и ситуативных факторов автономной энергетики формирует структурную основу для модели меры локальной опасности - рисков снижения безопасного уровня ЭНБ исследуемых территорий. Это ясно наблюдается в разработанной схеме (рисунка 2.9).

Каждое проявление риска, или сочетание нескольких по своему уровню опасности относительно угроз ЭНБ, уязвимости благополучного состояния децентрализованной энергозоны требует индивидуального рассмотрения в индикаторах оценки с учетом специфики территории.

Обозначение, фиксация и отслеживание ситуаций, ведущих к проявлению риска возникновения угрозы, ложится в основу задачи обеспечения ЭНБ, как мониторинга факторов поведения социально-экономических эффектов и экологических ориентиров, определяющих качество жизни населения в ограниченных комфортных условиях. То есть система обеспечения ЭНБ децентрализованных энергозон Северных территорий и Арктических зон должна работать по предупредительному принципу – уменьшение и сведение угрозы, кризисного фактора к хорошо определенным рискам, для четкого представления действий и механизмов их недопуска. Система должна отслеживать вероятность изменения (отклонения) индикаторов от предполагаемого допустимого значения, предполагать идентификацию, оценку и устранение или снижение риска. Соответственно, такая система должна быть нацелена на изучение риска для оценки факторов опасности угроз. Так как значения текущих индикаторов $I_{\text{тек}}$, которые, к примеру, характеризуют уровень ЭНБ, как отличный от условно безопасного $I_{\text{без}}$, фиксируются уже при некотором воздействии угроз, то риск их воздействия определяется вероятностью нарушений и негативных ситуаций, повлекших за собой изменения в худшую сторону. При этом при определенных незначительных изменениях $\delta_{\text{порог}}$, можно считать, что уровень ЭНБ не вышел за пределы допустимой области безопасности исходя из экономических и социальных причин (рисунки 2.10), что показывает относительную невосприимчивость объекта ЭНБ к данному риску. Соответственно индикаторы, оценивающие проявление угроз данной ситуации являются незначимыми для состояния ЭНБ данного объекта или территории на конкретный период времени. В данном случае теоретически не имеют смысла процессы принятия мер, но относительно децентрализованных энергозон Севера в экстремальных условиях ситуация принимается на контрольный уровень в силу специфики сложившихся условий. Приемлемый (допустимый) риск (принцип ALARA - «настолько низко, насколько это достижимо в пределах разумного») сочетает в себе технические, социальные и экономические аспекты, требующие совместного рассмотрения. Для децентрализованных зон принцип ALARA реализуется до уровня условной вероятности. Если значение индикатора переходит за пороговое значение, вследствие определен-

ного риска R_i воздействия или степени его интенсивности, то будет констатироваться нарушение бесперебойного энергоснабжения, снижения уровня ЭНБ до экстремального состояния.

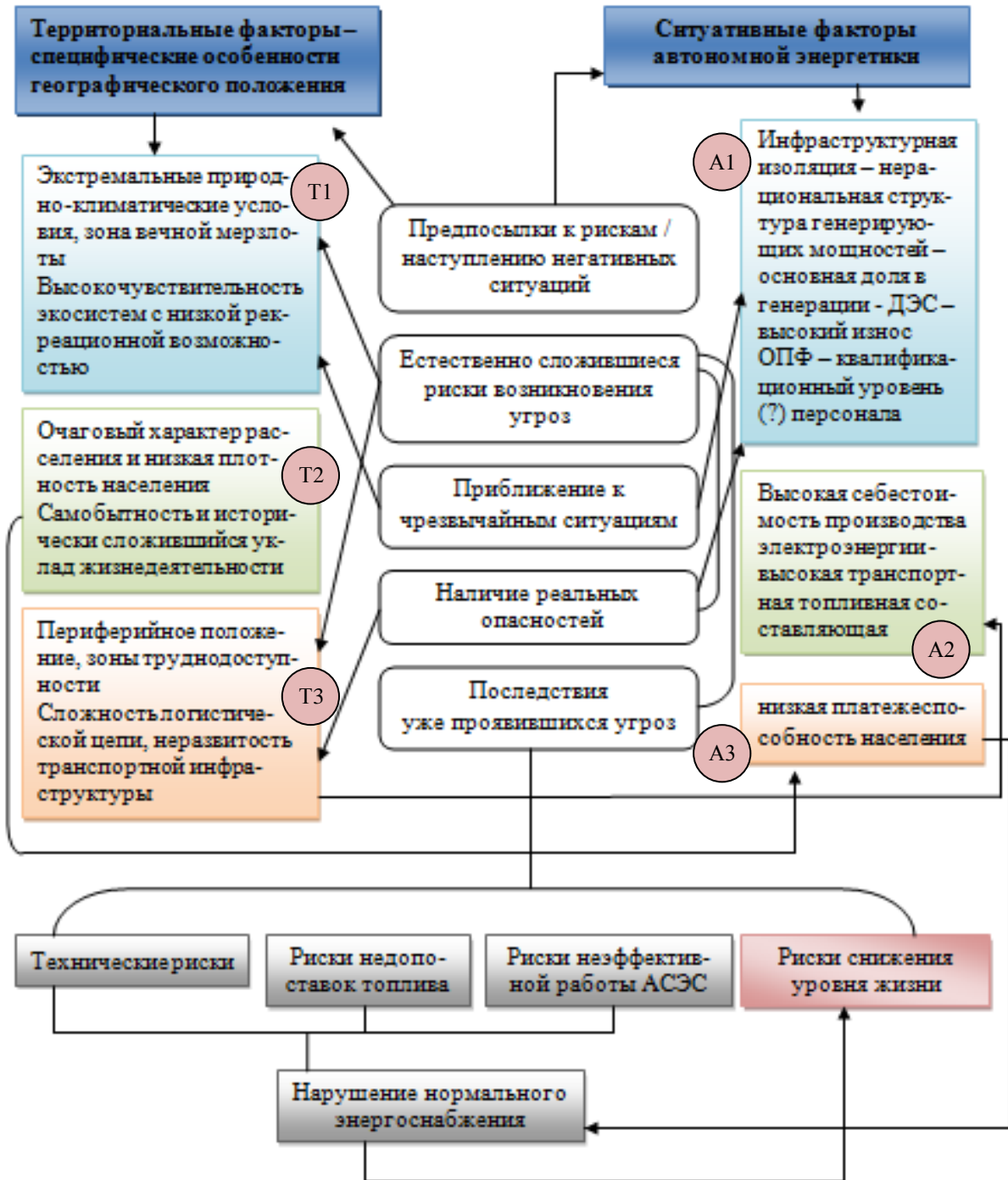


Рисунок 2.9 Локальные предпосылки проявления риска возникновения угроз ЭНБ децентрализованных энергозон Севера и Арктических зон

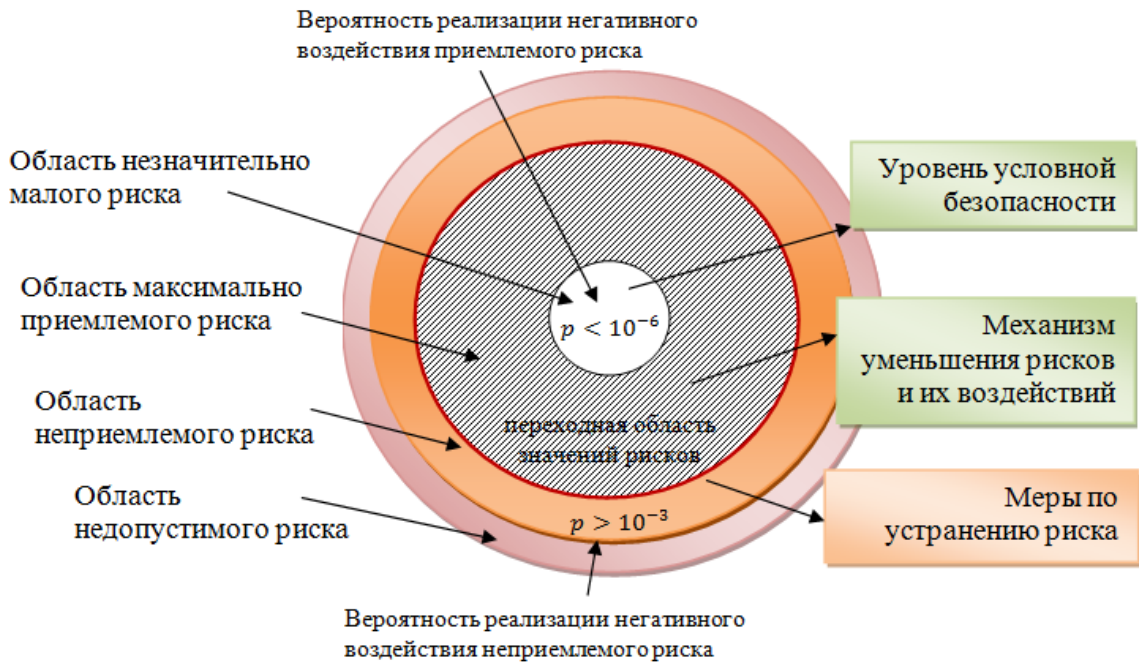


Рисунок 2.10 Уровни областей классификации рисков

Механизм снижения опасности до приемлемого низкого уровня на текущий период времени должен достигаться через разумное сочетание социально-экономических, экологических, технологических аспектов, связанных с безопасностью. Во многих странах (Нидерланды, Япония, Канада, страны ЕС и др.) введены в практическую деятельность нормы величин рисков по вероятности реализации негативных последствий. Так, вероятность негативного последствия приемлемого риска не должна превышать значения 10^{-6} . Как показали данные ряда информационных ресурсов показатели России по реализовавшимся локальным рискам, значительно выше, чем уровни неприемлемых рисков в промышленно развитых странах [96, 97].

Таким образом, под восприимчивостью или «достижимостью уязвленного состояния» ЭНБ ($V_{ЭНБ}$) к риску воздействия угрозы (2.1) можно понимать условную вероятность превышения индикативных значений определенных значений.

$$V_{ЭНБ} = P(\|I_{тек} - I_{без}\| > \delta_{порог} | R_i) \quad (2.1)$$

Сочетание степени восприимчивости к воздействию угроз и наступление определенного уровня уязвленности обозначим как «угнетенность». «Угнетенным» состоянием децентрализованной энергозоны в отношении ЭНБ будем считать – снижение показателей и способностей, характеризующих обеспеченность в комфортных условиях жизни населения и функционирова-

ния объектов энергетики, с определенной степенью уязвленности защиты уровня ЭНБ, связанной с негативными событиями (интенсивность рисков, тяжести последствий).

Для наглядного представления схемы приоритета угроз, определяющих значимость индикаторов вследствие высокой вероятности появления чрезвычайных ситуаций, ущербов, катастроф, можно сформировать следующую цепочку, представленную на рисунке 2.11



Рисунок 2.11 Схема взаимосвязи вероятности воздействия риска с уровнем «угнетенности» территории относительно угроз ЭНБ

На основании предложенной схемы, классифицируем риски воздействий на степень восприимчивости ЭНБ для децентрализованных зон по трем классам. Алгоритм основан на теории анализа и управления риском, представляющей собой теорию принятия решений в условиях вероятной неопределенности и придерживается концепции приемлемости риска [96, 97, 169].

Предварительно децентрализованные территории DT_i подвергаются кластеризации по проявлению интенсивности факторов предпосылок к рискам (территориально-географические, ситуативные для автономности). Допустим, для территории определены R_i риски, ($i = 1 \div n$).

Например, по схеме (рисунок 2.11.) ярко выраженными факторами (источниками риска) возможных рисков для энергетических объектов децентрализованных энергозон, являются:

- риски несвоевременной (задержки) поставки топливных ресурсов: сбои в логистических операциях, нарушения доступности транспортной инфраструктуры;
- риски технические: техническое несовершенство оборудования, деградация оборудования ОПФ, нарушения требований эксплуатации низко квалифицированным персоналом;
- риски неэффективной работы АСЭС: повышенное потребление топливных энергоресурсов, разнотипность оборудования, несвоевременность обслуживания при ограниченной доступности территориальной инфраструктуры.

Для построения матрицы рисков применяют бальную оценку вероятности возникновения риска и тяжести последствий, что упрощает задачу при отсутствии соответствующей статистической информации. Вектор вероятности проявления каждого риска на определенной территории или в кластере будет иметь вид (2.2):

$$H_{DTi} = (P_j(R_1)P_j(R_2)P_j(R_3) \dots P_j(R_n)) \quad (2.2)$$

Классы вероятности возникновения риска определим используя градацию баллов с большим шагом и описаний с учетом специфики для автономных систем электроснабжения, распознающей только жесткие границы своего состояния в сложившихся условиях. Весовые коэффициенты могут быть отклонены от значений представленной таблицы на основе опросов экспертов или присутствия данных корректной статистики.

Таблица 2.1. Классификация вероятности возникновения рисков

P_j	Весовой коэффициент	Описание	Обоснованность проявления риска
$P_1(R_i)$	5баллов	Абсолютно точно с высокой вероятностью	Выраженные территориально-географические, природные, технологические, социально-экономические факторы
$P_2(R_i)$	3балла	Реально с ожиданием случайного негативного события	Выраженные территориально-географические, природные и ситуативные факторы автономности
$P_3(R_i)$	1балл	Маловероятно, но допустимо при сформировавшихся условиях	Выраженные территориально-географические, природные факторы

При анализе рисков используем уровни последствий, характерные условиям децентрализации, и связанные с ними описания. Класс категории последствий по степени «разрушения» и достижимости уровня восприимчивости и уязвленности ЭНБ для конкретной территории DT_i в условиях автономности, изолированности, суровости климата.

Таблица 2.2. Классификация тяжести последствий рисков

Весовой коэффициент класса		Последствия к уровню «угнетенности»	Соответствие уровню риска
P_1	5баллов	Высокие / чрезвычайное состояние	Недопустимый с переходом к чрезвычайному состоянию, ведущий к серьезной угрозе ЭНБ / ее составляющим или полному срыву деятельности (требует снижения степени воздействия для дальнейшего существования и функционирования DT_i)
P_2	3балла	Пограничные / депрессивное состояние	Неприемлемый в условиях автономности, с потерей части функций, вызываемый значительные изменения (требует оценки мер по снижению степени воздействий)
P_3	1балл	Слабые / условное безопасное текущее состояние	Допустимый / терпимый без последствий, как предпосылка к возможности проявления (требует осуществления непрерывного контроля ситуации и при отсутствующих и при слабых симптомах появления опасности)

Тогда матрица достижимости уровня «угнетенности» децентрализованной энергозоны (размерности n (количества определенных рисков) \times 3 (количеству обозначенных классов P_i) к представленным рискам ЭНБ будет иметь вид (2.3): по столбцам соответствие классам P_k , по строкам - классам воздействий к рискам R_i

$$B_{DTi} = \begin{pmatrix} P_{jk1} & P_{j(k-1)1} & P_{j(k-2)1} \\ \dots & \dots & \dots \\ P_{jkn} & P_{j(k-1)n} & P_{j(k-2)n} \end{pmatrix}, \quad (2.3)$$

где P_{jki} , при $i = 1 \div n$ – количество рисков в перечне; j – соответствие принятой в каждом случае для каждого риска его вероятности на данной территории, то есть при возникновении определенного риска R_i существует вероятность $P_j(R_i)$ (в баллах) появления последствия P_k для определенной децентрализованной энергозоны.

Произведение значения соответствующей вероятности возникновения риска из вектор-строки H_{DTi} на соответствующую строку вероятности появления степени последствий из B_{DTi} для определенного риска, позволит получить наглядную схему-интерпретацию (таблица 2.3)

самого уязвимого места в ЭНБ через характеристику определенного риска, который может проявиться для территории с самыми тяжелыми последствиями. Показывает высший приоритет риска (коэффициент критичности), то есть отражает наиболее потенциально опасный риск с учетом поражающих факторов для территории по сравнению с другими, представляет ранг рисков, что позволит заранее принять меры по их предотвращению.

Таблица 2.3. Матрица определения степени «критичности» риска для заданной территории

<i>Соответствие вероятности возникновения риска</i>	Π_3	Π_2	Π_1
	<i>Соответствие степени последствия</i>		
$P(R_1)$	$P_{jk1} \cdot P_j(R_1)$	$P_{j(k-1)1} \cdot P_j(R_1)$	$P_{j(k-2)1} \cdot P_j(R_1)$
...
$P(R_n)$	$P_{jkn} \cdot P_j(R_n)$	$P_{j(k-1)n} \cdot P_j(R_n)$	$P_{j(k-2)n} \cdot P_j(R_n)$

Вероятность перехода децентрализованной энергозоны из одного состояния в другое предварительно позволяет определить теория Марковских цепей (основное понятие теории - состояние и переход системы из одного состояния в другое) для формирования общей картины сложившейся в энергозоне ситуации. Наступление или ненаступление событий – характерных состояний, зависит только от явлений, наблюдаемых в течение времени от момента t_0 до момента t_1 . Будем считать, что это время фиксированного изменения значений индикаторов в заданной градации при мониторингования состояния ЭНБ децентрализованной энергозоны. Примем условия применения теории Марковских случайных процессов:

- экспоненциальность потока событий (например, область приемлемого риска (ОПР) в концепции показывает экспоненциальную зависимость технического или инфраструктурного риска и социально-экономического рисков, рисунок 2.12);
- переход из состояния в состояние занимает конечный интервал времени;
- интенсивность переходов не зависит от момента его начала;
- сумма вероятностей нахождения в различных состояниях в любой момент времени равна единице.

Представим граф принятых ранее, наиболее вероятных состояний децентрализованной зоны в отношении обеспеченности ЭНБ:

S_0 – начальное состояние;

$S_{б/тек}$ – условное безопасное текущее состояние по принципу ALARA в сложившихся условиях существования;

$S_{дс}$ – депрессивное граничное состояние в условиях автономности;

$S_{чр}$ – чрезвычайное состояние.

Для составления графа приняты следующие условия:

- число состояний децентрализованной энергозоны конечно;
- состояния несовместны между собой в силу жестких ограничений в автономности;
- переход из состояния в состояние осуществляется за конечный промежуток времени и характеризуется вероятностью p_{ij} .

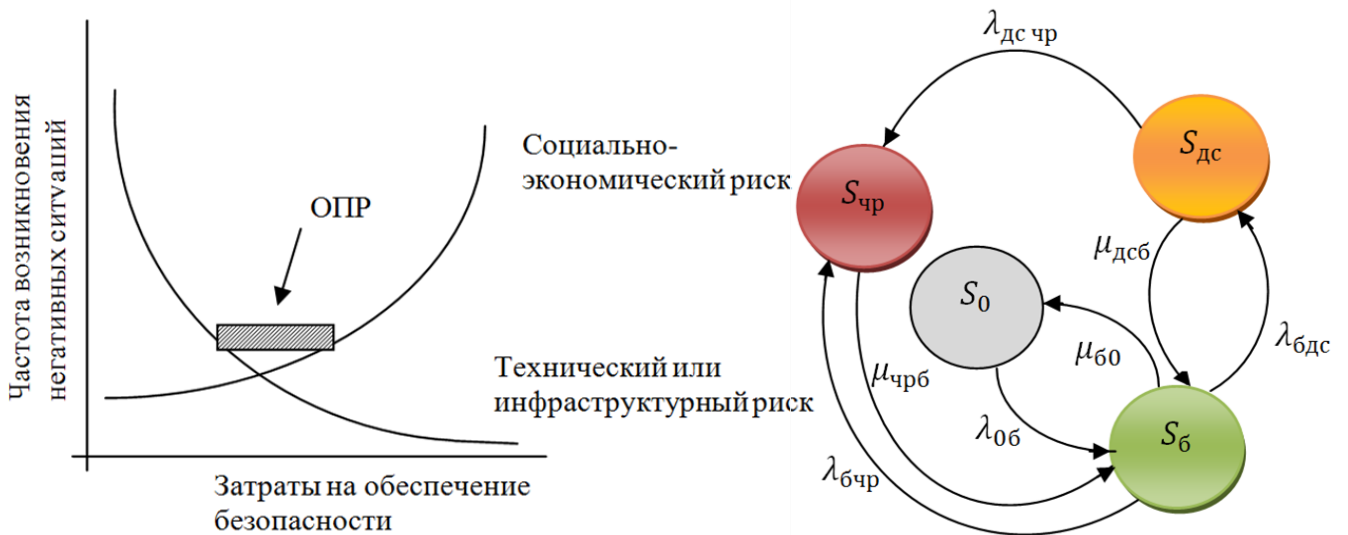


Рисунок 2.12 Граф состояния децентрализованной энергозоны в уровне ЭНБ
(λ - интенсивность переходов к ухудшению состояния, μ - интенсивность переходов к улучшению состояния)

Схема приоритета риска проявится в данном графе по вероятному потенциалу перехода из одного состояния в другое. Сама интенсивность переходов, как переломов в ухудшении или улучшении обеспечения ЭНБ, может быть рассчитана по тщательно обоснованным статистическим данным различных значений индикаторов определенного периода.

Граф-модель, представленная на рисунке 2.12, состояния децентрализованной энергозоны позволяет определить вероятность ее нахождения в условном безопасном текущем состоянии на основе решения системы дифференциальных уравнений Колмогорова, сформированных на основе графа.

Если на основе статистических данных задать интенсивность переходов (частоту изменения индикаторов), то можно получить вероятность нахождения децентрализованной зоны в выделенных состояниях и наблюдать скорость улучшения или ухудшения ситуации по ЭНБ во времени.

Система дифференциальных уравнений Колмогорова (2.4) для рассматриваемой модели имеет вид:

$$\begin{aligned}\frac{dp_0(t)}{dt} &= -\lambda_{06}p_0(t) + \mu_{60}p_6(t) \\ \frac{dp_6(t)}{dt} &= -(\lambda_{6дс} + \lambda_{6чр} + \mu_{60})p_6(t) + \mu_{дс6}p_д(t) + \lambda_{06}p_0(t) + \mu_{чр6}p_чр(t) \\ \frac{dp_{дс}(t)}{dt} &= -(\lambda_{дсчр} + \mu_{дс6})p_{дс}(t) + \lambda_{6дс}p_6(t) \\ \frac{dp_{чр}(t)}{dt} &= -\mu_{чр6}p_{чр}(t) + \lambda_{дсчр}p_{дс}(t) + \lambda_{6чр}p_6(t)\end{aligned}\quad (2.4)$$

Решение системы с помощью стандартных процедур в типовых прикладных программах с начальным условием $p_{(t=\tau)} = [0 \ 1 \ 0 \ 0]$, относительно точки τ начала мониторинга состояния, позволит представить графическую интерпретацию нахождения децентрализованной зоны в условно безопасном состоянии с быстрым или затухающим изменением во времени при заданной исходной информации.

2.2.2 Определение энергетической безопасности децентрализованных территорий и перечень индикативных показателей ее оценки

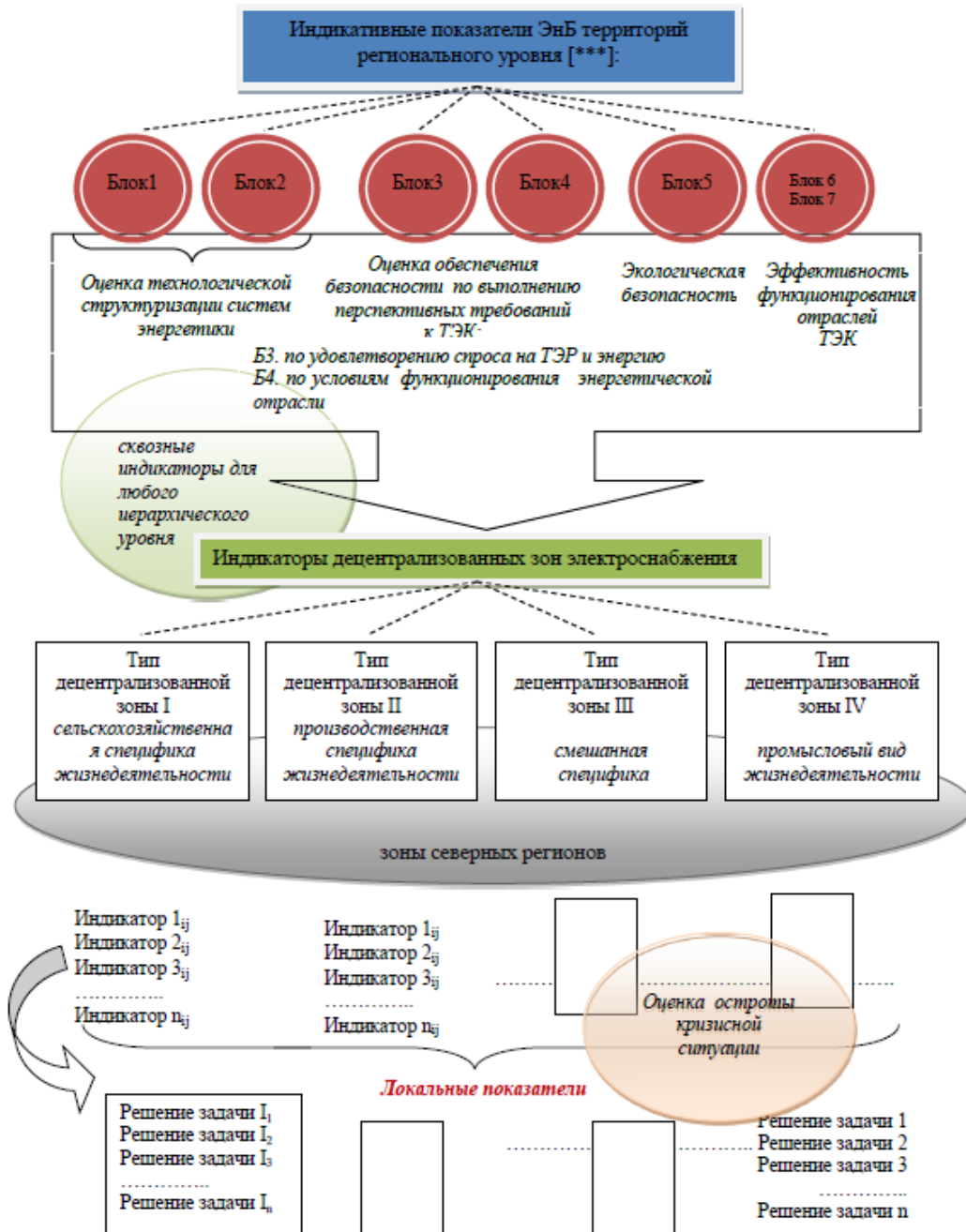
Если рассматривать трактовку энергетической безопасности децентрализованных районов обобщенно, то на основе разных исследований можно принять предположение о ее представлении как модели энергообеспечения, предполагающей долгосрочную перспективу подачи электроэнергии, топлива и необходимых ресурсов для функционирования автономных систем электроснабжения.

В концептуальных положениях Доктрины Энергетической безопасности России, утвержденной в 2012 году указом Президента РФ, региональная энергетическая безопасность – комплексная характеристика состояния энергообеспечения потребителей на территории субъекта или ФО РФ, определяемая ТЭБ региона (за счет собственных, включая потенциал энергосбережения, и гарантированных внешних энергопоставок) и самодостаточностью энергетического обеспечения в аварийных ситуациях. Здесь же локальная (индивидуальная) энергетическая безопасность определена как состояние надежного энергообеспечения и функционирования жизненно важных функций отдельного объекта (военного, государственного, социального) и субъекта (человека), а также отсутствие угроз от его деятельности для других субъектов и объектов.

Таким образом, учитывая модели определений и представленных схем угроз, сформируем обобщенное определение ЭНБ для децентрализованных зон территорий Севера и Крайнего Севера – это состояние защищенности энергозон от внешних и внутренних угроз, обусловленных изолированностью и удаленностью территории от централизованных источников энергоснабжения, позволяющее обеспечить диверсифицированность топливно-энергетического комплекса и благоприятные условия для функционирования и энергетической самодостаточности объектов локальной энергетики, отвечающее современным требованиям качества электроэнергии с учетом суровых климатических условий и не допускающее наступления чрезвычайной ситуации при нарушении энергоснабжения. И все же основным направлением определения ЭНБ для изолированных зон северных территорий можем принять не допускание ситуаций опасных и значительно увеличивающих риски для жизни людей и окружающей среды.

Учитывая специфику потребителей децентрализованных зон северных регионов и концепцию развития [281] преобладающей части таких потребителей, под устойчивым развитием исследуемых зон можно понимать стабильное развитие малых изолированных поселений, обеспечивающее выполнение им народнохозяйственных функций: производство сельскохозяйственного сырья и услуг, общественных благ; сохранение сельского и промыслового образа жизни, самобытной культуры; сохранение исторически освоенных ландшафтов; рост уровня и улучшение качества жизни населения, поддержание экологической безопасности.

Перечень отдельных индикаторов, характерных для любых территориальных уровней (федеральный, региональный, локальный), имеют единую структуру и включают в себя обобщающие показатели (в частности статистические). Рассмотрение индикаторов оценки ЭНБ на региональном уровне в разрезе децентрализованных территорий должно конкретизироваться на местном уровне с обозначением локальных индикаторов со специфичностью для каждого региона (его территориальных кластеров) (рисунок 2.13). Исследование таких объектов целесообразно проводить внутри каждого дифференцированного распределения территорий децентрализованных зон Севера, что предъявляет к отбору индикаторов ряд дополнительных требований.



*** - методологические подходы исследований А.А.Куклина, А.Л.Мызина, Богатырева Л.Л., Пыхова, П.А., Мезенцева П.Е., Литвинов В.Г. и др. [290].

Рисунок 2.13 Система индикативных показателей в оценке региональной ЭНБ типовых групп децентрализованных зон (где в индикаторе n_{ij} , $i = 1,4$ (k) – соответствие оценке определенного типа децентрализованной зоны (преобладающего производства); $j = 1,n$ – соответствие поставленной территориальной задачи I_n)

Методика исследования ЭНБ представлена широким кругом научных трудов. Но анализ существующих методик оценки ЭНБ регионов подтвердил необходимость в дополнительной

проработке вопроса и в отличных методических подходах диагностирования ЭНБ территориальных образований.

Рассмотрим некоторые проявления факторов, которые в дальнейшем дадут пояснение к пересмотру и формированию состава индикаторов, основанные на существовании [333] следующих системных проблем в децентрализованном секторе энергетики:

- необходимость содержания увеличенного резерва мощности и использования значительного количества дизельных электростанций, работающих на дорогом привозном топливе.
- доставка топлива для дизельных и мазутных электростанций характеризуется сложной логистикой и высокой стоимостью, в том числе из-за сезонных ограничений сроков завоза; необходимость досрочного завоза топлива;
- значительная часть оборудования котельных и электростанций введена в строй более 30-40 лет назад и выработала свой ресурс;
- большая протяженность воздушных линий электропередачи напряжением кВ и ниже. Сетевые ограничения не позволяют обеспечить надежное электроснабжение потребителей, а также приводят к эффекту «запирания» генерирующих мощностей. Строительство ЛЭП в отдаленные районы неэффективно;
- распределительные электрические сети 0,4-0,6 кВт имеют степень изношенности до 80% и значительные объемы потерь, низкую пропускную токовую способность и практически на всех территориях не соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013;
- эксплуатация энергооборудования осуществляется в сложных климатических условиях с колебанием температур от -50° до $+35^{\circ}$, что ведет к ускоренному износу и дополнительным затратам на ремонт и восстановление.

Существует достаточный перечень специфических показателей и доводов, которые могут влиять и влияют на состояние ЭНБ рассматриваемых территорий и соответственно определяют характерный перечень индикативных показателей.

Если рассматривать некоторые явно выраженные направления сформулированного определения ЭНБ децентрализованных зон электроснабжения, то складывается несколько специфичная картина в некоторых компонентах блоков и самих индикативных показателях:

- высокая социальность факторов уровня обеспечения жизни и экономики изолированных потребителей

Данный фактор определяется существованием отраслей сельского хозяйства, в которых занято все коренное население Севера. При этом отдельные виды промыслов охватывают огромные территории. Например, оленеводство [273]: олени пастбища занимают на планете $\frac{1}{4}$ всей суши; в мире насчитывается 6,5 млн. оленей, 60 % из них – домашние; в России олени пастбища составляют более 300 млн. га или 20% всей площади страны. Это

доказывает, что сохранение и развитие хозяйств таких микропоселений, в том числе кочующих, играет большую роль для сохранения традиционного образа жизни коренных малочисленных народов Севера и поддерживает остальные промыслы северных народов, жизнь которых связана только с самобытной культурой.

- особенности обеспечения топливными ресурсами

С точки зрения ЭНБ северных регионов влияющими факторами могут быть наличие или отсутствие месторождений топливно-энергетических ресурсов, степень освоенности этих месторождений, надежность поставок топливно-энергетических ресурсов на ДЭС и котельные, развитие в регионе возобновляемой энергетики, потребности в энергоресурсах потребителей региона и др. Обобщенный фактор обеспечения ЭНБ подразумевает как диверсификацию путей поставок в регион топливно-энергетических ресурсов, так и поиск возможной диверсификации собственными источниками энергии (например, альтернативными энергоресурсами).

Исходя из сформулированного определения ЭНБ децентрализованных зон, здесь нужна оценка уточняющего уровня самообеспеченности энергоресурсами территорий децентрализованных районов с учетом местных ресурсов.

Современные данные по стоимости энергии, производимой от установок на базе ВИЭ показывают ее снижение в разы (благодаря «прогрессу в исследованиях и инвестициях» цены на возобновляемую энергию за последние 8 лет упали на 94% [93]), что дает основание рассматривать возобновляемую энергетику, как способную решать энергетические проблемы. Рассмотрение индикаторов энергетической безопасности северных регионов по показателям возобновляемых энергоресурсов должно сопровождаться их анализом. Данное направление потребует микроклиматического наблюдения, исследований, регистрации и анализа возобновляемых ресурсов, обработки их данных с целью выявления их уровня и оценки целесообразного участия (типовые структуры комбинированных систем, виды генерации и т.д.) в обеспечении требуемого уровня индикаторов ЭНБ децентрализованных районов.

- обусловленность изолированности и удаленности от централизованных энергозон

В силу автономности систем электроснабжения децентрализованных зон северных регионов, изолированных от централизованных систем, показатель доли собственных источников в балансе электроэнергии, характеризующий силу электрической связи между отдельными территориями, не требует рассмотрения и априори имеет известную 100% величину.

Приведенный в исследовании [290, 442] индикатор, характеризующий расширение возможностей перетоков электроэнергии из региона и в него в случае возникновения такой необходимости, к критерию оценки децентрализованных северных территорий не применим в силу специфики функционирования анклавных автономных систем электроснабжения построенных

на дизель-генераторах и не имеющих связи не только с энергетической системой, но и станциями района.

Индикатор обеспечения интеграционных связей между регионами не так сильно может проявляться внутри территориальных образований одного региона, в частности при оценке ЭНБ децентрализованных зон характерных северных регионов - Республики Саха (Якутия). Большая территориальная удаленность муниципальных образований децентрализованной зоны республики, малая плотность населения, малые объемы электрических нагрузок, вечная мерзлота не дают возможности обеспечить эффективную интеграционную связь и отклоняют ее к нецелесообразному решению повышения ЭНБ. Данный факт позволяет удалить из перечня соответствующий индикатор.

Например, децентрализованный сектор энергетики Дальневосточного федерального округа характеризуется отсутствием магистральных и межрегиональных электросетей, высокой степенью зависимости жизнеобеспечения населенных пунктов от локальных дизельных электростанций и досрочным сезонным снабжением топливом. В составе Энергетические системы «Востока» существуют изолированные энергосистемы и энергорайоны: Камчатская, Магаданская, Чукотская, Сахалинская энергосистемы, Центральный и Западный энергорайоны Республики Саха (Якутия), Николаевский район в Хабаровской энергосистеме.

- уязвленность энергетической самодостаточности

Оценка надежности топливо- и электроснабжения в определении состояния ЭНБ децентрализованных территорий в соответствии с ситуативными факторами автономной энергетики (рис. 2.6) в своей основе должен преимущественно отражать аспекты состояния дизельной генерации, как единственного источника энергии для изолированных потребителей. Это потребует дополнительного введения индикаторов, отражающих показатели ДЭС.

Учитывая суровые климатические условия северных территорий прецеденты риска отсутствия генерирующих мощностей (при аварийном выходе из строя или ремонте существующего энергоисточника и профилактике генерирующего оборудования) вызывают угрозу жизни населения в энергоснабжаемых населенных пунктах. Данный фактор чрезвычайно важен в условиях децентрализованного электроснабжения и должен быть учтен в индикативной оценке структурной обеспеченности АСЭС.

- особенности экологической восприимчивости

Влияние дизельных электростанций, как преимущественных источников электроэнергии, на окружающую среду и жизнедеятельность населения во множестве технических и научных работ оценивается как «промежуточное» между минимальным влиянием газовых электростанций и максимальным влиянием бензиновых электростанций.

Но вместе с тем, высокая экологическая уязвимость и слабая восстанавливаемость (слабость иммунитета) природы северных территорий обосновывает повышение требований к экологической обстановке в пунктах размещения АСЭС, в частности на базе ДЭС и определяет значительность затрат на природоохранные мероприятия. В случае проявления технологических, производственных и социальных угроз - повышенного морального износа ДГУ, применения некачественного топлива и моторного масла или несвоевременного обслуживания и некачественной эксплуатации (например, отсутствие правильной организации выхлопного тракта, нерегулярная замена фильтров, неграмотно организованная система вентиляции и т.д.) ситуация приведет к значительному загрязнению атмосферы от отработанного топлива.

Необходимо отметить, что в блоке экологической составляющей ЭНБ, рассмотрению подлежат также гибридные или автономные установки, использующие возобновляемые источники. С точки зрения воздействия на окружающую среду, ВИЭ обладают принципиально иным спектром влияния [2, 15, 30, 77].

- слабость финансовой состоятельности

Если касаться финансово-экономического направления в оценке ЭНБ в анализе децентрализованных территорий, то здесь требуется большее уточнение в разрезе локальных типовых зон. В данном случае рассмотрение показателей через расчет [290] отношения кредиторской задолженности и сальдированной прибыли предприятий электроэнергетики и топливной промышленности к годовому производству их продукции возможно не во всех децентрализованных зонах северных территорий в силу специфики сформированных энергетических хозяйств с отсутствием или слабым развитием на данных территориях указанных предприятий. Тем не менее, преобладание в этих зонах потребителей с промысловой направленностью и граничной с нулем платежеспособностью формирует напряженное финансовое состояние АСЭС. Население, как правило, не способно оплачивать полную стоимость электроэнергии, и участвует в данном процессе только частично по минимальному принципу, большая же часть оплачивается из бюджета территориального образования. Здесь выявляется существенная особенность энергообеспечения всех АСЭС, которая затрагивает вопрос формирования дотаций на оплату потребленной населением электрической энергии.

Объективно низкая экономическая эффективность функционирования объектов энергетики в децентрализованном секторе обусловлена высокими тарифами и низкой платежеспособностью потребителей, которая требует сохранения значительного уровня перекрестного субсидирования и / или получения целевых государственных дотаций. Как следствие возникает невозможность включения затрат на модернизацию объектов энергетики в тарифы на электро- и теплоэнергию.

- ограниченность энергоэффективности

Оценка эффективности функционирования топливно-энергетического комплекса исследуемых территорий потребует детализации существующих исследований с учетом специфических угроз для отдельных зон децентрализованных территорий Севера в связи с отсутствием или низкой развитостью энергоемких отраслей промышленности на изолированных территориях. Показатели же удельного расхода топлива в динамике на производство энергии в каждом отдельном случае для АСЭС на базе ДЭС могут показать картину соотношения статистических данных технической реальности.

Все приведенные доводы подтверждают то, что целый ряд индикаторов, определенных существующими методиками, не могут характеризовать состояние децентрализованных зон электроснабжения. И в принципе не все показатели могут являться индикаторами, применимыми для районирования децентрализованных территорий, этому факту уделено отдельное внимание в определении перечня оцениваемых показателей исследуемых территорий.

Это позволило определить круг приоритетных направлений и индикаторов для исследований децентрализованных территорий северных регионов: сужение перечня существующих индикаторов и введение дополнительных. Совокупность сформированных систем (рисунок 2.7 – 2.9) по составу и структуре исследуемого явления объекта, факторов влияющих на формирование состояния объекта послужила основой для представления модели детализации отдельных локальных индикативных показателей (таблица 2.4) для типовых зон децентрализованного электроснабжения Северных регионов.

Таким образом, система индикаторов, обозначенных во множестве существующих исследований оценки уровня ЭНБ, может считаться сквозной для исследования децентрализованных территорий северных регионов с учетом присущих им особенностей и специфики, с учетом изменений схемы исключений (без показателей неприемлемых для сектора децентрализованного электроснабжения) и введенных индикаторов.

Таблица 2.4 Наложение условий децентрализации и территориальной расположенности на определение перечня индикаторов оценки ЭНБ децентрализованных зон Северных регионов

Наименование индикативных блоков и группы индикаторов	Значительность показателя для территории децентрализованной зоны	Существенность показателя для территорий северного региона	Определение приоритетности индикатора в исследовании
Б1. Блок обеспеченности электрической энергией потребителей децентрализованной зоны			
1.1. Душевое потребление электроэнергии в	Отдаленность потребителей от централи-	Обеспечение условий нормальной	Сохранен в перечне

коммунально-бытовом хозяйстве децентрализованной зоны [50, 290]	зованных систем электроснабжения на локальном уровне	жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях	
<i>1.2. Коэффициент обеспеченности электрической энергией</i>			<i>Введен в перечень</i>
<i>1.3. Типовые показатели индивидуального потребления электроэнергии по IV типу децентрализованной зоны</i>	Изолированность и очаговое размещение потребителей с хозяйственно-самобытным образом жизни народов Севера	Сохранение самобытной культуры Севера	<i>Введен в перечень</i>
1.4. Доля собственных источников в балансе электроэнергии	Определен по специфике автономности систем		Исключен из перечня
Б2. Блок ресурсной (топливно-энергетической) обеспеченности системы энергоснабжения децентрализованной зоны			
2.1.1. Доля собственных источников в балансе КПП, моторного и дизельного топлива, газа в децентрализованной зоне [290, 383, 438]	Степень самообеспеченности территории топливными ресурсами Риск нарушения электроснабжения потребителей удаленных от централизованных систем	Обеспечение надежных условий по своевременной доставке привозного топлива Риск нарушения условий нормальной жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях	Объединен в перечне <i>Уточнен в характеристике показателя</i>
<i>2.1.2. Коэффициент обеспеченности углем, газом, дизельным топливом и т.д.</i>			
2.2. Возможность обеспечения запасами нефти, угля, газа через разведку месторождений децентрализованной зоны [50, 290, 438]	Риск снижения самообеспеченности территории собственными топливными ресурсами	Повышение топливной составляющей в себестоимости электроэнергии при переходе к импортируемому энергоресурсу в условиях ценообразования энергетики севера.	Сохранен в перечне
2.3. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении топлива в децентрализованной зоне [290, 383, 438]	Степень перспективной самообеспеченности территории и восстановления топливными ресурсами Выявление альтернативных видов топливных ресурсов для функционирования АСЭС		Сохранен в перечне

2.4. Коэффициент обеспеченности возобновляемыми ресурсами децентрализованной зоны	Выявление альтернативных видов энергоресурсов для вовлечения в энергобаланс территории	Сохранение ресурсной базы для АСЭС за счет использования ВИЭ	<i>Введен в перечень</i>
2.5. Коэффициент привлекательности развития ВИЭ для децентрализованной зоны	Выявление степени предпосылок к развитию возобновляемых источников энергии на территории децентрализованной зоны	Повышение надежности электроснабжения потребителей в условиях Севера и изолированности; снижение затрат на устаревшее оборудование	<i>Введен в перечень</i>
2.6. Показатель истощения собственной топливной базы	Риск снижения самообеспеченности территории собственными топливными ресурсами	Повышение топливной составляющей в себестоимости электроэнергии при переходе к импортируемому энергоресурсу в условиях ценообразования энергетики севера.	<i>Введен в перечень</i>
2.7. Оценка текущих разведанных извлекаемых запасов топлива по отношению к его годовой добыче; оценка объемов бурения и финансирования геологоразведочных работ на топливо по отношению к уровню инвестирования топливной промышленности [290].	Данные показатели определяются в случае присутствия существенных объемов местных топливных ресурсов (индикатор 2.1. и согласуется с индикатором 2.6.) на территории децентрализованной энергозоны		Исключен из перечня
2.8. Уровень газификации территории			Исключен из перечня
Б3. Блок надежности топливо- и энергоснабжения децентрализованной зоны			
3.0. Доля установленной мощности генерирующих источников и их видовой ряд	Обеспеченность потребителей автономными источниками		<i>Введен в перечень</i>
3.1. Коэффициент структурной обеспеченности АСЭС децентрализованной зоны	Необходимость резерва генерации	Выполнение повышенных требований к надежности электроснабжения потребителей в условиях Севера и изолированности	<i>Введен в перечень</i>

3.3. Доля установленной мощности наиболее крупного агрегата ДЭС	Риск потери электро-снабжения изолированных потребителей	Риск нарушения условий жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях	Введен в перечень
3.4. Степень автоматизации и ДУ ДЭС децентрализованной зоны	Недостаточный уровень квалификации обслуживающего персонала	Обеспечение условий нормальной эксплуатации АСЭС	Введен в перечень
3.5. Характеристический показатель логистики поставок топлива в децентрализованную зону	Риск недопоставок топлива, формирование высокой стоимости топлива	Риск нарушения условий нормальной жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях	Введен в перечень
3.6. Синтетический индикативный показатель обеспеченности потребителей запасами КПТ, моторного и дизельного топлива в децентрализованной зоне [50, 290, 438]	Удаленность АСЭС от пунктов накопления топлива	Обеспеченность топливом на максимально продолжительный период	Сохранен в перечне
3.7. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания на территории децентрализованной зоны [383]		Обеспеченность дополнительным объемом топлива при достаточно продолжительной пиковой нагрузке потребителя	Сохранен в перечне
3.8. Доля установленной мощности наиболее крупной электростанции	Неучет индикативных показателей для децентрализованных территорий обусловлен спецификой автономных систем электро-снабжения	Исключен из перечня	
3.9. Доля наиболее крупной компании-производителя электроэнергии на рынке продаж электроэнергии на территории		Исключен из перечня	
3.10. Отношение располагаемой мощности электростанций территории к максимальной		Исключен из перечня	

электрической нагрузке потребителей			
Б4. Блок состояния ОПФ АСЭС децентрализованной зоны			
<i>4.1. Уровень унификации ДГУ на территории децентрализованной зоны</i>	Повышение эксплуатационных показателей надежности АСЭС изолированных потребителей	Повышение надежности электроснабжения потребителей в условиях Севера и изолированности	<i>Введен в перечень</i>
<p><i>4.2.1. Синтетический индикативный показатель степени износа ОПФ по АСЭС децентрализованной зоны</i></p> <p><i>Индикативный показатель степени износа ОПФ ДЭС децентрализованной зоны:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - степень износа сетевого оборудования; - степень износа распределительного оборудования и подстанций; - степень износа зданий ДЭС; - техническое состояние емкостей резервного парка для ДЭС. <p><i>4.2.2. Индикативный показатель степени износа и повреждений установок на базе ВИЭ децентрализованной зоны</i></p>	Надежность работы энергетического оборудования в условиях территориальной изолированности	Риск нарушения условий жизнедеятельности в экстремальных природно-климатических условиях	<i>Введены в перечень (уточнен применительно к генерирующим источникам энергии децентрализованных зон)</i>
4.3. Уровень инвестирования энергохозяйств децентрализованной зоны [290, 438]	Удаленность от централизованных систем электроснабжения на локальном уровне	Риск нарушения уровня работоспособного состояния ОПФ по АСЭС	Сохранен и уточнен в перечне
4.4. Объем ввода и реконструкции ОПФ энергохозяйств децентрализованной зоны по отношению к их			Сохранен и уточнен в перечне

первоначальной (восстановительной) стоимости [290, 438]			
4.5. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции АСЭС децентрализованной зоны к установленной мощности АСЭС децентрализованной зоны [383]			Сохранен в перечне
4.6. Индикативный показатель степени износа ОПФ по топливным отраслям промышленности	Неучет индикативных показателей для децентрализованных территорий обусловлен отсутствием на них топливных отраслей промышленности / слабой их развитостью и рассмотрением вопросов собственной топливной базы в предыдущих блоках, в случае если территория располагает существенными по объемам месторождениями топливных ресурсов		Исключен из перечня
4.7. Индикативный показатель отношения прироста текущих разведанных извлекаемых запасов топлива к его годовой добычи			Исключен из перечня
4.8. Индикативный показатель объема разведочного бурения в газовой и нефтяной промышленности			Исключен из перечня
4.9. Индикативный показатель объема финансирования геологоразведочных работ на топливо по отношению к уровню инвестирования топливной промышленности			Исключен из перечня
Б.5. Экологический блок			
5.1. Степень экологической уязвимости территорий Севера (принадлежность децентрализованной зоны к наиболее уязвимым природным территориям - промышленные зоны растениеводства и оленеводства, близ природоохранных и	Ограниченность рекреационных возможностей северных территорий		<i>Введен в перечень</i>

заповедных зон, эко наследие Севера и т.д.)			
5.2. Удельные выбросы вредных (токсичных) веществ в атмосферу от ДЭС децентрализованных зон на единицу площади территории [290]	Предельно малая плотность населения, повышенный удельный расход топлива	Экологическая уязвимость северных территорий	Сохранен и уточнен в перечне
5.3. Экологическое воздействие энергоустановок на ВИЭ на окружающую среду	Снижение комфортных условий проживания		<i>Введен в перечень</i>
5.4. Экологической приемлемости и эффективности топливных отраслей промышленности	Неучет индикативных показателей для децентрализованных территорий обусловлен отсутствием на них топливных отраслей промышленности / слабой их развитостью		Исключен из перечня
Бб. Финансово-экономический блок			
6.1. Доля топливной составляющей в себестоимости производства электроэнергии, производимой АСЭС на территории децентрализованной зоны	Неплатежеспособность энергоизолированных малых потребителей при чрезмерно высоких тарифах на электроэнергию	Наложение высокой топливной составляющей на относительно повышенный расход топлива	<i>Введен в перечень</i>
6.2. Присутствие дотационного принципа финансирования оплаты электроэнергии		Поиск решений по сокращению бюджетных дотаций и направления их на остро востребованные затраты территорий	<i>Введен в перечень</i>
6.3. Территориальный коэффициент	Автономность систем электроснабжения изолированных потребителей при напряженном финансовом состоянии энергетических хозяйств	Повышение надежности инвестиций и улучшение ЭНБ территории	<i>Введен в перечень</i>
6.4. Доля транспортной составляющей в стоимости топлива, потребляемого на территории			<i>Введен в перечень</i>
6.5. Отношение просроченной кредиторской задолженности и сальди-	Не характерны в определении для автономных систем электроснабжения		Исключен из перечня

ванной прибыли предприятий электроэнергетики, топливной и газовой промышленности территории к их годовому объему производства продукции		
Б7. Блок энергосбережения и энергоэффективности		
7.1. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии АЭС децентрализованной зоны [290, 438]	Малонаселенные территории – суровость климатических условий – рассредоточенные электростанции малой мощности	Сохранен в перечне
7.2. Относительная величина потерь электроэнергии в электрических сетях децентрализованной зоны [290]	Относительно протяженные линии электропередачи при сравнительно малой нагрузке	Надежность работы энергетического оборудования в условиях территориальной изолированности
7.3. Энергоемкость валового регионального продукта и его экономическая энергоэффективность [290]	Не характерны в определении для автономных систем электроснабжения в виду ограниченных видов экономической деятельности и преобладания сектора сельских хозяйств/промысловых видов деятельности – нерыночных предприятий на территории и ввиду сложности сбора исходной для расчета информации На основании отчетной документации вклад таких территорий и отраслей специализации экономики, существующих на данных территориях незначителен (4,9% по примеру РС (Якутия).	Исключен из перечня
7.4. Показатель объема переработки газа и нефти [290]	Рассмотрение вопросов собственной топливной базы в предыдущих блоках, в случае если территория располагает существенными по объемам месторождениями топливных ресурсов	Исключен из перечня
7.5. Доля транспортной составляющей в стоимости газа, потребляемого на территории [290]		Интерпретирован в блоке 6

Таким образом, полученный перечень индикаторов позволяет уточнить ранее сформулированное определение ЭНБ децентрализованных зон Северных регионов и Арктических зон. Это уверенное состояние защищенности энергозон от угроз, обусловленных инфраструктурной

изоляцией территории расположения объекта электроснабжения, позволяющее обеспечить разумную диверсифицированность топливных ресурсов и структуры АЭС и благоприятные условия для функционирования и энергетической самодостаточности объектов локальной энергетики с поддержанием устойчивости иммунитета экосистем, с учетом суровых климатических условий длительного периода и абсолютно не допускающее наступления ситуации, граничащей с переходом к чрезвычайной при нарушении работы любых систем и подсистем энергохозяйства.

Иными словами, ЭНБ децентрализованной зоны электроснабжения – это комплексная характеристика состояния энергообеспечения потребителей, осуществляемое через надежное функционирование энергетического объекта на территории в условиях инфраструктурной изоляции.

Состояние надежного энергообеспечения и функционирования жизненно важных функций общества и экономики такой территории обеспечивается децентрализованными энергетическими комплексами электроснабжения, являющимися критически важными объектами (КВО) при условиях существования исследуемых территорий. В соответствии с этим, при возникновении угрозы для функционирования КВО децентрализованная зона электроснабжения подвергается нахождению в чрезвычайном состоянии.

Таким образом, определение интерпретирует понятийный научный аппарат энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения.

Объект ЭНБ децентрализованных энергозон - инфраструктурно изолированные автономные системы электроснабжения.

Предмет ЭНБ децентрализованных энергозон - процесс оперативного мониторинга состояния показателей развития и функционирования и своевременного моделирования их позиций в социально-экономическом эффекте и экологических ориентирах через заданные формы реагирования на изменения состояния показателей в худшую сторону, на предпосылки наступления негативных ситуаций, на естественно сложившиеся риски возникновения угроз, на вероятность возникновения негативных воздействий, на вероятность приближения к чрезвычайной ситуации, на наличие реальных опасностей и последствия уже проявившихся - защита, предупреждение и восстановление.

Цель ЭНБ децентрализованных энергозон – обеспечение самодостаточности объектов локальной энергетики с защитой функционирования их жизненно значимых функций и взаимосвязано сопутствующих систем (топливо–логистической цепи, экологической и экономической обеспеченности, доступности электрической энергии, природно-ресурсной ориентации, эксплуатационной надежности) в условиях ситуативных факторов изолированности и аномальных проявлений суровости климата.

Сущность ЭНБ, как энергетической категории – защита энергетического благополучия децентрализованных энергозон, устойчивое сохранение жизнедеятельности изолированных территорий Севера и Арктических зон, самобытной культуры, комфортной среды проживания поселений через обеспечение всех составляющих и производных совокупности процессов энергетических хозяйств.

Исходя из сформированных понятий, значение приобретает расстановка приоритетов угроз и, соответственно, степень значимости индикаторов.

2.3 Ранжирование важности индикативных показателей оценки энергетической безопасности децентрализованных зон северных территорий

Классификация индикативных показателей по приоритетности применения в оценке ЭНБ децентрализованных зон северных регионов основана на анализе ограниченных данных о них, реальных условий, в которых существуют автономные системы электроснабжения и изучении специфики проявляющихся угроз. Так как данная классификация основана на специфике исследуемой проблемы и содержит неопределенности, связанные не только с измерением, но и с самим характером исследуемых целей, средств их достижений и внешних условий, то в данном случае можно утверждать, что нет достаточно надежных данных для подтверждения степени важности показателей в принятой модели. С этой целью в исследовании проведена экспертная оценка по ранжированию степени важности индикаторов (1 – соответствует более высокому статусу индикатора, повышение уровня числового значения ранга характеризует снижение важности, 0 – несущественность или несоответствие объекту) внутри перечня каждого блока энергетической безопасности децентрализованных энергозон северных территорий. Как сформировано ранее (таблица 2.4) в каждом блоке представлено разное количество показателей: блок 1 – 4; блок 2 – 9; блок 3 – 10; блок 4 – 10; блок 5 – 3; блок 6 – 5; блок 7 – 3. Отдельное число рекомендуемых показателей блоков не лежит в допустимом с точки зрения эффективности проведения экспертной оценки $7 \leq n \leq 20$ [20]. Обработка данных экспертной информации покажет степень эффективности. Экспертная оценка, где используется интеллект специалистов и их мнение, как источник информации, особенно полезна в данном случае.

В опросных листах сформирована совокупность следующих видов экспертиз:

оценочных

- ранжирование или отнесение объекта экспертизы (индикатора, децентрализованной территории) к тому или иному виду и классу объектов (дифференциация территорий, вид измерения индикатора);

управленческих

- отбор альтернативных вариантов решений (перечень индикаторов для специфики оценки децентрализованных энергозон);
- отрицание или согласие с предложенным вариантом (определение индикатора, значимость индикатора).

В процедуре суждений в один этап приняли участие 35 экспертов, 25 из которых относятся к группе ученых (профессора, доценты), 10 к специалистам руководителям производственных объектов (главные инженеры, главные энергетики, начальники районов электроснабжения, главные инженеры электрических сетей Востока и т.д.). Привлечение широкого круга специалистов в качестве экспертов, большинство из которых имеют отношения к автономной энергетике Дальнего Востока, лидирующего по масштабу эксплуатации объектов малой энергетике и территориальной принадлежности к децентрализованному сектору, позволяет априорно предположить достаточно высокую надежность и представительность исходных экспертных оценок.

При использовании программы Statistica проведены процедуры оценки согласованности мнения экспертов, выявления первостепенности показателей всех блоков таблицы 2.4. Преднамеренно из информационных данных после проведения анализа удалены индикаторы с нулевым рейтингом, зафиксированным экспертами в анкетах, представленные в базе данных для обработки как показатели, имеющие позицию 10 (по 10 бальной шкале с критерием снижения значимости при возрастанию ранга).

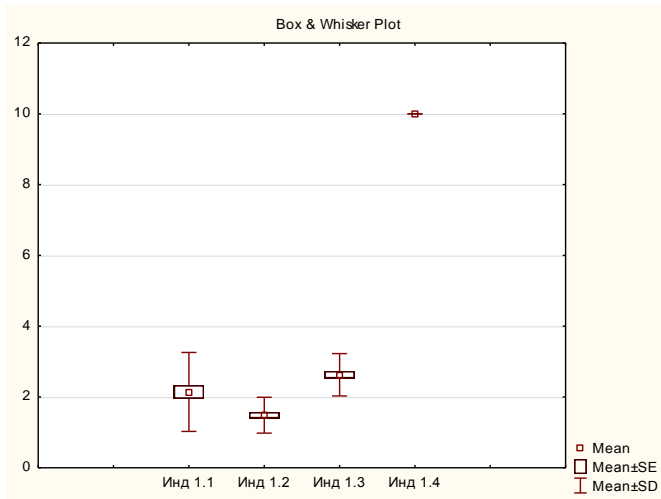
Выявление степени важности (рисунок 2.14а) показателей показало первостепенность отдельных индикаторов и подтвердило довод исключения некоторых показателей. Графическая интерпретация подтвердилась расчетными значениями (рисунок 2.14б) Проверена согласованность данных на основе расчета коэффициента конкордации Кенделла, значение которого составило величины, большие значения 0,4 и позволяет утверждать о высокой степени согласованности мнений экспертов по шкале Марголина. По рассчитанному уровню значимости α можно утверждать, что различие между факторами существенное, так его значение 0,000 менее величины 0,05. Это позволяет обоснованно делать вывод о приоритете рангов между показателями. Так как многие эксперты в рангах повторялись, то среднее значение ранга мы взять не можем и рассматриваем скорректированное значение.

Все данные анализа сведены в таблицу 2.5 и подтверждают обоснованность введения или исключения показателей индикативных блоков (таблица 2.4).

Таблица 2.5 Результаты статистического метода обработки экспертной информации

Блоки	Ранжирование показателей	Коэффициент конкордации	Уровень значимости α
-------	--------------------------	-------------------------	-----------------------------

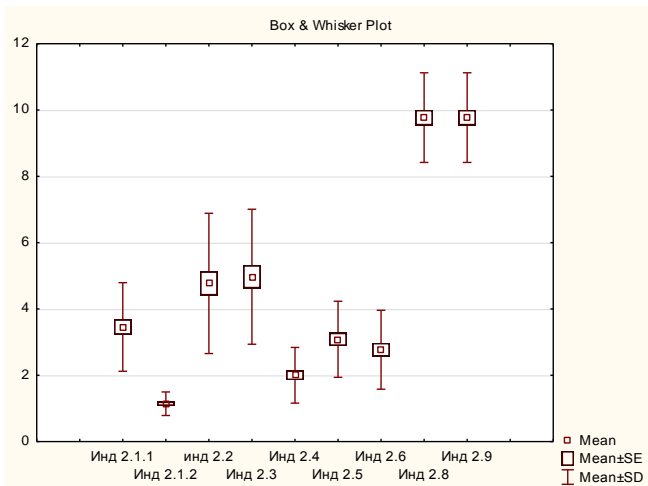
		Кенделла	
Блок 1	Инд 1.2, 1.1, 1.3, (1.4 – подлежит исключению)	0,7331	0,000
Блок 2	Инд 2.1.2, 2.4, 2.6, 2.5, 2.1.1, 2.2, 2.3., (2.8, 2.9. – подлежат исключению)	0,7634	0,000
Блок 3	Инд 3.1, 3.0, 3.5, 3.3., 3.4, 3.6, 3.7, (3.10, 3.8, 3.9. – подлежат исключению)	0,7420	0,000
Блок 4	Инд 4.2.1, 4.1, 4.2.2., 4.4, 4.3.,4.5. (4.6, 4.7, 4.8., 4.9 – подлежат исключению)	0,8642	0,000
Блок 5	Инд 5.2,5.3, 5.1	0,6487	0,000
Блок 6	Инд 6.1,6.4,6.2, 6.3, (6.5 – подлежит исключению)	0,7598	0,000
Блок 7	Инд 7.1, 7.2	0,6153	0,000



Workbook8* - Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 3) = 76,97626 p = ,00000
 Coeff. of Concordance = ,73311 Aver. rank r = ,72526

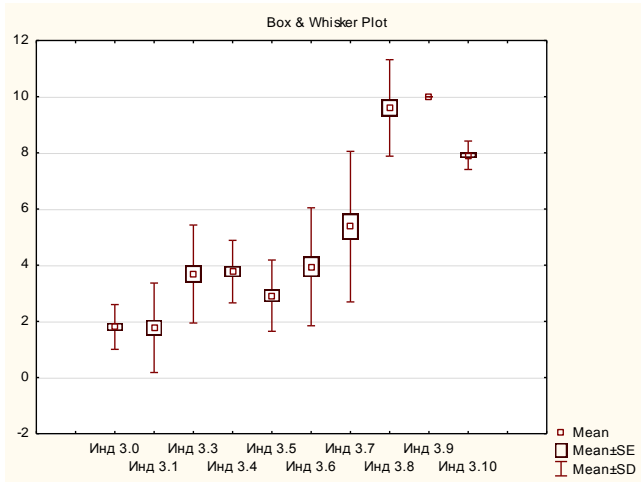
Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 1.2	1,442857	50,5000	1,48571	0,507093
Инд 1.1	2,100000	73,5000	2,14286	1,115212
Инд 1.3	2,457143	86,0000	2,62857	0,598317
Инд 1.4	4,000000	140,0000	10,00000	



Workbook11* - [Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)] - [Workbook11*]

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 8) = 213,7781 p = 0,00000
 Coeff. of Concordance = ,76349 Aver. rank r = ,75654

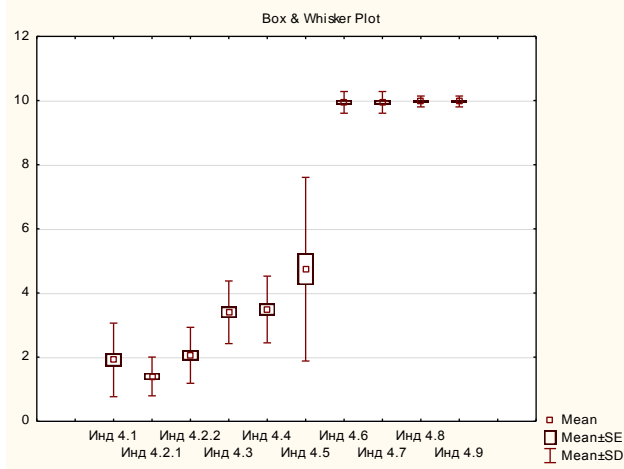
Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 2.1.2	1,671429	58,5000	1,142857	0,355036
Инд 2.4	2,628571	92,0000	2,000000	0,840168
Инд 2.6	3,514286	123,0000	2,771429	1,190297
Инд 2.5	4,085714	143,0000	3,085714	1,147156
Инд 2.1.1	4,585714	160,5000	3,457143	1,335992
Инд 2.2	5,728571	200,5000	4,771429	2,115569
Инд 2.3	6,028571	211,0000	4,971429	2,036227
Инд 2.8	8,357143	292,5000	9,771429	1,352247
Инд 2.9	8,400000	294,0000	9,771429	1,352247



rkbook12* - Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 9) = 233,7440 p = 0,00000
Coeff. of Concordance = ,74204 Aver. rank r = ,73446

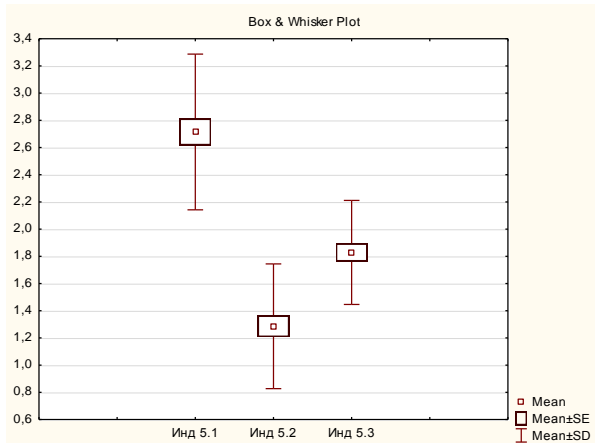
Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 3.1	2,242857	78,5000	1,77143	1,591997
Инд 3.0	2,285714	80,0000	1,80000	0,797053
Инд 3.5	3,714286	130,0000	2,91429	1,268891
Инд 3.3	4,514286	158,0000	3,68571	1,745101
Инд 3.4	4,828571	169,0000	3,77143	1,113704
Инд 3.6	4,957143	173,5000	3,94286	2,099620
Инд 3.7	6,185714	216,5000	5,37143	2,679834
Инд 3.10	7,785714	272,5000	7,91429	0,507093
Инд 3.8	9,071429	317,5000	9,60000	1,718412
Инд 3.9	9,414286	329,5000	10,00000	



rkbook15* - Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 9) = 272,2407 p = 0,00000
Coeff. of Concordance = ,86426 Aver. rank r = ,86026

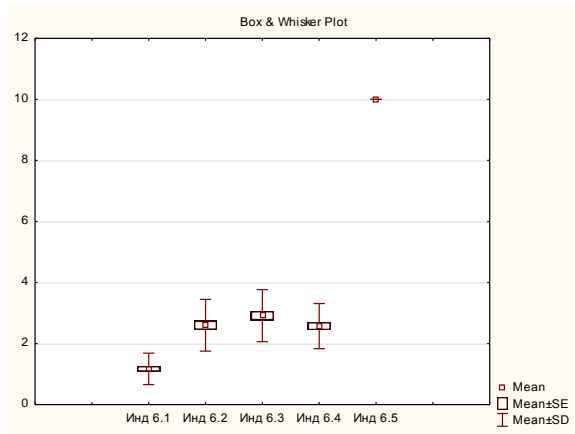
Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 4.1	2,528571	88,5000	1,914286	1,147156
Инд 4.2.1	1,842857	64,5000	1,400000	0,603909
Инд 4.2.2	2,814286	98,5000	2,057143	0,872551
Инд 4.3	4,485714	157,0000	3,400000	0,976187
Инд 4.4	4,514286	158,0000	3,485714	1,039554
Инд 4.5	5,157143	180,5000	4,742857	2,862977
Инд 4.6	8,385714	293,5000	9,942857	0,338062
Инд 4.7	8,385714	293,5000	9,942857	0,338062
Инд 4.8	8,442857	295,5000	9,971429	0,169031
Инд 4.9	8,442857	295,5000	9,971429	0,169031



rkbook23* - Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 2) = 45,41463 p = ,00000
Coeff. of Concordance = ,64878 Aver. rank r = ,63845

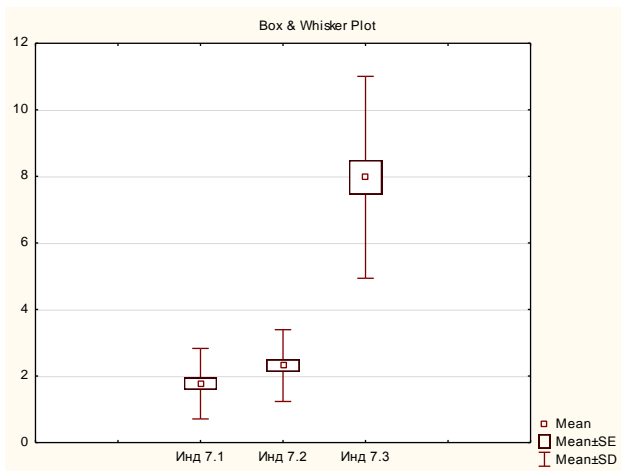
Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 5.2	1,300000	45,50000	1,285714	0,458349
Инд 5.3	1,900000	66,50000	1,828571	0,382385
Инд 5.1	2,800000	98,00000	2,714286	0,572478



Workbook25* - Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 4) = 106,3835 p = 0,00000
 Coeff. of Concordance = ,75988 Aver. rank r = ,75282

Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 6.1	1,200000	42,0000	1,17143	0,513678
Инд 6.4	2,800000	98,0000	2,57143	0,739066
Инд 6.2	2,800000	98,0000	2,60000	0,847141
Инд 6.3	3,200000	112,0000	2,91429	0,853072
Инд 6.5	5,000000	175,0000	10,00000	



Workbook29* - Friedman ANOVA and Kendall Coeff. of Concordance (Spreadsheet1)

ANOVA Chi Sqr. (N = 35, df = 2) = 43,07317 p = ,00000
 Coeff. of Concordance = ,61533 Aver. rank r = ,60402

Variable	Average Rank	Sum of Ranks	Mean	Std.Dev.
Инд 7.1	1,328571	46,50000	1,771429	1,059570
Инд 7.2	1,885714	66,00000	2,314286	1,078436
Инд 7.3	2,785714	97,50000	7,971429	3,033981

а)

б)

Рисунок 2.14 Ящичные диаграммы (а) и переформирование местоположения показателей блоков 1-7 по рангу (б)

Таким образом, анализ показал, что

- в первом блоке оценки ЭНБ по обеспеченности электрической энергией потребителей децентрализованной зоны выявлена первостепенность показателя «Коэффициент обеспеченности электрической энергией»,
- во втором блоке ресурсной (топливно-энергетической) обеспеченности системы энергоснабжения децентрализованной зоны – «Коэффициент обеспеченности углем, газом, дизельным топливом и т.д.»,
- в третьем блоке надежности топливо- и электроснабжения децентрализованной зоны – «Коэффициент структурной обеспеченности АСЭС децентрализованной зоны»,

- четвертый блок состояния основных производственных фондов (ОПФ) АСЭС децентрализованной зоны преимущественно оценивается показателем «Степень износа ОПФ по АСЭС децентрализованной зоны»,

- в экологическом блоке - «Удельные выбросы вредных (токсичных) веществ в атмосферу от ДЭС децентрализованных зон на единицу площади территории»,

- в финансово-экономическом «Доля топливной составляющей в себестоимости производства электроэнергии, производимой АСЭС на территории децентрализованной зоны»,

- в блоке энергоэффективности и энергосбережения - «Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии АСЭС децентрализованной зоны»

Данному исследованию предшествовало предварительное мероприятие по анкетированию отдельных экспертов, имеющих более приближенное профессиональное отношению к отдельным оценочным блокам.

Риски, обозначенные (в пункте 2.2.1) как ярко выраженные для децентрализованных систем электроснабжения, подтверждены полученными ранговыми позициями индикаторов, поведение значения которых необходимо держать под особым контролем.

Таким образом, по результатам обобщенного анализа оценена значимость индикативных показателей блоков, позволяющих показать направление и степень их влияния на состояние энергетической безопасности децентрализованной энергозоны. Данные заключения будут применены далее в индивидуальной оценке каждого показателя при уточнении его значений, определяющих уровневые состояния ЭНБ.

Приведенный круг индикаторов оценки ЭНБ автономных систем электроснабжения северных территорий обладают универсальностью, и может использоваться для энергетических комплексов с любыми генерирующими энергоустановками.

2.4 Выводы по главе 2

Наложение энергоизолированности с преобладанием малых потребителей на климатические особенности северных территорий определяет условия, в которых они находятся. Это обуславливает необходимость создания условий по обеспечению решения задач устойчивого развития того или иного локального показателя ЭНБ территориального кластера.

В проанализированных исследованиях рассматривались преимущественно централизованные системы различных территориальных уровней с определением индикативных показателей, характерных для функционирующих на них энергетических хозяйств и систем. Тем не менее, присущие особенности децентрализованного электроснабжения отражаются в некоторых отличиях.

В настоящее время еще не нашли достаточной проработки вопросы индикативной оценки ЭНБ, конкретизированные в разрезе децентрализованных и локальных зон электроснабжения. Специфика автономной энергетики не допускает полутонов в диагностировании своего состояния и теряет возможности надежного функционирования в ситуациях, в которых та же централизованная энергетика обладает живучестью. Для рассматриваемых энергозон вероятность перехода к опасному (неприемлемому) состоянию наиболее высока при случайном или предвещаемом наложении друг на друга факторных условий, в которых они находятся априори по разным причинам, например, исторически сложившихся.

Не рассматриваются и не акцентируются комплексные показатели уровня благосостояния населения особого самобытного типа децентрализованных энергозон, характеристики специфики структурной обеспеченности автономных систем электроснабжения (АСЭС) с анализом степени автоматизации, унификации агрегатов, логистического показателя доставки топлива к ним и т.д.

Не рассматривается взаимосвязь вовлечения возобновляемых ресурсов через оценку роли и их места в укреплении позиций ЭНБ с ожидаемыми эффектами. Хотя достаточно приоритетна привлекательность потенциала ВИЭ с повышением энергетической безопасности функционирования АСЭС объекта в условиях изолированности, уязвимости и суровых климатических условий в разрезе децентрализованного электроснабжения. Не предлагаются индикаторы, указывающие на угрозы и риски энергетической безопасности со стороны АСЭС или определяющие состояние децентрализованных зон с присутствием преобладающих или единственных потребителей, ведущих промышленную жизнедеятельность.

Не затронуты вопросы дотационных составляющих в финансово-экономическом направлении, присущие специфике существования децентрализованных энергозон. Сама многофакторная специфика не смоделирована в единое пространство с возможной степенью безопасности и прогнозированием риска возникновения угроз. Не определены адресные и эффективные направления оптимально-рационального повышения ЭНБ децентрализованных энергозон севера и арктических территорий. Даже введение территориальных иерархических уровней (со свойственной именно им характеристикой) в большей степени направлено на оценку централизованных систем электроснабжения. Таким образом, анализ значительного объема исследований по оценке энергетической безопасности показал, что ее научная разработанность не исчерпана.

В области уточнения существующей методологии для централизованных систем разработана модель оценки состояния ЭНБ децентрализованной энергетики. Модель разработана с позиций выделения специфических особенностей децентрализованного электроснабжения изучаемых территорий и влияющих факторов территориального, климатического, инфраструктур-

ного, характеристического представления видов жизнедеятельности населения для энергетических нагрузок. Результаты направлены на последующую качественную оценку определений индикаторов. Их практическое использование состоит в получении информации для принятия верного своевременного решения по обеспечению надежного электроснабжения изолированных потребителей, по обеспечению коэффициента доступности электрической энергией для изолированных потребителей. Это будет способствовать сохранению самобытной культуры и образа жизни населения Севера и Арктических зон, достижению социальных и экономических эффектов (например, с учетом показателя замещения дизельного топлива) при реализации разработанных путей повышения ЭНБ децентрализованных энергозон северных территорий и арктических зон. В исследовании сформирован уточненный перечень индикаторов оценки уровней энергетической безопасности децентрализованных энергозон территорий северных регионов и арктических энергозон, предложена формулировка определения энергетической безопасности исследуемых территорий.

Рассмотрение научных работ и различных библиографических источников отечественных и зарубежных исследователей и авторов позволило выявить единство методического инструментария диагностирования ЭНБ на основе индикативного анализа территорий. Применение существующей методологии основано на анализе восприимчивости к группам угроз и степени сопротивляемости им исследуемых территорий в оценке соответствующих индикативных блоков, отражающих эффективность, стабильность, устойчивость, надежность, многоаспектную обеспеченность и полноту функционирования подсистем энергетического хозяйства (энергетические ресурсы, производственные фонды, основные и вспомогательные звенья ТЭК и т.д.), и ее самой как сложной подсистемы жизнедеятельности человеческого общества (экономика, окружающая среда, социальная сфера и т.д.).

Приведенная методология в большом перечне исследований и трудов разных авторов показывает совокупность индикативных показателей в большей степени централизованных систем и рассматривается для федерального и регионального уровней. Введение в исследованиях территориальных иерархических уровней, тем не менее, не рассматривает индикативную оценку в разрезе децентрализованных и локальных зон электроснабжения. Здесь ряд индикаторов априорно не имеет своего значения и специфичность состава угроз может иметь усугубляющее действие в условиях изолированности и суровости климата территории функционирования энергохозяйства и жизнедеятельности разнотипных потребителей. Степень большого различия северных и энергоизолированных регионов от иных территориальных образований требует большей глубины анализа ЭНБ. Специфичность децентрализованного электроснабжения северных регионов обуславливает приоритетность отдельных направлений индикативных

блоков, а, следовательно, сужает перечень индикаторов и определяет введение новых, характеризующих индивидуальные свойства исследуемых систем.

Специфика децентрализованных зон электроснабжения регионов Севера и совокупность влияющих факторов объединена в систему индикативных показателей в оценке региональной ЭНБ. Выявленное соотношение факторов и индикативных показателей ЭНБ объекта исследования позволило детализировать локальные индикаторы соответствующих блоков для типовых групп в разрезе децентрализованного электроснабжения в условиях Севера.

Аксиома необходимости выживания локальных энергетических узлов, промышленных центров и малых объектов определяет энергетическую безопасность любого региона. Проекты централизации в изолированных районах Севера потребуют введения в эксплуатацию новых линий электропередачи, которые требуют больших капитальных затрат и при больших расстояниях теряют свою эффективность, особенно для малых потребителей. Строительство крупных сооружений на больших фундаментах в зоне вечной мерзлоты капиталоемкое и чрезвычайно ненадежно. Поэтому в укреплении ЭНБ и обеспечении надежности таких территорий предпочтение отдается совершенствованию малой энергетики с диверсифицированными энергоресурсами и рациональной структурой АСЭС. На ее обеспечение влияют и особенности малой энергетики, имеющей свои объекты энергообеспечения, нецелесообразного от централизованной большой энергетики (территориальная общность с потребителем, использование местных ресурсов, минимальные сроки сооружения при малой капиталоемкости, возможность быстрого технического совершенствования через инновационные технологии).

Глубокой проработки, уточнения и развития требует исследование по уточнению пороговых значений в разрезе децентрализованных систем, методика классификации по условиям формирования пороговых уровней ЭНБ

Исследование уровня энергетической безопасности при реализации поэтапного индикативного подхода позволяет фиксировать проблемную ситуацию по одному или нескольким индикаторам или выявить граничное состояние объекта предшествующее возникновению такой ситуации с обозначением направленности причин, степени их важности и последствия.

ГЛАВА 3. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Анализ существующих источников по методологии оценки ЭНБ показал, что уровневую оценку ее состояния можно сформировать при сопоставлении значений совокупности индикаторов с заранее определенными пороговыми уровнями (индикаторами пороговых ситуаций, которые разделяют ситуации в зависимости от различимых степеней кризисности. Величина границ пороговых значений индикаторов определяется факторами территориального районирования.

Обоснование пороговых значений индикаторов в разделении по уровням ЭНБ рассмотрено во многих научных работах известных авторов (Воропай Н.И., Бушуев В.В., Мызин А.Л., Куклин А.А., Сендеров С.М и др.) [50, 229, 235, 290, 328, 383, 396, 438].

Как отмечается во многих исследованиях по проблемам формирования энергетической безопасности, уровень, степень, тяжесть последствий и размеры потерь от действия угроз на различные объекты определяют отнесение сложившейся ситуации к тому или иному уровню состояния, с учетом специфичности рассматриваемых территорий.

Выход значения индикаторов за пределы пороговых уровней в условиях изолированности и суровых климатических условий вызовет угрозу функционированию автономных систем электроснабжения и, тем самым, жизнеобеспечению населения. Здесь также важно предусмотреть, что и определенное устойчивое развитие может оказаться под угрозой перехода к кризисному состоянию при неопределенности прогнозирования показателей развития; неопределенности ситуации, связанной с той или иной оценкой показателей и специфичностью автономного электроснабжения изолированных потребителей.

Внутренняя градация по пороговым значениям индикаторов в районированных по определенным критериям группах продиктована разной степенью восприимчивости территорий к проявлению того или иного значения индикативного показателя от приемлемого до кризисного реагирования. Каждая территория находится в своих условия существования и развития, обладая той или иной степенью сопротивляемости действию угроз ЭНБ. В направлении данного исследования процедура районирования может быть опущена, за исключением возможно отдельных нюансов в характеристиках индикаторов, так как рассматриваемые децентрализованные зоны северных территорий принадлежат одной группе районирования по характерным призна-

кам географического положения, изолированности, суровости климатических условий, социально-экономического развития, уровня развития инфраструктуры.

Территории централизованного электроснабжения и децентрализованных зон с автономными системами электроснабжения в чем-то схожи, но в большей степени различны по требованиям к безопасным уровням индикаторов. В существующих исследованиях [290, 396, 438] по выявлению уровней ЭНБ различных субъектов РФ проведена комплексная региональная оценка каждого из них без учета специфики отдельных районов, зон, поселений, образований и т.д., что дает усредненную оценку состояния энергобезопасности по региону в целом. Это может привести к некоторому несоответствию реальной картине ЭНБ конкретных районов и энергетических объектов.

Эта задача ложится в основу определения условий устойчивого функционирования и развития децентрализованных зон электроснабжения северных регионов, объясняет необходимость выделения состава индикативных показателей и градацию их значений.

Анализ уточненного перечня индикаторов выявил единый подход к состоянию энергетической безопасности децентрализованных энергозон – 100% обеспечение всех индикативных показателей по безопасному уровню, так как в противном случае это приводит к чрезвычайной ситуации для автономных систем электроснабжения. Полутонн специфика автономности не допускает. Вследствие этого автором определены и введены четкие границы понятий пороговых состояний ЭНБ децентрализованных зон электроснабжения: *безопасное (условно безопасное), депрессивное, чрезвычайное. Такая дифференциация будет интерпретироваться как достижение минимального необходимого порога для обеспечения требуемого уровня ЭНБ - условно безопасное состояние. Все изменения показателей выше данного порога показывают факт развития и совершенствования. Фиксирование значений индикаторов ниже данного порога, как вызов к необходимости проведения изменений в определенной сфере деятельности энергохозяйств (депрессивное состояние) с принятием рациональных решений для достижения цели и некоторых форм систематического управления рисками, основанном на цикле Деминга (стандарты ИСО31000:2009). Либо принятие незамедлительных мер по стабилизации уже существующей ситуации (чрезвычайное состояние) и полное недопущение его в последствие. Такая дифференциация позволяет перейти к управлению рисками и работе с вызовами - предположить инструмент построения структурного видения будущего состояния ЭНБ.*

Пороговые значения индикаторов в значительной степени индивидуальны и требуют предварительного определения для исследуемых энергорайонов.

Основываясь на опыте отечественных ученых [290], на этапе уточнения пороговых значений индикаторов, целесообразно использование экспертной оценки с привлечением более

узких специалистов по направлению каждого блока ЭНБ децентрализованного электроснабжения северных территорий.

По существующим исследованиям экспертные оценки применяются в задачах анализа энергетической безопасности. В настоящее время в исследованиях представлены пороговые значения индикаторов оценки уровня ЭНБ различных территорий регионального уровня [290, 396, 438]. Специфические условия функционирования АСЭС влияют на проявление индикаторов. Разнообразие разных факторов, характеризующих децентрализованные системы электроснабжения, зависимость от природно-климатических условий, специфика потребителей не позволяют однозначно оценить пороговые уровни показателей, характеризующих состояние ЭНБ. В связи с этим возникает необходимость их уточнения в разрезе оценки ЭНБ децентрализованных зон, выявления факторов, влияющих на значения пороговых уровней индикативных показателей, определение самих пороговых значений. Для принятия обоснованных решений необходимая достоверность информации сформирована путем проведения экспертной оценки. Это обосновано тем, что в исследовании нет возможности применения точных расчетов, нет достаточных статистических информационных данных и их сбор затруднен с одной стороны их отсутствием, с другой стороны трудоемкостью и неоднозначностью, часть информации по объектам исследования имеет качественный характер и не поддается количественной оценке.

Для проведения экспертного анализа выбран индивидуальный метод работы эксперта, независимо от работы и мнения другого эксперта. Задачи, предложенные в опросном листе данного раздела, были представлены в виде оценочных экспертиз:

- численные оценки объектов (пороговых значений индикаторов, первичных параметров, соотношение характеристик объектов);
- индексы (числовые и лингвистические), позволяющие охарактеризовать состояние объекта экспертизы (состояние ЭНБ);

Анализ производился внутри каждого блока направления ЭНБ, принятого в существующих исследованиях и разработках авторов методологии ЭНБ. Отдельные блоки объединены в группу, придерживаясь ориентира на составляющие понятия национальной энергетической безопасности, сформулированного коллективом авторов для формирования Проекта Доктрины ЭНБ России на 2035 год [70, 71], части национальной безопасности страны, зависящей от энергетического фактора, обеспечения количества (объема), качества (экономичности и надежности) и конструктивности (организованности) энергоснабжения потребителей. Нумерация блоков сохранена в соответствии с перечнем индикаторов, принятых в главе 2.

Представим реальную картину проявления территориальных обстоятельств и существующих ситуаций (на основе проявляющихся факторов) в формировании индикаторов и их по-

роговых значений для оценки энергетической безопасности децентрализованных зон электро-снабжения северных территорий и арктических зон.

3.1. Состав и пороговые значения показателей оценки обеспечения характеристик количества энергоснабжения потребителей

Одним из показателей развития регионов является уровень электропотребления и его динамика по годам. Какая ситуация наблюдается в текущее время. В числе наиболее развитых северных регионов традиционно представители добывающих и обрабатывающих регионов, сформировавших основу своей материальной базы еще в советское время – Тюменская, Иркутская, Красноярский край. Лидерство этих регионов обусловлено их сильной ролью в современной экономике России и предприятиями электроемких отраслей. В числе северных регионов-аутсайдеров рейтинга представители мало освоенной территории: Чукотский АО, Республики Тыва. Различные тенденции в электропотреблении регионов приводят к перемещению регионов относительно друг друга в рейтингах по годам (рисунок 3.1).

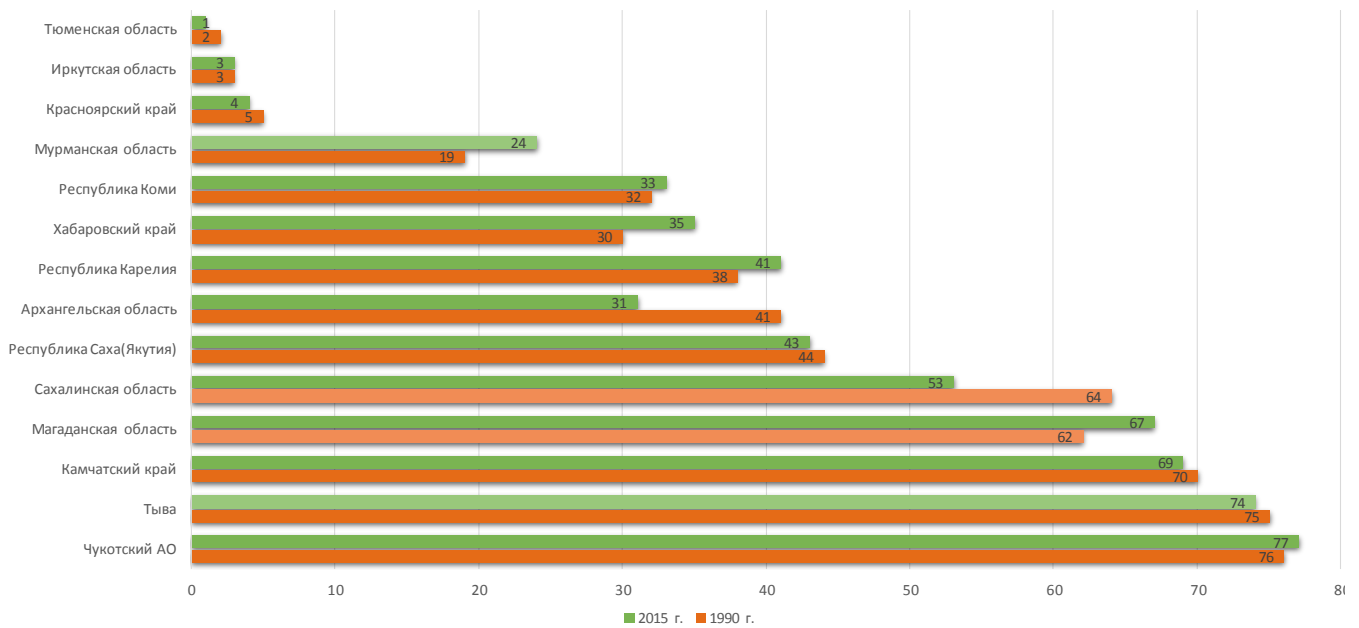


Рисунок 3.1 Ранг рейтинга северных регионов в 1990 и 2015 годах [185-187, 195].

Анализ показал, что в группе всех 77 регионов РФ последние позиции рейтинга, обозначающие низкие объемы электропотребления, в большей части занимают северные регионы.

Не смотря на относительную устойчивость структуры и согласованность изменений электропотребления, регионы меняют свой ранг внутри рейтинга по годам. Анализ рейтингов

по годам показал, что на изменение электропотребления элементов, и всего множества в целом, накладываются структурные ограничения, отражающиеся характеристическим коэффициентом, а также очевидное продолжение «расслоения» между регионами страны, что является поводом для начала структурных изменений, которые помогли бы аутсайдерам рейтинга оставаться элементами единого множества, не «выпадая» из общей тенденции для рейтинга.

Рейтинг эффективности регионов России (рисунок 3.2), который представил Минэнерго, ярко показывает поведение каждого региона, относящегося к своей группе бюджетной обеспеченности (высокой / средней / ниже среднего). В выборке северных регионов наблюдается крайнее отклонение от логического представления взаимосвязи исходных данных (действия механизмов энергетической декларации, включение энергоэффективности в госпрограммы и т.д.) в характерных по бюджетной обеспеченности группах и предмета рейтинга. Это опять же подтверждает выводы по поведению в ранговом анализе регионов России.

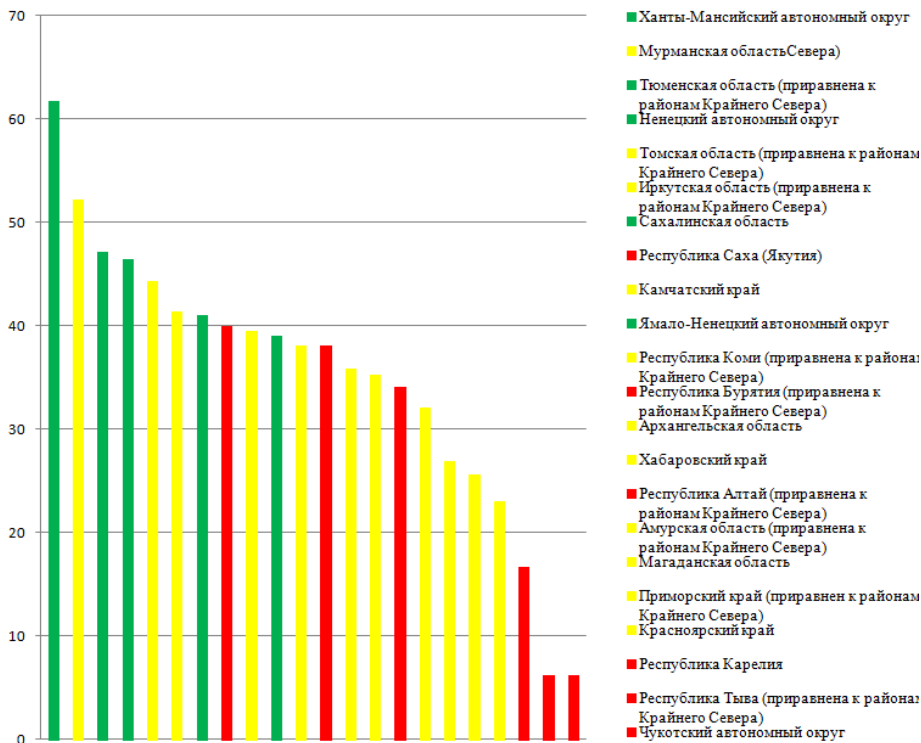


Рисунок 3.2 Рейтинг эффективности регионов России [95]

Лидером в группе с бюджетной обеспеченностью ниже среднего являются Республика Саха (Якутия). Среди субъектов федерации со средней бюджетной обеспеченностью лидерство сохранила Мурманская область. Ханты-Мансийский автономный округ стал лидером районов с высокой бюджетной обеспеченностью.

Интересен факт роста в динамике электропотребления в децентрализованной зоне энергоснабжения России (рисунок 3.3). Вместе с тем, по данным Росстата в условно децентрализо-

ванной зоне адекватного роста производства электроэнергии в явном виде не наблюдалось. Это требует углубленного изучения структуры электропотребления в разрезе автономных энергохозяйств.

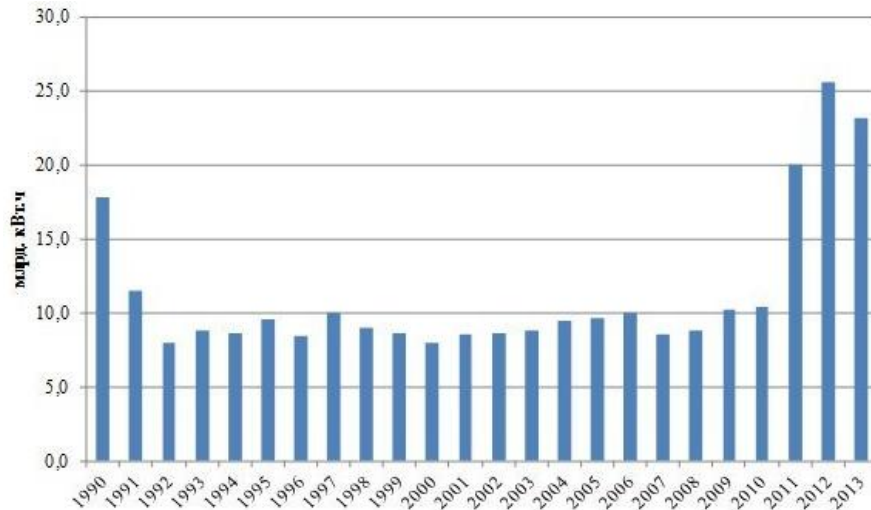


Рисунок 3.3 Динамика потребления электроэнергии в децентрализованной зоне России [370]

Сравнительный анализ показателей развития ТЭК северных территорий РФ и территорий регионов стран циркумполярного мира (схожих по климатическим условиям) показал значительную электрообеспеченность домохозяйств последних [345, 400]. Среди северных стран самое высокое среднелюдное электропотребление имеет место в Норвегии, Канаде, Швеции и Финляндии - 7350/11582,7/4390/4315 кВт·ч/чел в год по разным данным [19, 367, 400] (рисунки 3.4-3.6).

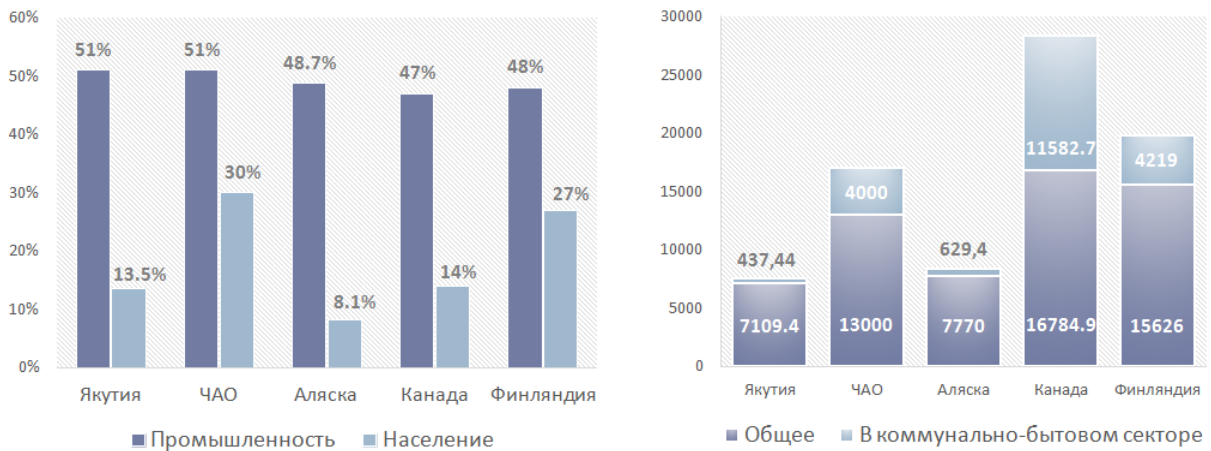


Рисунок 3.4 Показатели потребления электроэнергии по отдельным специфическим зонам Севера и Арктики РФ в сравнении со странами циркумполярного Севера, кВт·ч/чел в год [356]

Здесь по всем территориям необходимо иметь ввиду неравномерности развития экономики по регионам. При этом, можно отметить, что тарифы на электричество в Финляндии в 2 раза выше, чем в России, с достаточно высокой стоимостью жизни в северных странах мира при ежемесячной оплате услуг за электричество в объеме 100-300 (в зимний период) Евро.

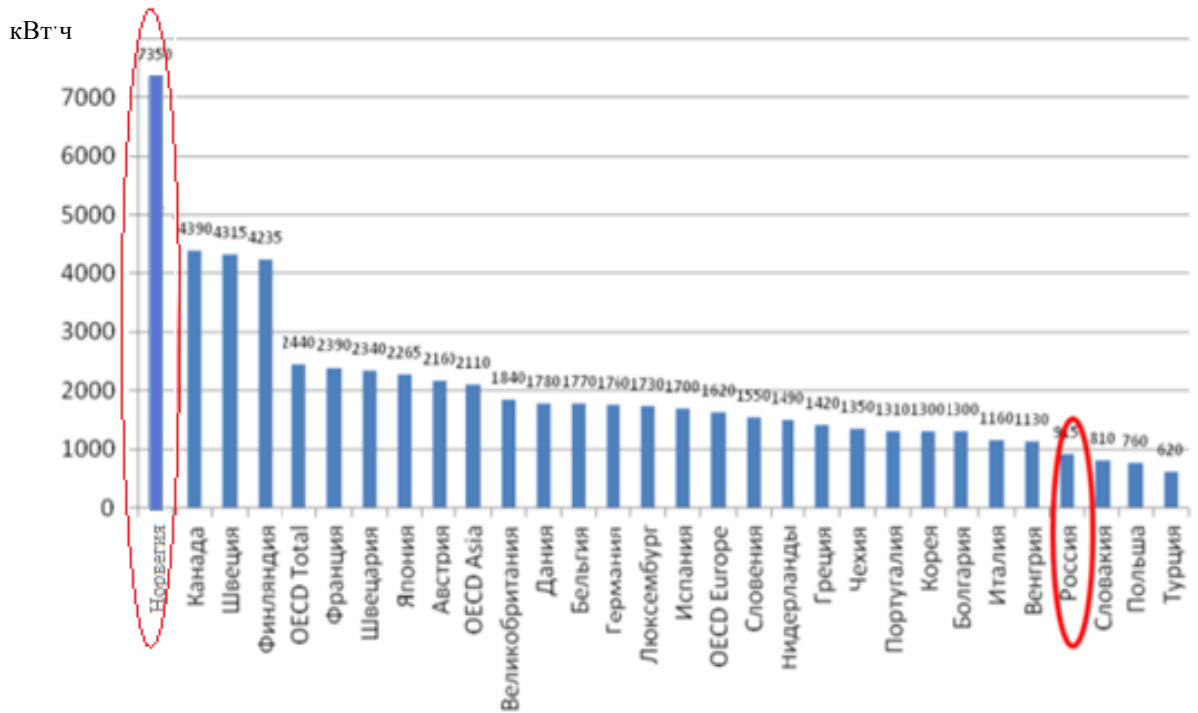


Рисунок 3.5 Среднедушевое электропотребление в секторе домашних хозяйств России, странах ЕС-27, OECD в 2011 г [345]

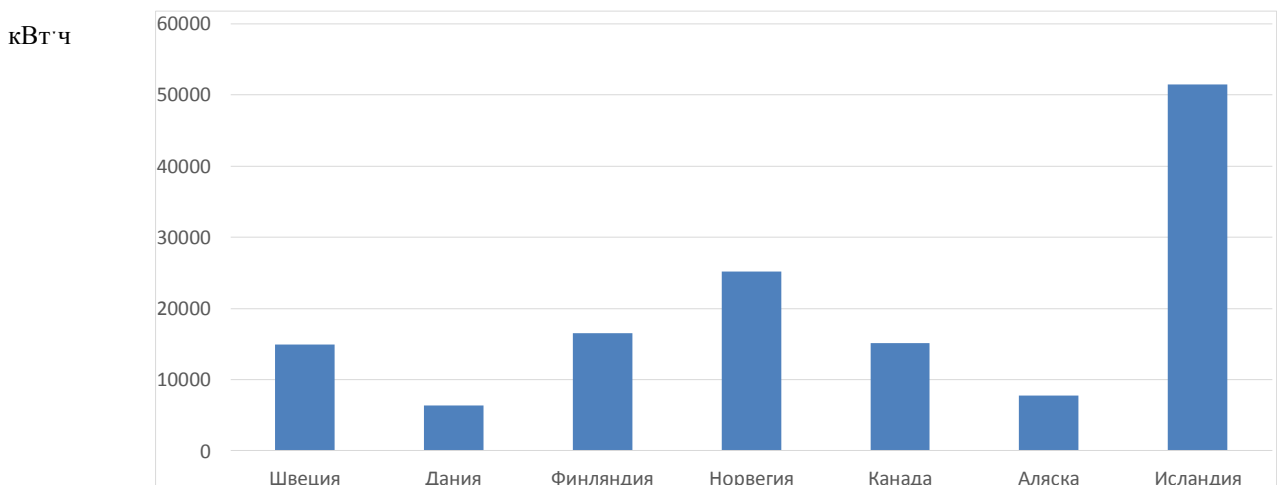


Рисунок 3.6 Показатели потребления электроэнергии странами циркумполярного Севера [356]

Величина среднедушевого электропотребления в год является одним из индикаторов уровня благосостояния населения страны, а, следовательно, ее экономического развития. Россия по этому показателю находится в группе с низким уровнем доходов населения, а составляющие ее субъекты северных и арктических зон характеризуются большим разбегом в своем диапазоне данного индикатора. Здесь уровень электропотребления отражает особенности и степень развития экономики и социальной инфраструктуры страны. Видно, что значение индикатора варьируется достаточно сильно. Здесь выделимы признаки суровости климатической зоны, требующей значительного обеспечения электроэнергией и предъявляющей повышенные требования к созданию благоприятных условий для жизни и труда населения. В совокупности отдельные данные [76, 186, 188. 199-201, 211, 214, 347, 399] изучены и сведены в единую таблицу 3.1.

Таблица 3.1 Общие характеристики территорий крайнего Севера и Арктических зон

Территория Севера/ отнесение к Арктической зоне (выделенный курсив)	Городская/ Сельская численность	Климат/ характеристика температуры/ продолжительность отопительного периода	Присутствие децентрализованного электро-снабжения / энергоемкого промышленного сектора	Душевое электропотребление в домашнем хозяйстве, кВт·ч (суточное / годовое)
				Душевое электропотребление в коммунально-бытовом секторе (суточное / годовое)
				Нормативное значение (суточное / годовое) - на 1 человека - на типовую сельскохозяйственную семью
Территории Крайнего Севера России				
<i>Архангельская область</i>	900 921(78%) / 254 106 (22%)	Умеренно-континентальный(дискомфортный климат) / -31/ 253 /	+/+	1,18/423 8,4/2600 4,15/150 2,68/966
Иркутская область (частично к РКС)	1 894 024 (78,78%) / 510 170 (22,22%)	Резко континентальный климат(дискомфортный климат) / -37 / 240	+/+	2,9/1044 7,3/2616 3,57/1284 2,30/828
Камчатский край	246 828(78,2%) / 68 729 (21,78%)	Субарктический (Абсолютно дискомфортный) / -20/ 259	+/+	0,5/180 5,7/2064 2,72/974,4 1,75/630
<i>Красноярский край</i>	2 226 121 (77,39%) / 650 375 (22,61%)	Резко-континентальный(Экстремально дискомфортный) / -40 / 234	+/+	3,4/1224 3,9/1392 3,07/1104 1,97/708
<i>Ямало-Ненецкий АО</i>	451 404(83,82%) / 87 143(16,18%)	Субарктический (Абсолютно дискомфортный)/-59/292	+/+	н/д
<i>Ненецкий АО</i>	32 047(72,84%) / 11 950(27,16%)	Субарктический (Абсолютно дискомфортный)/-40/290	+/+	н/д

Магаданская область	138 160 (95,89%)/ 5 922 (4,11%)	Резко континентальный климат(Экстремально дискомфортный) / -16 / 288	+/+	5/1824 3,5/1260 2,99/175,2 1,97/708
Мурманская область	730 695(92,7 3%) / 22 865 (7.27%)	Субарктический морской(Экстремально дискомфортный) / -27 (ср. температура в холодный период года)/ 275 (Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха не более +8 С, сутки) /	+/+	10,5/3792 3,4/1236 2,94/1058,4 1,88/678
Республика Карелия	500 539(80,4 1%) / 121 944 (19,59%)	Континентальный (Дискомфортный) / -29 / 240	+/+	2,9/1032 3,24/1167 2,65/952,8 1,72/618
Республика Коми	655 880(85%) / 184 992 (15%)	Умеренно-континентальный(Дискомфортный) / -36 / 245	+/+	0,46/168 3,1/1140 2,59/931,2 1,67/600
Республика Саха (Якутия)	400 534(65,6 3%) / 563 796 (34,37%)	Резко континентальный(Абсолютно дискомфортный) / -55 / 256 /	+/+	0,25/92,4 4,25/1531 3,69/1327,2 2,37/852
Сахалинская область	402 046(82,0 2%) / 88 134 (17,98%)	Умеренный (Экстремально дискомфортный)/-31/230 /	+/+	1,8/636 5,1/1848 3,04/1094,4 1,97/708
Тыва	173 858(54,0 4%) / 147 863 (45,96%)	Резко-континентальный -59 / 180/	+/+	0,05/19,3 2,6/936 2,5/900 1,62/582
Тюменская область (частично к РКС)	2 978 289 (80,66%)/ 714 116 (19,34%)	Умеренный(Абсолютно дискомфортный) / -37 / 225	+/+	2,3/840 8,7/3138 3,96/1425 2,57/924
Хабаровский край (частично к РКС)	1 090 993(82, 13%) / 237 367(17,8 7)	Муссонный(Экстремально дискомфортный) /-31 / 221	+/+	8,2/2935 9,26/3336 4,01/1444,8 2,58/930
Чукотский АО	34 795(70,51 %) / 14 552 (29, 49%)	Субарктический(Экстремально дискомфортный) / -61 / 311	+/+	11/3970 15/5724 3,26/1173,6 2,23/804
Страны циркумполярного мира				
Аляска	471 508 (64%)/ 265 225 (36%)	Арктический, субарктический морской , Морской /-40 / -62,2°C	Не рассматривалось	13 227 (чел/год)
Дания(только северная часть)	4 754 717(85 %) / 839 067 (15%)	Умеренно-морской/ 8,5 / -70°C (о. Гренландия)	Не рассматривалось	6 124

Исландия	212 818 (64%) / 119 710(36%)	Субарктический мор- ской / -1 / -19,7°C	Не рассматрива- лось	55 680
Канада	28 564 604 (78%) / 8 056 683 (22%)	Умеренный / -15 / -51,2°C	Не рассматрива- лось	16 406
Норвегия	4 106 823(78 %) / 1 158 334(22 %)	Умеренный океаниче- ский, Континентальный умеренный, Субарктиче- ский / -15 / -51°C	Не рассматрива- лось	23 174
Финляндия	4 683 259(85 %) / 826 457(15%)	Умеренный / -10 / - 51,5°C	Не рассматрива- лось	15 742
Швеция	6 031 836(80 %) / 4 021 224(20 %)	Умеренный / -16 / -53,3 °C	Не рассматрива- лось	14 029

Анализ данных по электропотреблению показывает незначительный диапазон изменения нормативных данных по удельному электропотреблению, установленных в нормативных документах для регионов севера. При этом, наблюдается большой разброс фактических данных (рисунки 3.4-3.5).

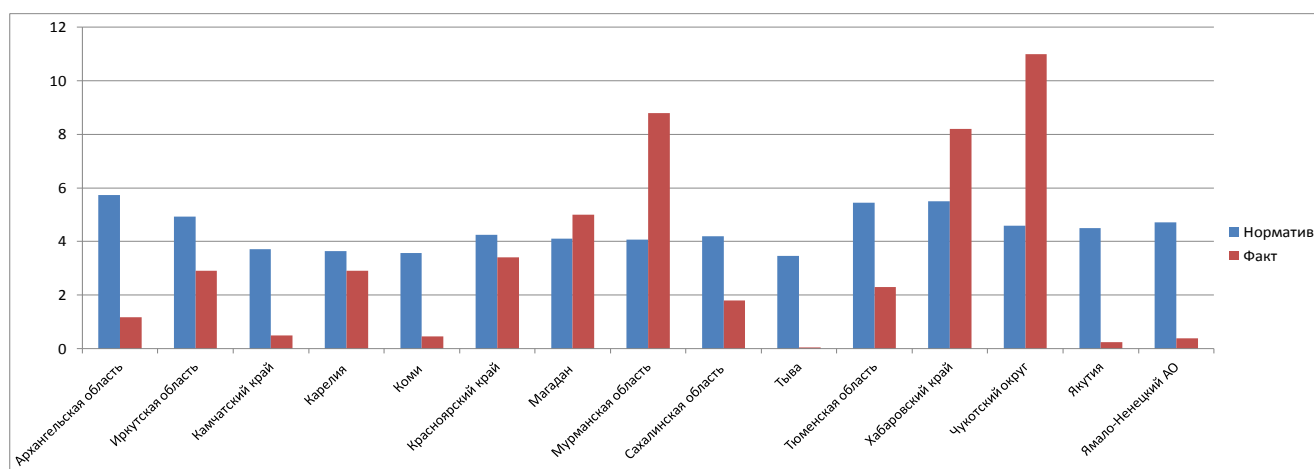


Рисунок 3.4 Нормативное и фактическое душевое электропотребление сельским населением северных территорий РФ, кВт·ч в сутки

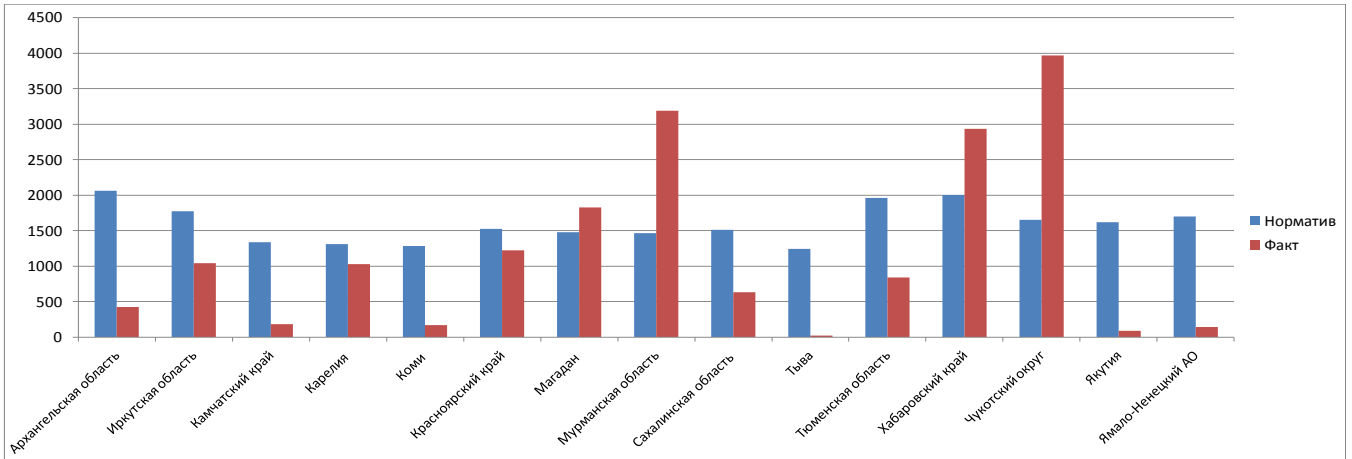


Рисунок 3.5 Нормативное и фактическое душевое электропотребление сельским населением северных территорий РФ, кВт·ч в год

Проведя сравнительную характеристику с рейтинговыми данными ценологического анализа явно видна развитость территории в ранговой оценке и чрезмерно высокое или критически низкое потребление электроэнергии по фактическим данным.

Блок 1. Обеспеченность электрической энергией потребителей децентрализованной зоны

В отличие от существующих методик оценки блоков энергетической безопасности [290, 396, 438], в разрезе данного исследования в этом блоке не рассматривается обеспеченность тепловой энергией, не входящей в рамки задач рассмотрения децентрализованного электроснабжения. Однако для формирования корректной целостной картины состояния ЭНБ децентрализованных зон электроснабжения рекомендуется к рассмотрению обобщенная оценка с позиции обеспеченности тепловой энергией и последующего анализа основных производственных фондов (ОПФ) источников теплоснабжения.

При формировании пороговых градаций за «1» примем 100% значение показателя.

Индикатор 1.1. Душевое потребление электроэнергии в коммунально-бытовом хозяйстве децентрализованной зоны [290, 50].

Этот индикатор сохранен в перечне индикаторов. Он относится к числу одного из внешних факторов, образующих фон для развития энергетики. Этот показатель находится в числе первостепенных индикаторов по результатам проведенной экспертной оценки их рангов.

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы (3.1) по отношению соотношению электропотребления в коммунально-бытовом хозяйстве в анализируемом периоде и численности населения в децентрализованной зоне электроснабжения на начало анализируемого периода.

$$\alpha'_{\text{ЭЭКБ}} = \frac{\mathcal{E}'_{\text{поткб}}}{N'_{\text{нас}}}, \quad (3.1)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{поткб}}$ – электропотребление в коммунально-бытовом хозяйстве в анализируемом периоде, кВт·ч;

$N'_{\text{нас}}$ – численность населения на территории на начало анализируемого периода, чел.

В известных исследованиях пороговые уровни данного показателя связаны с суровостью климатических условий территории. Практически все зоны северных и отдаленных регионов Сибири и Дальнего Востока отнесены к последней 4 квалификационной группе с пороговыми значениями данного индикатора от 1150 до 880 кВт·ч/чел в год соответственно от предкризисного начального до кризисного чрезвычайного состояния. По обоснованию [290] данная группа характеризует территории с весьма суровым климатом (средняя температура января снижается ниже отметки -20°C , с продолжительностью отопительного периода свыше 270 суток).

Надо отметить, что исследуемые территории имеют низшие температуры января с круглогодичным отопительным периодом. В соответствии с этим пороговые значения индикатора душевого потребления электроэнергии в коммунально-бытовом хозяйстве в применении к оценке уровней ЭНБ децентрализованных зон северных могут быть использованы в предварительном анализе. При конкретном рассмотрении территорий с реальными статистическими данными целесообразны корректировки в сторону увеличения значений индикатора.

Данные по электропотреблению были изучены на примере 12 субъектов северных территорий России, объединенных схожими климатическими условиями и организационно-экономическими проблемами обеспечения ТЭР: Республика Саха (Якутия), Архангельская, Мурманская, Сахалинская, Магаданская области, Ханты-Мансийский (ХМАО), Ямало-Ненецкий (ЯНАО), Чукотский автономные округа, Республики Карелия, Коми, Тыва и Камчатский край. Так в изученных децентрализованных зонах территорий (с присутствием слабо развитых производственных секторов) севера РФ с населением не менее 10 тыс. человек (сельским и городским населением), имеет место действительный уровень годового потребления в коммунально-бытовом секторе 1187,9-3360 кВт·ч/чел. Проанализированные нормативные данные представленных субъектов на предмет объема электропотребления определенным числом людей, типов жилого помещения [398] показали диапазон показателя 1438,8 – 2150,16 кВт·ч/год.

По данным научной литературы [4] душевое годовое потребление электроэнергии в сфере домашних хозяйств и прочих видах деятельности регионов России колеблется в пределах 1977 кВт·ч/чел (2008г – 825/1152 кВт·ч/чел в быту/ прочих видах деятельности, включая коммунальное хозяйство) и имеет прирост в сельских населенных пунктах – 3,6%.

Опираясь на представленный анализ данных и уже существующие пороговые значения индикатора все же можно предположить базовую градацию для северных территорий, децентрализованных энергозон:

Таблица 3.2. Корректировка числовой пороговой градации индикатора

кВт·ч/чел	Безопасное
территории с весьма суровым климатом	Более 1438,8

Нужно согласиться с данными Минэнерго о том, что параметры электропотребления реагируют на изменения в экономике регионов, страны и т.д. Но сегодня пока не всегда возможно точно сказать, насколько достоверна энергетическая статистика данных по электропотреблению. Домашние хозяйства и бытовой сектор отдельных регионов отличаются повышенным уровнем насыщенности электроприборами, включая и такие электроемкие, как стационарные электроплиты. В тоже время, известны данные о низком электропотреблении потребителей территорий севера. Это требует дополнительного изучения такой категории потребителей, как преобладающей на территориях децентрализованного Севера.

Индикатор 1.2. Коэффициент обеспеченности электрической энергией

Данный индикатор введен в перечень исходя из того, что он представлен в своем применении с точки зрения выравнивания уровня жизни населения, оценки «доступности электрической энергии». Основание же доступности с разных направлений как раз комментируется выполнением соответствующих показателей – индикаторов. По результатам экспертной оценки индикатор имеет самый высокий ранг в своем блоке.

1.2.1. По главному показателю энергетической безопасности – коэффициенту самообеспеченности энергией/энергоресурсами возможно разделение на избыточные и дефицитные децентрализованные зоны электроснабжения. Поэтому в данном случае пороговые значения показателя целесообразно варьировать в интервале вокруг единицы.

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы (3.2) по отношению соотношению установленной (располагаемой) мощности АСЭС к пиковой мощности потребителей в анализируемом периоде.

$$\alpha'_{\text{оээ}} = \frac{N'_{\text{уАСЭС}}}{P'_{\text{нагр}}} \quad (3.2)$$

где $N'_{\text{уАСЭС}}$ – установленной (располагаемой) мощности АСЭС, кВт;

$P'_{\text{нагр}}$ – пиковая мощность потребителей, кВт.

Специфика функционирования объектов децентрализованной энергетики в условиях их существования предполагает верхний порог 100% для электроснабжения местного потребителя локальной энергозоны. Анализ их особенностей (территориальная рассредоточенность, автономность источника электроэнергии, особенность электросетевого хозяйства в пределах территориального кластера и условиях эксплуатации в вечной мерзлоте, фиксировано ограниченный

объем отпуска электроэнергии в условиях фактического состояния ДЭС, нерегулярность электроснабжения при нарушениях топливной логистики, т.д.) предполагает следующую дифференциацию пороговых значений индикатора, определенных на основе анализа фактов:

- при значении коэффициента много меньше 1 – чрезвычайное состояние по энергодефициту;
- при значении коэффициента равного 1 – депрессивное состояние по сбалансированности электроэнергии.
- >1 – безопасное избыточное состояние по установленной мощности ДЭС.

1.2.2. Смысловая направленность данного показателя может быть интерпретирована как показатель [290] доли собственных источников в балансе электроэнергии – степени самообеспеченности территории электроэнергией. Данный индикатор исключен из перечня. В изученных источниках северные регионы рассматривались в целом с позиции централизованного электроснабжения при районировании по силе электрических связей. Такие территории были отнесены к классификационным группам с характеристиками слабой, но все же существующей силы электрических связей с другими энергосистемами, одновременно имеющие изолированные участки с градацией принятой для территорий регионального уровня – варьирование от 90 (предкризис) и от 80% (кризис) [290].

Рассматривая же децентрализованные зоны исследуемых территорий, целесообразно провести соотнесение с некой уже существующей характеристикой показателя для субъектов РФ группы территорий, изолированных от единых электроэнергетических систем, с максимальной долей собственных источников в балансе электроэнергии - варьирование от 100 (предкризис) и от 85% (кризис) [290].

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы (3.3) по отношению соотношению объема выработки электроэнергии к объему электропотребления в анализируемом периоде.

$$\alpha'_{\text{доля сист}} = \frac{\mathcal{E}'_{\text{выр}}}{\mathcal{E}'_{\text{потр}}}, \quad (3.3)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{выр}}$ – выработка электроэнергии за анализируемый период, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

$\mathcal{E}'_{\text{потр}}$ – потребление электроэнергии за анализируемый период, $\text{кВт}\cdot\text{ч}$.

Исследуемые территории характеризует полное отсутствие электрических связей с другими территориями, так как автономность в данном случае предполагает инфраструктурную изоляцию объекта энергетики. По градации необходимо применить укрупненные группы уровней – безопасное состояние, депрессивное состояние, чрезвычайное состояние. Специфика автономных систем электроснабжения в рассматриваемых условиях функционирования выстав-

ляет более жесткие требования к уровню - безопасность / чрезвычайность предлагается применить следующую числовую градацию, определенную на основе анализа факторов:

- доля собственных источников энергии равна 1 – безопасное состояние;
- доля собственных источников энергии меньше 1 – не присуще АСЭС по их определению.

Учитывая особенность автономных систем электроснабжения пороговый уровень рассматриваемого показателя должен оцениваться при соотнесении с совокупностью таких показателей, как уровень резерва и степень износа ОПФ, чтобы сформировать полную картину возможности обеспечения электрической энергией.

Индикатор 1.3. Типовые показатели индивидуального потребления электроэнергии по IV типу децентрализованной зоны

В связи с тем, что в децентрализованной зоне северных регионов не функционируют крупные производственные мощности, энергообеспечение в основном носит социальный характер. Поэтому в перечень индикаторов введен индикативный показатель потребления энергии рассредоточенными малыми населенными пунктами (IV типовая группа, глава 2) самобытной и промышленной жизнедеятельности. На фоне гипертрофированного внимания к проблемам централизованного электроснабжения предлагаемый индикатор слишком индивидуален, но внесет в мониторинг уровня ЭНБ все сектора потребителей децентрализованных территорий северных регионов с учетом самобытности социально-экономического и этнокультурного развития народов остается важной задачей.

По данным региональных информационных справок различается пять типов с/х хозяйств, работающих в удаленных от сетей участках: сайылык-летник, конебазы, оленеводческие стада, рыболовные хозяйства и охотхозяйства. Оленеводство в России охватывает огромную территорию, это единственная отрасль сельского хозяйства, в которой занято все коренное население Севера. Северное оленеводство - специфическая отрасль скотоводства не порвавшая с глубокими этнокультурными традициями КМНС. Все они достаточно развиты в разной степени на всех территориях Севера (таблица). Представленные типы отличаются по стационарному и кочевому укладу жизни, уровнями электропотребления для обеспечения комфортного проживания людей и обеспечения хозяйственных нужд, по потребностям в электроэнергии (сезонности, широтному расположению). Для малых автономных потребителей (дом, кочевья) приоритетными процессами электрификации являются: освещение, радиосвязь, электропитание телевизора, холодильника, электроинструментов и других маломощных потребителей.

Таблица 3.3. Типы микророселений территорий Крайнего Севера РФ и циркумполярного мира

Регионы	Тип поселения	Характеристика
Территории Крайнего Севера России		
Архангельская область	Животноводство по большей части птицеводы 3 бригады оленеводов	Крупный рогатый скот (45.8 тыс. голов) Производство скота и птицы на убой в живом весе (по 35.5 тыс. тонн) Валовый надой молока (113 тыс. тонн) Производство рыбы и продуктов рыбных (120.6 тыс. тонн) Свиньи (12.7 тыс. гол.) Лошади (2.1 тыс. гол.) Олени (1.9 тыс. гол.) Птица (2063.3 тыс. гол.)
Красноярский край	Животноводство по большей части птицеводы и свиноводы 149 бригад оленеводов	Крупный рогатый скот (425 тыс. голов) Производство скота и птицы на убой в живом весе (187.4 тыс. тонн) Валовый надой молока (708.1 тыс. тонн) Свиньи (441.8 тыс. гол.) Лошади (27.8 тыс. гол.) Олени (104.8 тыс. гол.) Птица (8924.0 тыс. гол.)
Мурманская область	Животноводство по большей части свиноводы 77 бригад оленеводов	Производство рыбы и продуктов рыбных (553.5 тыс. тонн) Свиньи (37.8 тыс. гол.) Лошади (0.04 тыс. гол.) Олени (54.4 тыс. гол.) Птица (396.9 тыс. гол.) Крупный рогатый скот (7.5 тыс. гол.)
Ямало-Ненецкий АО	Животноводство по большей части оленеводство, рыболовство, молочное животноводство, звероводство 959 бригад оленеводов	Свиньи (1.4 тыс. гол.) Лошади (0.2 тыс. гол.) Олени (671.5 тыс. гол.) Птица (0.0 тыс. гол.) Крупный рогатый скот (1.1 тыс. гол.)
Ненецкий АО	Животноводство по большей части оленеводство, рыболовство, охотничий промысел 245 бригад оленеводов	Лошади (0.1 тыс. гол.) Олени (171.5 тыс. гол.) Птица (0.0 тыс. гол.) Крупный рогатый скот (1.4 тыс. гол.)
Республика Коми	Животноводство по большей части птицеводство и оленеводство 121 бригад оленеводов	Производство мяса оленей (1.6 тыс. тонн) Свиньи (23.4 тыс. гол.) Лошади (3.3 тыс. гол.) Олени (85.3 тыс. гол.) Птица (1635.5 тыс. гол.) Крупный рогатый скот (35.7 тыс. гол.)

Республика Саха (Якутия)	Животноводство по большей части оленеводство, рыболовство, охотничий промысел, птицеводство, скотоводство 236 бригад оленеводов	Крупный рогатый скот (190.9 тыс. голов) Олени (165.3 тыс. голов) Лошади (171.5 тыс. голов) Производство скота и птицы (по 35.5 тыс. тонн) Производство мяса оленей (1.2 тыс. тонн) Валовый надой молока (170.4 тыс. тонн) Производство рыбы и рыбных продуктов (5.6 тыс. тонн) Свиньи (26.1 тыс. гол.) Птица (709.3 тыс. гол.)
Финляндия Аляска, Норвегия, Швеция, Канада	Домашнее северное оленеводство	200 тыс. голов 650 голов 3 тыс. голов

Бригады меняются каждые 4 – 6 недель.

Данный индикатор будет характеризовать потребителей, имеющих специфическую электрическую нагрузку примерно до 5/10 кВт, которая определяется бытовыми нуждами, в первую очередь освещением. В настоящее время на исследуемых территориях большинство данных потребителей обходятся без электроэнергии. Остальные применяют маломощные генераторы на базе ДВС. В соответствии с этим реальный объем потребления электроэнергии типовой группы даже с учетом северных климатических условиях много меньше значений приведенных в различных исследованиях по пороговым значениям индикатора, не применимых для оценки децентрализованных зон. В данном случае необходимо фиксирование минимального объема данного показателя для каждого индивида, как потребителя электроэнергии определенного территориального кластера с характерным видом жизнедеятельности, который сохраняется на протяжении многих столетий и сохранится как самобытный образ жизни таких потребителей.

С другой стороны, обращаясь ко многим исследованиям, можно утверждать, что низкое значение показателя душевого потребления электроэнергии исследуемыми потребителями при существующем образе жизни и специфичной электрической нагрузке (достаточной для них в данном случае по потребностям), это не что иное, как низкий уровень развития территории и недостаточно созданные условия для благосостояния такого населения. Возможно, при обосновании данного вопроса потребуется изучение социальной нормы потребления электроэнергии по региону / локальной зоне субъекта РФ, социального статуса таких потребителей в каждом отдельном случае с рассмотрением территориально-политических условий его реализации для создания условий обеспечения минимального уровня жизнеобеспечения, как одной из ос-

новых задач ЭНБ отдельной локальной территории, района, региона, субъекта страны, государства.

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы (3.4) по относительному соотношению электропотребления в одном из типов сельско-промышленного хозяйства в анализируемом периоде и численности потребителей типовой группы на начало анализируемого периода.

$$\alpha'_{\text{оээ_с/х}} = \frac{\mathcal{E}'_{\text{потс/х}}}{N'_{\text{гр_нас}}}, \quad (3.4)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{потс/х}}$ – электропотребления в одном из типов сельско-промышленного хозяйства в анализируемом периоде, кВт·ч;

$N'_{\text{гр_нас}}$ – численности потребителей типовой группы на начало анализируемого периода, чел.

Выявить общую закономерность по такому типу потребителей не представляется возможным, но изучив их образ и уклад жизнедеятельности можно выделить специфичность для каждой группы отдельно (фермерское хозяйство, сельский промысел, оленеводство и т.д.) Методика определения потребности в средствах электроснабжения для социального развития села, разработанная Министерством сельского хозяйства РФ предлагает модели электропотребления для разных категорий групп сельского населения [223] для рассматриваемых децентрализованных потребителей нашего типа сельских хозяйств характерны две модели из предложенных:

Таблица 3.4. Модели электропотребления для сельского хозяйства

1-ая модель	2-ая модель
Низкий уровень электрификации быта сельского населения	предполагает уровень электрификации, предусматривающий традиционный сельский дом, промышленную бригаду
наличие 4 - 6 электробытовых приборов	оснащенный основными электробытовыми машинами и приборами
Количество проживающих 1-3 человека	Домохозяйство
468 кВт·ч /год - первый уровень электрификации быта	2506 кВт·ч /год - второй уровень электрификации быта
Процессы / приборы: телевизор, кипятильник, освещение, электроплитка и иное	Процессы / приборы: телевизор, приемник, кипятильник, освещение, электроплитка, холодильник морозильник, электрический насос, бытовые приборы и иное

Данные модели можно принять за базовые в оценке обеспечения возможности ведения своего уклада жизни и минимальных комфортных условий проживания населения и микрорайонов. Данная методика позволяет объективно выбрать электрические нагрузки, связанные с социальным развитием и жизнедеятельностью сельского населения. Удельные по-

казатели (нормативы) расхода электрической энергии для определения суммарных объемов электропотребления и определения потребности в средствах электроснабжения, приведенные в данной методике подведены под типы сельского хозяйства – микророселений децентрализованных энергозон Севера (таблица 3.5).

Таблица 3.5. Характеристики электропотребления микророселений

Тип сельского хозяйства	Уклад жизни	Процессы / приборы	Годовое электропотребление электроэнергии
Оленеводство	Кочевой образ жизни	Освещение-100 кВтч/год Телевизор- 110 кВтч/год Приёмник- 20 кВтч/год	230 кВт ч /год
Охотское дело	Стационарный сезонный образ жизни	Освещение-100 кВтч/год Телевизор- 110 кВтч/год Приёмник- 20 кВтч/год	230 кВт ч /год
Мелкие фермерские хозяйства	Стационарный образ жизни	Холодильник-480 кВтч/год Освещение-516 кВтч/год Телевизор-360 кВтч/год Приемник- 20 кВтч/год Технологические аппараты – 401 кВтч/год	1777 кВтч/год
Мелкие животноводческие хозяйства (конебазы)	Стационарный образ жизни	Телевизор-360 кВтч/год Приёмник-20 кВтч/год Электроплита-140 кВтч/год Освещение-100 кВтч/год	620 кВт ч /год
Рыболовецкие предприятия	Стационарный сезонный образ жизни	Скорморозильные камеры – 12960 кВтч/год Освещение- 258 кВтч/год Телевизор-180 кВтч/год Приёмник- 20 кВтч/год	13418 кВтч/год

Анализ размеров нормы, указанных в различных источниках, для различных домохозяйств сельского населения имеет диапазон 186-296 кВт·ч в месяц на одно домохозяйство, что в принципе соответствует 2 модели Минсельхоз хозяйства.

Для исследования малые потребители типовых децентрализованных зон классифицированы на группы, в которые входят населенные пункты с численностью населения в среднем до 10, 25, 50, 100 человек и получен расчетный уровень электропотребления при средней потребности 0,12 кВт/чел в сутки. В различных источниках для сельских местностей норматив приравнен к 0,17 кВт в сутки. Данный показатель нормы электропотребления в быту удовлетворяет характеру деятельности данных потребителей (промыслово-животноводческое хозяйство). Вариант предполагает удовлетворение минимальных бытовых потребностей населения в энергии исследуемых децентрализованных зон (потребности производства, кроме сельскохозяйственных нужд, не учитываются исходя из образа жизни потребителей данных зон и отсутствия в

перспективе его внедрения и развития). Ряд работ отмечают этот показатель величиной 0,75 кВт в сутки. Расчетные показатели по необходимой величине электропотребления специфических групп потребителей на основе изучения уклада их жизни сведены в таблицу 3.6 предполагаемых результатов данных.

Таблица 3.6 Типология и классификация сельских населенных пунктов с расчетным уровнем электропотребления

Численность	сезон	Электропотребление, кВт · ч			
		сутки	Месяц	сезон	год
<u>потребитель</u> – оленеводы, рыболовы, охотники <u>вид нагрузки</u> – освещение, телерадиовещание					
3-10 человек	Осень-зима	1,28	38,4	115,2	378 € 1 модель
	Весна-лето	0,82	24,6	73,8	
<u>потребитель</u> – оленеводы, рыболовы, охотники, индивидуальные потребители <u>вид нагрузки</u> – освещение, телерадиовещание, приготовление пищи					
3-10 человек	Осень-зима	5,5	165	495	1692€ 2 модель
	Весна-лето	3,9	117	351	
<u>потребитель</u> – оленеводческие бригады, индивидуальные хозяйства, полевые станы, мелкие животноводческие фермы, хозяйства <u>вид нагрузки</u> – освещение, телерадиовещание, приготовление кормов и пищи, технологические нужды					
3-10 человек	Осень-зима	25,95	778,5	2335,5	9054
	Весна-лето	24,35	730,5	2191,5	
	Осень	66,6	1998	5994	
	Весна	52,5	1575	4725	
	Лето	23,5	705	2115	

Можно считать, что данному индикатору свойственна следующая приближенная модель электропотребления микрораселений:

1. Уровень электрификации быта: минимально комфортный
2. Наличие электробытовых приборов:
 - оленеводство - от 3-6,
 - рыболовство - от 3-5,
 - охотничий промысел от 3-4,
 - мелкие промысловые хозяйства от 3-6
3. Количество человек группы от 3-10
4. Уровень электрификации – более 378 кВтч/год

Таким образом для показателя потребления электроэнергии определение пороговых значений производим в зависимости от того к какой инфраструктуре принадлежит микрораселение децентрализованной зоны (сельский достаточно мелкий обособленный пункт, промышленное хозяйство, кочевое хозяйство и т.д.):

Таблица 3.7 Определение числовой пороговой градации индикатора

Группа	Безопасное/депрессивное/чрезвычайное
Территории с очаговым и кочевым хозяйством	Определяется на основании отдельного рассмотрения данных по электропотреблению изолированных потребителей указанной категории при базовом показателе более 378 кВтч /год

Блок 2. Ресурсная (топливно-энергетическая) обеспеченность системы энергоснабжения децентрализованной зоны

В процессе исследования показателей данного блока намеренно должны исключиться зоны со значительными запасами каких-либо собственных ресурсов, чтобы акцентировано рассмотреть специфично-проблемные децентрализованные зоны электроснабжения северных регионов.

Индикатор 2.1.1. Доля собственных источников в балансе котельно-печного топлива (КПТ), моторного и дизельного топлива (в том числе газовой отрасли) в децентрализованной зоне [290, 383, 438].

Данный индикатор сохранен в перечне оцениваемых показателей. Рассматривается как степень самообеспеченности территории данным топливным ресурсом

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы (3.5) по относительному соотношению собственного производства и потребления основных видов топлива на территории в анализируемом периоде.

$$\alpha'_{\text{топсоб}} = \frac{B'_{\text{собпр}}}{B'_{\text{потр}}} \cdot 100\% , \quad (3.5)$$

где $B'_{\text{собпр}} = B'_{\text{собг}} \cdot \alpha_2 + B'_{\text{собм}} \cdot \alpha_m + B'_{\text{собуг}} \cdot \alpha_{y2}$ – собственное производство КПТ: газа ($B'_{\text{собг}}$, млн.м³), мазута ($B'_{\text{собм}}$, тыс. т), и угля ($B'_{\text{собуг}}$, тыс. т), тыс. т.у.т.;

$\alpha_2, \alpha_m, \alpha_{y2}$ – коэффициенты пересчета газа, мазута и угля из натуральных величин в условное топливо, т.у.т./т (для газа – т.у.т./тыс. м³);

$B'_{\text{потр}} = B'_2 + B'_m + B'_{y2}$ – собственное потребление КПТ: газа (B'_2), мазута (B'_m) угля (B'_{y2}) тыс. т.у.т.

Районирование по данному показателю производится исходя из силы транспортных связей территории и учетом климатических условий.

Предложенная в источниках территориальная классификация полностью отвечает специфике группы децентрализованных зон севера:

- не имеющих железнодорожные и газопроводные связи с внешними поставщиками, где топливо доставляется многозвенным водным, авиационным путем или автозимником с наложением условий холодных и продолжительных зимних периодов.

- слабой силы связи с поставщиками и степени обеспеченности (практическим отсутствием) собственными ресурсами ископаемой нефти.

Территориальное районирование по пороговым значениям, в существующих исследованиях, наиболее близкое к характеристикам децентрализованных зон - варьирование от 85% (предкризис) и от 65% (кризис) [290].

Учитывая, что особенностью децентрализованного электроснабжения являются автономные ДЭС с привозным топливом, то все исследуемые территории априори будут находиться в кризисном состоянии по данному показателю. Тем не менее, полное исследование данного показателя в разрезе существующих условий функционирования автономных систем электроснабжения и реальных статистических данных по топливным составляющим баланса, позволит выполнить коррекцию порога индикатора и предложить градацию:

- 100% - безопасное состояние по данному индикатору;
- менее 100% - депрессивное состояние, которое может перейти в чрезвычайное состояние в случае перебоев в поставках привозного топлива.

Разбиение последнего порогового значения индикатора на большее количество групп (процентная градация) не даст показательной для рассуждений картины по состоянию локальных энергозон вследствие специфики исследуемых автономных энергохозяйств.

Индикатор 2.1.2. Коэффициент обеспеченности местными ресурсами углем, газом, дизельным топливом и т.д.

Данный показатель введен в перечень и является уточняющим для показателя 2.1.1. Для децентрализованных зон необходимо провести районирование пороговых уровней по степени возможности перехода к альтернативным видам местных традиционных топливных ресурсов исследуемой зоны и силы связи с близ лежащими/прилегающими к ней локальными зонами, обладающими данными видами ресурсов. По результатам экспертной оценки индикатор имеет самый высокий ранг в своем блоке.

Определение данного показателя как коэффициента самообеспеченности введено постановлением правительства РС (Я) о топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) [314] для стоимостной оценки топливно-энергетического баланса Республики Саха (Якутия).

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы (3.6) по относительному соотношению производимых первичных энергоресурсов к их суммарному потреблению на территории в анализируемом периоде.

$$k'_{\text{топобеспеч}} = \frac{\mathcal{E}'_{\text{пр}}}{\mathcal{E}'_{\text{потр}}} , \quad (3.6)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{пр}}$ – объем производимого первичного энергоресурса, о.е.;

$\mathcal{E}'_{номр}$ – суммарное потребление энергоресурса, о.е.

Аналогично коэффициенту самообеспеченности энергией для децентрализованных зон можно предложить разделение на избыточные и дефицитные территории с варьированием вокруг значения 1:

- при значении коэффициента меньше 1 – чрезвычайное состояние по дефициту/отсутствию ресурсообеспеченности
- ≥ 1 – нормальное избыточное состояние с возможностью перехода на местное традиционное топливо в производстве электроэнергии.

Индикатор 2.2 Возможность обеспечения запасами нефти, угля, газа через разведку месторождений децентрализованной зоны [50, 290, 438]

Данный показатель дополняет индикатор обеспеченности собственными ресурсами, сохранен в перечне, является синтетическим и определяется отчетными данными о количестве лет по обеспеченности текущими разведанными извлекаемыми запасами топлива при непосредственном проведении исследований территории. Проявляется и такой фактор, как размер месторождения, данные о степени его выработки, о новых месторождениях и прогнозных запасах по результатам поисково-оценочных работ. Данный показатель рассчитывается для территорий, где значение индикатора 2.1. отлично от нуля.

Инструментарий измерения индикатора: обработка информационных данных по запасам энергоресурсов на территории в анализируемом периоде в соотношении (3.7) объемов текущих разведанных извлекаемых запасов энергоресурса и его годовой добычи.

$$\alpha'_{развресурсы} = \frac{\mathcal{Z}'_{извлресурс}}{B'_{добыча}}, \text{ избыточных территорий (добыча превышает потребление)} \quad (3.7)$$

$$\alpha'_{развресурсы} = \frac{\mathcal{Z}'_{извлресурс}}{B'_{ресурспотреб}}, \text{ дефицитных территорий (добыча меньше потребления),}$$

где $\mathcal{Z}'_{извлресурс}$ – текущие разведанные извлекаемые запасы топливного ресурса, т (м^3);

$B'_{добыча}$ – годовая добыча топливного ресурса, т (м^3);

$B'_{ресурспотреб}$ – годовое потребление топливного ресурса, т (м^3).

Исследование в разрезе децентрализованных зон необходимо рассматривать по состоятельности территорий по потенциальным и освоенным месторождениям, но на текущий момент не изученных геологоразведкой и не освоенных по различным причинам (труднодоступность, высокзатратность, отсутствие финансовых инвестиций и т.д.).

Для территорий не располагающих существенными запасами сырьевых ресурсов для практического использования и не имеющих месторождений расчет индикатора не выполняется и автоматически относит зону к нулевому значению индикатора.

В соответствии с этим для децентрализованных зон предполагаются следующие уровни анализа лингвистических пороговых значений индикатора:

- равное нулю – территории не подлежат рассмотрению в данном индикаторе;
- отличное от нуля – относит состояние территории к потенциально безопасному состоянию с условием уточнения и фиксирования назначения ресурса:

- *потенциальное собственное потребление – допускается и может предполагаться перспектива использования запасов месторождения;*

- *собственное потребление – достаточность и существенность определяется расчетным значением коэффициента*

- *вывоз за пределы энергозоны – априори относит зону к чрезвычайному состоянию и требует дополнительных исследований по возможности потенциального собственного потребления с изучением структуры АСЭС.*

Значение индикатора, отличное от нуля, как видно требует дополнительных исследований и пояснений с взаимосвязным переходом к расчету других индикаторов. Например, существенность и достаточность запасов должна определяться соотношением с потребным объемом топливных ресурсов для обеспечения существующего объема выработки электроэнергии и перспективным развитием технологической инфраструктуры, с допустимостью данного вида ресурса для действующего типа АСЭС, с возможностью изменения типа АСЭС.

Индикатор 2.3. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении топлива в децентрализованной зоне [290, 383, 438].

Индикатор характеризует рациональность топливных балансов в электроэнергетике территорий и сохранен в перечне оцениваемых показателей. Но это не самостоятельный показатель и несет свою значимость в последствиях оценки.

Инструментарий измерения индикатора: расчетная формула (3.8) по отношению к соотношению максимальной величины потребления соответствующих топливных ресурсов на территории и величины потребления КПП в анализируемом периоде.

$$\alpha'_{\text{топдом}} = \frac{\max(B'_{\text{ресурс}i}, B'_{\text{ресурс}j})}{B'_{\text{ресурс}}} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

где $B'_{\text{ресурс}}$ – потребление КПП в анализируемом периоде, тыс. т.у.т.;

$B'_{\text{ресурс}i}, B'_{\text{ресурс}j}$ – виды топливных ресурсов.

В изученных исследованиях территории группируются по характеристикам обладания собственными топливными ресурсами или присутствия факта их доставки. Надо отметить, что в существующих исследованиях для большей части перечня северных территорий (например, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО, Красноярский край, Иркутская область, Республика Саха (Якутия) и др.) данный индикатор не рассчитывался в силу их избыточности по собственным ресурсам доминирующего ресурса. Но предварительный анализ показывает несоответствие данного вывода касательно оценки децентрализованных зон.

Изучение показателя позволит оценить диверсифицированность топливно-энергетических ресурсов изолированных территорий. Это позволит увидеть всего лишь степень некоторой готовности к потенциальным изменениям в структуре ТЭР и уровне обеспечения энергетической безопасности с позиции данной характеристики.

Если же структура АСЭС не расположена к изменениям, не подразумевает взаимозаменяемость по использованию иного вида топлива и не имеет возможности перераспределения нагрузки между невзаимосвязанными электроустановками энергозоны, к тому же еще и с разными видами используемого топлива (если таковы имеются), то в случае недостатка доминирующего топлива не имеет значения какова его доля. Поэтому классификация порогового значения взаимосвязана с анализом структуры АСЭС и специфики их функционирования для каждой конкретно зоны.

В случае использования ресурсов местных месторождений предполагается, что все электроустановки направлены на использование именно данного вида топлива. Поэтому далее решающую роль играет взаимосвязь с состоянием показателя добычи по месторождению и его обеспеченностью запасами.

Анализируя расположения децентрализованных зон северных территорий, особенности существующих энергохозяйств, статус потребителей электроэнергии и так далее, сформирован принцип районирования таких территорий и принята классификация пороговых значений доли доминирующего ресурса в общем потреблении топлива для оценки.

Таблица 3.8. Определение числовой пороговой градации индикатора

Группа территорий, с долей 100% привозного топлива для электроснабжения изолированных потребителей	Группа территорий, использующая топливные ресурсы местных месторождений	
Градация порогового значения		
<i>Любое значение показателя доминирующего ресурса – чрезвычайное состояние для специфики автономности</i>	Доминирующий ресурс - менее 100%	Доминирующий ресурс - 100%
	<i>Безопасное состояние на текущим период исследования</i>	<i>Депрессивное состояние, граничащее с чрезвычайным для специфики автономности (отсут-</i>

	<i>С переходом к расчету индикатора 2.6 по источению собственных ресурсов</i>	<i>ствия связи между АСЭС, возможности изменений типа АСЭС и перехода на другой вид ресурса и т.д.) - на основе оценки индикатора обеспеченности собственными ресурсами и типового ряда АСЭС</i>
--	---	--

Индикатор 2.4. Коэффициент обеспеченности возобновляемыми ресурсами децентрализованной зоны

Данный индикатор введен для выявления территорий с возможностью их диверсификации ТЭР местными возобновляемыми ресурсами. Степень обеспеченности территории данным энергоресурсом определится его потенциалом с географической привязкой к децентрализованной зоне, не имея перечисленных для других показателей по топливным ресурсам коэффициентов зависимостей.

В мировой практике, как правило, оцениваются три вида энергетических потенциалов ВИЭ: валовый (теоретический), технический и экономический. Ученые Института энергетики и ИСИЭЗ НИУ ВШЭ применили [274] для оценки дополнительные виды потенциалов (топливный, теплоэнергетический, электроэнергетический, экологический). Данная методика широко используется в различных проектах и оценивает количество уменьшение потребления тепловой и электрической энергии, производимой путем сжигания ископаемых органических топлив, и, как следствие, снижение расхода этих топлив и сокращение массы выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ.

Инструментарий анализа в измерении индикатора $k_{\text{обеспеч ВИЭ}}$ представляет комплексное микроисследование (как переход к отдельному глубокому расчету)

- Природно-ресурсное: обработка характеристических параметров (средняя сезонная скорость ветрового потенциала, солнечная инсоляция, объемы и распределение биомассы и т.д.) возобновляемого энергоресурса территории;

- Техническое: оценка технического потенциала / единичных характеристик возобновляемого энергоресурса территории по типовым методикам;

- Энергетическое: оценка соотношения с изменяющейся нагрузкой потребителя (социальным статусом потребителя) в рациональном выборе структуры АСЭС;

- Топливо-энергетическое: оценка сравнительного соотношения выработки 1 кВт·ч электроэнергии потенциалом возобновляемых и традиционных ресурсов в анализируемый период, то есть определение соответствия величине заменяемого объема топливных ресурсов.

Данный синтетический показатель складывается из соответствующих индикативных показателей объемов потенциала различных видов ВИЭ территории в соотношении с объемами и характером потребляемой электрической нагрузки изолированными потребителями.

На предварительном этапе целесообразно определить приоритетные виды возобновляемых ресурсов для исследуемой территории в виде присутствия перспективного коэффициента обеспеченности с ранжированием диапазона потенциала. Пороговые значения по данному показателю могут быть приняты и уточнены на основании уже существующих исследований в области градации характеристик ветра, солнечной энергии и других ВИЭ для регионов России, но уже на примере отдельно взятых децентрализованных зон северных территорий.

Так как потенциал возобновляемого ресурса не исчерпаем, в отличие от традиционного топлива, то определение фиксированных пороговых значений индикатора для оценки его достаточности основывается на соотношении показателей графиков нагрузки потребителей и условий реализации потенциала ВИЭ конкретной децентрализованной зоны электроснабжения. Важным показателем возможности реализации возобновляемого энергоресурса являются существующие технические разработки энергетических установок, наличие эффективных технологий использования возобновляемых ресурсов.

Районирование по данному показателю целесообразнее производить по характеристической величине потенциала ресурса ВИЭ с географической привязкой к территории.

Классификацию пороговых значений данного показателя можно принять только для оценки отдельных децентрализованных зон электроснабжения с микроклиматическим обследованием и учетом влияющих факторов территории (изменяющаяся нагрузка потребителя, социальный статус потребителя, территориальное расположение АСЭС, климатические условия, изменяющаяся энергия возобновляемого ресурса и т.д.).

На стадии предварительной оценки территорий по данному показателю возможно предложение следующих градаций пороговых значений.

Таблица 3.8. Определение пороговой градации индикатора

<i>Вид ВИЭ</i>	<i>Состояние территории по данному индикатору, в зависимости от характеристического показателя потенциала</i>		
	<i>Обеспеченное</i>	<i>Перспективное</i>	<i>малоэффективное</i>
<i>Ветровой потенциал среднегодовая скорость ветра / характеристика нагрузки потребителя</i>	<i>4-7 м/с / малая энергоёмкость потребителей</i>	<i>более 7 м/с / объекты малой энергетики</i>	<i>менее 3 м/с</i>
<i>Солнечный потенциал продолжительность солнечного сияния</i>	<i>1700-2000 ч/г</i>	<i>более 2000 ч/г</i>	<i>Малая плотность солнечной энергии, приходящаяся на горизонтальную поверхность территории</i>

<i>Гидроэнергетический потенциал</i>	<i>Географическая взаимосвязь территории с реками; присутствие условий и локальных возможностей, благоприятствующих использованию гидроэнергетического потенциала</i>		<i>Неудовлетворительные условия для реализации гидроэнергетического потенциала</i>
<i>Геотермальный потенциал</i>	<i>Доступность геотермальных ресурсов; потенциальная возможность использования ресурсов; удовлетворительность технических требований к геотермальным ресурсам; наличие потребностей в имеющихся потребительских свойствах термальных вод</i>		<i>Недостаточность энергетического потенциала и труднодоступность использования геотермальных ресурсов.</i>
<i>Биомасса</i>	<i>Присутствие отдельных видов сырьевых энерго-ресурсов с локальной возможностью использования ресурсов ее энергетического потенциала; высокая теплотворная способность различных видов биоресурса.</i>	<i>Целесообразное распределение разнообразной по характеристикам и благоприятной по объему биомассы на территории; удовлетворительность технических требований к биоэнергетическим ресурсам</i>	<i>Недостаточность энергетического потенциала и труднодоступность использования биоэнергетических ресурсов.</i>
<i>другое</i>	<i>Соответствие потенциальных возможностей возобновляемого ресурса децентрализованной территории условиям эффективного использования гибридными или автономными установками для характерных графиков электрических нагрузок потребителей</i>		<i>Неудовлетворительные условия для реализации потенциала</i>

Внедрение установок на базе ВИЭ позволит повысить энергетическую безопасность с позиции обеспечения независимости от поставок топливных ресурсов, выполняемых многозвенным путем, и снижению их потребления. Использование ВИЭ относится к индикатору использования местных ресурсов, что способствует повышению самодостаточности и решению энергодефицитности децентрализованной энергозоны, а, следовательно, развитию региона в целом.

Индикатор 2.5. Коэффициент привлекательности развития ВИЭ для децентрализованной зоны

Данный показатель является введенным в перечень и итоговым в индикативной оценке по показателям потенциала ВИЭ. Показатель не рассматривает привлекательность со стороны привлечения инвестиционного потенциала в развитие ВИЭ. Здесь предполагается рассмотрение весомого основания для включения стратегической возможности и востребованности ВИЭ в

повышение показателей ЭнБ. Хотя по результатам нового исследования аналитиков компании ЕУ [87, 99, 103, 219, 275, 395, 451] одна из последних современных тенденций в энергетике - это определение «Индекса (рейтинга) привлекательности стран для развития отрасли возобновляемой энергетики».

Основными факторами, способствующими росту перспективности индекса, являются стоимость внедрения технологий возобновляемой энергетики, определенность и присутствие долгосрочной энергетической политики. Если имеет место существование инвестиций в проекты реализации возобновляемого потенциала исследуемой территории, либо благоприятный прогноз, то данные факты можно считать усиливающими рассматриваемый индикатор. В оценке данного показателя немаловажное значение имеет рассмотрение фактов региональной административной поддержки, перекрестного финансирования в оплате товара «электрическая энергия», инвестиционной привлекательности территории и т.д. Все перечисленные факторы могут составлять сопровождающий инвестиционный блок. Введение коэффициента привлекательности ВИЭ в исследуемой индикативной оценке децентрализованных территорий теоретически несет в себе указанную смысловую нагрузку и предполагает реализацию на локальном уровне в несколько иной интерпретации.

Привлекательность развития ВИЭ – это общая характеристика совокупности признаков, факторов и средств, которые выделяют их ресурсы на фоне традиционных энергоресурсов и иных решений в диверсификации ТЭК и делают их интересными для повышения надежности АСЭС в укреплении позиций ЭнБ.

Выделим ряд факторов, на основе которых децентрализованные зоны электроснабжения могут территориально дифференцироваться:

- территории 1 типа с относительно достаточным потенциалом ВИЭ для обеспечения электрической энергией отдельных потребителей с благоприятной возможностью подключения к централизованным источникам энергии или обеспеченностью запасами топливных местных природных ресурсов (комплексное определение экономической эффективности реализации одного из вариантов повышения надежности электроснабжения будет являться определяющим);

- территории 2 типа с высоким потенциалом ВИЭ и высокой степенью изолированности, высоким показателем стоимости электроэнергии от существующих источников с большим износом ОПФ и низкими показателями надежности АСЭС (могут присутствовать ухудшающие факторы – ограниченный доступ к электрической энергии с использованием дизель-генераторов в определенные часы суток);

- группа 3 типа, характеризуемая низкой обеспеченностью ВИЭ по индикатору 2.4. – данные территории рассмотрению в этом показателе не подлежат.

Описание содержательного значения коэффициента привлекательности сформировано в виде соотношения факторов на рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 Совокупность признаков и средств возможной и необходимой реализации элементов привлекательности ВИЭ с характерной специфичностью децентрализованных зон

Коэффициент (степень) привлекательности развития ВИЭ будет расти в своем значении, если растет степень благоприятности, имеющая удачное сочетание своих составляющих. Но коэффициент снижается или обнуляется, если преобладает значение нейтрализующих ее факторов (рациональность подключения к централизованному электроснабжению, рациональность использования местных топливных ресурсов, высокие показатели надежности функционируемых АСЭС и т.д.).

Определение действенного значения коэффициента привлекательности является весомым основанием по анализу факторов для перехода к блоку выбора оптимального варианта АСЭС с участием ВИЭ, как укрепления позиций ЭНБ в ресурсной обеспеченности, надежности топливо- и электроснабжения, в экологической допустимости и социально-экономическом эффекте.

Коэффициент привлекательности территории для вовлечения ВИЭ в изолированные системы электроснабжения может быть рассмотрен в виде расчетно-аналитических зависимостей с использованием различных факторов: потенциальный ресурс ВИЭ, степень децентрализации, масштабы государственной поддержки, возможность подключения к централизованному элек-

троснабжению, стоимость производимой электроэнергии, социальный статус населения и его платежеспособность.

Инструментарий анализа в измерении индикатора: определение поведения функциональной зависимости коэффициента привлекательности территории от составляющих факторов зависимости (3.9):

$$k_{\text{привлек ВИЭ}} = \sum_{i=1}^n \gamma_i F_i, \text{ - фактор присутствия привлекательности} \quad (3.9)$$

$$k_{\text{от_привлек ВИЭ}} = \sum_{j=1}^n \gamma_j F_j, \text{ - фактор отсутствия привлекательности}$$

где γ_{ij} – весовой коэффициент, отражающий относительную значимость i/j -го показателя в оценке подтверждения / отрицания коэффициента привлекательности развития ВИЭ территории, определяющийся методом анализа иерархий на основе субъективных суждений экспертов

$$\text{При этом } \sum \gamma_{ij} = 100\%$$

F_i - показатели факторов, усиливающие привлекательность развития ВИЭ на территории:

$F_{\text{завоз_топ}}$ - показатель завоза топлива: многозвенный завоз с доступностью к топливным терминалам - принимаем за значение «0», многозвенный сезонно ограниченный завоз с высокой изолированностью - принимаем за значение «1»);

$F_{\text{деградОПФ}} = \alpha'_{\text{изнАСЭС}}$ - доля износа (деградационного состояния) ОПФ АСЭС;

$F_{\text{топ_ээ}}$ - доля топливной составляющей в стоимости электроэнергии;

$F_{\text{госп}}$ - наличие административной и государственной поддержки ВИЭ.

F_j - показатели факторов, отражающие непривлекательность развития ВИЭ на территории:

$F_{\text{соц_д_тариф}} = \frac{\alpha'_{\text{оээ_с/х}} \cdot \tau_{\text{ээ}}}{D_{\text{нас}}}$ платежеспособность населения: значение показателя основывается на рассмотрении социального статуса потребителя и его доступности к тарифу - оценка доли дохода на территории децентрализованной зоны относительно возможности оплаты электроэнергии по экономически обоснованному тарифу на производство электроэнергии (здесь найдет место и сравнительная оценка с нормативами по доле обеспечения коммунально-бытовых условий в прожиточном минимуме по энергозоне) / или уровень жизни по доле к среднерегиональному доходу.

$F_{\text{себ_ээ}}$ - себестоимость производимого 1 кВтч электроэнергии (экономически обоснованный тариф на производстве электроэнергии) - доля от регионального значения;

$F_{цэс}$ - возможность подключения к централизованному электроснабжению: значение показателя при возможности подключения значение принимаем за «1», при нецелесообразности «0».

$F_{топ ресурс} = \alpha_{топсоб}$ - доля собственных источников в балансе топливных ресурсов с обозначением назначения

При проведении исследований использован методом анализа иерархий. При составлении матрицы парных сравнений предпочтительность элементов определенного иерархического уровня определялась исходя из критериев «Повышение надежности АСЭС / Снижение затрат» (рисунок 3.7) для определения степени важности параметров по усиливающим факторам для привлекательности развития ВИЭ. И аналогично с критерием «Доступность типовых АСЭС без ВИЭ» для элементов факторов отсутствия привлекательности. В результате получены следующие соотношения (3.10):

$k_{привлек\ ВИЭ} = (0,403F_{деградОПФ} + 0,372F_{завоз_топл} + 0,178F_{топ_эз} + 0,049F_{господ})$, чем выше значение данного коэффициента, тем привлекательнее позиция развития ВИЭ

(3.10)

$k_{от_привлек\ ВИЭ} = (0,033F_{соц_д_тариф} + 0,166F_{себ_эз}) + (0,435F_{цэс} + 0,366F_{топ\ ресурс})$, первое слагаемое характеризует социально-финансовое состояние энергозоны – чем оно ниже, тем нейтральнее ситуация по привлекательности внедрения ВИЭ; второе слагаемое показывает допустимость альтернативных вариантов внедрению ВИЭ в энергобаланс – чем выше его значение, тем они предпочтительнее.



Рисунок 3.7 Структура иерархии по двум критериям в приоритетности альтернативы для обоснованности привлекательности ВИЭ

Приоритеты по весовым значениям факторов подтвердили ранговую экспертную оценку индикаторов в перечне, представленную во 2 главе, но в перспективе требуют систематического анкетирования экспертов с позиции меняющейся ситуации в современной энергетике и положения в ней децентрализованной.

В различных исследованиях в области ВИЭ [105, 331] рассматриваются градации показателя индекса привлекательности ВИЭ регионов РФ (рисунок 3.8) в диапазоне от «0» до значения «1».

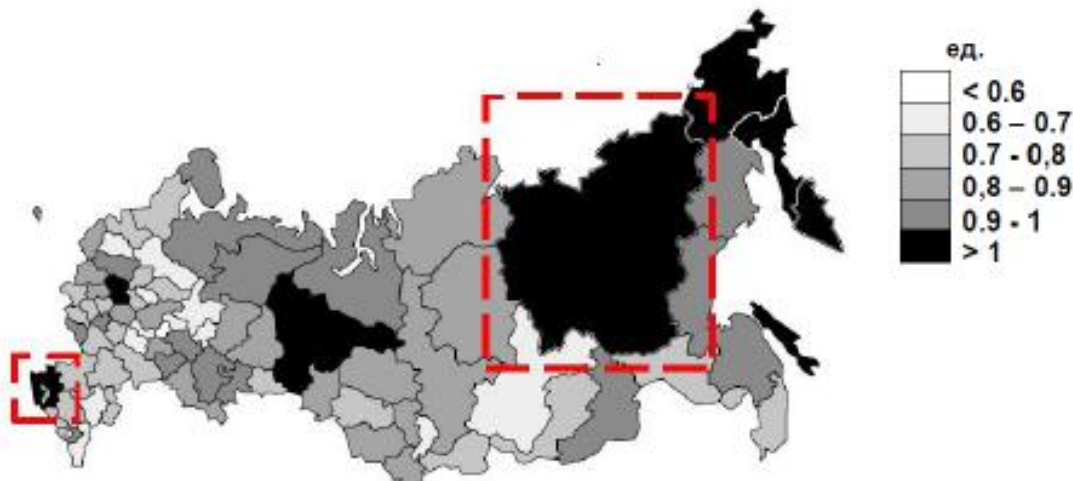


Рисунок 3.8 Пример карты с индексом привлекательности регионов для развития солнечной энергетики [Frost&Sullivan, Branан]

Для каждой децентрализованной зоны, не целесообразной для подключения к централизованной системе электроснабжения, может быть применен индекс предпосылки к развитию ВИЭ, рассчитанный по «минимаксному методу», когда зона с наименьшим значением принимается за «0», с наибольшим за «1». К применению оценки сформированы характеристики, частные виды которых отражаются в выше поставленных факторах привлекательности и нейтрализации развития ВИЭ в предварительной дифференциации территорий по группам 1 и 2 типа в соответствии с $k_{\text{обеспеч ВИЭ}}$, принадлежности к экозоне:

1. Ресурсно-территориальная: частные характеристики - $F_{\text{завоз_топ}}$ - отражает опасность по доступности к топливным ресурсам; $F_{\text{топ_ээ}}$ - отражает территориальную изолированность;

2. Социально-энергетическая: частные характеристики - $1/F_{\text{соц_д_тариф}}$; $F_{\text{себ_ээ}}$; $F_{\text{деградОПФ}}$

Расчет индекса основан на типовых методиках, выражениях (3.11) [минимаксный метод, методы Эксперт РА] для ранжирования объектов, часто используемых в научных исследованиях:

$$P_{ik} = \frac{\sum_n [(F_{ijkmax} - F_{ijk}) / (F_{ijkmax} - F_{ijkmin})]}{nk} \quad (3.11)$$

где P_{ik} - значение k -го вида частной характеристики в i -ой децентрализованной энергозоне северного района и арктической зоны;

n_k - число показателей для оценки k -го вида характеристики

F_{ijk} - величина j -го показателя в i -ой децентрализованной энергозоне по k -го вида характеристике;

F_{ijkmax} - величина j -го показателя в i -ой децентрализованной энергозоне с максимальным значением, относящегося к k -му виду характеристики;

F_{ijkmin} - величина j -го показателя в i -ой децентрализованной энергозоне с минимальным значением, относящегося к k -му виду характеристики.

Интегральное значение по индексу предпосылки к развитию ВИЭ на территории децентрализованной энергозоны рассчитывается как средневзвешенная сумма частных характеристик с учетом средневзвешенной величины веса k -го вида характеристики по экспертной оценке \mathcal{E}_k по представленному выражению (3.12):

$$I_i = \sum P_{ik} \cdot \mathcal{E}_k + \text{оценка } U\mathcal{E}_{\text{им}} \quad (3.12)$$

где $U\mathcal{E}_{\text{им}}$ – уровень экологического иммунитета, рассматривающий территориальную принадлежность к уязвимым экосомам, где ВИЭ могут быть интересны. Такие территории группируются в обособленный кластер.

На момент проведения исследования, по экспертному мнению, ресурсно-территориальная характеристика имеет приоритетную важность для индекса предпосылки к принятию решения по развитию ВИЭ.

Приоритетное место по высокой предпосылке получает децентрализованная зона, имеющие наименьшее значение, при равенстве значений территории получают среднегрупповое место и объединяются в кластер, при отсутствии какой либо характеристики (например, нулевое значение по доле собственных топливных ресурсов в потреблении АСЭС, а следовательно 100% объем завозимого топлива) энергозона автоматически поднимается выше приоритета.

Пороговая градация индикатора определена в лингвистическом формате по Рэнкингу.

Более развернутая оценка индикатора потребует определения эффекта при экономической оправданности (замещение топливных ресурсов и их сохранение), социального и экологического эффекта (избежание объема выбросов от замещаемых генерирующих мощностей), повышения эксплуатационной надежности и т.д., от реализации или исключения фактора привлекательности развития ВИЭ. Поэтому определение индикатора станет достаточно емким исследованием.

дованием и однозначной расчетной формулой изображение инструментария не представляется возможным. Тогда здесь применима следующая схема исследования (рисунок 3.9).

В сопровождающем данный индикатор инвестиционном блоке инвестиционные риски децентрализованных энергозон (вероятность проявления угроз ЭНБ) необходимо рассмотреть с точки зрения значимости в силу тяжести угроз (трудовые, экономические, финансовые, производственные, ресурсные и т.д.), явно проявляющихся на специфических территориях с суровыми условиями эксплуатации объектов энергетики. В данном случае инвестиционный потенциал к развитию ВИЭ, как характеристика инвестиционной привлекательности, учитывающей благоприятное значение отдельных индикаторов ЭНБ с насыщенным объемом исходных факторов децентрализованной энергозоны, в блоке (рисунок 3.9) имеет место только при определенных условиях, формируемых инвестиционным климатом территории.

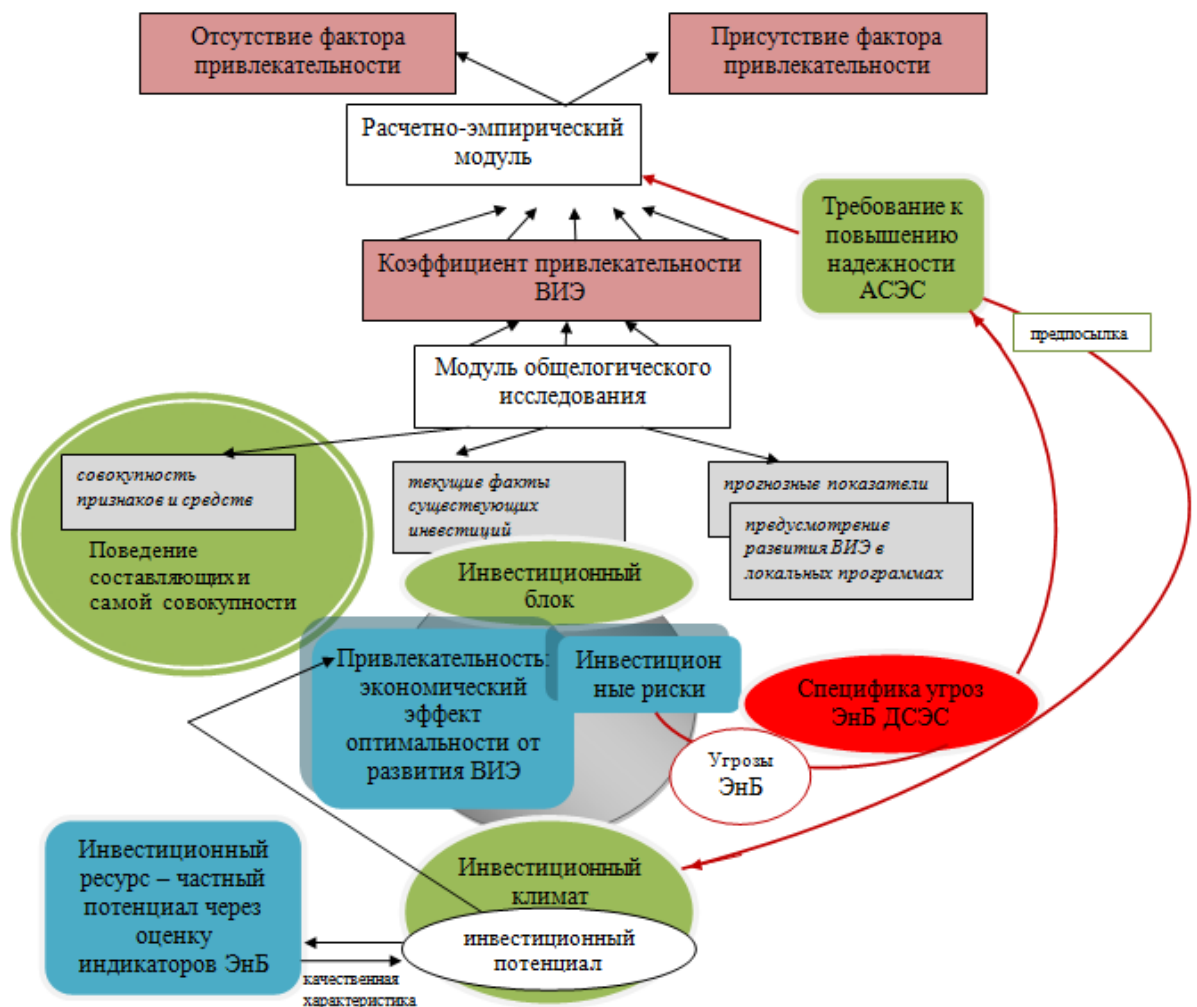


Рисунок 3.9 Дерево этапов в определении коэффициента привлекательности ВИЭ

Позиция требований к необходимости повышения надежности АСЭС децентрализованных энергозон, как объективная предпосылка для инвестиций, создает благоприятный инвести-

ционный климат с присущим им характером инвестиционного потенциала. Инвестиционный потенциал, определяет способность реализации возможностей, определение которых хорошо укладывается в определение индикаторов ЭНБ, как частных инвестиционных потенциалов (ресурсных, производственных, финансово-экономических и т.д.). Рассмотрение в целом характеристик инвестиционной привлекательности децентрализованных энергозон в ЭНБ целесообразно развить в соответствующем индикаторе 4.3. по перечню таблицы 2.4 (глава 2) через взаимосвязное отношение с индикаторами разных блоков.

Индикатор 2.6. Показатель истощения собственной топливной базы

В случае отличных от нуля индикаторов 2.1 -2.3. данный показатель имеет место для введения в перечень и определения. Первоначально следует отметить направленность добычи топливных ресурсов – собственное потребление или экспорт. Данный индикатор не преследует цель определения в своей формулировке. В разрезе оценки ЭНБ здесь важно сопутствующее исследование того, как повлияют ситуации на ее состояние при существовании и появлении различных факторов, влияющих на оценку истощения запасов топливных ресурсов. Схема представлена на рисунке 3.10.

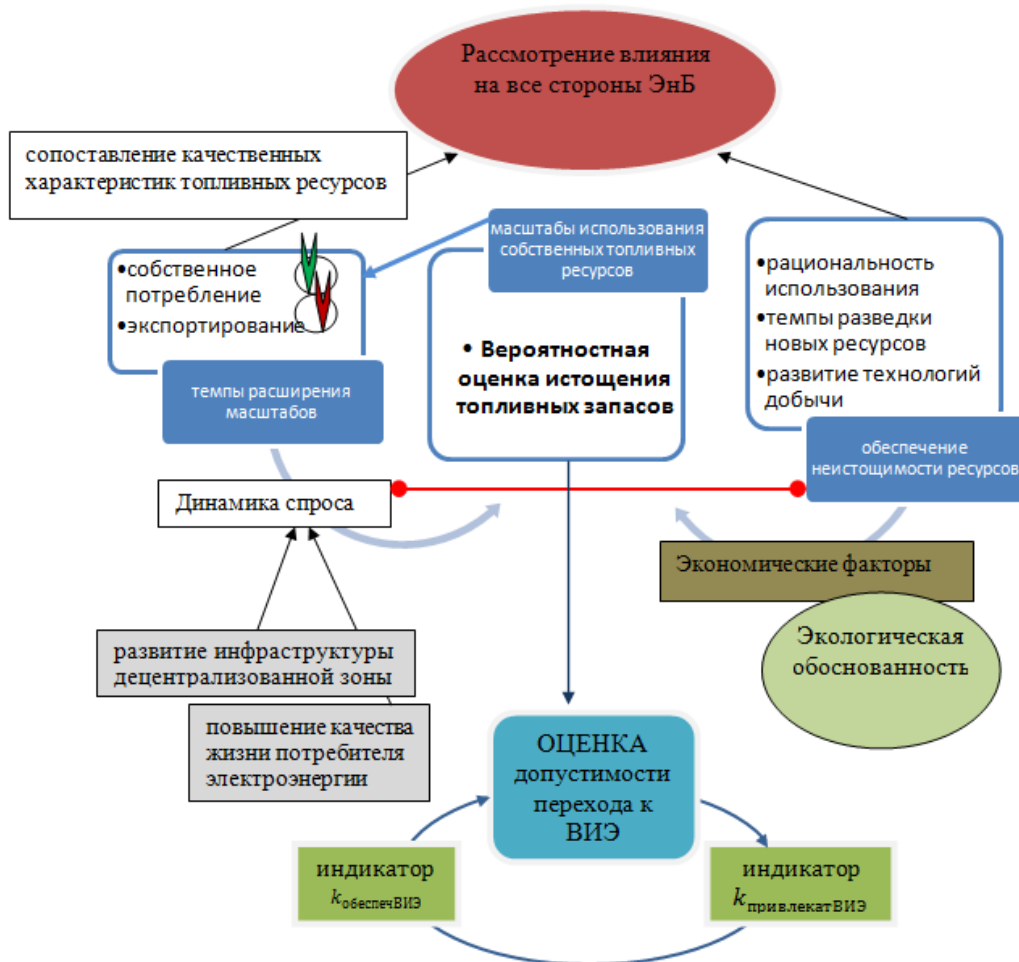


Рисунок 3.10 Случайные и действительные факторы, оказывающие влияние на оценку истощения топливных ресурсов

Например, при высоком показателе потребления собственных ресурсов по индикатору 2.1.1 мы принимаем уровень ЭНБ безопасным с благоприятным прогнозом на объемы извлекаемых запасов, который все-таки в такой оценке показывает количественную характеристику. Но комплексность понятия требует рассмотрения и качественной стороны, в данном случае, например, **сравнительной характеристики качества потребляемого и экспортируемого ресурса из собственных источников**. Здесь же следует рассмотреть состояние минерально-сырьевой базы с вовлечением в отработку разрабатываемых месторождений и залежи с ТРИЗ, если таковы присутствуют на месторождениях децентрализованной зоны, возможности вовлечения в оборот открытых, разведанных месторождений.

Рассматривая территорию России, как экспортирующую страну с устойчивой в данном направлении позицией, в том числе возросших масштабов и интенсивности с месторождений северных территорий и Арктических зон, можно утверждать, что на настоящее время угрозы отсутствия энергетических ресурсов для ЭНБ не существует. В соответствии с множественными оценками экспертов угля на планете может хватить только на 100–300 лет, природного газа на 40–120 лет, нефти на 50–80 лет. Хотя истощение традиционных ресурсов по информации многих источников идет в направлении кризисной стадии. Объяснение этому дано через взаимосвязь темпов роста народонаселения, экономики и скорости истощения природных ресурсов в пропорциональных масштабах. Конечно, это дополнительно актуализирует привлекательность перехода к ВИЭ. Истощение природных ресурсов и обострившиеся экологические проблемы — главные причины для развития возобновляемых источников энергии. Но принципиально, такое рассуждение не приемлемо для децентрализованных энергозон. Так как индикатор, отражающий отсутствие собственных топливных ресурсов, присутствие фактора привозного топлива, относит территорию к контролю по чрезвычайности для ЭНБ, даже при существенных запасах по стране или региону. В данном контексте угроза должна углубляться и рассматриваться с позиции автономности энергохозяйств.

Здесь же в индикаторе **должно отслеживаться выявление причин истощения** топливной базы (ресурсные проблемы, экологические воздействия, интенсивность развития хозяйств и т.д.) сопряженное и с проблемами их освоения - менее благоприятные горно-геологические условия, экстремальные природные условия Севера и Арктики. Рассмотрение показателя истощения только со стороны прогноза вероятных сроков для удовлетворения объемов потребления даст одностороннюю картину для уровня ЭНБ. Скорость истощения топливных запасов условно определяется при соизмерении динамики роста потребления с темпами извлечения разведанных запасов, которые очевидно зависят от экономических факторов по объемам финансирования планов добычи топливных ресурсов и т.д. Восполнение запасов за счет различных направлений (энергосбережение, увеличение добычи полезных ископаемых, переход на возоб-

новляемые локальные ресурсы, фактическое снижение объемов электропотребления и т.д.) и экологическая обоснованность расширения масштабов извлечения топливных ресурсов влияют на обеспечение энергетической безопасности территории.

Тем не менее, в большом числе источников, неоднократно отмечается высокая скорость истощения природных ресурсов, которая без обоснования и соблюдения рациональности может представлять серьезную угрозу.

Численное значение пороговых уровней показатель истощения собственной топливной базы в представленном анализе не имеет, и возможность его оценки связана со сложностью обработки большого массива данных и зависит от наличия исходных и информационных данных по программам развития территории.

Инструментарий анализа в измерении индикатора $k'_{\text{топ_истоц}}$:

- комплексная обработка информационных и статистических данных по совокупности выше указанных основных и сопутствующих показателей во всестороннем формировании процесса истощения топливных ресурсов в укреплении и последствиях для ЭНБ.

Распространенным статистическим показателем динамики является темп роста, расчет которого покажет соотношение (3.13):

- тренда прироста объемов текущих разведанных извлекаемых запасов $Z'_{\text{извлресурс}}$ энергоресурса с учетом списанных запасов

$$k_{pi} = \frac{z_i}{z_{i-1}} \cdot 100\% \text{ - цепной темп роста уровня показателя по сравнению с предыдущим;} \quad (3.13)$$

$k_{pb} = \frac{z_i}{z_1} \cdot 100\%$ - базисный темп роста уровня показателя по сравнению с базисным на анализируемый период;

- тренда прироста годовой добычи $R'_{\text{добыча}}$ энергоресурса;

- тренда изменения показателя обеспеченности запасами $\alpha'_{\text{развресурсы}}$,

где z_i – величина $Z'_{\text{извлресурс}}$ в текущем рассматриваемом году;

z_{i-1} – в предыдущем текущему рассматриваемому году;

z_1 – в базисном году рассматриваемого периода.

Темп нарастания (3.14) отражает динамику процесса и измеряет наращивание во времени исследуемого потенциала в условиях интенсификации.

$$k_n = \frac{z_i - z_{i-1}}{z_1} \cdot 100\% \quad (3.14)$$

Темп нарастания показывает тенденцию убывания или возрастания ряда динамики, которая соответственно будет свидетельствовать о замедлении или ускорении истощения запасов

собственных топливных баз. С другой стороны снижение темпа нарастания может являться причиной уже истощенного запаса топлива в месторождении. Что усложняется ситуацией в геологоразведке (ее поддержание или ограничение).

Средние характеристики ряда показателей рассчитываются по типовой методике расчета показателей динамики и позволят оценить характер изменения величины прироста запаса топлива с каждым периодом во времени.

Тем не менее, данный показатель может быть условно интерпретирован как скорость изменения его содержания во взаимосвязи с одним или группой рассмотренных факторов и представлен в виде лингвистической переменной по типу: «быстрое, медленной, умеренное». Итоговое решение о влиянии индикатора на уровень ЭНБ, очевидно, должно приниматься при рассмотрении согласованности с экономическими, экологическими и энергетическими факторами в комплексе взаимодействий и взаимосвязи по достижению эффектов или приходу к дисбалансу.

3.2 Состав и пороговые значения показателей оценки обеспечения характеристик качества энергоснабжения потребителей

Блок 3. Надежность топливо- и энергоснабжения децентрализованной зоны

Предварительно для оценки данного блока необходимо привести характеристики установленной мощности генерирующих источников локальной энергозоны.

Определение доли установленной мощности автономных электростанций позволит рассмотреть их по аспекту многообразия и выявить уровень разнотипности генерирующих источников децентрализованной энергозоны. В данной оценке необходимо представить следующие характеристики, представленные на рисунке 3.11:

1 – определение их доли в общей выработке покажет состояние зоны по данному индикатору: 50 - 100% - единственный источник генерирования энергии – чрезвычайное состояние; учет штатного коэффициента АСЭС позволит оценить степень надежности обслуживания энергетических установок при различной степени их автоматизации;

2 – можно оценить степень надежности иных (в отличие от ДЭС) генерирующих источников с точки зрения используемого энергоресурса, если АСЭС использует местные виды топлива, то здесь, несомненно, можно говорить о более высокой надежности, в отличие о АСЭС, использующих привозные энергетические ресурсы;

3 – разное энергообеспечение потребителей (тепловая энергия от котельной / электрическая от ДЭС; комбинированная выработка от ДЭС; иные источники) покажет различную надежность.

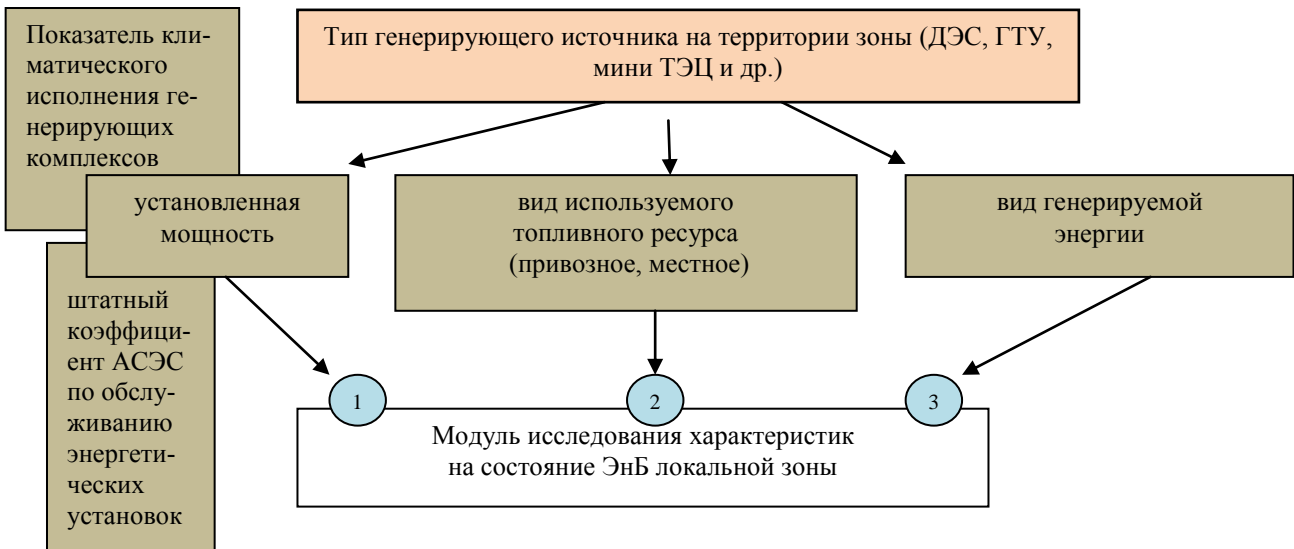


Рисунок 3.11 Характеристика обеспеченности потребителей локальной зоны автономными источниками энергии.

В исследовании целесообразно было бы учесть структуру генерируемого источника: наличие резервного источника энергии (для ЭС на ВИЭ); уровень использования ВИЭ; соотношение рабочих и резервных агрегатов (для ДЭС), соотношение между объемами электропотребления и зимним максимумом.

На севере первоначально важно именно теплоснабжение. Как происходит теплоснабжение в децентрализованных зонах, от каких источников, каково состояние индикативных показателей и их порогов. В данном исследовании поставлена задача оценки индикативных показателей в области электроснабжения, которое в перспективе на следующем этапе может быть расширено и углублено до показателей системы теплоснабжения.

Далее в оценке рассматриваемого блока энергетической безопасности будет акцентироваться задача исследования обеспеченности электрической энергией.

Индикатор 3.1. Коэффициент **структурной** обеспеченности АСЭС децентрализованной зоны

Системы электроснабжения не строятся таким образом, чтобы резервировать какую-то конкретную группу электростанций, например традиционную или на основе ВИЭ. То есть, системы электроснабжения должны в целом обеспечивать соответствие спроса и предложения на электроэнергию

Данный индикатор, введенный в перечень, предназначен для характеристики необходимого резерва генерации в автономных системах для обеспечения периода профилактических работ и ТО по моторесурсу (время наработки на отказ), возникновения отказа и ремонтов генерирующего оборудования. По сути, рассматриваемый индикатор характеризует степень надеж-

ности электроснабжения децентрализованной зоны. По оценке экспертов, данный индикатор имеет приоритетный ранг в своем блоке.

В соответствии с нормами технологического проектирования наиболее распространенных основных и единственных источников электроэнергии АСЭС – дизельных электростанций [277] общее количество дизельных электроагрегатов, устанавливаемых в ДЭС, определяется числом рабочих и резервных агрегатов. Суммарная мощность рабочих дизельных электроагрегатов должна покрывать максимальную расчетную нагрузку с учетом собственных нужд ДЭС и обеспечивать запуск электродвигателей. Количество рабочих агрегатов определяется в соответствии с графиком нагрузок и имеющейся номенклатурой электроагрегатов. Необходимость установки резервных агрегатов должна специально обосновываться. На базовых ДЭС должен предусматриваться как минимум один резервный агрегат. Мощность резервного агрегата принимается равной мощности рабочего.

При определении рассматриваемого индикативного показателя необходимо определиться с подходом к его оценке.

При сужении данного индикативного показателя до «коэффициента структурной обеспеченности $k_{стр\ об}$ конкретной ДЭС» локальной энергозоны и последующем определении общего коэффициента по отношению к АСЭС, как средневзвешенного (с учетом мощностей) по всем дизельным станциям данной зоны, опускается дифференциация территорий, которая в данном случае не будет иметь особого смысла.

Инструментарий измерения индикатора при указанном подходе: количественная оценка соотношения мощностного ряда резервных и рабочих агрегатов с максимальной расчетной нагрузкой ДЭС и ее сезонным варьированием на территории в анализируемом периоде:

1. Соотношение мощностей m рабочих и n резервных агрегатов таково, что обеспечиваются следующие случаи:

1.1. Если суммарная мощность резервных дизельных агрегатов $\Sigma N_{рз}$ может покрыть максимальную расчетную нагрузку P_{max} , то $k_{стр\ об}$ считаем равным 1, что соответствует безопасному состоянию территории (идеализированный случай);

1.2. Если суммарная мощность действующих (за вычетом i -ых агрегатов вышедших из эксплуатации по различным причинам) рабочих агрегатов $\Sigma (m-i)N_{раб}$ от их общего числа m покрывает расчетную нагрузку P_{max} , то $k_{стр\ об}$ считаем равным 1 – безопасное состояние территории;

2. Если суммарная мощность только резервных дизельных агрегатов $\Sigma N_{рз}$ не может покрыть максимальную расчетную нагрузку P_{max} , то присутствуют следующие случаи:

2.1. $k_{стр\ об} = [\Sigma nN_{рз} / \Sigma mN_{раб}] \cdot P_{max} < P_{max}$, то $k_{про}$ считаем меньшим значения 1 – чрезвычайное состояние территории; при ситуациях отказа будет иметь место дефицит мощности

2.2. - $[\sum jN_{pz} + \sum (m-i)N_{p\delta}] >$ общей суммарной нагрузки потребителя, то $k_{сmp\ об}$ считаем равным 1 – безопасное состояние территории, где (j изменяется от 1 до n) – резервные агрегаты заменившие вышедшие из эксплуатации рабочие. Здесь следует учесть, что данная суммарная мощность агрегатов ДЭС должна незначительно превышать расчетную общую суммарную нагрузку потребителя, так как работа электростанции с большой недогрузкой недопустима: необходимо обеспечивать покрытие нагрузки при условии 25-80% загрузки агрегатов во избежание последствий вне данного диапазона [278, 279].

2.3. - в случае $[\sum jN_{pz} + \sum (m-i)N_{p\delta}] <$ общей суммарной нагрузки потребителя, $k_{сmp\ об}$ считаем меньшим значения 1 – чрезвычайное состояние территории - при ситуациях отказа будет иметь место дефицит мощности, в случае равенства депрессивное состояние - состояние на границе устойчивости;

Случай отказа/выхода на техническое обслуживание (ТО) большей части рабочих агрегатов, с точки зрения обеспечения надежности работы электрооборудования, невозможен, но может иметь место в децентрализованных энергозонах.

Средневзвешенный коэффициент $k_{сmp\ об}$ децентрализованной зоны = $(k_{смп1}N_{ДЭС1} + \dots + k_{смпn}N_{ДЭСn}) / \sum N_r$, где $r=1-k$

При использовании интегральной оценки данного индикатора для локальной энергозоны использование дифференциации территории является обязательным. Районирование пороговых уровней по индикатору предполагается выполнять исходя из рассмотрения резерва генерации в зависимости от таких факторов как:

- значительный диапазон изменения нагрузки ДЭС по сезонам;
- количество ДГ на ДЭС и соотношения их мощностей.

Присутствие первого факта предполагает предварительное группирование территорий по суровости климатических условий (арктические и северные), связанное с принципиальным отличием длительности зимних периодов. Здесь предполагается рассмотрение объемов электропотребления в разные временные интервалы.

Внутри каждой климатической группы с характерными (широкими / незначительными) разбросами сезонной нагрузки целесообразно формирование таксонов на основе дифференциации объектов по мощностям ДЭС и количеству действующих и резервных агрегатов в диапазоне сезонов года.

При выполнении исследования оценки пороговых значений по данному подходу возникает сложность определения рационального числа и мощности ДГ для анализируемой территории, а, следовательно, величины индикатора. Мощности ДЭС децентрализованной энергетики значительно различаются и имеют значительный разброс, поэтому число и мощность основных и резервных ДГ для каждой станции будут разными: в ДЭС малой мощности требуется значи-

тельно большой резерв, чем в больших. Обеспеченность резервированием в условиях функционирования объектов исследования должна быть иной, чем в централизованных, поскольку взаимопомощь в случае аварийных ситуаций здесь невозможна. Поэтому порог предполагается максимально высоким – 100%.

Инструментарий измерения индикатора: отношение установленной мощности ДГ к максимуму зимней нагрузки.

Определение пороговых значений данного индикатора подлежит рассмотрению при реальных данных исследуемых децентрализованных территорий по соответствию структуры и состава генерирующих мощностей параметрам потребителя и графикам электрических нагрузок энергоизолированных потребителей.

Анализ данных соответствий позволяет допустить градацию пороговых значений по определению оптимального (рационального) числа и мощности ДГ ДЭС.

Целесообразнее при рассмотрении данного показателя учесть степень основного генерирующего оборудования, что предварительно определит уровень и ожидаемое значение исследуемого коэффициента.

Данный индикатор вызывает потребность в углублении анализа рациональности состава агрегатов (сочетания рабочих и резервных агрегатов). Здесь может преследоваться оценка экономического эффекта от выбора рационального числа и мощности дизель-генераторов, которая предполагает варьирование целесообразно эффективным показателем удельного расхода топлива, минимума экономических затрат и соотношения коэффициентов технического использования и вынужденного простоя. В ряде научных исследований [278, 279] разработаны и предложены универсальные методики, позволяющие определять необходимый типоразмер и количество силовых агрегатов для вновь проектируемых и реконструируемых ДЭС.

Индикатор 3.1.1. Коэффициент структурной обеспеченности АСЭС на основе ВИЭ децентрализованной зоны

Данный показатель введен в перечень на основе изучения научно-технических и обзорных материалов различных информационных источников, которое подтверждает присутствие гибридных установок на базе ВИЭ на отдельных территориях северных регионов. Такие территории должны быть определены в отдельные классификационные группы с присущим только им определением районирования по пороговым значениям, что потребует отдельного исследования.

От того какой в каждом реальном случае предусматривается резерв генерации, определится подход к формированию пороговых значений индикатора дифференцированной территорий.

Возможно производство градации через финансовую эффективность по сравнительной величине себестоимости производства электроэнергии от ДЭС и установок на базе ВИЭ:

- себестоимость производства электроэнергии установками на базе ВИЭ равна или превышает себестоимость электроэнергии от ДЭС – неприемлемый коэффициент *структурной* обеспеченности АСЭС на основе ВИЭ децентрализованной зоны;

- себестоимость производства электроэнергии установками на базе ВИЭ намного меньше себестоимости электроэнергии от ДЭС – допустимый коэффициент *структурной* обеспеченности АСЭС на основе ВИЭ децентрализованной зоны.

Периоды перерывов в режимах ветровых потоков, низкой солнечной инсоляции, сезонности использования водных потоков рек требует дублирующих источников энергии, большое их количество может привести к потере надежности энергоснабжения. Поэтому для инфраструктурно изолированных автономных энергообъектов не рассматривается назначение установок на базе ВИЭ в качестве основного или единственного генерирующего источника.

Здесь определенно рассматривается 100% резервирование самих установок возобновляемой энергетики вследствие неустойчивого характера проявления потенциала ВИЭ, что чревато недоотпуском электроэнергии потребителям.

Альтернативы данному пороговому значению быть не должно и фактически не имеет место быть.

Индикатор 3.3. Доля установленной мощности наиболее крупного агрегата ДЭС

Данный показатель является введенным и представляет частный случай показателя 3.1. По сути, более углубленно показывает уровень обеспечения потребителей электроэнергией со стороны резерва генерации и характеризует риск потери электроснабжения изолированных потребителей. При отсутствии уточненных данных для оценки индикатора 3.1. показатель может быть рассмотрен в данной интерпретации, в ином случае им можно пренебречь в оценке данного блока.

Здесь предусматривается аналогичная предыдущему показателю внутренняя дифференциация групповых территориальных зон.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha'_{кр.агрегат}$:

численная оценка соотношения технических данных электростанции с пиковым значением графика нагрузки потребителя по сезонам на территории в анализируемом периоде.

Более информативно данный индикатор может быть оценен в определении индикатора 3.1. в соотношении мощностей агрегатов и объема загрузки в допустимых процентах на каждой ступени графика нагрузки.

Индикатор 3.4. Степень автоматизации и дистанционного управления ДЭС децентрализованной зоны

Данный показатель введен в перечень для отражения существования некоторых условий совершенствования условий эксплуатации АСЭС и повышения степени надежности их функционирования.

Территориальная дифференциация пороговых уровней этого показателя производится по степени автоматизации и дистанционного управления (ДУ) АСЭС. Чем выше степень исследуемого показателя, тем меньше потребуется обслуживающего персонала (квалификационный уровень которого в децентрализованных зонах электроснабжения либо крайне низок, либо характеризуется отсутствием необходимых знаний и навыков), тем быстрее и точнее предполагается сбор и контроль информации по показателям функционирования АСЭС, выше вероятность снижения ошибок, приводящих к нарушению надежности ДЭС. Автоматизация позволяет произвести предварительную настройку генератора на заданный режим работы, и не требуют последующего вмешательства человека во время рабочего цикла установки. Функции обслуживающего персонала сводятся к подготовке к работе, периодическому осмотру, и в случае необходимости – ремонту автоматизированной установки. Если ДЭС обслуживают две бригады – электриков и дизелистов, то обе бригады, в совершенстве изучив непосредственно им вверенные узлы и системы, должны иметь представление о работе всего оборудования ДЭС в целом.

В связи с этими условиями децентрализованные зоны электроснабжения можно разделить:

группа 1 – присутствие или отсутствие высококвалифицированного обслуживающего персонала и 2 (автоматика запуска резервного источника питания без участия человека) или 3 (полная автоматика (подкачка топлива, масла и др.)) степень автоматизации ДЭС.

Данная степень автоматизации не требует ручного выполнения операций. Действие автоматизации при аварийной ситуации и внезапном отказе будет иметь меньше последствий. Единственно, что для таких территорий в случае отсутствия местной обслуживающей бригады будет иметь значение временной интервал и возможность ее прибытия на момент случайного отказа (аварийной ситуации) и длительность восстановления работы ДЭС. Соответственно удаленность от других пунктов, с наличием в них выездных бригад, необходимо также учесть.

группа 2 – присутствие высококвалифицированного обслуживающего персонала и 1 степень автоматизации (ручной запуск) ДЭС.

Возможность поддержания оборудования на нормальном техническом уровне высоко вероятна. Усложненность ситуации может быть в случае высокой изношенности основного и вспомогательного оборудования, что априори отнесет территории данной группы к предкризисному состоянию.

группа 3 – низкая квалификация обслуживающего персонала или его отсутствие и 1 степень автоматизации ДЭС.

Ситуация на таких территориях относится к кризисной по обеспечению условий нормальной эксплуатации АСЭС. Здесь однозначна вероятность ошибок в эксплуатации по причине человеческого фактора. Могут быть отмечены случаи хищения топлива, электроэнергии, проводов ЛЭП и др.

То есть ключевым параметром в оценке данного индикатора **является показатель «скорости реакции на аварию».**

Предварительно можно предложить следующую согласованность в сочетании уровня квалификации персонала и степени автоматизации:

- группа 3 – допустимо чрезвычайное состояние;
- группа 1; группа 2 – возможно стабильное состояние с допустимостью перехода к неустойчивому при возникновении внештатных ситуаций.

Инструментарий анализа измерения индикатора $\alpha'_{\text{автомАСЭС}}$: оценка технических и статистических данных по соотношению степени автоматизации, кадрового персонала и местоположения с типами, частотой и причинами отказов АСЭС на территории в анализируемом периоде.

В силу не всегда возможного формирования полного статистического материала по вопросу характеристики индикатора, целесообразно подвести его оценку через рассмотрение рисков. Здесь явно будет отслеживаться присутствие технического риска. В материалах различных энциклопедий [215] определение технического риска формулируется, как угроза отказов оборудования, снижения технической надежности электро - и теплоснабжения и перерывов в подаче энергии потребителям.

Последствиями возникновения рисков проявления угроз природного, кадрового и в целом технического характера приведет к аварийной ситуации. Индикатор интересен тем, что он достаточно сильно связан с различными факторами присутствующими и имеющими предпосылки к возникновению в условиях территориальной и автономной обусловленности. Сочетание угроз, условий территориального существования и ситуативных факторов автономности усложняет работу АСЭС и требует высококвалифицированного, а значит, весьма дорогостоящего эксплуатационного, ремонтного и управленческого персонала по месту. Реальная работа в сложной системе многозвенных связей с поставщиками топлива, оборудования, ремонтных и других услуг объективно доказывает присутствие постоянных рисков. Нейтрализация данных рисков или смягчение их проявлений требует формирования жесткой структуры дифференцированной схемы существования децентрализованных территорий.

Опять же по данным профильных энциклопедий различных отраслей промышленности *технический риск* - это некоторая расчетная величина, представляющая собой вероятность,

степень возникновения повреждений, аварий в моменты, когда технологический процесс попадает в штатные ситуации по состоянию оборудования.

Наиболее важные признаки (рисунок 3.12) технических рисков для децентрализованных энергозон рассмотрим далее.

1. Социально-трудовой риск. Риск, связанный с социальной безответственностью населения и трудовых кадров, а также с социальной удовлетворенностью и обеспеченностью населения, которая может иметь место в проявлении при выполнении профессиональных обязанностей.

2. Инфраструктурный риск. Риск, связанный с наличием каких-либо обслуживающих структур и объектов. Делится на неразвитость, удаленность и географические особенности. Неразвитость проявляется в устаревании оборудования и его износу в итоге. Удаленность влечет за собой отсутствие связи с энергосетью, большое расстояние между населёнными пунктами и как итог долговременный перебой энергообеспечения.

3. Финансовый риск. Риск, связанный с вероятностью потерь финансовых ресурсов. В большей степени связан с убытками или снижением доходов при производстве электроэнергии и в итоге отсутствие капитала на ремонт и модернизацию оборудования.

4. Экологический риск. Риск, связанный с влиянием природы на деятельность АЭС. Проявляется в катаклизмах, таких как внезапные снегопады, паводки и т.д. которые в итоге приносят нарушение снабжения топливом, ущерб оборудования.

5. Инновационный риск. Риск, связанный с развитием. Делится на уровень образованности кадров и специалистов и инновация развития технологий. Образованность заключается в отсутствие возможности обучения и повышения квалификации, несоответствие специфики объекта, дефицит кадров и как следствие - неверные технические решения, что вызывает отказы. Инновация развития предприятия включает в себя старение оборудования как следствие несоответствие современным устройствам и снижение КПД, недоотпуск энергии, частые отказы оборудования.

Оценка веса каждого фактора, приводящего к техническому риску, завязанного с содержанием индикатора, сложная и излишняя в решении задача. Объясняется это приведением к одному негативному результату вследствие их возникновения в принципе. Тем не менее, степень влияния факторов на ситуацию, приводящую к техническому риску и как следствие возникновению аварийной ситуации может быть задана весовыми коэффициентами через экспертные оценки.

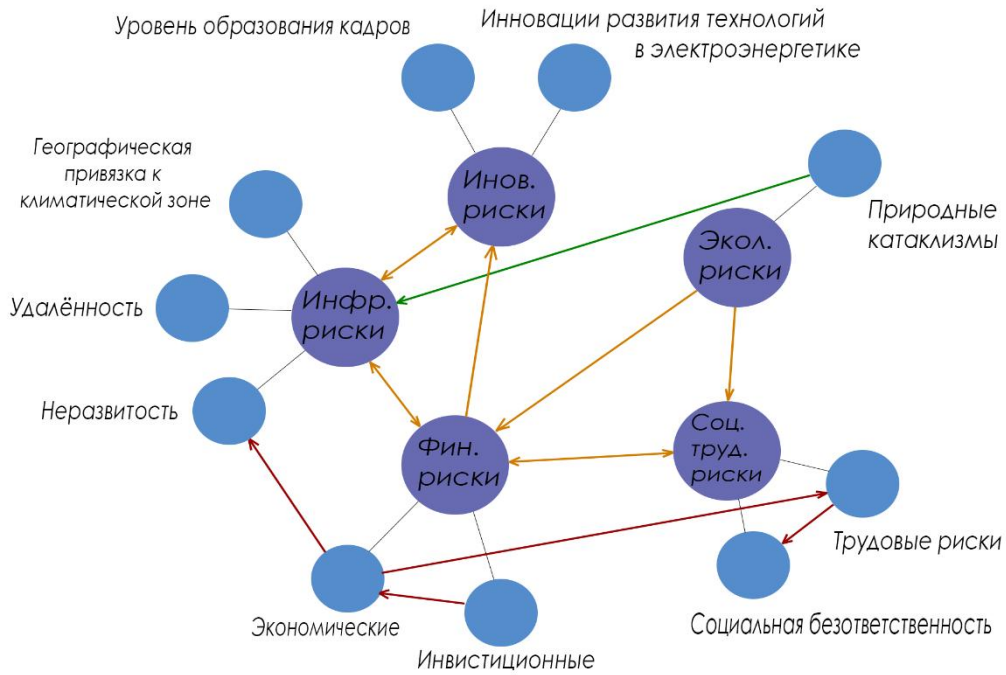


Рисунок 3.12 Взаимосвязь элементов технического риска

В развернутый анализ данного индикатора разумно включить исследовательский инструментарий. Например, оценка основанная на исходных данных по схеме (рисунок 3.13) с последующим их применением в математической модели (3.15), отражает скорость реакции на аварийную ситуацию при сочетании исходных данных с определенной степенью автоматизации станции:

$$k_{vpa} = \gamma_1 A + \gamma_2 \Pi + \gamma_3 S_c + \gamma_4 t_g + \gamma_5 T_g \quad (3.15)$$

где:

- γ_i – весовой коэффициент экспертной оценки;
- другие обозначения представлены на схеме.

Здесь основными составляющими расчета является время доступа к территории нахождения энергообъекта, функционирующего в условиях инфраструктурной изоляции и имеющего жесткую ограниченность возможности персонала прибыть на место аварии в установленное время. Наряду с этим здесь накладываются условия доступного вида транспорта при существующем уровне развития транспортной инфраструктуры. Усложняет ситуацию по индикатору присутствие персонала или его несоответствующая квалификация при низкой степени автоматизации установок автономных систем электроснабжения.



Рисунок 3.13 Схема сочетания исходных данных по определению скорости реакции на аварийную ситуацию

Оценку скорости реакции целесообразно провести на основе понятий категории надежности потребителей электроснабжения [108]. Населенные пункты децентрализованных энергозон можно отнести к потребителям 2 и 3 категории надежности электроснабжения. При 2 категории нарушение электроснабжения в суровых климатических условиях зимнего периода, может чрезвычайно сказаться на нормальной жизнедеятельности при единственном источнике генерирующей энергии ДЭС. В исследовании не рассматривается теплоснабжение от топливных котельных, нарушение которого в условиях Севера недопустимо и относит потребителей к 1 категории надежности.

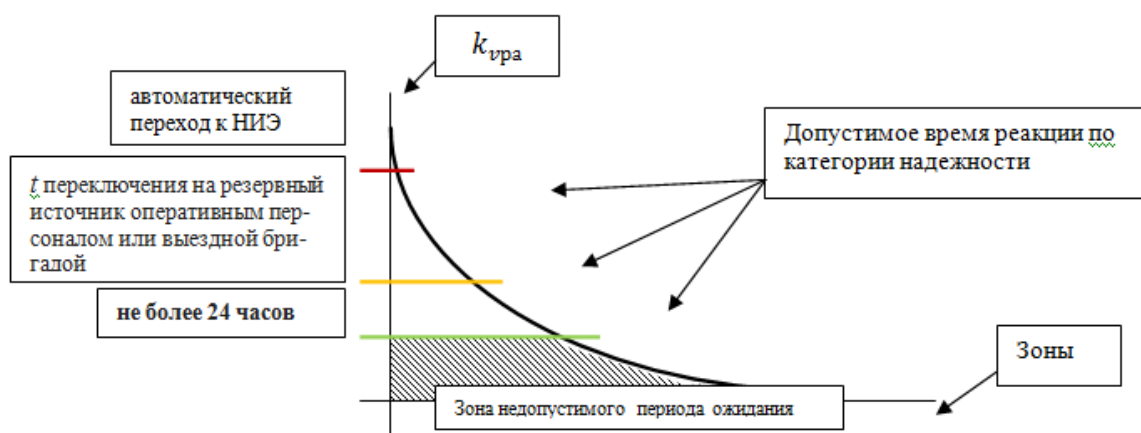


Рисунок 3.14 Скорость реакции на аварийную ситуацию на АСЭС территориальной зоны

Установить взаимосвязь между рассмотренными показателями позволят только реальные данные, которые либо опровергнут, либо подтвердят предложенную классификацию и покажут при какой группе они вообще происходят и по каким причинам.

В оценке данного показателя нет необходимости в определении пороговых значений, так как само отнесение территории (энергетического хозяйства энергозоны) к предложенным группам классификации покажет уровень состояния ЭНБ в данном контексте.

Из анализа групп видно, что все решает присутствие высококвалифицированного персонала по обслуживанию и только при высокой степени автоматизации станции вероятность надежной работы высока.

При конкретной географической привязке исследования данного индикатора необходимо уделить внимание рассмотрению статистических данных по видам технологических нарушений на электростанциях и сетях с прогнозной величиной ущерба от потенциальных аварий.

Работа северных энергетиков часто осложняется неблагоприятными погодными условиями и труднодоступностью обслуживаемых территорий, которые могут приостановить выезд/вылет ремонтных бригад для устранения неполадок в работе дизель-генераторов и тем самым поставить под угрозу обеспечение надежности АСЭС.

Индикатор 3.5. Характеристический показатель логистики поставок топлива в децентрализованную зону

Еще одним важным проявлением исследуемых территорий является значительный перекокс в сторону топливной составляющей в себестоимости производства энергии и некая сложность ее исходного обеспечения, в соответствии с этим в перечень индикаторов включен показатель логистики поставки топлива. Данный показатель характеризует степень риска недопоставок топлива.

Сложившаяся логистика завоза топлива в децентрализованные зоны северных территорий характеризуется следующими особенностями:

- сезонность многозвенного завоза топлива;
- территориальная удаленность от поставщиков топлива;
- сезонная доступность некоторых ДЭС;
- разбросанность и удаленность ДЭС друг от друга
- отсутствие рынка автотранспортных услуг.

Сложность логистической инфраструктуры северных территорий представляет собой совокупность различных систем со спецификой своей деятельности. Обобщенно этапы цепочки завоза топлива представляют систему их взаимодействия [288]:

- техническая инфраструктура предусматривает наличие и функционирование транспорта, дорог, складов, терминалов и др.

- институциональная инфраструктура — это деятельность структур, непосредственно связанных с обслуживанием процесса движения топлива.

- социальная инфраструктура охватывает персонал, занятый в процессе движения материальных потоков.

Районирование пороговых уровней по показателю предполагается выполнять исходя из удаленности АСЭС от основного поставщика топлива с учетом особенностей расположения децентрализованной зоны (наличие дорог, наличие собственного автотранспорта, степень удаленности от других ДЭС).

Районирование территории по данному показателю определяется действием факторов многозвенности и способа завоза топлива в децентрализованную зону:

1 тип – территории, на которые топливо доставляется морским северным путем с дальнейшей его транспортировкой к ДЭС и промежуточным хранением в топливных терминалах; территории близкие к основным навигационным путям

2 тип – территории, для которых способ доставки зависит от многоэтапного наземного и иного пути (железнодорожный транспорт, автозимники, автомобильный транспорт, авиационный транспорт, водный (речной) транспорт); территории отдаленные от основных навигационных путей

3 тип – территории, на которые доставка топлива возможна только в определенный сезон года вследствие отсутствия дороги и полной изолированности. Данные территории образуют группу из 1 и 2-го типа, находятся в наиболее удаленных местах от основных навигационных путей и крупных пунктов и являются объединением множеств 1 и 2 типа (рисунок 3.15). Определение присутствия и отсутствия данной группы территорий показывает значимость данного индикатора в оценке децентрализованных зон.

Чем сложнее система, тем она уязвимее, возможность отказа возрастает в разы. Количественная мера надёжности логистической цепочки поставок топлива – это совокупность понятий «точно в срок», «в полном объёме», «в заданной последовательности». Проблемные моменты и сложности северного завоза характеризуют разные виды отказов в логистической цепочки и требуют анализа возможных причин сбоя в непрерывности процесса. Например, многозвенность маршрута, связанная с отсутствием дорог в определенные периоды времени характеризует один из отказов технической инфраструктуры.



Рисунок 3.15 Структура логистики поставок топлива в децентрализованные зоны

Транспортная инфраструктура остается самым важным фактором, который ограничивает социально-экономическое развитие территории. Для децентрализованных энергозон Севера характерна ее неразвитость. Удаленность от развитых транспортных путей, труднодоступность с отсутствием круглогодичного сообщения создает ассиметричную модель транспортной инфраструктуры. Это затрудняет развитие территорий и доступ к местным ресурсным месторождениям, вызывает отток сельского населения, увеличивая бюджетные расходы для существования территории.

В рассматриваемом индикаторе цепь поставок может быть представлена логистической цепочкой, которая в ряде исследований [63, 79, 85, 101, 202, 276, 288, 355, 388, 432] описывается дискретными, непрерывными или дискретно-непрерывными моделями. Исходя из этого возможно представить Северный завоз в виде дискретно-непрерывной модели цепи поставок, где представлены основные операции и отрезки времени в течении которых, они производятся (рисунок 3.16).

Рассмотрение оценки данного индикатора с точки зрения теории надежности использует понятие вероятности безотказной работы (поставки, поток движения топливных ресурсов), что позволит получить числовые параметры индикатора. С этой точки зрения модель надежности представляет собой структуру с последовательными элементами, достаточно рискованная схема, тем более в исторически сложившихся условиях и возможностях. Тогда здесь основным показателем надежности цепи поставок служит вероятность выполнения логистических операций в указанный срок, где $P_i(t)$ – вероятность выполнения i -го действия цепи в течение определенного отрезка времени заданного в соответствие с графиком северного завоза.

Расчеты можно произвести только на основе исходных данных. Анализ выше указанных работ по исследованию надежности цепи поставок выделил результаты расчетных значений вероятности безотказной работы:

- этап процесса планирования, закупки, производства, поставки – 0,3-0,987;
- этап работы участников перевозки, транспортировки, доставки и хранения в терминалах – 0,727-0,812;
- этап работы поставщиков – 0,5-0,999

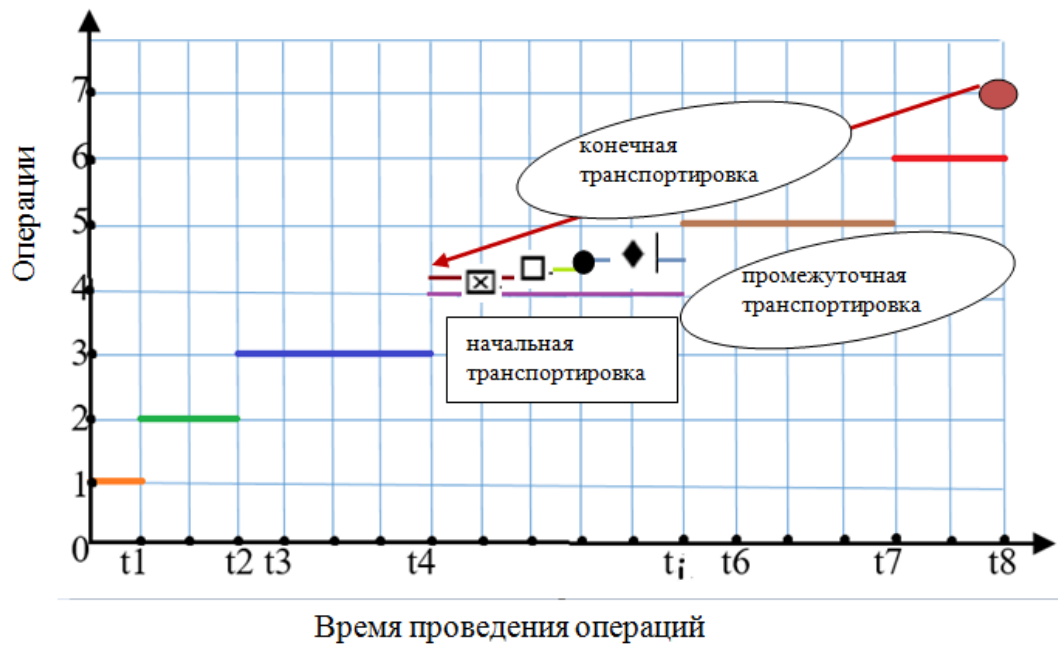


Рисунок 3.16 Дискретно-непрерывная модель цепи поставок Северного завода.

1-согласование поставки топлива в Северные районы; 2- регистрация заказа/оформление документов; 3- погрузка топливных единиц; 4- начальная транспортировка последовательных или дискретно-типовых путей: \boxtimes - морской путь / \square -наземные перевозки / \bullet - воздушные перевозки; \blacklozenge - речные перевозки; i - выгрузка топливных единиц; 6- размещение в промежуточных/стационарных топливных терминалах; 7 – повторный шаг (цикл) последующего этапа транспортировки к пунктам АСЭС.

В разрезе же условий функционирования АСЭС требуемый уровень надежности логистической цепи топливных ресурсов должен составлять значение 1.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha'_{логист}$: анализ данных по дифференцированным группам в анализируемом периоде.

Тогда пороги индикатора не будут иметь в данном случае варьируемого числового параметра. Здесь надо характеризовать риски снижения уровня вероятности надежности передвижения топливных ресурсов на каждом участке непрерывно-дискретной модели, определяемой существующими особенностями территорий. Что соответственно константно показывает то или иное состояние децентрализованной зоны по данному индикатору на период исследования.

Таблица 3.9. Определение градации пороговых значений (в логистическом формате отношения к зоне) индикатора

	Зона с депрессивными условиями по способу доставки	Зона с чрезвычайными условиями по способу доставки
Группа 1	Непрерывная краткосрочная доставка топлива к близким ДЭС от первого этапа транспортировки	Присутствие в маршруте более 2 пунктов топливного накопителя (в том числе база морского порта)
Группа 2		Длительный и многозвенный транспортный маршрут с использованием разных видов транспорта
Группа 3	Вследствие характеристики группы, территории, входящие в нее всегда будут находиться в чрезвычайном состоянии.	

Как видно из таблицы 3.9 в логистической схеме модели надежности присутствуют элементы структурных схем в виде их различных соединений (параллельное, последовательное, смешанное). Взаимосвязь определится для каждой территориальной зоны региона, в зависимости от того, как организована логистическая схема функционирования цепи поставок. Соответственно вероятность надежности такой цепи будет иметь разные расчетные формулы и различные целевые функции.

В цепи могут возникнуть нарушения, которые приведут

- к независимым отказам: смещение сроков открытия навигационного периода – нарушение графика действия всех последующих этапов цепи;
- к ситуациям ставшими причинами возникновения других ситуаций, приводящих к отказам: застой в действии звеньев вследствие изменения погодных условий – «стопорение маршрута» - сокращению периода выполнения действий – недопоставка топлива в срок – переход в ожидание следующего навигационного периода / изменения в структуре цепи.

Однако структура системы не предполагает наличия параллельных связей звеньев, их возможное проявление должно быть изучено дополнительно.

Каждая территориальная группа имеет индивидуальную схему завоза топлива по заранее утвержденному графику в соответствии с установленными нормативными документами. Сравнительный анализ между территориями групп может быть осуществлен на основе изучения показателя территориально-транспортной инфраструктуры. Данный показатель используется в различных исследованиях [42], и частично методика его определения может быть применена и к логистическому индикатору, для выявления особо сложной совокупности:

$$\alpha_{\text{тран инф}} = \gamma_1 \frac{\sum_{d=1}^4 \frac{T_d}{365}}{\sum_{j=1}^n \sum_{d=1}^4 \frac{T_d^j}{365}} + \gamma_2 \alpha_{\text{износ}} \frac{\sum_{j=1}^n S_{\Pi}^j}{S_{\Pi}} + \gamma_3 \frac{\sum_{j=1}^n S_{\text{нп}}^j}{S_{\text{нп}}} \quad (3.16)$$

где : γ_i - вес составляющей показателя, определенный на основе экспертной оценки;

$\frac{\sum_{d=1}^4 \frac{T_d}{365}}{\sum_{j=1}^n \sum_{d=1}^4 \frac{T_d}{365}}$ - отражает доступность населенного пункта / улуса в течение года, где T_d – время

доступности (сезонная, круглогодичная, отсутствует) при 4 видах возможного присутствия транспорта (воздушный, водный, железнодорожный, автомобильный), посредством которого осуществляется доступ к j-пункту/улусу;

$\frac{\sum_{j=1}^n S_{\text{нп}}^j}{S_{\text{нп}}}$ отражает близость поселения к развитому населенному пункту / районному центру с топливной базой, $S_{\text{нп}}$ - расстояние до обозначенных объектов;

$\frac{\sum_{j=1}^n S_{\text{п}}^j}{S_{\text{п}}}$ - отражает близость до приемлемых к перемещению дорог;

$\alpha_{\text{износ}}$ - износ и состояние дорог.

Значение индикатора будет варьироваться вокруг степени сложности логистической цепочки.

В логистической цепи исследуемых территорий присутствует северный морской путь, который проходит вдоль северных берегов России по морям Северного Ледовитого океана, соединяет в единую транспортную систему европейские и дальневосточные порты РФ, а также устья судоходных сибирских рек. Продолжительность навигации составляет 2-4 месяца, использование ледоколов позволяет сделать ее круглогодичной. Главный недостаток Северного морского пути - тяжелые природные условия, ограничивающие сроки проведения навигации. Круглогодичная работа СМП возможна только при обеспечении маршрута атомными ледоколами, что повышает стоимость транспортировки.

Индикатор 3.6. Синтетический индикативный показатель обеспеченности потребителей запасами КПТ, моторного и дизельного топлива в децентрализованной зоне [50, 290, 438].

Данный индикатор оставлен в перечне, очень важный и значимый для изолированных территорий северных регионов, его низкое или нулевое значение сразу поставит под угрозу существование людей в условиях их проживания. В существующих исследованиях предлагается использование типовой расчетной формулы по определению запасов топлива у потребителя территории на конец года по отношению к его среднесуточному расходу.

Условия существования автономных систем электроснабжения по полной изолированности в отдельные периоды года, труднодоступности и сложившейся логистической схеме навигационного периода (летне-осеннего) северного завоза топлива складываются в несколько иную картину. Невозможно осуществить доставку большого объема топлива или доставку вообще в отдельные пункты именно в зимний период, так как они становятся практически недоступны. Это может исключить своевременное пополнение запасов и позволить решить данную

задачу при исключительных характеристиках топливных промежуточных терминалов. Здесь большую роль играет время, за которое необходимо не только успеть доставить топливо к пунктам, располагающимся рядом с основными навигационными путями, но и перевезти их в отдаленные районы.

Таким образом, районирование территорий осуществляется по факторам логистического показателя, характеризуемого удаленностью потребителя от топливных баз / поставщиков.

На эти условия накладываются и климатические условия, так как, чем более суровы и продолжительны низкотемпературные периоды, тем на большее время требуется обеспечить территорию запасами топлива. Но в тоже время учет факта суровости климата в данной дифференциации размывает показатель, так все децентрализованные зоны севера находятся в сложных климатических условиях.

Инструментарий измерения индикатора: типовая расчетная формула (3.17) по определению запасов топлива $Z_{\text{топфакт}}$ у потребителя территории по отношению к объемам среднесуточного потребления.

$$\alpha'_{\text{топзапас}} = \frac{Z'_{\text{топфакт}}}{V'_{\text{ср.сутрасх}}} \cdot 100\% \quad (3.17)$$

где $Z'_{\text{топфакт}}$ – фактический запас топлива на любую дату года, с учетом промежуточных внутренних логистических доставок;

$V'_{\text{ср.сутрасх}}$ – среднесуточный расход топлива у потребителей децентрализованной зоны.

Климатическая особенность российских регионов заключается в наличии продолжительного холодного периода с низкими температурами. Исходя из этого пороговые значения для таксонов исследуемых территорий примем как:

обеспеченность топливом на 365 суток – безопасное устойчивое состояние;

обеспеченность топливом только на количество суток холодного периода (251) – депрессивное состояние;

обеспеченность топливом на меньшее количество суток холодного периода – глубокое чрезвычайное состояние.

В соответствие с нормативными документами (ГОСТ 12.1.005-88/2001; ГОСТ 30494 96) холодный период года характеризуется соответствующим температурным режимом. На основе изучения норм СНиП 23-01-99 "Строительная климатология и геофизика", данных научно-прикладного справочника по климату и наблюдений на метеорологических станциях, приведенные климатические параметры [46] поселений районов Крайнего Севера Российской Федерации и территорий, приравненных к ним, имеют разную продолжительность холодного периода со средней суточной температурой воздуха $\leq 8^{\circ}\text{C}$ в диапазоне 211-311 суток (последняя циф-

ра относится к Чукотскому автономному округу). Эти данные позволяют определить пороговое значение индикатора и при конкретной привязке к территории производить вариацию данного параметра.

Базовое количество суток продолжительности холодного периода в течение года составляет 200 дней для территорий северной части Российской Федерации.

Тогда произведение градации пороговых значений индикатора обеспеченности потребителей запасами КПП, моторного и дизельного топлива (%) для каждой децентрализованной территории возможно в соответствии с дифференциацией территорий по индикатору 3.4.

Таблица 3.10. определение градации пороговых значений индикатора.

Логистическая группа по схеме завоза топлива	Безопасное устойчивое состояние	Депрессивное состояние	Чрезвычайное состояние
Группа 1/2 (территории доступные для внутренней доставки топлива в течение года)	100% (365 суток)	200-365 суток, так как пункты близки к основным топливным терминалам, то запасы могут быть пополнены, в случае существования данного факта, доставка может быть осуществлена в любой период года разными видами транспорта	Менее 200 суток
Группа 3 (территории доступные для внутренней доставки топлива в определенный сезон года)	$\geq 100\%$ на любую дату года	$< 100\%$	

При рассмотрении данного индикатора необходимо исследовать факт возможности пополнения запасов топлива от топливных терминалов на наличие достаточного объема ресурса в них. Также исследованию подлежит выполнение требований к стратегическому запасу топлива.

Индикатор 3.7. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания на территории децентрализованной зоны [383].

Данный показатель является уточнением пороговых значений показателя 3.5. и более конкретно определяется при реальном рассмотрении и анализе каждой децентрализованной зоны Севера. Резкое и внезапное понижение температуры и длительность ее пребывания на территории в условиях изолированности может привести к катастрофическим ситуациям для энергетических хозяйств и как следствие опасности прерывания энергообеспечения потребителей.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha'_{\text{топзапас_потенц}}$: анализ статистических данных по климатическим температурным изменениям на территории и соотнесение со значениями индикатора 3.5.

В ходе анализа данного индикатора необходимо определить величину повышения запаса топливных ресурсов для децентрализованной энергозоны

На основе анализа различных существующих исследований данный индикатор показывает 10-50% величину превышения запаса топлива для условий функционирования АСЭС в условиях продолжительных низкотемпературных периодов экстремального проявления. Специфика условий функционирования АСЭС требует завышения данного числового параметра в оценке на любую дату в течение года с учетом условий доставки.

Изучение статистических данных показывает, что на таких территориях ухудшение погодных условий может приостановить процесс завоза топлива на длительный период и наложение предшествующих похолоданий может привести к катастрофическим последствиям от недостатка топливных ресурсов.

В соответствие с этим пороговое значение индикатора может быть определено как постоянное наличие стратегического запаса топлива в объеме 50% от индикатора п.3.5.:

- превышение запасов объема топлива на 50% от годового потребления – безопасное состояние на период окончания сроков навигационного периода по завозу топлива;
- строгое удовлетворение запасов объема топлива объемам годового потребления – чрезвычайное состояние, возможность перехода к депрессивному состоянию при учете возможности доставки и резкого похолодания.

Данный показатель характеризует состояние энергетической безопасности улусов с точки зрения надежности и бесперебойности производства электрической энергии. Запасы на конец года свидетельствуют о страховании в случае нарушения доставки топлива. Объем его запасов должен быть спланирован до следующего сезона доставки, определяемого изменчивостью погодных проявлений в худшую сторону и суровостью климатических условий.

Выполнение условия требует постоянного мониторинга соответствия планового и фактического объема завоза и расхода топлива.

Блок 4. Состояние ОПФ АСЭС децентрализованной зоны

Повышенные значения процента износа оборудования ДЭС и недостаток инвестирования, приводящих к снижению надежности электроснабжения потребителей, диктует необходимость учета показателей по степени износа энергетического хозяйства АСЭС на основе дизельной генерации и оценки состава энергосилового оборудования по уровню унификации. Различный состав энергосилового оборудования даже в структуре одной энергообслуживающей организации приводит к ряду проблем, связанных с эксплуатацией и ремонтом (наличие квалифи-

цированных кадров, наличие и качество запасных частей). Данные индикаторы позволят определить степень риска потери электроснабжения в результате аварии на дизельных электростанциях или линий электропередачи, обеспечивающих электроэнергией территории изолированных зон в суровых климатических условиях.

Индикатор 4.1. Уровень унификации ДГУ на территории децентрализованной зоны

Индикатор введен в перечень и своим определением обусловит значимость дополнительных требований к индикаторам кадрового обеспечения и особенностей эксплуатации оборудования, что определяет районирование территорий по удаленности и степени изолированности территории от централизованных систем и сервисных служб. То есть от степени удаленности от обжитых районов территории.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha'_{\text{унифАСЭС}}$: анализ технических данных в анализируемом периоде.

Пороговые значения в лингвистическом формате) индикатора для эксплуатации оборудования АСЭС могут формироваться по степени унификации серии и типоразмеров ДГУ:

- безопасное состояние - абсолютная однотипность агрегатов ДЭС;
- неустойчивое состояние при возникновении внештатных ситуаций - частичная однотипность агрегатов (не более 2);
- депрессивное состояние - абсолютная разнотипность агрегатов ДЭС.

Связь данного индикатора с показателем «скорости реакции на аварию» определяет уровень сложности восстановления агрегатов при их отказах и выходе из строя.

Учитывая особенности автономного электроснабжения, еще и в условиях сурового климата и изолированного функционирования, данный показатель показывает необходимость формирования источников, поддающихся безлюдной технологии – автоматизации процесса работы установок.

Индикатор 4.2. Синтетический индикативный показатель степени износа ОПФ по АСЭС децентрализованной зоны.

4.2.1. Индикативный показатель степени износа ОПФ ДЭС децентрализованной зоны.

Данный индикатор скорректирован для объектов малой энергетики децентрализованных зон и по оценке экспертов занял первое место в ранжировании показателей в своем блоке.

Многие эксплуатируемые дизельные установки и котельные уже сняты с производства заводами-изготовителями.

Данный синтетический индикативный показатель уточнен в разрезе объектов малой энергетики децентрализованных зон и складывается из индикативных показателей величин износа сетевого оборудования; распределительного оборудования и подстанций; зданий ДЭС; емкостей резервного парка для ДЭС и т.п.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha'_{\text{изнаСЭС}}$, %: анализ статистических отчетных данных в анализируемом периоде.

В существующих методиках предлагается не производить районирование пороговых значений аналогичного индикатора степени износа ОПФ по предприятиям электроэнергетики исходя из принципа единообразия требований к надежности работы энергетического оборудования. В соответствии с этим в них предложена единая группа с градацией 40-50% для предкризисного состояния и 55-67% для кризисного.

Но специфика функционирования автономных систем электроснабжения, тем более в условиях крайне сурового климата и изолированности, обуславливает жесткие завышенные требования к обеспечению их надежности.

В соответствии с теорией финансового анализа [421], принято считать, что значение показателя «Коэффициент износа основных средств» более чем 50% (а следовательно, коэффициента годности менее 50%) является нежелательным. Более объективную оценку данного показателя можно получить, сравнив его значение со средним значением коэффициента износа в отрасли.

За основу необходимо взять физический износ, который может наступить либо в результате интенсивного использования основных фондов, либо в результате воздействия естественных сил природы (климатических воздействий), вследствие чего разрушаются узлы, механизмы, детали.

Тогда пороговые значения рассматриваемого индикатора примем как:

- чрезвычайное состояние – присутствует степень физического износа равного и более 50 %, моральный износ 1 и 2 вида (снижение стоимости оборудования из-за удешевления производства его аналогов / появление более совершенных моделей оборудования) и экологический износ (потеря стоимости в результате того, что основные фонды перестают удовлетворять новым повышенным требованиям к охране окружающей среды (ужесточение стандартов), рациональному использованию природных ресурсов и т.п.);

- депрессивное состояние – присутствует степень физического износа до 40 %, появление морального износа 2 вида и социального износа (наступает в случае использования техники, не соответствующей современным социальным требованиям (вызывающей профессиональные заболевания, имеющей недостаточный уровень автоматизации производства и т.п.);

- безопасное состояние – присутствует степень физического износа до 30 %, появление признаков морального износа.

В оценке данного индикатора необходимо так же учесть факт отличных друг от друга показателей износа электрических сетей в пределах одного населенного пункта и от ДЭС до соседних населенных пунктов. Это позволит уточнить оценку состояния ЭНБ.

4.2.2. Индикативный показатель степени износа и повреждений установок на базе ВИЭ децентрализованной зоны.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha'_{\text{изнАСЭС_ВИЭ}}$, %: анализ статистических отчетных данных в анализируемом периоде.

Данный индикатор введен в перечень. Здесь при отсутствии возможности анализа данных по степени износа установок базе ВИЭ целесообразнее было бы рассмотреть виды и частоту их отказов.

Территориальная дифференциация по данному индикатору не настолько важна, анализ производится по факту существования исследуемых установок, с учетом их отказов и повреждений, что позволит сгруппировать территории с более точно сформированной реальной картиной по данной группе ОПФ локальной энергетики территории.

Для отдельных электростанций на основе ВИЭ, функционирующих на территориях Севера, по данным опыта эксплуатации отмечаются такие общие виды отказов: частые выходы по причине износа механизмов, отказы основных узлов, оборудование неарктического исполнения, отсутствие дистанционного управления и наблюдения, обледенение и разрушение элементов в следствие низких температур и сильных ветров и т.д.

Таблица 3.11 Данные по отказам при эксплуатации и требованиям к эксплуатации установок на основе ВИЭ

Тип установки	Зафиксированные в различных источниках данные по некоторым отказам	Персонал (требование)
Ветроэнергетические установки	<ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительная погода (штиль, слабый ветер, штормовой ветер, гололед) - отказ любого элемента в последовательной цепочке со статистическим значением интенсивности отказа 0,09-0,5 1/год: лопасти, мультипликатор, генератор, гидропривод, поворотное устройство, система управления, механический тормоз, крепление лопастей, сенсоры, силовая электроника, вспомогательные сооружения. Меньшее значение показателя интенсивности отказа относится к генератору (имеющего в то же время большее значение времени восстановления), большее значение 	специально обученный персонал, ежемесячная проверка, регулярное ТО, обычно 2 раза в год

	<p>к силовой электронике.</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрушение узлов и механизмов, закручивание кабеля в опоре, разрушение щеток при наличии токоъемника, трещины и сколы лопастей, дефекты ветроголовки, ослабление болтов на ступице и фланцах, нарушение системы безопасности, нарушение системы аварийной остановки, сбой электронной системы, неисправность аккумулятора 	
Солнечные установки	<ul style="list-style-type: none"> - затенение солнечных панелей, - механические повреждения, разрушение пленки солнечных модулей, разрушение герметизирующих элементов, уменьшение прозрачности пленки, ослабление, отсутствие и коррозия креплений солнечных панелей, запыление и перегрев инвертора, ненадежность интерфейсных блоков, деградация солнечных панелей 	регулярный технический уход; обслуживание лицами, ответственными за эксплуатацию и мониторинг системы
Мини/микро/нано ГЭС предназначена для обеспечения электрической энергией изолированного от энергетической системы потребителя, а именно: индивидуального дома	<ul style="list-style-type: none"> - промерзание реки до дна бассейна вследствие снежного покрова и ледовых явлений, - в периоды высыхания/маловодья реки или падения скорости потока ниже определенной величины производство электроэнергии приостанавливается - выход из строя электрогенератора, перегрев подшипников, нарушение герметичности различных частей агрегата, ослабление крепежных элементов, неисправность деталей агрегата, коррозия лопастей рабочего колеса, отсутствие напряжения на выходе шкафа нагрузок, снижение мощности - засорение механизмов; проблемы заиливания водохранилищ 	необходимость в высококвалифицированном персонале со специальной подготовкой, не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала в процессе эксплуатации
Биоэнергетические установки	невозможность обеспечения стабильного обогрева сбраживаемого субстрата и обеспечения гарантированного минимума энергоснабжения	минимальное техническое обслуживание, нет необходимости в высококвалифицированном персонале

	локальных энергопотребителей в условиях отсутствия централизованного источника электрической энергии; отказ системы подогрева в зимний период; поломка мешалок; отказ системы автоматики; отказ насоса	
Геотермальные установки	Отказы, свойственные технологической схеме тепловых электростанций и нарушение работы элементов при воздействии состава геотермальных вод.	Периодичность систематического осмотра и обслуживания

Само исследование типов отказов, в общем, может быть проведено на рассмотрении взаимосвязи паспортных данных элементов энергоустановок и общих тенденций влияния низкой температуры на их надежность.

При достаточном объеме статистической информации, пороговые значения индикатора должны быть рассмотрены от частоты отказов и возникновения неполадок в сравнение с генерирующими установками традиционного типа на рассматриваемой территории. При более детальном анализе этого вопроса надо отметить, что пороговые значения данного индикатора взаимосвязаны с индикатором структурной обеспеченности АСЭС. Это дает основание, оценивая надежность функционирования автономных гибридных систем электроснабжения по статистической степени надежности установок на базе ВИЭ, определять уровень обеспечения ЭНБ по данному индикатору без числовой градации.

Таким образом, предварительную оценку даст присутствие и сочетание фактов:

- квалифицированного персонала на месте функционирования установки;
- тип исполнения установок для выявления степени благоприятной эксплуатации в условиях Арктики и Севера;
- уровень износа генерирующих источников традиционного типа на территории энергозоны;
- характер причин отказа установок на основе ВИЭ.

Индикатор 4.3. Уровень инвестирования энергохозяйств децентрализованной зоны [290, 438]

Индикатор сохранен в перечне, произведена попытка скорректировать его пороговые значения в разрезе оценки изолированных энергозон.

Инструментарий измерения индикатора: расчетная типовая формула (3.18) по соотношению объемов капиталовложений в объекты энергохозяйства к объему производства продукции АСЭС децентрализованных зон территории в анализируемом периоде

$$\alpha'_{\text{инвАСЭС}} = \frac{V'_{\text{капАСЭС}}}{V'_{\text{годАСЭС}}} \cdot 100\% , \quad (3.18)$$

где $V'_{\text{капАСЭС}}$ – объем капиталовложений в объекты энергохозяйства в анализируемом периоде, руб.;

$V'_{\text{годАСЭС}}$ – объем производства продукции предприятием электроэнергетики в анализируемом периоде, руб.

Инвестиционный капитал, как известно, формируется из двух источников: собственных сбережений предприятий электроэнергетики и сторонних сбережений (кредитные средства, госзаказы, вложения компаний и фондов и т.д.) [86]. В существующих исследованиях данный индикатор рассматривается со стороны поддержания ОПФ в работоспособном состоянии. Во многих научно-технических источниках обосновано определяющее влияние эксплуатационных факторов на степень износа электрооборудования. Данные факторы действуют в различных условиях и режимах работы: приводят к развитию и накоплению дефектов, к более раннему наступлению предельного состояния и отказу оборудования; при утяжеленных условиях эксплуатации скорость износа электрооборудования еще выше, чем при облегченных или нормативных условиях. Это, в первую очередь, специфически суровые климатические условия, неблагоприятные не только для проведения масштабных строительно-монтажных работ вообще, но и особенно пагубные для сооружения и эксплуатации электроэнергетических объектов (неустойчивость грунтов, критически высокие перепады температур в сезонном и суточном разрезе, сильные ветры, запредельные показатели гололедообразования).

Тогда в данном исследовании можно рассматривать корректировку пороговых значений исходя из анализа условий эксплуатации объектов энергохозяйств. Особенности режимов эксплуатации, естественные условия и влияние агрессивной среды, которые вызывают повышенный или пониженный износ основных фондов, учитываются применением соответствующих поправочных коэффициентов, устанавливаемых к нормам амортизации. Амортизация всегда остается плановым расходом, как возмещение вложенного в производство капитала, и возмещается в цене продукции в целях накопления средств для последующего воспроизводства ОПФ [60, 61, 424, 425].

Тогда при рассмотрении данного индикатора в разрезе децентрализованных энергозон будем отталкиваться от показателя нормы амортизационных отчислений, как одной из составляющих инвестиций в деятельность энергохозяйств изолированных территорий. В России нормы амортизационных отчислений (амортизация в денежном выражении, соответствующем степени износа ОПФ) устанавливаются в законодательном порядке только на восстановление.

Амортизационные отчисления входят в состав затрат на производство и реализацию продукции.

В производственной практике и практике оценки физического износа оборудования [403] применяются повышающие износ коэффициенты в следующих случаях, которые не вызывают вопросов: в зонах сильного гололеда, при перепадах температур, штормовых ветрах, в районах Крайнего Севера, Дальнего Востока, в зонах вечной мерзлоты, тундры. По данным стенограммы [281] круглого стола «О проблемах повышения надежности энергообеспечения в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» в Совете Федерации Федерального Собрания Российской Федерации отмечен факт того, что в ряде северных территорий возрастает угроза разрушения объектов электроэнергетики вследствие происходящих климатических изменений, таяния вечной мерзлоты, подъема уровня моря.

Статьей 259.3. НК РФ устанавливается - под агрессивной средой (применительно к условиям работы амортизируемых основных средств) понимается совокупность природных и (или) искусственных факторов, влияние которых вызывает повышенный износ (старение) основных средств в процессе их эксплуатации и как следствие может послужить причиной (источником) инициирования аварийной ситуации.

Показатель, который относим к природным угрозам энергетической безопасности в виде сильных проявлений нормальных природных процессов - это продолжительные суровые зимы. Процесс изнашивания при низкой температуре весьма сложен. До настоящего времени не установлено количественной связи между температурой и интенсивностью изнашивания. Более того, среди исследователей нет единого мнения о том, увеличивается или уменьшается интенсивность изнашивания при понижении температуры. Большинство ученых все же считает и подтверждает то факт, что с понижением температуры интенсивность изнашивания увеличивается [177].

В соответствии с этим, можно утверждать, что имеет место ускоренный износ основных фондов в северных климатических условиях (как агрессивной среды), который обуславливает высокие затраты на их поддержание и обновление. Причина ускоренности износа лежит в более продолжительных периодах (холодные периоды года) перегрузки энергетического оборудования и соответственно от объемов наработки. Чем суровее климат территориальной зоны с длительными электрическими нагрузками, тем больше требуется инвестиций для поддержания ОПФ в работоспособном состоянии с учетом высоких затрат на строительство в изолированных районах.

В децентрализованных зонах севера климатические условия равнозначно суровы, поэтому районирование можно опустить.

В существующих исследованиях [290] пороговые уровни аналогичного индикатора по уровню инвестирования предприятий электроэнергетики для территорий с весьма суровым климатом и продолжительностью отопительного периода свыше 270 суток предлагаются в следующей градации: 19-16% предкризисное состояние, 14,5-10,5% кризисное состояние.

Допустимо ли использование предложенной в существующих методиках градации пороговых значений индикатора для оценки децентрализованных территорий Севера необходимо определить при изучении статистики децентрализованных зон по данному вопросу. Сравнительная оценка темпа износа ОПФ энергохозяйств централизованных и децентрализованных энергозон позволит определить пороговые значения индикатора, которые при повышении темпа ускорения износа будут пропорционально снижаться. Хотя сбор таких информационных данных достаточно сложен и может представлять собой целое отдельное исследование.

Как указывалось ранее, предварительно для оценки пороговых значений, можем оттолкнуться от показателя амортизационных отчислений. К основной норме амортизации может быть применен специальный повышающий коэффициент, не более 2 в отношении амортизируемых основных средств, используемых для работы в условиях агрессивной среды. Присутствуют постоянные практики применения коэффициента амортизации 2 по вопросу наличия повышенного износа основных средств, используемых для работы в экстремальных природно-климатических условиях Крайнего Севера и приравненных к ним местностей [337].

Если провести логическую взаимосвязь между индикатором и понятием амортизационных отчислений, то их нормы, с учетом вида агрессивной среды, можно применить к существующему порогу исследуемого индикатора и уменьшить вдвое его значение:

- объем инвестиций для поддержания ОПФ в работоспособном состоянии составляет 38-32% - депрессивное состояние;
- объем инвестиций для поддержания ОПФ в работоспособном состоянии составляет 30-21% - чрезвычайное состояние.

Индикатор 4.4. Объем ввода и реконструкции ОПФ энергохозяйств децентрализованной зоны по отношению к их первоначальной (восстановительной) стоимости [290,438]

Индикатор уточнен в разрезе децентрализованных энергозон как следствие выполнения индикатора 4.3.

Социальная направленность тарифной политики в части энергоснабжения, приводит не только к недостаточности средств, направляемых на развитие систем энергоснабжения, но и к невозможности осуществления в полном объеме необходимых предупредительно-ремонтных работ.

Определение данного индикатора для АСЭС покажет коэффициент физического износа, степень и некую скорость обновления ОПФ, развития и технического перевооружения существующих в децентрализованных энергозонах электрогенерирующих источников.

Инструментарий измерения индикатора: расчетная типовая формула (3.19) по соотношению затраченных финансовых объемов на ввод и обновление ОПФ АСЭС к первоначально вложенным в них капиталовложениям на территории децентрализованных зон в анализируемом периоде.

$$\alpha'_{\text{ВВ ОПФ АСЭС}} = \frac{\Delta \text{ОПФ}'_{\text{АСЭС}}}{\text{ОПФ}'_{\text{АСЭС перв}}} \cdot 100\%, \quad (3.19)$$

где $\Delta \text{ОПФ}'_{\text{АСЭС}}$ – ввод и обновление ОПФ АСЭС в анализируемом периоде, руб.;

$\text{ОПФ}'_{\text{АСЭС перв}}$ – первоначальная (восстановительная) стоимость ОПФ АСЭС децентрализованной зоны, руб.

Пороговые значения аналогичны установленным индикатору 4.3.

Индикатор 4.5. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции ДЭС децентрализованной зоны к установленной мощности АСЭС территории [383].

Показатель уточнен в разрезе децентрализованного электроснабжения, аналогичен предыдущему индикатору по смысловой направленности и позволит увидеть объекты с высокой отработкой ресурса и территории, где не наблюдались активная политика и серьезные мероприятия по повышению надежности автономной энергетики.

Инструментарий измерения индикатора на территории децентрализованных зон в анализируемом периоде отражается его наименованием при использовании выражения (3.20).

$$\alpha'_{\text{ВВ } N \text{ АСЭС}} = \frac{\Delta N'_{\text{ВВ АСЭС}}}{N'_{\text{АСЭС}}} \cdot 100\% \quad (3.20)$$

где $\Delta N'_{\text{ВВ АСЭС}}$ – ввода установленной мощности и реконструкции ДЭС, кВт;

$N'_{\text{АСЭС}}$ – установленная мощность АСЭС децентрализованной зоны, кВт.

Для анализа объектов исследования достаточно рассмотреть пятилетний период.

Принять область приемлемых пороговых значений для данного индикатора ввода новых электрогенерирующих мощностей и реконструкции (серьезных работ по модернизации, техническое перевооружение) ОПФ децентрализованной энергетики можно на основе мнения специалистов в следующей градации:

- 6,3% - безопасное состояние;
- 4% - депрессивное состояние;
- менее 3% - чрезвычайное состояние.

3.3 Состав и пороговые значения показателей оценки обеспечения характеристик эффекта от использования энергоресурса для энергоснабжения потребителей

Блок 5. Экологический блок

Индикаторы данного блока дают экологическое обоснование природно-ресурсным индикаторам.

Индикатор 5.1. Степень экологической уязвимости территорий Севера (принадлежность децентрализованной зоны к наиболее уязвимым природным территориям - промысловые зоны растениеводства и оленеводства, близ природоохранных и заповедных зон, эко наследие Севера и т.д.)

Данный индикатор введен в перечень в силу практически нулевой рекреационной возможности территорий севера. Территориальная дифференциация производится по степени максимального проявления сочетания признаков: географическое расположение, экологическая обстановка, природно-климатические условия (колебание температуры, ветренность, осадки, влажность и т.д.).

Целесообразно было бы, и отметить толерантность конкретных экосистем территории к функционирующему на ней энергохозяйству.

"Многоцелевое и крупномасштабное промышленное освоение территории Севера привело к возникновению обширных очагов сильного загрязнения природной среды. В первую очередь, нанесен значительный ущерб оленьим пастбищам и оленеводству", - отмечается в государственном докладе. По оценке экспертов МЧС, в результате техногенных выбросов из оборота выведено почти 20 миллионов гектаров оленьих пастбищ. За последние 30 лет XX столетия суммарный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составил около 2,5 миллиона тонн в год. Общий ежегодный выброс пылевых веществ составляет около 20 тысяч тонн [371].

Инструментарий представления индикатора: изучение и картирование данных по принадлежности территорий к природоохранным зонам, экосистемам, сопряженности с различными факторами и т.д.

Индикатор 5.2. Удельные выбросы вредных (токсичных) веществ в атмосферу от ДЭС (иных генерирующих источников) децентрализованных зон на единицу площади территории [290].

Данный индикатор сохранен в перечне с корректировкой для оценки децентрализованных зон и, по экспертной оценке, имеет первый ранг значимости в своем блоке.

В существующих исследованиях предлагается проведение территориальной дифференциации по признакам, которые включают в себя степень заселенности территории. Этот признак, как фактор в оценке для децентрализованных зон севера незначителен, так как плотность населения на этих территориях слишком мала. Второй признак – степень развитости электроэнергетики, что тоже не характеризует децентрализованные энергозоны, может быть отнесен только к показателям выбросов ДЭС, к относительно повышенным удельным расходам топлива и условиям хранения топлива.

Следует рассмотреть выбросы от функционирования на территории локальной энергозоны не только ДЭС, но и существование иных генерирующих источников (котельные, мини ТЭЦ и т.д.), которые оказывают достаточно губительное влияние на экосистему Севера. Поэтому в оценке индикатора уточняется генерирующий объект малой энергетики рассматриваемых территорий.

1. *Инструментарий измерения индикатора для предприятий электроэнергетики [290]: соотношение числового значения выбросов вредных веществ в атмосферу к площади территории.*

Расчет удельных выбросов в атмосферу от объектов электроэнергетики на единицу площади территории определяются по формуле (3.21):

$$\alpha_{\text{атм}} = \frac{V_{\text{выб.атм}}}{F}, \quad (3.21)$$

где $V_{\text{выб.атм}}$ – выбросы вредных веществ в атмосферу от объекта территории, т/год;

F – площадь территории, км².

Для ДЭС справедливо использование стандартной методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от дизельных установок к площади территории [222]:

- в качестве исходных данных для расчета максимальных разовых выбросов используются сведения из технической документации завода-изготовителя дизельной установки об эксплуатационной мощности (если сведения об эксплуатационной мощности не приводятся - по номинальной мощности);

- в качестве исходных данных для расчета валовых выбросов в атмосферу - результаты учетных сведений о годовом расходе топлива дизельного двигателя.

Здесь возможно рассмотрение необходимости введения пороговых значений индикатора в соответствии с экологическими стандартами, регулирующими содержание вредных веществ в выхлопных газах с переходом к нормативным единицам ДЭС (расход выхлопных газов, м³/мин; уровни токсичности выхлопных газов, мг/м³). Тогда целесообразно обратиться к периодичности контроля токсичных выбросов (с периодичностью 500 моточасов/ с периодичностью 4000 мо-

точасов уже для регулировочных работ соответствующих элементов) [51]. Попытка выявить взаимосвязь между показателем моточасов и выбросов вредных веществ позволит определить градацию безопасного и депрессивного уровня.

2. Инструментарий измерения индикатора для ТЭС [290]: соотношение числового значения выбросов вредных веществ в атмосферу к выработке энергии на станции территории.

Почти 60 процентов получаемой энергии от сгорания газа, нефти или угля не используется, а просто рассеивается в окружающей атмосфере, что приводит к искусственному повышению температур во всем мире

При осуществлении анализа реальных территорий возможно введение поправочных коэффициентов, учитывающих степень износа оборудования, показатель уязвимости территории и т.д. к уже существующим в исследованиях [290] пороговым значениям, т/км²:

Таблица 3.12 Сохранение пороговой градации индикатора

	депрессивное состояние	чрезвычайное состояние
Малонаселенные северные территории	0,3-0,43	0,5-0,66

Предлагаемую в существующих исследованиях градацию можно сохранить и для оценки децентрализованных территорий.

Немаловажным моментом, который необходимо учесть, как экологическую проблему при электроснабжении территорий Севера, является скопление или складирование пустых бочек от ДЭС.

5.3. Экологическое воздействие энергоустановок на ВИЭ на окружающую среду

Индикатор введен в перечень. При анализе данного индикатора изучению подлежат основные направления отрицательного воздействия установок на окружающую среду, здоровье и условия проживания людей децентрализованной зоны.

В сравнении с тепловыми и ДЭС, энергетические установки на основе ВИЭ не оказывают негативного влияния на микроклиматические условия территории и здоровье людей, не производят парниковые газы, не загрязняют окружающую среду продуктами горения и токсичными отходами. В данном аспекте не идут в разрез с требованиями Киотского протокола [224]. Соответственно их внедрение в энергобаланс децентрализованных зон снизит объем вредных выбросов в окружающую среду и станет одним из способов защиты от климатических изменений без возникновения новых угроз.

Тем не менее, отмечаются разные факты воздействия установок ВИЭ на состояние среды местности, где они функционируют (таблица). Для установок использующих энергию вет-

рового потока, такими воздействиями являются механические и аэродинамические шумы, установка в местах гнездования птиц, значительное изменение ландшафтной инфраструктуры и т.д. На сегодняшний день целесообразность использования «зеленой» энергии солнца с точки зрения влияния на окружающую среду остается под вопросом [393]. Влияние гидроэнергетических объектов на окружающую среду является локальным.

Таблица 3.13 Сохранение пороговой градации индикатора

Виды популярных установок на основе ВИЭ для децентрализованных зон	Негативное воздействие на окружающую среду
Солнечные батареи [33, 107, 205, 335, 444]	<ul style="list-style-type: none"> - вызываются затенения земель, что впоследствии приводит к сильным изменениям условий почвенных, к изменениям в растительном мире и пр.; - в зонах размещения температурный режим постоянно на 5 градусов ниже, чем там, где их нет, что отрицательно сказывается на общем состоянии биосферы; - вызывает мощный нагрев воздуха посредством прохождения солнечного излучения через него, сконцентрированного зеркальными отражателями, что приводит к изменениям влажности, теплового баланса, а также направления ветров - утилизация значительных объемов отслуживших свое солнечных модулей на конкретной территории приводит к увеличению риска для здоровья людей в данной местности, также это пагубно для местной флоры и фауны; утечка химических реагентов из утилизируемых модулей дает вероятность заражению местной почвы и поверхностных вод - высокое воздействие на жизненном цикле производства солнечных батарей
Малые ВЭУ [28, 34, 37, 52, 419]	<ul style="list-style-type: none"> - воздействие на жизненном цикле строительства ВЭУ; - нарушение естественной среды обитания птиц, поэтому требуется избегать маршрутов миграции птиц, наиболее распространенных мест кормления и гнездования; - лопасти ветроустановок гасят часть кинетической энергии проходящего через них потока ветра, это приводит к снижению скорости движения воздушных масс, пока не обозначен уровень влияния воздействия как в негативном ключе (например, нежелательное изменение температуры), так и позитивном (например, снижение мощности ураганов или ночной подогрев сельскохозяйственных угодий); - инфразвуковые волны, которые генерируются огромными лопастями ветряков; - психологический дискомфорт, как от нежелательных звуков, так и вызванный ожиданием от ВЭУ чего-то плохого;

	отчуждение земель; влияние на животный мир; шумовое воздействие; визуальное воздействие; электро-, радио- и телевизионные помехи
--	--

Согласно результатам исследований внешнего социально-экологического эффекта производства и транспортировки электроэнергии, которые производила Европейская комиссия в течение нескольких лет, количественная оценка негативного внешнего эффекта от производства электроэнергии в Германии (евроцента на кВт·ч) составляет [37]:

- уголь – 2,53-3,79
- природный газ – 1,117
- ядерное топливо – 0,252
- солнце – 0,832
- ветер – 0,1547
- гидрогенерация – 0,1122

Таким образом, проанализировав доступные материалы, можно сформировать однозначный вывод о том, что ощутимого вреда экологии (или вреда, который можно было бы сопоставить с получаемой выгодой) ВИЭ не представляет. Эффект для экологии в данном случае максимален от уменьшения выбросов CO₂ замещением использования ископаемых источников энергии. По сравнению с традиционными источниками энергии ВИЭ оказывают нулевое воздействие на окружающую среду.

Здесь возможно предложить следующую градацию:

- неприемлемый уровень – ощущения отрицательного воздействия на основе данных и описаний специалистов выраженные в лингвистических оценках,
- благоприятный уровень – приемлемое воздействие при эксплуатации с некоторым воздействием при строительстве и монтаже.

Пороговыми уровнями могут служить экологичность использования, степень проявления воздействий, частота и масштаб их последствий.

В целом районирование по показателям экологического блока достаточно представить в виде карт-схем (рисунок 3.17) с тематическими слоями (наложением всех влияющих факторов) и выделением зоны по наиболее остро проявляющимся ситуациям, угрожающим и нарушающим экологический «иммунитет» территории.



Рисунок 3.17 Примерный макет карты – тематических слоев степени экологической уязвимости и нарушений экологической безопасности локальных энергозон.

Модуль 1. Природный кластер

- Слой 1. Типы экосистем
- Слой 2. Заповедные территории
- Слой 3. Рельеф
- Слой 4. Температурные режимы / климатическая особенность
- Слой 5. Гидрологические системы
- Слой 6. ВИЭ (ссылка на индикатор)
- Слой 7. Месторождения (ссылка на индикатор)

Модуль 2. Кластер индивидуальных потребителей

- Слой 8. Промысловые зоны (оленоводства/рыболоводства/пушного хозяйства)
- Слой 9. Сельскохозяйственные зоны (летники, конебазы)

Модуль 3. Технический кластер

- Слой 10. Типы децентрализованных зон / Освоенность территории
- Слой 11. Расположение энергоисточников / уровень выбросов, бочек для ДТ
- Слой 12. Изношенность оборудования электрохозяйственной деятельности (ссылка на индикатор износа)

Модуль итоговый. Кластер угрозы экологическому иммунитету

- сочетание слоев 1-2-11-12 - опасность
- сочетание слоев 4-11-12 – острота ситуации для рекреационной возможности

- сочетание слоев 1-2-6-8 – возможность для сохранения самобытного уклада

Блок 6. Финансово-экономический блок

Учитывая то, что децентрализованная энергетика Севера базируется на привозном топливе с многозвенной логистической цепочкой доставки, начать оценку данного блока необходимо с определения доли транспортной составляющей в стоимости топлива, потребляемого на территории. Сгруппировать территории по диапазонам величин и далее использовать данную градацию в определении других индикаторов блока.

Индикатор 6.1. Доля топливной составляющей в себестоимости производства электроэнергии, производимой АСЭС на территории децентрализованной зоны

Показатель введен в перечень. Это один из ключевых показателей, который достаточно явно характеризует особенность изолированных удаленных энергозон и обуславливает некую необходимость в поиске более эффективных решений в обеспечении и диверсификации энерго-ресурсов. Данный индикатор по ранжированию степени важности в соответствии с экспертной оценкой занимает первое место.

Инструментарий измерения индикатора: типовая расчетная формула (3.22) по относительному соотношению совокупности удельной стоимости топлива для исследуемой территории, с учетом всех расходов на его доставку (руб/г.у.т) и удельного расхода топлива (г.у.т./кВт·ч) к себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

$$\alpha_{\text{топ доля_с/э}} = \frac{S_{\text{топ}} \cdot Q_{\text{топ}}}{S_{\text{ээ}}}, \quad (3.22)$$

где $S_{\text{топ}}$ – удельная стоимость топлива, руб/г.у.т.

$Q_{\text{топ}}$ – величина удельного расхода топлива, г.у.т./кВт·ч

$S_{\text{ээ}}$ – себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч

Районирование территорий осуществляется по удаленности от основных поставщиков и степени изолированности энергозоны и величине удельного расхода топлива на выработку 1 кВт·ч электроэнергии. Децентрализованная энергозона – это преобладание электростанции малой мощности с относительно повышенными удельными расходами топлива и требованием повышенного обеспечения электроэнергией. Чем сложнее логистическая схема доставки топлива в сочетании с суровыми климатическими условиями длительного периода, тем больше топливная составляющая в себестоимости электроэнергии. Состояние индикатора ухудшается при высоко изношенном состоянии ОПФ.

Топливная составляющая себестоимости выработки электроэнергии от ДЭС северных территорий в десятки раз превышает тариф на электроэнергию для сельского населения децентрализованных энергозон. Удельный вес топливной составляющей в тарифах на электроэнер-

гию ДЭС исследуемых территорий в среднем 76 %, а по отдельным предприятиям достигает 86,9 %. Разница между экономически обоснованным тарифом на электрическую энергию и тарифами для населения возмещается из региональных бюджетов. В ценах 2016 года экономически обоснованный тариф на электроэнергию, например, для отдельных изолированных энергозон Якутии, достигает 600-2000 руб/кВт·ч (среднее значение — 35–36 руб/кВт·ч).

В оценке данного индикатора целесообразно обратить внимание на тот факт, что завоз топлива в децентрализованные зоны должен осуществляться с годовым запасом, а, следовательно, с плановым обеспечением соответствующего финансового фонда. Необходимость создания запасов и длительного хранения потребляемой продукции и сырья, прежде всего топливно-энергетического, вызванная сезонностью завоза грузов во многие районы, приводит к «замораживанию» больших объемов финансовых средств на длительный период. Напряженность в финансовом состоянии заказчиков топливных ресурсов может негативно отразиться на жизнедеятельности территории и привести ее к экстремальному состоянию.

По разным источникам топливная составляющая в себестоимости электроэнергии ТЭС не превышает 60 %, АЭС – 30-40%, БиоЭС – 37-53% (отходы агропроизводства, биологические отходы животноводства и птицеводства, отходы земледелия). В отдельных источниках отмечено, что основным элементом затрат в структуре издержек производства по ТЭС и АЭС являются затраты на топливо. Широкий диапазон колебаний их доли (50-70%) в основном объясняется большими различиями в рыночных ценах на топливо в зависимости от его вида, теплоты сгорания и дальности транспорта. Показатель доли топливной составляющей себестоимости отдельных электростанций может быть равнозначен этому показателю АЭС, поэтому решающее значение здесь принадлежит все-таки стоимости топлива при доставке к месту использования. Тогда относительно этого фактора градацию порогового значения индикатора необходимо провести так:

- стоимость топлива в точке потребления формирует высочайшую себестоимость производства электроэнергии - чрезвычайное состояние территории.

- стоимость топлива в точке потребления формирует себестоимость производства электроэнергии в диапазоне существующих пределов, заданных в данном регионе – безопасное состояние.

Из проведенного анализа данного показателя предполагается ввести следующие пороговые значения индикатора для территорий децентрализованных зон:

- до 60% - нормальное состояние;
- от 60-70% - депрессивное состояние;
- более 70% - чрезвычайное состояние.

Исходя же из ранее изложенного, нормального уровня на рассматриваемых территориях наблюдаться не будет.

Индикатор 6.1.1. Доля транспортной (логистической) составляющей в стоимости топлива, потребляемого на территории

Данный индикатор введен в перечень и является составляющим индикатора 6.1., который углубиться в уточнение доли топливной составляющей со стороны транспортно-логистического обслуживания доставки топлива (транспортировка, хранение).

Показатель логистической инфраструктуры показал присутствие факта взаимодействия всех видов транспорта для доставки топливных ресурсов в децентрализованные зоны – морского (Севморпуть), речного (речное судоходство), железнодорожного, сеть автозимников, воздушного, автомобильного, включая развитие транспортной инфраструктуры (порты, магистрали, аэропорты). Транспортная составляющая в себестоимости электроэнергии для децентрализованных зон находится в прямой жесткой зависимости от цен на различные логистические услуги, связанные с функционированием логистических систем.

Инструментарий измерения индикатора: типовая расчетная формула (3.23) по отношению соотношению стоимости на доставку топлива (руб/г.у.т) к потребителю к себестоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

$$\alpha_{\text{трансп доля}_{с/э}} = \frac{S_{\text{логистич}}}{S_{\text{ээ}}} \cdot 100\% , \quad (3.23)$$

где $S_{\text{логистич}}$ – стоимость доставки топлива к АСЭС, руб;

$S_{\text{ээ}}$ – себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии.

Анализ технических и информационных материалов по составляющим стоимости конечной продукции показал, что розничная цена складывается из (рисунок 3.18): 1 – стоимости сырья; 2 – затрат на производство; 3 – прибыли производства; 4 – налогов на производство; 5 – торговых издержек; 6 – торговой прибыли. Затраты на транспортировку товаров составляют значительную долю торговых издержек - 5. В данном индикаторе этапы 1-4 примем за производство топливного ресурса.

Нормативными документами, технической документацией установлен перечень транспортных (логистических) расходов / логистических издержек, включаемых в себестоимость товаров:

- за перевозку топливных грузов, подачу емкостей, цистерн, вагонов, взвешивание грузов, подготовку к транспортабельному состоянию;
- за погрузку, выгрузку грузов, экспедиторские услуги;

- стоимость материалов, затраченных на оборудование транспортных средств (щиты, стойки, стеллажи и т. п.);
- за хранение грузов на станции/ в порту (в пределах нормативных сроков);
- за хранение топлива в топливных терминалах;
- за обслуживание транспортно-логистической и складской инфраструктуры;
- расходы на морские тарифы или фрахт до порта назначения и страхование груза;
- затраты до базисных пунктов.

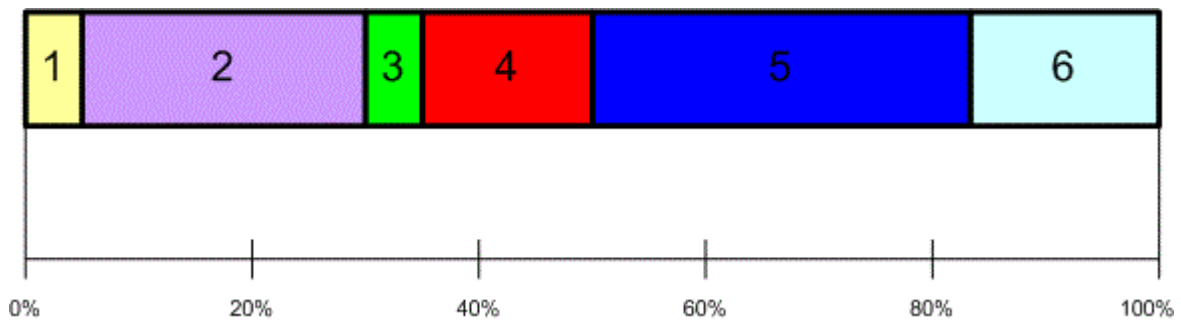


Рисунок 3.18 Примерное формирование цены на топливные ресурсы

В зависимости от дальности транспорта доля логистических расходов по доставке топливных грузов сильно колеблется, достигая по некоторым категориям грузов 100% и более. В частности это относится к особорежимным грузам, где значимость отдается состоятельности доставки в принципе. В среднем по категории готовой продукции цена транспортных расходов, например, по углю достигает 100%. В логистике существует прямая линейная зависимость между расстоянием перевозки и транспортными тарифами. Кроме этого, расходы на топливо для самого транспорта по логистической структуре составляют основную долю всех затрат – от 40% до 70%, поэтому это серьезно влияет на себестоимость перевозок. Для самого масштабного завоза в децентрализованные зоны является дизельное топливо и здесь можно наблюдать такую ситуацию - дизельное топливо, с 2010 года выросло в цене на 42-47%, цены на перевозки - всего лишь на 3-4%. Поэтому порогового значения данный индикатор не предусматривает, так как является уточняющей оценкой в топливной составляющей себестоимости электроэнергии и дополнительно отражает территориальный и транспортный показатель инфраструктурного потенциала и риска территории.

Индикатор 6.2. Присутствие дотационного принципа финансирования оплаты электроэнергии.

Данный показатель введен в перечень и анализирует факт перекрестного субсидирования в автономной электроэнергетике.

Большая часть стоимости электроэнергии, отпускаемой потребителям децентрализованных зон Севера, дотируется из бюджетов различного уровня, в результате возникает перекрестное субсидирование, существенно затрудняющее осуществлять эффективную тарифную политику и реальную окупаемость проектов энергоснабжения. Районирование произведем таким образом:

1 группа – территории с сельскохозяйственной жизнедеятельностью, с отсутствием отраслей промышленности;

2 группа – территории со смешанной жизнедеятельностью – производственно-сельскохозяйственной, с низкой развитостью энергоемких отраслей промышленности;

3 группа – территории с малочисленным населением самобытной культуры.

Инструментарий измерения индикатора $\alpha_{\text{дотац}}$: соотношение показателей уровня платежеспособности населения (социальный статус) исследуемой территории с величинами себестоимости и тарифа на электроэнергию для потребителей децентрализованных групп исследуемой территории.

Районирование по пороговым значениям в данном случае не применяется. Присутствие утвердительно лингвистического значения индикатора априори относит территорию к депрессионному или чрезвычайному состоянию в оценке данного индикатора. Что, по сути, является характерной и неизбежной стороной территорий Северной экономики, естественной, органичной и необходимой для существования и развития на основе дотационных субсидий.

Индикатор 6.3. Территориальный коэффициент

Совокупность многообразных факторов (степень освоенности территории, развитие транспортной инфраструктуры, тип АСЭС, климатические условия, ресурсный потенциал, сложившиеся условия существования, уровень социально-экономического развития, финансовое состояние региона и т.д.) может быть задана функциональной зависимостью – территориальным коэффициентом. **Чем ниже характеризующий территориальный коэффициент $k_{\text{терр}}$, тем выше степень социальной и экономической оправданности комплексного развития** локального кластера в разрезе жесткого требования к повышению надежности и укреплению энергетической безопасности децентрализованной зоны.

Данный показатель введен в перечень индикаторов и может характеризовать предварительную оценку инвестиционной оправданности и степень неоспоримого сочетания ситуаций локальной территории к выполнению мотивированных действий. Этому индикатору придаем несколько иную смысловую нагрузку – инвестиционная привлекательность с точки зрения того, где эти инвестиции высоко потребны, а не там где они легко возвратные. Позиция реализуется

через эффект обеспечения комфортных условий для жизнедеятельности в противовес выгоды от капиталовложений.

Заметим, что здесь априори должны иметь место социальные инвестиции отдельных социальных программ от наиболее доходных компаний страны. Данная практика в России существует, цели программ отражают их традиции и практические нужды и аналогичны опыту зарубежных компаний: социальная инфраструктура в районах операций, образование (в интересах регионов), поддержка малых народов Севера (например, компания «НОВАТЭК»).

Особенности инвестиций именно в автономную энергетику достаточно прозрачны и обоснованы большим количеством факторов. Низкая платежеспособность потребителей не допускает включение в тариф инвестиционной составляющей. Действующая тарифная политика не полностью учитывает сложившиеся особенности региональной электроэнергетики и не позволяет в полной мере реализовать задачи социально-экономического развития северных территорий в части энергетической инфраструктуры. Инвестиционная составляющая тарифов на электро – и теплоэнергию, например, у «Энергетических систем Востока», в целом меньше, чем требуется для возврата инвестиций. Уровень тарифов недостаточен для финансирования инвестиционных программ, позволяющих устранить существующие проблемы и обеспечить соответствие энергетической инфраструктуры потребностям экономики. Отсутствие долгосрочного тарифного регулирования не дает стимулов для сокращения издержек, повышения эффективности производства, возможности для привлечения долгосрочного заемного финансирования. Развитие объектов энергетики децентрализованного сектора только за счет внутренних ресурсов энергохозяйств невыполнимо.

Здесь рассмотрению подлежат возможности добавочных капиталовложений за счет прибыли. Но нужно отметить, что энергохозяйства, как объекты инвестиций, не могут быть направлены исключительно на получение прибыли. Именно специфика необходимости выполнения энергетикой социальных и инфраструктурных функций, замедленный возврат капиталовложений, делает ее менее привлекательной для инвестиций по сравнению предприятиями других отраслей [435, 397]. На децентрализованную энергетику ко всем ее трудным отличительным особенностям ложатся и социальные обременения. Обеспечение электроэнергией отдаленных районов с низкой плотностью и малым числом населения по регулируемым тарифам нерентабельно и привело к необходимости перекрестного субсидирования. И конечно ведет к снижению капитализации энергохозяйств. Сегодня отдельные северные регионы вошли в группу дотационных.

Предварительная оценка состояния АЭС показывает существование факторов (высокий уровень износа основных фондов, недостаточность собственных средств для замены и поддер-

жания фондов, программы энергетического развития регионов, программы оптимизации локальной энергетики) для создания условий по скорейшему привлечению инвестиций.

Предварительное районирование территории целесообразно осуществлять по степени удаленности исследуемой территории от центра (развитого населенного пункта) с определенным заданным шагом S_n , далее в классификации выделить таксоны по степени проявления инвестиционного потенциала территории:

1 группа – значительная развитость совокупности экономических, социальных свойств и относительно благоприятные природные и географические условия;

2 группа – низкая развитость совокупности экономических, социальных свойств и суровые природные и специфичные географические условия;

3 группа – смешанность выделенных в 1 и 2 группе факторов.

Таким образом, территориальный коэффициент характеризуется перечисленными выше факторами и их сочетанием, обозначенным при определении индикатора (рисунок 3.19). Пороговые значения индикатора следующие:

- 1 группа $\in S_1, S_2$ – *высокий территориальный коэффициент, отсутствие угрозы энергетической безопасности (расширенные и перспективные возможности);*

- 2 группа $\in S_1, 1 \text{ группа} \in S_n$ – *приемлемый территориальный коэффициент, граничные состояния для угрозы энергетической безопасности (существенные возможности);*

- 2 группа $\in S_2, S_n$, – *низкий территориальный коэффициент, наличие угрозы энергетической безопасности (суженные возможности, высокая потребная необходимость в инвестициях);*

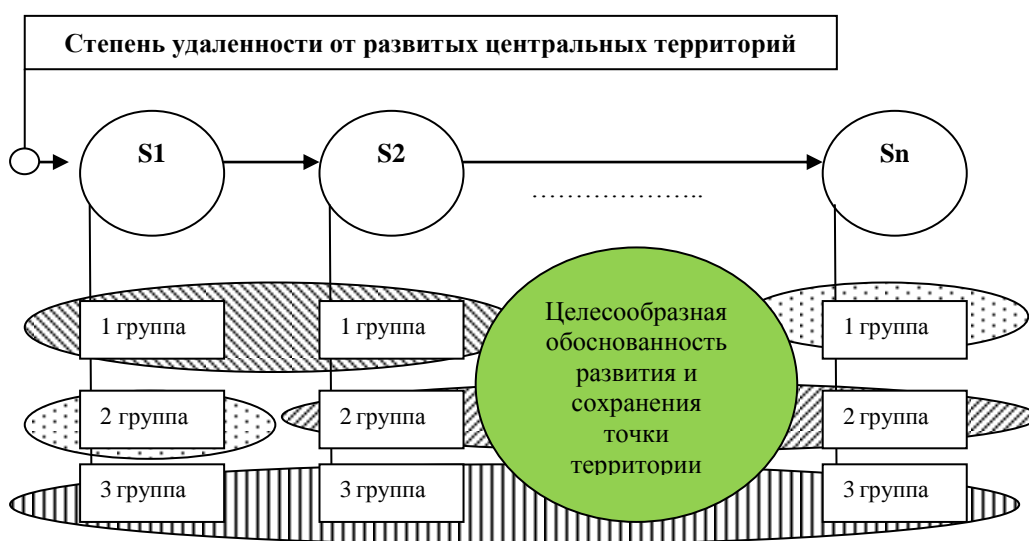


Рисунок 3.19 Схема градации значения территориального коэффициента

Состояние территорий 3 группы определяется в зависимости от благоприятного или неудачного сочетания фактов.

В то же время, анализ фактического осуществления капиталовложений по программам инвестиционной привлекательности показал их присутствие как раз на территориях, где удачно складываются факторы для возврата инвестиций. Территории же с особенностями и сложностями децентрализованных энергозон Севера остаются вне списка инвестиций, но являются инвестиционно привлекательными социального характера, исходя из жизненно важной потребности в повышении надежности и укрепления энергетической безопасности. Это возможно только за счет инвестиций, хотя априори эти территории не обладают благоприятными условиями.

В Российской Федерации законодательством не определена конкретная методика оценки показателя инвестиционной привлекательности. Расчет индекса привлекательности в развитии того или иного направления опирается на методы, разработанные фирмами Rundt, ICRG, BERI, Frost & Sullivan [206], которые стали уже общепринятым стандартом и позволяют выявить риски потери вложенных средств при разных обстоятельствах. Для каждой методики характерно использование различных экономико-статистических методов оценки, а также понятийного аппарата, и инструментария анализа, но до сих пор отсутствует «системный», комплексный подход к решению этого вопроса.

В настоящее время отсутствует эффективные, удобные для практического применения методы количественной оценки потенциала и рисков децентрализованных зон электроснабжения Севера с низкой выраженностью или отсутствием экономической специализации по направлениям хозяйственной деятельности. Наряду с эти возникают сложности получения достоверной информации для расчета необходимых показателей. Поэтому к оценке территориального коэффициента децентрализованной зоны предлагается адаптировать существующие методики оценки инвестиционной привлекательности.

Тогда оценку развитости свойств территориального коэффициента будем предполагать на двух параметрах, составляющих инвестиционной привлекательности: территориальный потенциал и территориальные риски (частота реализации факторов порождающих низкий уровень ЭНБ в определенной точке территории).

Рассматривая децентрализованные энергозоны северных регионов имеет место высокий территориальный риск. Например, высокая доля малоимущего населения, низкий уровень квалифицированности трудовых кадров, высокий износ ОПФ, высокий уровень дискомфорта климата, уровень экономического развития, низкие или отсутствующие показатели производственно-финансового потенциала территории, слабые показатели социального потенциала территории, специфический природно-географический потенциал и т.д. Все эти факторы с определенной степенью выраженности и важности входят в расчет индекса предпосылок к развитию

ВИЭ по индикатору 2.5. и могут быть приняты за факторы риска на уровне децентрализованной зоны северных территорий. Под риском децентрализованной энергозоны будем понимать вероятность возможного снижения уровня комфортных условий для потребителей со стороны энергетических хозяйств.

Частные риски определяются по общепризнанной теории инвестиционной привлекательности. Для децентрализованных энергозон риски можно классифицировать разработанными характеристиками, представленными в таблице 3.14 образом.

Таблица 3.14. Характеристики частных рисков децентрализованных энергозон

Частные риски	Характеристика	Угрозы	Индикатор
инфраструктурный риск [375]	отражает возможность отказов в работе АСЭС и их подсистем при низкой эксплуатационной надежности в связи с износом ОПФ, изолированностью и труднодоступностью	Производственные, экономические, технологические, социально-политические, общеэкономические, управленческо-политические	3.1, 3.4., 3.5., 4.2.1., 6.3.
социальный риск	отражает уровень жизни населения $F_{\text{соц_д_тариф}}$ микрорайонов децентрализованной зоны, характеризуя уровень специфической деятельности и занятости в промысловом и самобытном образе жизни	Социальные, кадровые, трудовые ресурсы	1.3., 3.4., 4.1.
финансово-экономический риск	отражает степень износа ОПФ АСЭС $F_{\text{деградОПФ}}$ и сложность логистической цепочки завоза топливных ресурсов $F_{\text{завоз_топ}}$, $F_{\text{топ_ээ}}$; показывает способность покрывать расходы за счет собственных доходов	Экономические, финансовые, сырьевые	3.5., 4.2.1., 6.2., 6.3.
экологический риск	отражает уровень загрязнений окружающей среды через выбросы в атмосферу и отходы от различных видов источников	Здоровье сберегающие	5.1., 5.2.
риск чрезвычайных природных ситуаций	отражает степень возможности возникновения стихийных бедствий (наводнения, землетрясения), техногенных катастроф (пожары, аварии), суровых климатических условий (длительность низких температур, обледенение, сильные ветра)	Природные (влияние на энергохозяйства), техническому состоянию АСЭС, экономические	Отражается спецификой перечня индикаторов
логистический риск	Отражает особенности доставки топливных ресурсов к АСЭС и специфику собственной базы	Сырьевые, финансово-экономические, управленческо-политические	2.1 – 2.6., 3.5., 6.1., 6.4.

К частным показателям инвестиционного потенциала децентрализованных энергозон можно отнести характеристики, представленные в таблице 3.15.

Таблица 3.15. Характеристики частных потенциалов децентрализованных энергозон

Частные потенциалы	Характеристика	Состав показателей	Индикатор
инфраструктурный потенциал	экономико - и транспортно-географическое положение (положение относительно развитых населенных пунктов, топливных терминалов, навигационных путей, технических сервисных служб, автомобильных дорог, речных переправ, железнодорожных и авиаузлов) и инфраструктурная насыщенность (развитость транспортной цепи и связи)	<ul style="list-style-type: none"> - показатель территориального развития - показатель транспортной инфраструктуры - показатель жилищного фонда - показатель обеспечения ресурсами (электроэнергия, теплоснабжение, водоснабжение и т.д.) 	3.5., 6.3. 1.1-1.3.,
ресурсно-сырьевой потенциал	отражает эффективность использования природно-ресурсных потенциалов	<ul style="list-style-type: none"> - показатель добычи полезных ископаемых - показатель истощения запасов топливных ресурсов - показатель собственных источников для АЭС 	2.1.-2.6, 3.6-3.7., 3.1./7.1.- (эффективность использования),
потенциал экономического и социального эффекта	отражает качество жизни населения	<ul style="list-style-type: none"> - покупательную способность населения относительно экономически обоснованных тарифов на электроэнергию - совокупный результат хозяйственной деятельности - обеспеченность медицинскими условиями - уровень занятости населения / численность производственных рабочих - количество хозяйств в промышленной, фермерской, сельскохозяйственной и подобной деятельности - платежеспособность сельских хозяйств / прибыль от реализации продукции 	6.2., 6.3., в структуре 1.3.
инновационный потенциал	- оценивает возможность использования наукоемких и сберегающих технологий	- норма инвестиций по отношению к доходу от реализации	6.3., 4.3-4.5.
трудоустройственный потенциал	оценивает уровень образованности и профессиональности насе-	- степень квалифицированности относительно	в структуре 3.4.

	ления	эксплуатации и обслуживания АСЭС - средний возраст работников	
туристический потенциал	Оценивает развитость туристической инфраструктуры и возможность формирования туристического потока	- присутствие мест культурного и природного наследия, уникальности	5.1.

Представленные в таблицах 3.14-3.15 сочетания индикаторов для определенного потенциала и риска децентрализованной зоны характеризуют соответственно:

- присущие постоянные факторы проявления особенностей и сильных сторон, которые позволяют развивать децентрализованную зону в своем значимом направлении с большим эффектом, и тем самым достичь повышения ЭНБ и привлечения инвестиций в определенные сектора экономики;

- присущие изменяющиеся факторы слабых сторон, которые выявляют или ведут к нарушению уровня ЭНБ децентрализованной зоны, обозначая те сферы ее функционирования, в которых требуются корректирующие мероприятия.

Вес каждого рискованного и потенциального показателя определяется через экспертные оценки, включая метод принятия решений / метод анализа иерархий. Для каждого показателя учитывается возрастание или убывание значения относительно градации для потенциала или риска.

Данные показатели носят только ориентировочный характер, способствуют определению направления углубленного изучения сложившейся ситуации. Общая оценка позволяет выбрать специфику и тактику социально-экономического развития на уровне децентрализованной зоны.

Территориальный коэффициент через инвестиционную привлекательность децентрализованной энергозоны Севера и Арктических зон – это обобщающая характеристика преимуществ качества жизни, эффективного и доступного пользования природно-ресурсными возможностями, организации стабильности и свойств надежности в эксплуатации АСЭС и недостатков в уровне социальных, экономических, экологических и энергосберегающих эффектов для инвестирования отдельных направлений / объектов с позиции обеспечения государством или органами регионального управления решения проблем ЭНБ.

Инструментарий измерения индикатора $k_{\text{терр инвест}}$ по характеристической группе: комплекс типовых расчетов индекса, определяющего соотношение между уровнем интегрального риска и величиной совокупного потенциала децентрализованной зоны.

Чем ниже интегральный индекс соотношения, который мы принимаем за территориальный коэффициент, тем первостепеннее приоритетность для безотлагательных инвестиций в данную децентрализованную энергозону с учетом обоснованного рассмотрения сохранения и развития отдельных пунктов территории.

Индикатор экономического фактора по показателям топливно-ресурсного блока также может найти место в данном блоке и в приближении оценен как синтетический индикативный показатель разведочных работ [290].

Данный показатель подлежит рассмотрению в случае наличия существенного объема месторождения сырьевого ресурс и отличного от нуля индикатора 2.5.

В его оценке производится комплексный анализ:

- объема финансирования геологоразведочных работ на топливо по отношению к уровню инвестирования топливной промышленности (уголь, газ, нефть);
- объема разведочного бурения (газ, нефть);
- отношения прироста за отчетный год текущих разведанных извлекаемых запасов топлива к его годовой добыче с учетом списанных запасов, выраженного в степени истощения данных запасов (индикатор 2.6.)

Блок 7. Энергосбережение и энергоэффективность

Индикатор 7.1. Удельный расход условного топлива на производство электроэнергии АСЭС децентрализованной зоны [290, 438].

Индикатор в перечне сохранен и по экспертной оценке имеет ранг первостепенной важности в данном блоке. В известных исследованиях районирование пороговых уровней по индикатору производится от доли децентрализованного электроснабжения. Выделяются территории Крайнего Севера с преобладанием децентрализованного электроснабжения с классификацией значений: 370-390 г.у.т./кВт ч – предкризисное, более 400 - кризисное состояние.

Выделенная группа характеризует территории малонаселенных пунктов с суровыми климатическими условиями северных и отдаленных районов страны, где широко используются маломощные электрогенерирующие установки (в основном дизельные) с повышенными удельными расходами топлива (г.у.т./кВт·ч).

Инструментарий измерения индикатора: типовая расчетная формула (3.24) соотношения объема потребления условного топлива для производства электроэнергии к объему выработки электроэнергии в анализируемом периоде.

$$Q_{\text{топ}} = \frac{B'_{\text{ээ}}}{\varepsilon'_{\text{выр}}}, \quad (3.24)$$

где $B'_{эз}$ – объем потребления условного топлива для производства электроэнергии в анализируемом периоде, г.у.т.;

$\mathcal{E}'_{выр}$ – объем выработки электроэнергии в анализируемом периоде, кВт·ч

Как отмечается во многих источниках, выводу из эксплуатации подлежат дизельгенераторы с высоким удельным расходом топлива на производство электроэнергии (свыше 400 г у. т./кВтч). Безопасному уровню в данном случае соответствует замена старого генерирующего энергооборудования на современное, имеющее низкие показатели удельного расхода топлива 210 г у. т./кВтч, высокого КПД и уровня автоматизации.

В соответствии с этим, для исследуемых энергозон можно предложить следующую градацию пороговых значений индикатора:

- удельный расход условного топлива на производство электроэнергии в пределах удельного эффективного расхода топлива определенного по спецификациям на дизель-генераторные установки в приемлемом диапазоне – безопасный допустимый уровень

- удельный расход условного топлива на производство электроэнергии превышает значения 370 г у. т./кВтч – чрезвычайное состояние.

Анализ существующих статистических данных по удельному расходу условного топлива исследуемыми объектами требует экспертной оценки специалистов со стороны производственного сектора.

Индикатор 7.2. Относительные потери электроэнергии в электрических сетях децентрализованной зоны [290]

Проблема повышения надежности электроснабжения на Крайнем Севере актуальна на протяжении многих лет. Повсеместно электроснабжение осуществляется одноцепными линиями. При малой мощности большого количества разрозненных населенных пунктов линии перегружены, потери напряжения в конце линий могут достигать более 20% при стандартном отклонении в 10 % (ГОСТ 32144-2013). Кроме этого возникают большие потери мощности – на некоторых линиях они достигают 20 – 30% и более.

Индикатор скорректирован и сохранен в перечне, по нему в существующих исследованиях выделяется характер преобладающих электрических сетей территории. К изолированным энергозонам территорий можно адаптировать выделенную в существующих исследованиях группу территорий с сельскохозяйственной специализацией экономики и высокой долей децентрализованного сектора в электроснабжении. Здесь действительно характерна большая протяженность линий электропередачи при их сравнительно малой нагрузке, что ведет к относительному увеличению потерь электроэнергии на ее передачу. Для таких территорий рассматриваются пороги 11-13% - депрессивное состояние и 14-16,4 - чрезвычайное состояние.

Несомненно, данный индикатор требует исследования при реальном рассмотрении децентрализованных зон, факт большой протяженности ЛЭП на их территориях может и не подтвердиться.

В существующих исследованиях предлагается применять измерение индикатора в зависимости от состояния территории как дефицитных, сбалансированных или избыточных по установленной мощности электростанции. Для специфичности функционирования АСЭС, как это уж рассматривалось ранее, должна наблюдаться сбалансированность, в то же время методику расчета определит реальная картина по данной информации. Поэтому используем методику расчета (3.25-3.26) именно для таких территорий с сохранением градации пороговых значений.

Инструментарий измерения индикатора:

Для территорий сбалансированных /дефицитных по установленной мощности электростанций:

$$\alpha'_{\text{потээ}} = \frac{\Delta \mathcal{E}'_{\text{сет}}}{\mathcal{E}'_{\text{пот}}} \cdot 100\%, \quad (3.25)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сет}}$ – величина потерь электрической энергии в электрических сетях автономной системы электроснабжения в анализируемом периоде, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{пот}}$ – величина потребляемой электроэнергии в анализируемом периоде, кВт·ч.

Рассмотрение индикатора для территорий, избыточных по установленной мощности электростанций:

$$\alpha'_{\text{потээ}} = \frac{\Delta \mathcal{E}'_{\text{сет}}}{\mathcal{E}'_{\text{отпсет}}} \cdot 100\% \quad (3.26)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{сет}}$ – величина потерь электрической энергии в электрических сетях автономной системы электроснабжения в анализируемом периоде, кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{отпсет}}$ – полезный отпуск электроэнергии с шин электростанций территории в анализируемом периоде, кВт·ч.

Как отмечалось выше, градация оценки состояния индикаторов, представленных пунктами 3.1-3.3, сформирована с учетом экспертной оценки. Степень согласованности мнений экспертов проверена на основе расчета значения коэффициента конкордации, превышающего величину 0,4 для каждого индикатора.

3.4 Анализ результатов экспертных оценок в задаче интегральной оценки состояния энергетической безопасности децентрализованной зоны

Для большей части индикаторов не представляется возможным обеспечить точность градации в пороговых значениях и получить четкий критерий качественной оценки состояния

индикаторов. Сами исходные показатели в их изначальном виде не всегда несут в себе определенность и четко заданные параметры. Данные по некоторым из них основаны на представлениях и мнениях опытных специалистов, на экспертных данных, которые носят качественный характер в лингвистическом формате, на нечеткой или неполной информации, что затрудняет их математическую интерпретацию в представленной форме. В таких случаях необходимо верно распознать состояние ЭНБ в группе индикаторов. В соответствии с этим, ответы и мнения экспертов по значениям пороговой градации индикаторов целесообразно подвергнуть процедуре анализа с применением аппарата теории нечетких множеств. Применение теории нечетких множеств имеет широкую практику, наиболее глубоко они проработаны Богатыревым Л.Л в разрезе применения к диагностированию состояния энергосистем и их объектов [25], Мезенцевым П.Е. в диагностировании состояния ЭНБ [220].

Полученные экспертные оценки позволяют сформировать базовый материал для обучающей выборки. Решение поставленной задачи максимально достоверно определит степень принадлежности ситуации, выраженной значением индикаторов, к уровню состояния ЭНБ. Как принято, на начальном этапе происходит представление суждений экспертов о рассматриваемой системе в виде описания классов. Классы описываются высказываниями типа: «Если индикатор I_1 меньше α И индикатор I_2 принадлежит диапазону $[\beta_1, \beta_2)$, то это класс В – уровень условной безопасности». Несколько высказываний, описывающих один класс, могут быть связаны логической связью ИЛИ. Логические связки И, ИЛИ соответствуют операциям нечетких подмножеств и определяются принятыми в теории выражениями [22; 284]. Лингвистические переменные применялись для параметров, которые не могут быть представлены в виде числовой оценки, либо при отсутствии информации и сложности ее получения числовая оценка невозможна [284]. При введении лингвистической переменной, каждому элементу набора e значений ставится в соответствие определенная функция принадлежности на интервале $[0, 1]$.

Для определения ситуации к какому-либо классу состояния ЭНБ составлена таблица входных и выходных переменных на основе согласованности экспертной оценки со степенью 0,71-0,92 для набора сочетаний высказываний. Характеристики Моделей выбраны не для оценки состояния в каждом блоке и в целом в обобщенной картине. В ходе формирования ее входных переменных предлагается, применяя специфику децентрализованных зон, оценить их позиции к устойчивому развитию в заданной категории компонент ЭНБ. Это представляет интерес в получении оценки целесообразности определенного решения, о дальнейших действиях в отношении организации направленности мер по обеспечению условий поддержанию и повышению ЭНБ.

При этом использованы результаты процедуры ранжирования индикаторов на основе экспертной оценки, представленной в Главе 2. В качестве весовых коэффициентов выступили бальные оценки степени важности каждого индикатора в системе индикаторов своего блока.

Индикаторам присвоены буквенные обозначения $\text{Инд } ij := I_{ij}$, где $i=1 \div 7$ и обозначает номер индикативного блока, $j = 1 \div 8$ – порядковый номер индикатора в блоке. При этом V_i – текущее значение индикатора; V_i^D, V_i^Z – значения пороговых границ индикатора депрессивного и чрезвычайного состояния

Для оценки состояния ЭНБ децентрализованной зоны в системе индикаторов оценивались следующие параметры (Модель 1):

- обеспеченность характеристик количества энергоснабжения потребителей, определенных индикаторами блоков 1 и 2;
- обеспеченность характеристик качества энергоснабжения потребителей, определенных индикаторами блоков 3 и 4;
- обеспеченность характеристик эффекта от использования энергоресурса для энергоснабжения потребителей, определенных индикаторами блоков 5 – 7.

В таблицах 3.16 и 3.17 представлены отдельные сочетания высказываний.

Таблица 3.16. Входные и выходные переменные Модели 1 «Обеспеченность характеристик энергоснабжения потребителей для выполнения условий поддержания ЭНБ».

Входные параметры Модели 1	Правила Π_i
Обеспеченность характеристик количества энергоснабжения потребителей	ЕСЛИ I_{12} есть « ≥ 1 » И I_{212} есть « ≥ 1 » И I_{26} есть «медленный» И I_{24} есть «достаточный потенциал» И I_{11} есть « $\geq 1438,8$ » И I_{25} есть «высокий» И I_{211} есть «100%» И I_{22} есть « $\neq 0$ » И I_{23} есть « $< 100\%$ » И I_{13} есть « > 378 » ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно безопасное»
	ЕСЛИ I_{211} есть «0» И I_{23} есть «100%» И I_{24} есть «низкий потенциал» ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное в ресурсной обеспеченности»
	ЕСЛИ I_{211} есть «0» И I_{23} есть «100%» И I_{24} есть «достаточный потенциал» И I_{25} есть «высокий» ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно безопасное в ресурсной обеспеченности»
Обеспеченность характеристик качества энергоснабжения потребителей	ЕСЛИ I_{31} есть «1» И I_{30} есть «высокая вероятность безотказности» И I_{35} есть « $\in 1$ группе территориально-транспортной инфраструктуры» И I_{421} есть « $\leq 30\%$ » И I_{41} есть «абсолютная однотипность» И I_{34} есть «выше 2» И I_{36} есть « $\geq 100\%$ » И I_{37} есть « $\geq 50\%$ » И I_{43} есть « $\geq 38\%$ » И I_{45} есть « $\geq 6,3\%$ » ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно

	безопасное»
	ЕСЛИ I_{35} есть «не ∈ 1 группе территориально-транспортной инфраструктуры» И I_{36} есть «< 100%» И I_{37} есть «< 50%» ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
	ЕСЛИ I_{30} есть «низкая вероятность безотказности» И I_{34} есть «ниже 3» И I_{421} есть «≥ 50%» И I_{35} есть «не ∈ 1 группе территориально-транспортной инфраструктуры» ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
	ЕСЛИ I_{421} есть «≥ 50%» И I_{43} есть «< 32%» И I_{45} есть «≤ 3%» ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
Обеспеченность характеристик эффекта от использования энергоресурса для энергоснабжения потребителей	ЕСЛИ I_{61} есть «< 60%» И I_{63} есть «высокий» И I_{71} есть «< 240» И I_{72} есть «< 11%» И I_{52} есть «< 0,3» И I_{62} есть «присутствует» И I_{51} есть «высокая уязвимость» ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно безопасное»

(выделенным шрифтом обозначены индикаторы с высокой степенью ранга, отражающие высокую степень чрезвычайности ситуации при значениях, выходящих за пределы пороговых, то есть имеющие более высокий весовой коэффициент в системе индикаторов блока)

Для оценки состояния ЭНБ децентрализованной зоны в системе индикаторов также оценивались параметры (Модель 2, таблица 3.17) по критериям различных комбинациях взаимосвязи друг с другом компонент ЭНБ, исходя из концептуальных утверждений Доктрины Энергетической Безопасности России: ресурсная достаточность, экономическая доступность, экологическая допустимость и технологическая достижимость сбалансированного обеспечения спроса и предложения соответствующих энергоносителей. Данная модель отражает структуру взаимосвязи локальных предпосылок проявления риска возникновения угроз ЭНБ децентрализованных энергозон Севера и Арктических зон, представленной в Главе 2 (рисунки 2.7-2.9).

Таблица 3.17. Входные и выходные переменные Модели 1 «Уровень состояния ЭНБ в достижении отдельных эффектов от выполнения условий ее поддержания».

Входные параметры Модели 2	Выходные параметры Модели 2
ЕСЛИ I_{212} есть «≥ 1» I_{24} есть «достаточный потенциал» И I_{25} есть «высокий» И I_{63} есть «высокий» И I_{43} есть «≥ 38%» И I_{45} есть «≥ 6,3%»	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно безопасное»
ЕСЛИ I_{212} есть «≥ 1» И I_{26} есть «быстрый» I_{24} есть «низкий потенциал» И I_{43} есть «≥ 38%» И I_{45} есть «≥ 6,3%»	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Депрессивное»
ЕСЛИ I_{212} есть «0» I_{24} есть «достаточный потенциал» И I_{25} есть «высокий» И I_{63} есть «вы-	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно безопасное»

сокий» И I_{43} есть « $\geq 38\%$ » И I_{45} есть « $\geq 6,3\%$ »	
ЕСЛИ I_{212} есть «0» И I_{35} есть «не \in 1 группе территориально-транспортной инфраструктуры» I_{24} есть «достаточный потенциал» И I_{25} есть «высокий» I_{37} есть « $< 50\%$ » I_{63} есть «низкий»	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
ЕСЛИ I_{212} есть « ≥ 1 » И I_{26} есть «умеренный» I_{24} есть «высокий потенциал» И I_{25} есть «высокий» И I_{421} есть « $> 50\%$ » И I_{71} есть « > 370 » I_{43} есть « $\leq 21\%$ » И I_{45} есть « $< 3\%$ »	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
ЕСЛИ I_{12} есть « < 1 » И I_{421} есть « $> 50\%$ » И I_{71} есть « > 370 » I_{43} есть « $\leq 21\%$ » И I_{45} есть « $< 3\%$ »	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
ЕСЛИ I_{11} есть « $< 1438,8$ » И I_{13} есть « < 378 » И I_{63} есть «низкий»	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Чрезвычайное»
ЕСЛИ I_{11} есть « $< 1438,8$ » И I_{13} есть « < 378 » И I_{63} есть «высокий»	ТО состояние ЭНБ децентрализованной зоны есть «Условно безопасное»

Сочетание факторов показывают, что даже при обладании территорией децентрализованной зоны значительного потенциала традиционных и возобновляемых ресурсов при морально и физически устаревшем оборудовании энергохозяйства ситуация в состоянии ЭНБ будет наблюдаться негативной, так как влечет за собой еще ряд сниженных показателей. При вовлечении инвестиционного капитала в обновление производственных фондов и доступных технологий для ДЭКЭС возникнет новый вопрос – кадровое обеспечение. Данный ряд сочетаний высказываний может быть продолжен для каждого заданного критерия в оценке уровня ЭНБ децентрализованной зоны. Таким образом, расширяя множество входных переменных для нечеткой модели, можно сформировать достаточно хорошую продукционную модель, предназначенную для поддержки принятия решений при получении информации о состоянии ЭНБ. Как следствие здесь будет иметь место и разработка комплекса схем, моделей или систем, которые могут отобразить выбор тактики в организации воздействий в определенной позиции ЭНБ.

3.5. Выводы по главе 3

В описании индикативных показателей оценки децентрализованной зоны Севера и Арктических зон явно выделились факторы, которые повлияли на определение их характеристики и градации пороговых значений:

- суровость климата;
- географическая удаленность;

- энергоизолированность потребителей;
- очаговое размещение населенных пунктов;
- малочисленность населенных пунктов;
- недостаточная квалифицированность производственного персонала;
- высокая доля сельских поселений;
- доминирование и единственность децентрализованной генерации;
- разнотипность оборудования ДЭС;
- аварийность оборудования;
- разбросанность и удаленность энергоисточников;
- нестабильность графиков нагрузки потребителей;
- максимально большой расход топлива;
- безусловная зависимость от топливных поставок;
- экологическая уязвимость территорий и др.

В целом в проявлении территориальных обстоятельств и существующих ситуаций (на основе проявляющихся факторов) в формировании индикаторов и их пороговых значений для оценки энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения Северных территорий и Арктических зон образовались три характерные группы: технические, климатические и социально-экологические.

В группе технических факторов представляется совокупность параметров, которые зависят от оборудования систем энергоснабжения, распределения энергии и ее потребления, от уровня доступности технологий.

Климатические факторы оказывают влияние на выбор схемы электроснабжения, особенно если таковая включает в себя источник энергии на базе возобновляемых источников энергии, на режимы потребления электроэнергии и определяют выбор оборудования.

Группа локальных социально-экологических факторов представляет собой особенность территории, на которой находится децентрализованная зона электроснабжения. Социальные условия региона характеризуют степень развития экономики, территориально-транспортной инфраструктуры, степень развития информационных технологий, уровень благосостояния населения, уровень профессиональной компетенции работающего населения и т.п. Экологические факторы оказывают влияние в первую очередь для децентрализованных зон, относящихся к заповедным территориям, особо охраняемым природным и культурным памятникам. В таких случаях к автономным системам электроснабжения предъявляются дополнительные требования, связанные с ограничением выбросов углекислого газа, температуры выхлопов, уровня шума и вибрации.

Представленное определение индикаторов, углубление и обозначение пороговых значений в разрезе децентрализованных зон электроснабжения произведено на основе согласованной экспертной оценки.

Вследствие специфики автономных систем электроснабжения определены и введены четкие границы понятий пороговых состояний ЭНБ исследуемых ДЭКЭС: безопасное (условно безопасное, B_y), депрессивное (Д), чрезвычайное (Ч). Сами значения индикативных показателей рассчитываются по типовым формулам, известным в существующих методиках или применяемых при использовании различных методов расчета, а так же сформированным математическим моделям или алгоритмам анализа и определения данных значений в каких-либо формах.

Работа с индикаторами, сохраненными в перечне осуществлялась в виде корректировки или сохранения градации пороговых значений. Основными условиями в корректировке значений служили факторы и специфика децентрализованных энергозон, анализ статистических данных, нормативные данные, результаты изучения социально-экономического уклада исследуемых территорий и т.д.

Эти же данные, наряду с анализом рисков для инфраструктурно изолированных АСЭС и мнений экспертов, легли в основу определения пороговых значений введенных в перечень индикаторов. Представленная градация максимально отражает характерные стороны в функционировании рассматриваемых децентрализованных энергозон. Отдельные индикаторы не имеют числовую пороговую градацию, она выражены в лингвистическом формате, в утвердительном принципе существования определенного факта, в анализе рейтинговой позиции.

Отдельная группа индикаторов представлена для оценки в виде комплексных исследований, характеризующих поведение или соотношение совокупности различных показателей и факторов в определении индикатора. Для таких индикаторов градация пороговых значений не определялась. Исходя из разработанных алгоритмов и схем исследования она выражается присутствием сочетания определенных факторов, нарушающих целостность развития локального кластера и характеризующих уже сложившийся уровень ЭНБ изучаемого объекта.

Полученные результаты по индикативным показателям сведены к формулировкам продукционных правил для применения аппарата теории нечетких множеств.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СЕВЕРНЫХ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ

В силу своего географического положения децентрализованные зоны и отдельные территории Дальнего Востока никогда не будут соединены с единой энергетической системой. Республика Саха (Якутия) – субъект России, по своим природным и территориальным условиям не имеющий аналогов на планете. Именно здесь накоплен уникальный опыт ведения сельского хозяйства в экстремальных климатических условиях Севера, с применением различных технологий для ведения иной деятельности на вечной мерзлоте. Основу экономики Республики Саха (Якутия) составляет промышленность, развитие которой связано, прежде всего, с освоением богатейших природных ресурсов. В тоже время Республика Якутия является типичным, ярко выраженным примером северного изолированного региона Российской Федерации, являясь важнейшей составной частью электроэнергетики Дальнего Востока. Доля Республики в выработке электроэнергии по Дальнему Востоку составляет порядка 20%, а около 40% площади обслуживания находится за полярным кругом. Энергосистема Якутии – признанный лидер в области малой электроэнергетики. Якутия – территория богатая минеральными ресурсами и представляет собой достаточно инвестиционно-привлекательную часть Дальневосточного региона, но состояние ее энергетики нельзя назвать идеальным. Самыми распространёнными источниками электроэнергии на территориях с децентрализованным электроснабжением являются дизельные генераторные станции. В децентрализованном секторе энергообеспечения Дальневосточного Федерального округа преобладает дизельная генерация - около 500 единиц мощностью 670 МВт; годовой расход дизельного топлива – 254 тыс. т.у.т.; средний удельный расход условного топлива ДЭС – 420-550 гут/кВтч.

Для энергосистемы Республики Саха характерны такие же особенности (рисунок 4.1), как и для энергосистем всего северо-востока страны, это:

- технологическая изолированность;
- наличие большого количества энергоисточников (также изолированных в рамках одной энергосистемы) и ДЭС малой мощности;
- отсутствие магистральных межрегиональных электрических сетей;
- сложная логистика доставки топливных ресурсов к электростанциям, одним из этапов которых может являться северный морской путь.



Рисунок 4.1 Территориально изолированные энергосистемы на фоне единых энергетических систем России

4.1 Характеристика децентрализованных систем электроснабжения Республики Саха (Якутия)

Якутская энергосистема занимает одно из первых мест среди регионов России по площади обслуживания (территория республики составляет 1/5 часть России), по количеству генерирующих источников и протяженности ЛЭП всех классов напряжения, которая равна половине длины экватора (свыше 27 тыс. км). Отличительной особенностью энергосистемы Республики является синтез «большой» и «малой» энергетики и характеризуется редким сочетанием: на территории республики присутствуют изолированные энергорайоны и энергорайоны, присоединенные к Единой национальной энергетической сети, участвующие в оптовом рынке электроэнергии и мощности. Централизованным энергоснабжением Республики охвачено 36% территории, где проживает 85% населения Республики. Ее специфичность обусловлена в основном огромной площадью обслуживания при низкой средней плотности населения – 0,31 человека на км² (от 0,01 чел./км² в Оленекском районе до 82,45 чел./км² в МО г.Якутск). Основой комплекса децентрализованного электроснабжения региона является ПАО «Якутскэнерго». На 1 ноября 2017 года установленная электрическая мощность объектов ПАО «Якутскэнерго» составляет 1 360,445 МВт, тепловая – 1621,749 Гкал/ч. В регионе функционирует 1322 котельных, из которых 952 это котельные малой мощности до 3 Гкал в час, в преобладающем большинстве которых преобладает ручная подача топлива. При этом высокая зольность и влажность используемого угля не позволяет получить нормативную теплоотдачу. Энергосистема Якутии обладает самым большим в стране количеством дизельных электростанций – 152 шт., большая часть из

которых объединены в дочернюю компанию АО «Сахаэнерго» [303], которая является лидером развития малой энергетики России.

Малая энергетика в Республике является единственной энергетической базой, обеспечивающей жизнедеятельность и функционирование потребителей жилищно-коммунального сектора и муниципальных образований, промышленных предприятий и хозяйствующих субъектов малого и среднего бизнеса, находящихся в зоне децентрализованного энергоснабжения. С 1 января 2016 зона ответственности ОА «Сахаэнерго» [302] - это территория локальной энергетики (рисунок 4.2), которая обхватывает 2,4 млн.кв.км (64%), на которой расположены 23 муниципальных района Республики с 162 населенными пунктами, общей численностью населения 105 тыс. человек (15%).

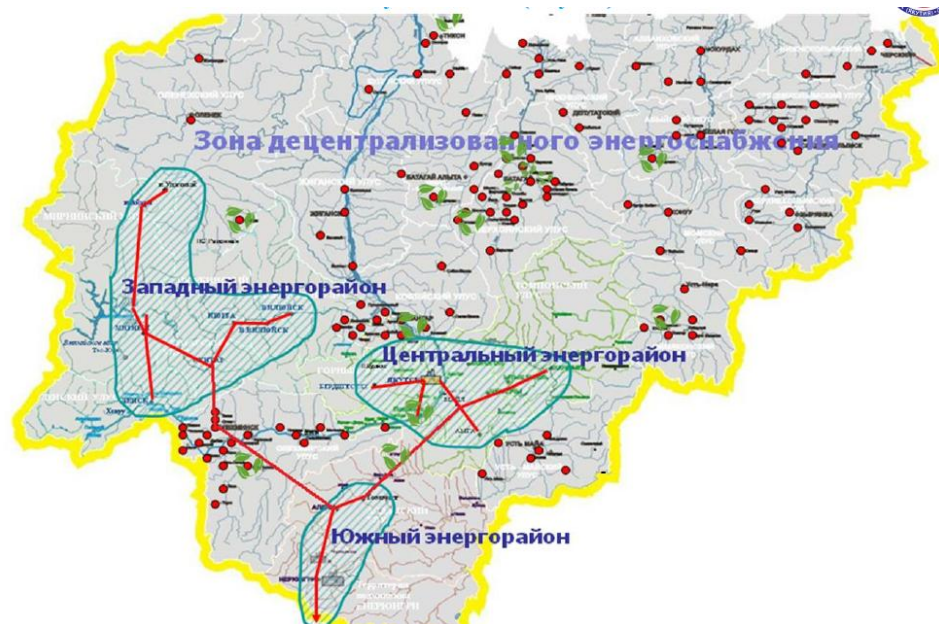


Рисунок 4.2 Зона децентрализованной энергетики РС(Я) с расположением ● ДЭС по данным ПАО «Якутскэнерго»

Якутская энергосистема во многом уникальна – в ней представлены все виды генерации, от традиционных тепловых станций, работающих на невозобновляемых природных ресурсах, гидроэлектростанций, до локальных источников, не имеющих электрической связи с централизованными источниками энергии – дизельными электростанциями (ДЭС), ветровыми электрическими станциями (ВЭС), солнечными (СЭС) и другими, работающими на возобновляемых природных ресурсах.

Общую информацию об обеспеченности топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР) дает баланс потребления первичных видов топлива в республике, большая часть которого затрачивается на производство электрической энергии. При этом половина потребляемых ресур-

сов приходится на экологически чистый, по сравнению с другими невозобновляемыми источниками, природный газ и возобновляемые гидроресурсы (рисунок 4.3).

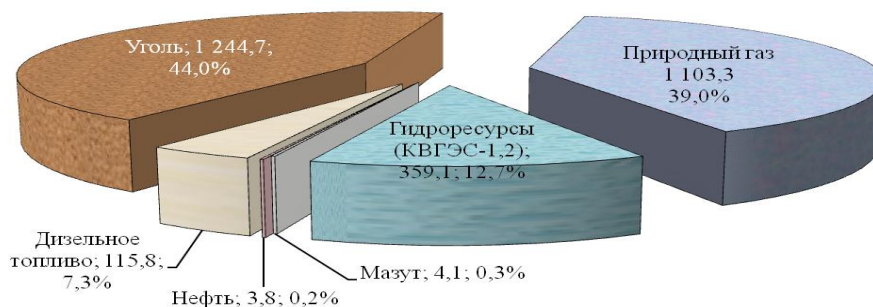


Рисунок 4.3 Структура потребления основных ТЭР для выработки электроэнергии потребителями РС(Я) в 2016 г.

Соотношение объемов потребления невозобновляемых ресурсов (угля, нефтепродуктов и природного газа) на протяжении последних почти десяти лет остается практически неизменным, для 2016г. выражается пропорцией 48:9:43 (рисунок 4.4), что по исследовательским заключениям обеспеченности северных территорий России [10] недалеко от оптимальной (40:25:35) и свидетельствует о принадлежности Якутии в целом к группе наименее проблемных территорий [111].

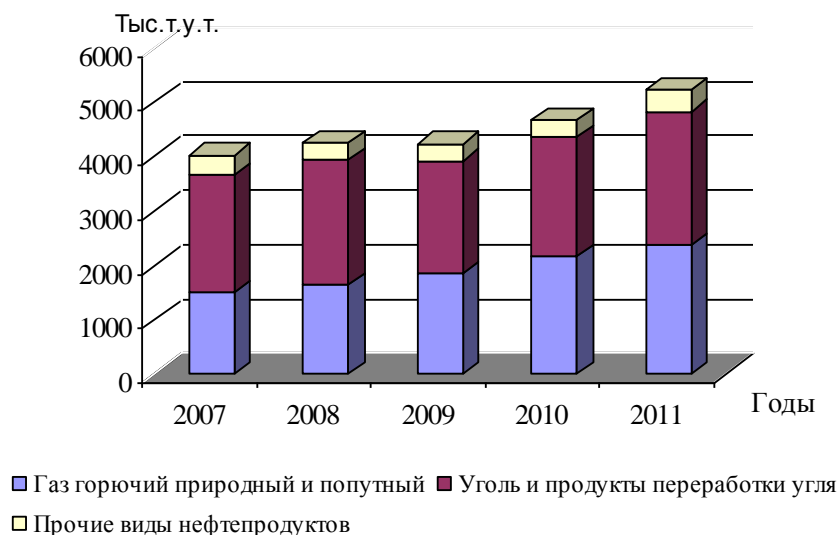


Рисунок 4.4 Потребление основных первичных энергоресурсов в РС(Я) за 2007-2011гг.

Однако структура потребления ТЭР отдельных энергорайонов РС(Я) иная и имеет зависимость практически от одного вида топлива (рисунок 4.5).

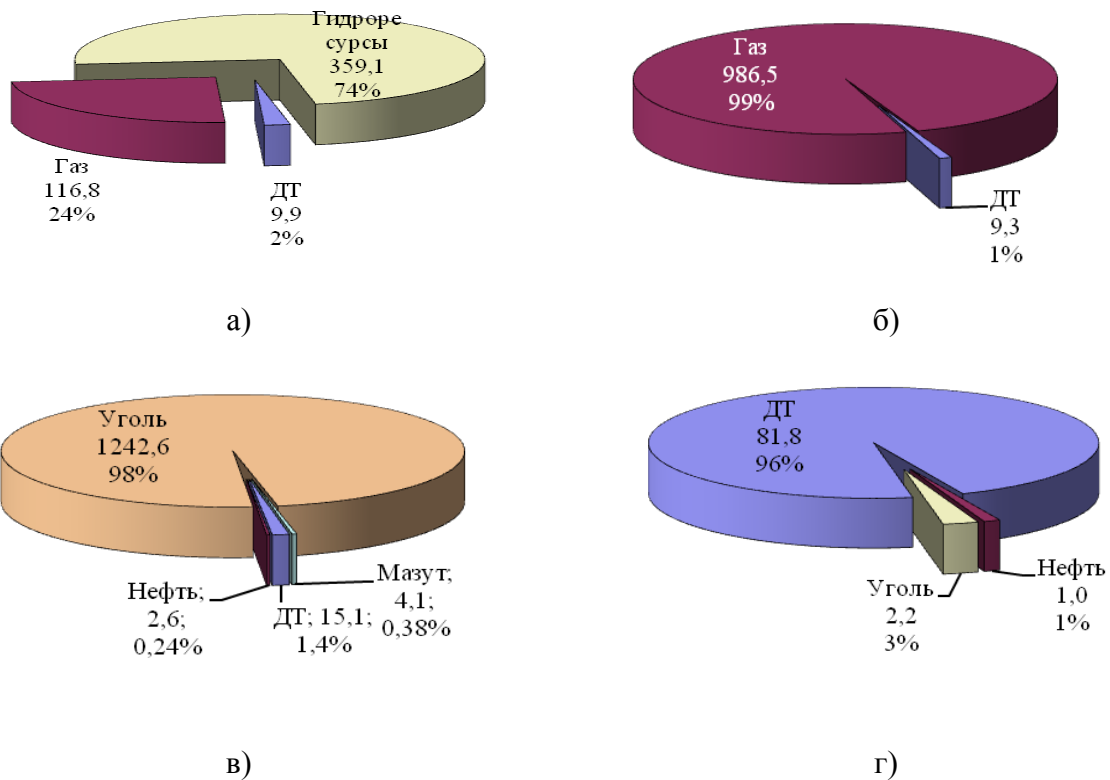


Рисунок 4.5 Структуры потребления основных энергоресурсов для выработки электроэнергии в Западном (а), Центральном (б), Южно-Якутском (в) и Северном (г) энергорайонах [349]

Пропорции потребления основных видов указанных ТЭР западным энергорайоном 0:8:92, центральным 0:1:99, южно-якутским 98:2:0, Северным 3:97:0, т.е. диверсификация топливообеспечения очень слаба [111]. Относительно надежно энергообеспечение западного энергорайона: электроснабжение части его улусов производится за счет ГЭС, большая часть используемых невозобновляемых ресурсов приходится на местный природный газ. В остальных энергорайонах потребляются только невозобновляемые ресурсы, причем в самом невыгодном положении находится северный энергорайон, надежность энергоснабжения которого зависит от сезонных поставок привозного дизельного топлива. Дороговизна последнего определяет специфику республиканской тарифной политики – перекрестное субсидирование населения, заключающееся в распределении высоких тарифов дизельной энергетики между остальными потребителями централизованной зоны, в основном промышленного сектора, вынуждая последних строить собственные генерирующие мощности, что снижает инвестиционную привлекательность [350], сдерживает развитие энергетики и негативно влияет на энергобезопасность всей республики.

Таким образом, состояние обеспеченности топливно-энергетическими ресурсами отдельных энергорайонов на довольно благополучном общереспубликанском фоне недостаточно

надежно, о чем свидетельствует очень слабая диверсификация структуры потребления ТЭР всех энергорайонов и зависимость потребителей децентрализованной зоны от поставок дорогого дизельного топлива.

ОА «Сахаэнерго» принадлежит 143 локальных источника. Текущие показатели зоны децентрализованного электроснабжения[302]: общая установленная мощность энергообъектов 199,9 МВт электрической энергии; выработка электроэнергии – 286,5 млн. кВтч; количество электростанций – газопоршневые электростанции – 3 ед., газомикротурбинные электростанции – 4 ед., теплоэлектроцентраль; дизельные электростанции – 136 ед., в составе электростанций: - солнечные электростанции – 17 ед. (1651 кВт), одна ветроэнергетическая установка (40 кВт). В настоящее время вводится в эксплуатацию 3 ветроэнергетических установки общей мощностью 900кВт в составе нового ветродизельного комплекса арктического исполнения. Это самое большое в стране количество дизельных электростанций, обслуживаемое одной энергосистемой. Протяженность ВЛ составляет – 2072 км, количество ТП – 827ед. (299 МВА).

Зона децентрализованного энергоснабжения Республики охватывает главным образом северную часть республики, удаленную от центров электроснабжения, что отражает особенность территориального фактора со сложными условиями доставки топлива, которые сопровождаются высокими транспортными расходами. Эти проблемы усугубляются многозвенной транспортной схемой и ограниченностью сроков сезонного завоза. Это одно из «узких» мест в сегодняшней ситуации для состояния ЭНБ, проявляющееся в проявлении угроз такого характера как экономические, сырьевые, общеполитические, социально-политические. Локальные электростанции в год потребляют свыше 75 тыс. тонн привозного дизельного топлива, «Сырая нефть» - 3,6 тыс. тонн, угля – 28,1 тыс. тонн, газа – 3,1 млн.м³. Данный факт при перебоях в поставке топливных ресурсов несет в себе чрезвычайно сильную угрозу ЭНБ децентрализованному электроснабжению и угрозу для жизни и здоровья населения, особенно проживающего в условиях севера.

В качестве источников электроэнергии используются сотни морально и физически устаревших маломощных агрегатов дизель-электрических станций с очень низким КПД, давно работавшие свой эксплуатационный ресурс или имеющие его критически сниженные показатели. Низкие технико-экономические показатели отражены и в удельном расходе топлива, который составляет 500-600 г.у.т./кВтч. Угрозы производственные, экономические, технологические, сырьевые проявляют себя в явном виде. Все это не обеспечивает экологическую и аварийную безопасность источников энергии и перемещает их в фазу рискованного с точки зрения надежности электроснабжения потребителей.

Зона децентрализованного электроснабжения характеризуется принципиально иными условиями энергообеспечения и структурой топливно-энергетических балансов. Это достаточ-

но серьезные факторы для угрозы надежному электроснабжению децентрализованных территорий и их верный и своевременный учет – это обязательное условие обеспечения их ЭНБ. Низкий уровень технического состояния основных производственных фондов и неустойчивое обеспечение электростанций топливом создали напряженные условия электроснабжения в децентрализованных зонах Якутии, которые отягощаются сложными природно-климатическими условиями

В зоне децентрализованного электроснабжения не функционируют крупные производственные мощности, поэтому можно считать, что энергообеспечение носит социальный характер. И именно социальность децентрализованной энергетики удаленных, труднодоступных, малонаселенных территорий Севера и Арктических зон не имеет возможности для общепринятых ожиданий возвратной эффективности инвестиционных вложений. Здесь должны срабатывать иные аспекты, укрепляющие ЭНБ.

В большинстве своем установленная мощность изолированных ДЭС, работающих как в группе, образующей локальные электрические сети, так и отдельно, колеблется от 0,1 до 28 МВт, гистограмма представлена на рисунке 4.6. В центральной части республики, в высокогорных районах и на территориях, где налажена добыча полезных ископаемых, рабочие поселки и предприятия добывающей промышленности снабжаются электроэнергией от ДЭС укрупненной мощности. Для бытовых и технологических нужд индивидуальных хозяйств, населения сельских пунктов, геологоразведочных работ, охотничьих факторий функционируют малые ДЭС до 100 кВт.

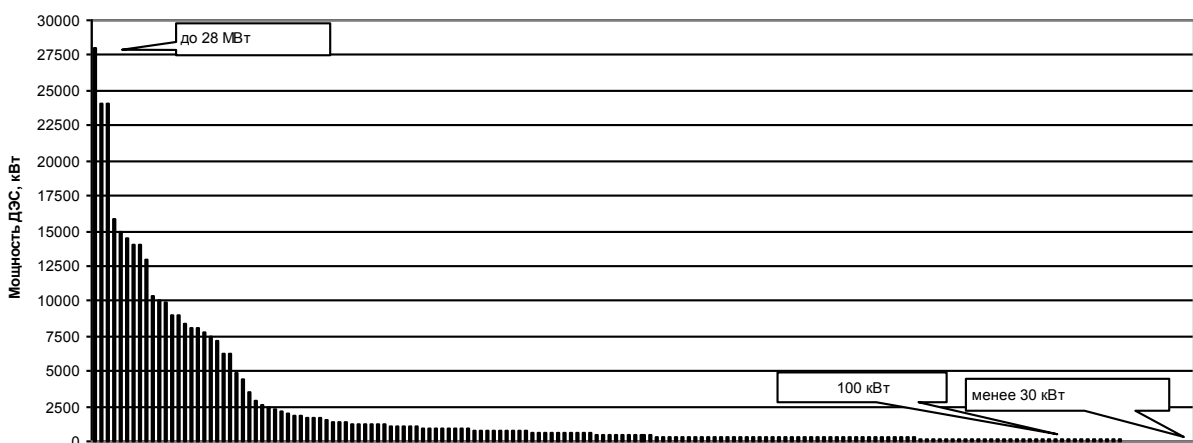


Рисунок 4.6 | гистограмма распределения ДЭС по мощности

Доля локальных источников энергии (ДЭС, ВЭУ, СЭС) в совокупности с локальными источниками энергии, представлена на рисунке 4.7. Общая мощность объектов ВИЭ АО «Саха-

энерго» составляет 0,85% от общей установленной мощности в зоне децентрализованного электроснабжения и 0,12% относительно всей Республики). Крупнейшая в мире солнечная станция мощностью 1 МВт в северном поселке Батагай Верхоянского улуса, расположенная севернее полярного круга, пущена в эксплуатацию в июне 2015 года. Но недостаточность диверсификации ресурсов местными источниками энергии локального значения ставит под угрозу обеспечение надежного и безопасного функционирования систем электроснабжения и не позволяет перейти к самообеспеченности конечными энергоносителями и самоуправлению на должном уровне.

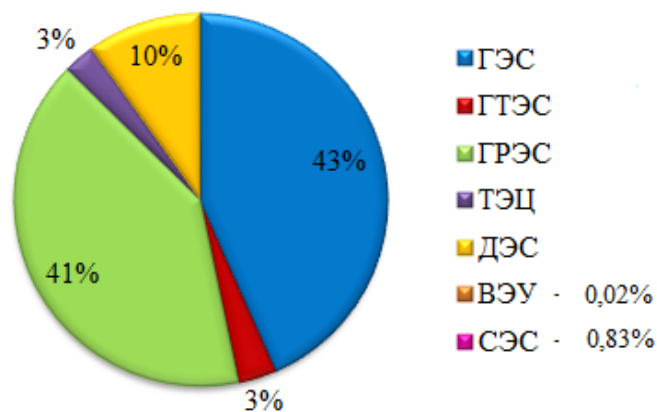


Рисунок 4.7 Доля покрытия электрической нагрузки по типам электрических станций

АО «Сахаэнерго» имеет минимальный процент приходящейся доли в покрытии электрических нагрузок – 14,7 % [437]. Это объясняется тем, что электростанции «Сахаэнерго», дочерней компании ПАО «Якутскэнерго», покрывают нагрузку, в основном, Северного энергорайона. Децентрализованная зона электроснабжения которого представлена мелкими населенными пунктами, потребляющими незначительное количество мощности относительно всей республики – до нескольких сотен киловатт, а в некоторых районах – до нескольких десятков киловатт.

Изолированные энергоузлы республики – сельские населенные пункты, микропоселения коренных народов, скотоводы и промысловые типы потребителей, фермерские хозяйства, сезонные и мобильные потребители, горнодобывающие прииски, не охваченные централизованным электроснабжением, удаленные от топливных баз. Потребители такого типа рассредоточены по всем северным районам республики, это практически четверть территории (примерно 26,1 % от всех земель Республики Саха (Якутия) или более 800 тыс. км²) - мелкие мобильные потребители: оленеводы, рыбаки, охотники. Оленеводство, рыболовство, охотничий промысел являются традиционным промыслом коренных малочисленных народов населяющих Арктическую зону Якутии. Заведомо можно предполагать присутствие угроз социального, трудоворесурсного, экономического и технического характера в связи с недостаточными трудовыми ре-

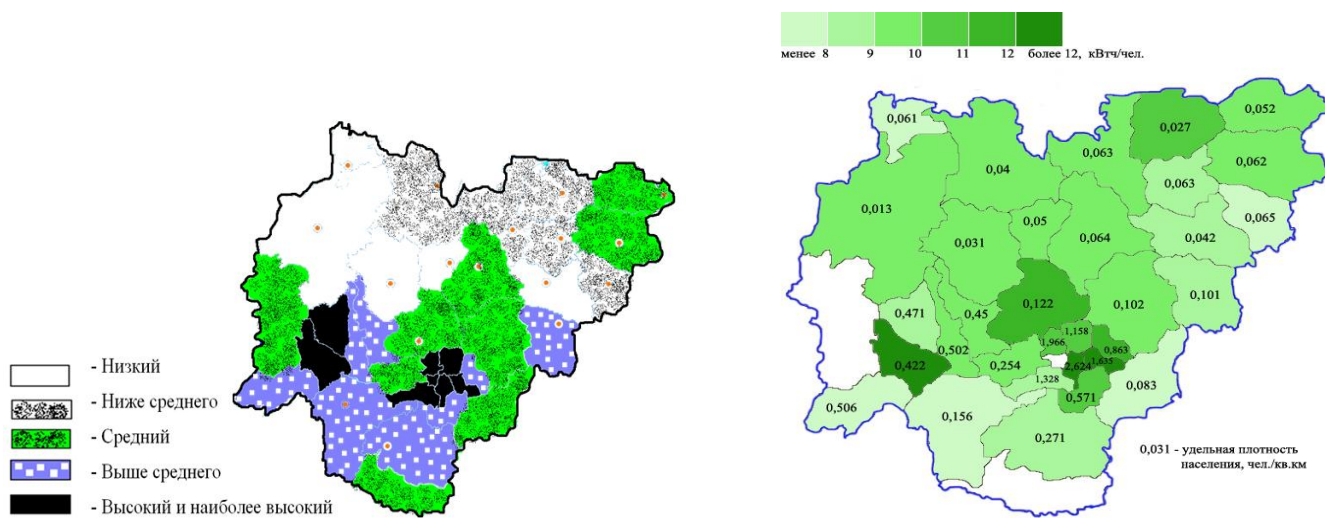
сурсами необходимой квалификации, бесспорным ограничением мер по обеспечению социальных условий и соответствующего повышения производительности труда.

Децентрализованные энергозоны представляют собой своего рода «анклавы», не имеющие между собой электрических связей и возникшие по историческим причинам, которые определяют их сохранение на большей части территории. Это степень социально-экономической освоенности территорий (рисунок 4.8а) и выборочное освоение природных ресурсов Якутии; единичное количество городов, в которых сосредоточена промышленность; территориальная удаленность «анклавов» от ЕЭС и друг от друга и, как следствие, экономическую нецелесообразность подвода к ним единых линий электропередачи; привязка энергетических объектов «анклавов» к одному крупному потребителю (промышленному предприятию, городу, поселку); не оснащенность коммуникациями большей части населенных пунктов; низкую плотность хозяйствующих субъектов и населения (таблица 4.1) с малыми объемами электропотребления (рисунок 4.8 б) на территориях «анклавов» и их концентрация вокруг объекта электроэнергетики; сезонность сельскохозяйственной деятельности местного населения (рыболовство, охота, оленеводство) и промышленной сферы (добыча драгоценных камней, металлов и др.); отсутствие стабильных транспортных систем. Такой исторический сложившийся фактор как поделил ее на изолированные [102].

Таблица 4. 1 Плотность населения в различных группах улусов, чел/км²

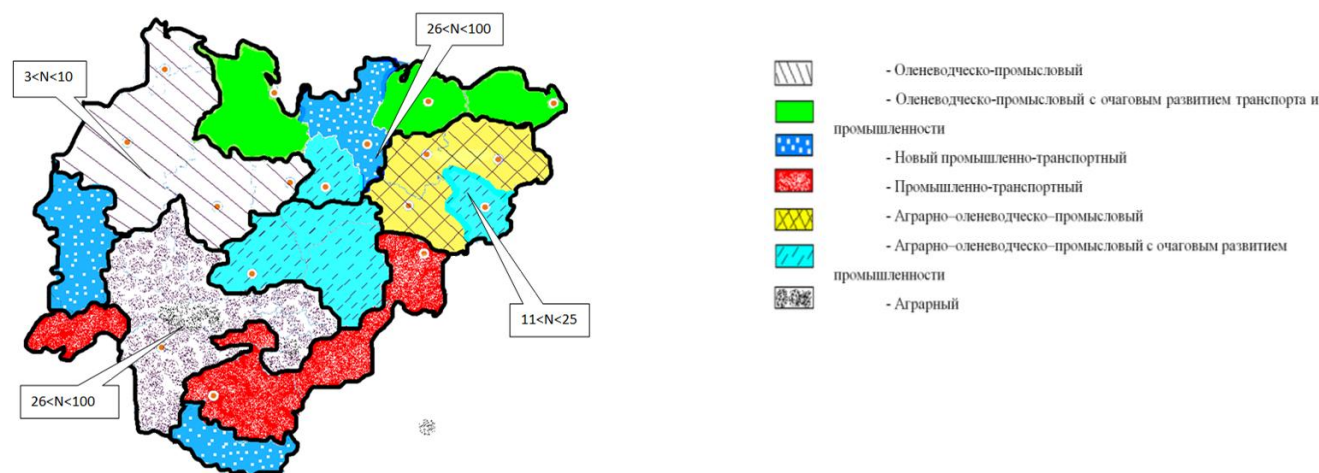
Северная	0,01–0,08
Центральная, Западная, Северо-Восточная	0,1–0,9 (0,43–0,59)
Центральная	1,1–2,8

На характер расселения заметное воздействие оказывают природно-климатические и экономические факторы. Наибольшей плотностью населения отличаются улусы с относительно благоприятными условиями для ведения сельскохозяйственного производства: Мегино-Кангаласский, Намский, Чурапчинский, Хангаласский и Усть-Алданский, а также города Якутск и Нерюнгри с развитой промышленностью и транспортной схемой (1,2—2,8 чел. на 1 кв. км). Наименьшей плотностью населения выделяются улусы с экстремальными природно-климатическими условиями, неблагоприятными для жизни и хозяйственной деятельности: Оленекский, Аллаиховский, Жиганский, Булунский, Момский, Эвено-Бытантайский, Анабарский, Абыйский и Среднеколымский (0,01—0,08 чел. на 1 кв. км). В остальных улусах республики число жителей на 1 кв. км колеблется от 0,1 до 0,9 человек.



а) Уровни освоенности и заселенности территории

б) Карта потребления электроэнергии по улусам [243, 244]



в) Преимущественное расположение изолированных потребителей различного типа (при диапазоне N численности населения) [336]

Рисунок 4.8. – Картографированные характеристики децентрализованных энергозон

Малонаселенные районы Якутии, в частности её Северная часть с редкими очагами промыслово-животноводческого хозяйства (рис.6,в), ведет к неизбежности существования децентрализованных зон. Сохранение на постоянную перспективу изолированности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и концентрированных групп локальных потребителей в силу аграрной и промышленной направленности и характера их жизнедеятельности (рисунок 4.8в) оставляет актуальным вопрос развития малой энергетики. Станции малой и средней мощности являются эффективным вариантом развития энергетики в зоне децентрализованного энергоснабжения, обеспечивающим энергетическую безопасность, решение основных социально-экономических проблем и развитие удаленных районов

Энергетика Якутии функционирует в сложнейших природно-климатических условиях, которые отличаются чрезвычайным разнообразием и во многом экстремальны. Значительно низкие температуры, вечная мерзлота, преимущественно горный рельеф, распространение сейсмичности, ураганные ветра определяют не совсем благоприятные условия для проживания людей, развития сельского хозяйства и эксплуатации энергетических объектов. Почти вся республика лежит в зоне вечной мерзлоты, толщина которой местами достигает 500 и более метров, а амплитуда колебаний температуры превышает 100 градусов – зимой воздух охлаждается до минус 60°С, а летом нагревается до плюс 40°С. Проявление природной угрозы состоянию ЭНБ здесь неизбежно постоянно. Из 18 улусов (1-Абыйский улус; 2- Аллаиховский; 3- Анабарский; 4- Верхнеколымский; 5- Верхоянский; 6-Жиганский; 7-Кобяйский; 8- Момский; 9- Нижнеколымский; 10-Оймяконский; 11- Олекминский; 12- Оленекский; 13-Среднеколымский; 14- Томпонский; 15- Усть-Майский; 16-Усть-Янский; 17-Эвено-Бытынтайский; 18-Булунский.) децентрализованной зоны 14 улусов относятся к Северному энергорайону, где расположено основное количество ДЭС, рассредоточенных и значительно удаленных друг от друга. В структуру Северного энергорайона входят: Оленекский, Анабарский, Жиганский, Булунский, Эвено-Бытынтайский, Верхоянский, Усть-Янский, Аллаиховский, Абыйский, Момский, Оймяконский, Нижнеколымский, Среднеколымский, Верхнеколымский улусы.

Сама жизнедеятельность человека и способы ведения хозяйства требуют особых подходов и технологий, исходя из условий каждой природно-климатической зоны. Так, в среднем на территории Якутии продолжительность отопительного сезона составляет 9 месяцев в году, в то же время в арктической зоне - она круглогодичная. Энергообеспечение населения в специфических особенностях территории является стратегическим фактором жизнедеятельности Республики, от которого зависит не только эффективность функционирования энергохозяйств и хозяйствующих объектов, но и жизнь и здоровье людей. Все это подтверждает присущность Республике Якутия всех представленных факторов и угроз в модели их сочетания (глава 2) для северных территорий, где особенно острыми становятся проблемы энергетической безопасности. Перечисленное выше определяет необходимость проведения более глубокого исследования, заключающегося в количественной оценке надежности топливо- и энергообеспечения отдельных улусов путем анализа энергопотребляющих и энергоснабжающих составляющих их энергетических систем с последующим районированием территории Якутии.

4.2 Ранговый анализ районов Республики Саха (Якутия)

Ценологический анализ позволяет оценить оптимальность существующей структуры установленных генерирующих мощностей. Для определения электроэффективности регионов ранговые H -распределения по параметру W_1 позволяют определить место каждого региона по величине электропотребления; увидеть траекторию движения каждого [185, 186, 187].

Ранговый анализ – метод исследования больших технических систем (инфраструктурных объектов, техноценозов), имеющий целью их статистический анализ, а также оптимизацию и полагающий в качестве основного критерия форму видовых и ранговых распределений [55-57]. Техноценоз – ограниченная в пространстве и времени взаимосвязанная совокупность далее неделимых технических особей, объединенных слабыми связями. Связи в техноценозе носят особый характер, определяемый конструктивной, а зачастую и технологической независимостью отдельных технических изделий и многообразием решаемых задач; взаимосвязанность техноценоза определяется единством конечной цели, достигаемой с помощью общих систем управления, всестороннего обеспечения и др. [5, 55-59, 190-194].

В основе рангового анализа лежит весьма сложный математический аппарат. Однако, как и в любой фундаментальной теории, здесь имеется определенный вполне доступный уровень решения задач, фактически граничащий с инженерной методологией. Глубокая теоретическая проработка в различных исследованиях позволяют считать ранговый анализ вполне надежным средством решения задач определенного класса. В методологии рангового анализа ключевое место занимает понятие распределения – расположение элементов подмножества внутри множества [1, 56, 173, 174].

Под ранговым распределением понимается убывающая последовательность значений параметров, упорядоченная таким образом, что каждое последующее число меньше предыдущего, и поставленная в соответствие рангу (номеру по порядку в данной упорядоченной последовательности). Таким образом, неотъемлемой чертой рангового распределения является целенаправленное ранжирование входящих в него параметров. В этом его коренное отличие от видового распределения, где подобная операция не предусмотрена.

Сформированная информационно-аналитическая база данных электропотребления улусов Республики Саха (Якутия) представляет собой управляемые единой виртуальной оболочкой развитую базу данных по электропотреблению объектов техноценоза, включающую банк и СУБД, а также расчетные и графические модули. Комплекс может успешно использоваться при планировании и прогнозировании, а также позволяет оперативно отслеживать информацию о потребителях электроэнергии, обновлять исходные данные для анализа практически в реальном масштабе времени. По запросу оператора из базы данных может быть получена любая инфор-

мация о потребителях электроэнергии с необходимой степенью визуализации, детализации и обобщения.

Реализация методики рангового анализа электропотреблением техноценозов осуществлялась применительно к одному из крупных инфраструктурных объектов, существующих на территории Республики Саха (Якутия). Инфраструктура включает 35 слабосвязанных объектов с годовым электропотреблением от нескольких тысяч до миллионов кВт·ч. Для выполнения исследования собраны данные по электропотреблению объектов в период с 1998 (год формирования техноценоза) по 2017 годы, которые составляют банк данных. В качестве системы управления данными в информационно-аналитическом комплексе используется СУБД стандартного приложения Windows MS Access. Графические и аналитические модули комплекса реализованы в программной среде Mathcad.

Степень взаимосвязанности инфраструктуры улусов Республики Саха(Якутия) характеризуется коэффициентом конкордации, определенный для совокупности ранговых параметрических распределений. Он показывает согласованность перемещения объектов по ранговой поверхности при переходе от одного временного интервала к последующему. Для определения коэффициента конкордации средствами Mathcad последовательно выполнен ряд операции. Полученный коэффициент конкордации имеет высокую значимость (0,919) для совокупности и свидетельствует о взаимосвязанности исследуемой инфраструктуры улусов Республики Саха(Якутия) (во всяком случае, по параметру электропотребления). Коэффициент конкордации ранговых распределений электропотребления, как правило, есть доказательство устойчивости ранговой поверхности в целом, взаимосвязи на системном уровне тенденций развития объектов одного улуса (района) и Республики Саха(Якутия).

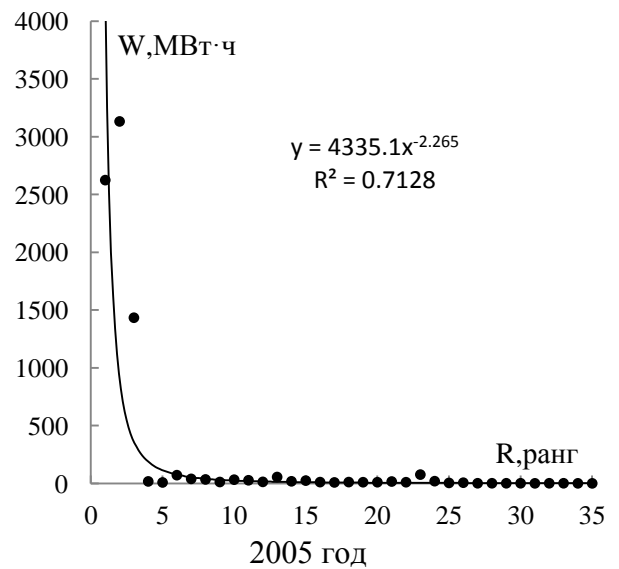
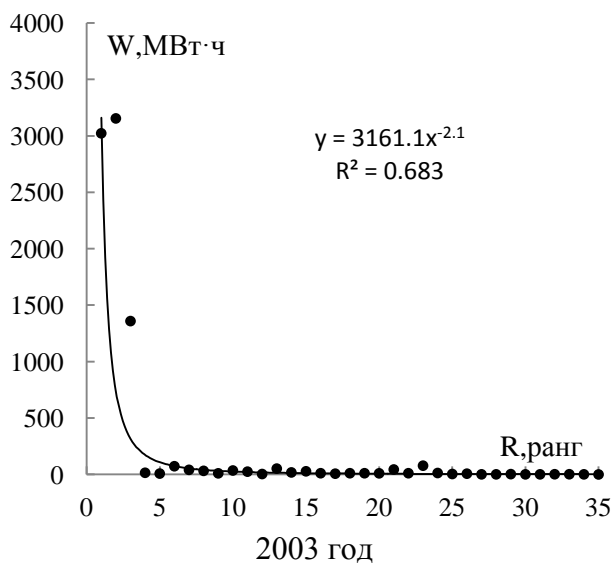
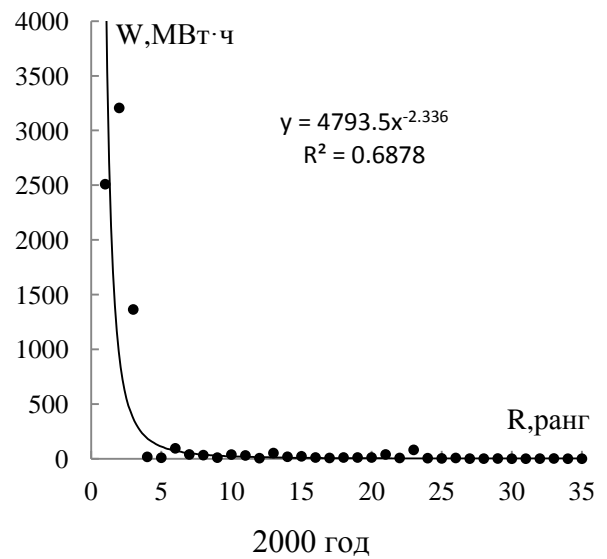
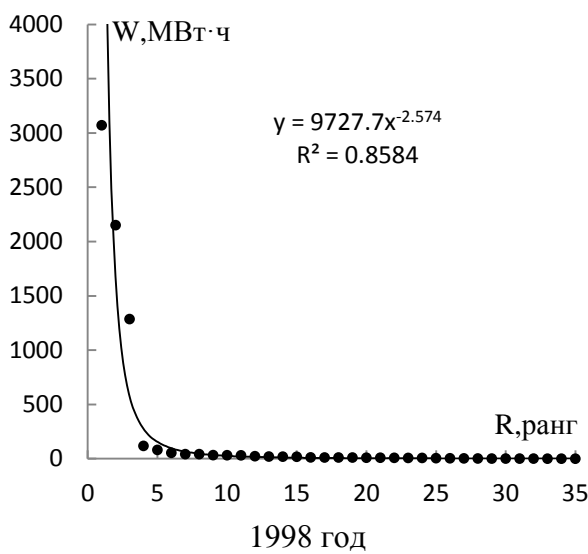
Данный вывод позволяет использовать созданную базу данных для интервального оценивания, нормирования и прогнозирования электропотребления улусов Республики Саха(Якутия).

Можно утверждать, что Республиканский электроэнергетический комплекс - обладающая техноценологическими свойствами, ограниченная в пространстве и времени взаимосвязанная совокупность источников и потребителей электроэнергии, а также транспортно-сетевого хозяйства и системы материально-технического обеспечения, реализующая в единой системе управления и всестороннего обеспечения в комплексе с внешней энергосистемой или изолированно цель устойчивого электроснабжения.

Проведенные предварительные исследования показали, что структура электропотребления улусов Республики Саха(Якутия) соответствует гиперболическим ранга-параметрическим H -распределениям. Для этого использовались статистические данные временных рядов годового электропотребления за 20 летний период. Проведенная проверка распределения потребите-

лей Республики Саха(Якутия) по величине годового электропотребления показала, что гипотеза о нормальности распределения может быть отвергнута $\chi^2_{набл}(875,72) \geq \chi^2_{кр}(7,815)$. Применяв для моделирования совокупности предприятий и организаций региона по величине годового электропотребления гиперболическое ранга-параметрическое H -распределение была рассчитана величина достоверности аппроксимации R^2 , которая составила от 0,68 до 0,86 для различных лет в исследуемой выборке (рисунок 4.9).

Рейтинг по улусам позволяет не только оценить фактическую электроёмкость, но и выявить объём энергосбережения за счёт контроля над потерями и нерациональным расходом электроэнергии.



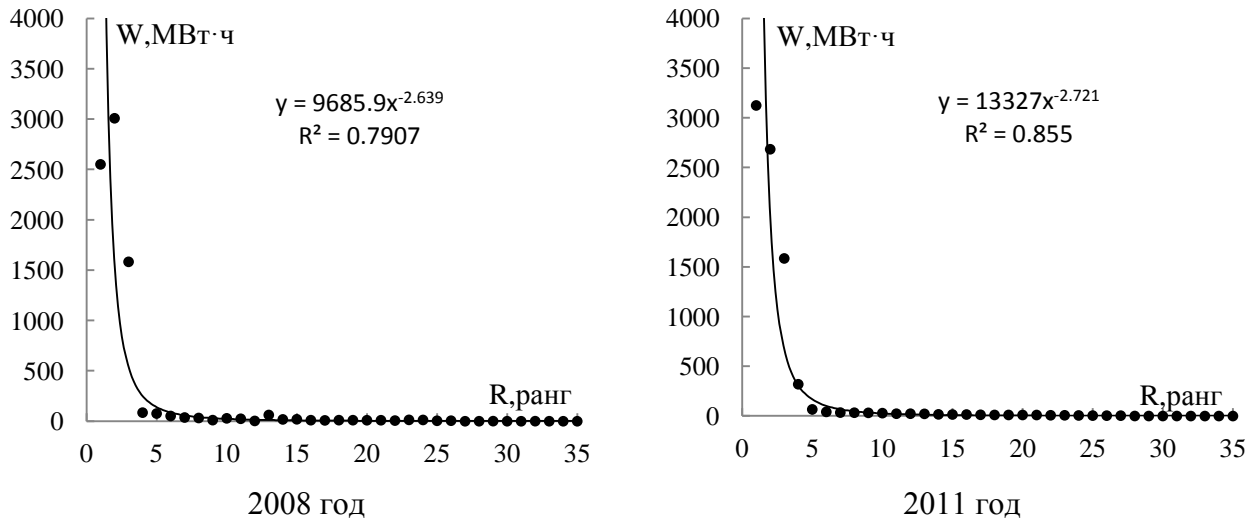


Рисунок 4.9 Ранговые Н-распределения электропотребления (МВт·ч) по годам

Результаты децильного анализа структуры годового электропотребления улусов Республики Саха(Якутия) показали, что улусы с наибольшим электропотреблением, образующие первый дециль потребляют 94,4% всего объема электроэнергии. Объем электропотребления вторым децилем не намного меньше и составил 2,1%, третьим – 1,3%, четвертым – 0,86%, пятым – 0,56%, и.т.д. от общего потребления электрической энергии. Отношение объемов электропотребления между первым и последним децилями составило 9645 раз, что вообще говоря, резко противоречит оптимуму ценологической теории. А отношение в потреблении самого крупного улуса к самому мелкому достигло величины в 31 253 раз. Следует отметить также, что четыре самых крупных улусов Республики Саха(Якутии) потребляют 95 процентов всей электроэнергии.

Исследование динамики первого рода констатирует, что ранговый коэффициент немного растет. Это свидетельствует о движении в противоположные стороны первых и последних точек рейтинга (рисунок 4.10).

Анализ текущего состояния республиканского производства источников электроэнергии характеризуется крайне выраженной несбалансированностью. Существующее распределение электроэнергии свидетельствует о низком уровне энергобезопасности. Ранговый коэффициент β распределения выходит за пределы диапазона $[0,5; 1,5]$, что свидетельствует о несбалансированном состоянии энергосистемы и недостаточной эффективности её работы в целом.

Проблема обеспечения электрической энергией всех групп потребителей становится все более острой, и поэтому стратегия энергетической безопасности потребует рассмотрения новых путей её эффективной реализации. В данном случае возникает вопрос, как оценить "правильность" распределения и эффективность использования энергии. Скорость изменения рангов 35

улусов Республики Саха(Якутия) относительно низка для большинства улусов(практически постоянна), из них можно выделить как растущие в рейтинге улусы, так и падающие

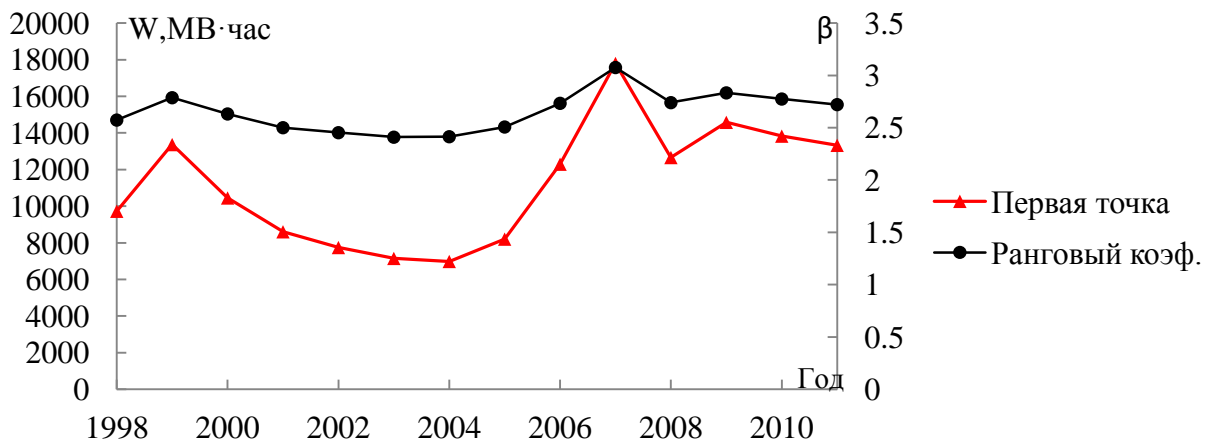


Рисунок 4.10 Динамика первой точки (МВт·ч) и рангового коэффициента во времени

Структурно-топологическая динамика, представленная на рисунке 4.11 иллюстрирует, что некоторые улусы весьма значительно меняли свой ранг и величину электропотребления за рассматриваемый промежуток времени. Это Алданский, Амгинский, Ленский, Нюрбинский, относящиеся к централизованным энергозонам. И только два из зоны децентрализованного электроснабжения (Томпонский, Усть-Майский) имели такое поведение. Такие регионы как г. Якутск с п.т., г. Нерюнгри с п.т., Мирнинский и другие улусы характеризуются малым изменением ранга во времени. Динамика этих улусов наиболее близка к изменению электропотребления всей Республики Саха(Якутия). В основном улусы более или менее плавно меняются местами, тройка лидеров (Мирнинский, Нерюнгринский, г. Якутск с прилегающими к нему территориями. В лидерстве с таким же характером динамики улусы зоны децентрализованного электроснабжения - Усть-Янский, Верхоянский районы) остаётся стабильной.

Обработка данных рейтинга показала устойчивость изменения во времени констант рангового H -распределения: первой точки W и рангового коэффициента β . Динамика последнего свидетельствует об устойчивости структуры электропотребления улусов, несмотря на структурные изменения и общий спад в электропотреблении (рисунок 4.12).

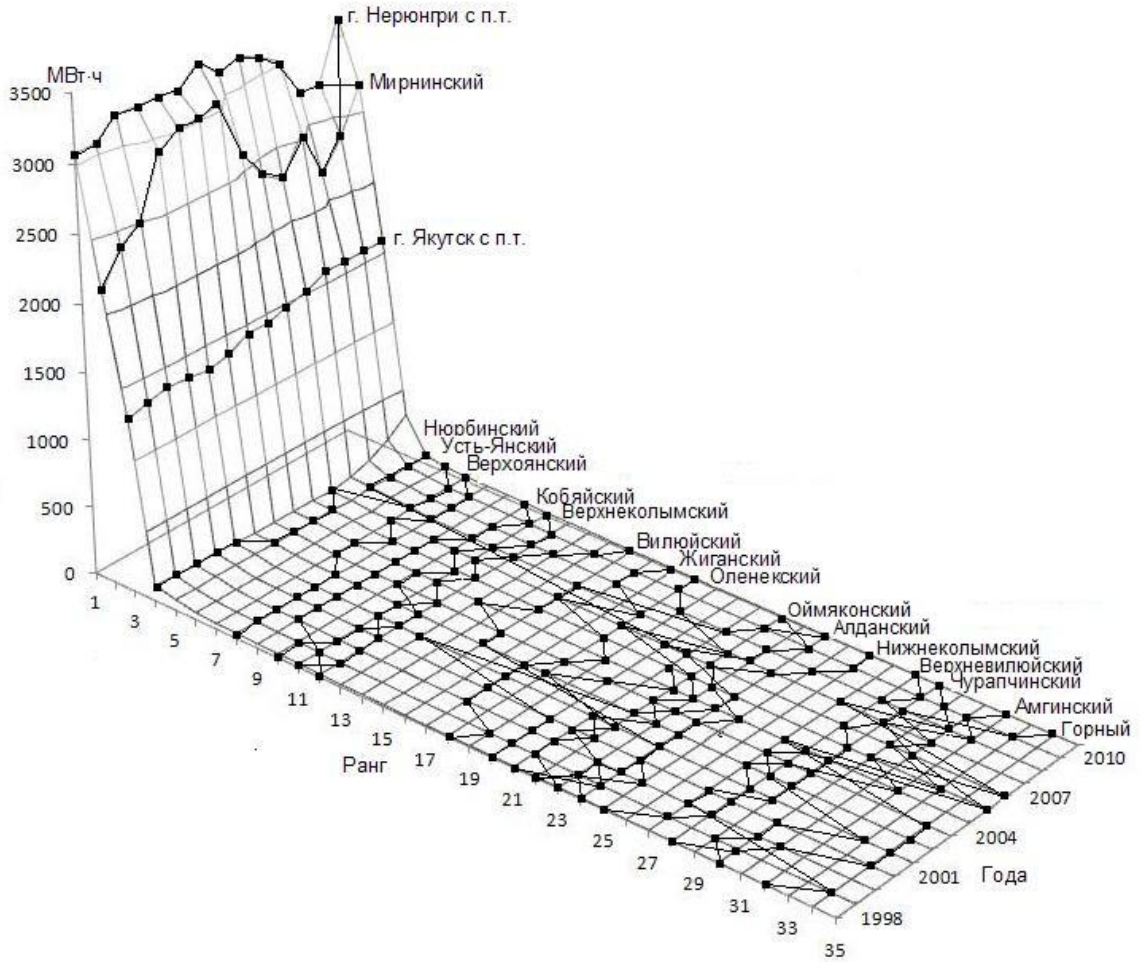


Рисунок 4.11 Структурно-топологическая динамика электропотребления улусов Республики Саха(Якутия)



а)

б)

Рисунок 4.12 Объём электропотребления (а) и прогноз до 2020 г. (б) электропотребления по Республике Саха (Якутия), ТВтч.

Скорость изменения ранга Якутии [185] мала, фактическое электропотребление за рассмотренный период падает. Это объясняется особенностью поведения региона в переходную эпоху 90-х годов (суммарное потребление по России стремительно падало вплоть до начала

восстановления после дефолта 1998 г.) [186]. Динамика электропотребления до 2020 г. показывает траекторию движения региона по величине электропотребления. Корреляционная связь между экономическим ростом и ростом электропотребления достаточно сильна. Увеличение рангового показателя β (рисунок 4.13) отражает разностороннее движение крайних точек рангового H -распределения: относительно более медленное падение электропотребления крупных улусов и более быстрое падение электропотребления мелких. Значительно увеличивается разрыв с уменьшением среднего класса – районов, находящихся вблизи некоторой точки (рисунок 4.11). Районы объединяются в зоны: Северная, Центральная, Южная, Западная, Восточная. Различие зон отражается электропотреблением.

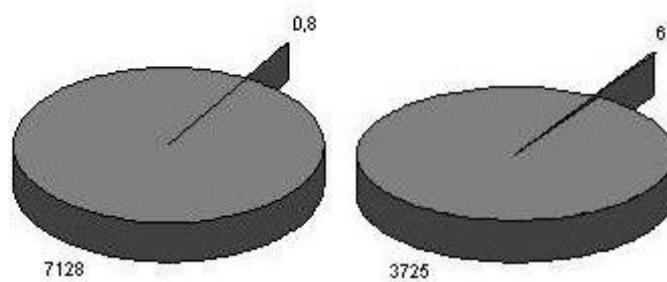


Рисунок 4.13 Соотношение электропотребления первого и последнего децилей, млн. кВтч, для 1998 и 2017 гг.

В рейтинге выделяются первый d_1 и последний d_2 децили – доли в объеме электропотребления всех регионов Республики десяти улусов с наибольшим показателем потребления электроэнергии, и десяти с наименьшим показателем. Как показывают данные таблицы 4.2, расчёт децильного коэффициента d_0 дифференциации районов потребителей электроэнергии нецелесообразен, поскольку коэффициент огромен и достигает значения нескольких тысяч.

Таблица 4.2 Динамика децильного коэффициента за исследуемый период

Характеристика	1980	1990	1995	1998	2001	2003	2005	2007	2009	2011	2013	20015	2017
W_1 , млн кВтч	2376	2767	2832	3071	3076	3206	3189	3185	3155	3292	3133	3188	3112
d_1 , %	89,7	90,8	93,0	93,9	93,8	93,9	94,0	94,0	94,6	94,0	93,1	94,9	89,7
d_2 , %	0,14	0,06	0,02	0,03	0,01	0,01	0,02	0,04	0,04	0,04	0,08	0,01	0,01

Децильный коэффициент – отношение двух этих величин d_1/d_2 , называемое расхождением по Парето, нормируется для устойчивых систем числом 10. То есть 10% наиболее развитых территорий должны потреблять не более чем в 10 раз больше электроэнергии, чем 10% наименее развитых. Для исследуемых территорий лидерство улусов обусловлено их сильной ролью в современной экономике Республики и страны и предприятиями электроемких добывающих от-

раслей. В числе улусов-аутсайдеров Республики, представители мало освоенной территории децентрализованной зоны.

Как видно, разрыв в развитии территорий растет, а потребление электроэнергии отстающими улусами либо колеблется у одной величины, либо даже снижается. Этот процесс сопровождается усилением урбанизации и миграции населения в более развитые населенные пункты, запустением несырьевых территорий. С другой стороны, электропотребление лидеров составляет большую долю в общем потреблении Республики, и можно увидеть, что эти траектории ведут себя похожим образом: общее потребление электроэнергии в Республике в значительной степени зависит от малого количества регионов – представители первого дециля и несколько соседних регионов ниже по рейтингу занимают половину от общего объема. Важное значение представляет оценка всей системы объектов рейтинга в целом, её устойчивость, разнообразие структуры, вся гамма соотношений мелких, средних, крупных объектов рейтинга [345].

Эффективному планированию развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и разработке мероприятий по обеспечению энергобезопасности республики должен предшествовать глубокий анализ ее энерго- и топливобеспеченности.

4.3 Анализ энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения Якутии

Состояние энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) оценивалось во многих исследованиях ученых сибирской научной школы, в частности Сендерова С.М., Смирновой Е.М. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск), в Стратегии развития Республики Саха (Якутия) до 2030 года. По результатам, приведенным в [383] общее состояние республики оценивается как нормальное (рисунок 4.14). Такой результат основан на комплексной оценке уровня энергетической безопасности именно централизованной части Якутии и ее изолированных районов в целом. Но не учитывает индивидуально принципиальные различия районов внутри самой Якутии, а также географическое расположение улусов, возможности доставки топлива и специфические особенности функционирования в условиях совокупности фактов инфраструктурной изолированности и суровости климата и т.д.

Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) до 2030 года (Якутск, 2009г) включает в себя раздел энергетической безопасности, в котором в общем отмечают основные угрозы ее состоянию. Тем не менее, приведенные границы состояний и фактическое значение основных индикаторов ЭНБ (на 2008г.) представлены по Республике в целом и не рассматривают Северную децентрализованную зону на ряду с рассмотренными отдельно Западным, Центральным, Южно-Якутским районами.



Рисунок 4.14 Качественная оценка ЭнБ регионов России, 2016 год [383]

Расчет индикаторов по исследуемым блокам данной работы и определение их пороговых значений проведены для улусов / групп улусов в соответствии с методикой, предложенной в [290] и главе 2 и 3. Учитывая масштабность исследования уровня ЭнБ, в исследовании произведен акцент на наиболее приоритетные показатели, вес которых в оценке состояния децентрализованных энергозон значителен.

Расчеты величин индикаторов выполнялись, кроме прочего (климатические условия, плотности и численности населения, степени изолированности и т.д.), на основе статистических данных, полученных путем прямых запросов в энергоснабжающие организации Якутии: ОАО АК «Якутскэнерго» [310], ОАО «Сахаэнерго» [311], ГУП «Жилищно-коммунальное хозяйство Республики Саха (Якутия)» [312] и Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по РС(Я) [313] и др [111]. Результаты районирования децентрализованных зон по степени энергетической безопасности на основе произведенного расчета значений индикативных и их анализа представлен в Приложении 1.

Достаточно выражено выделелись исключительные факторы, а где-то и потенциальные риски для децентрализованной энергетики Якутии.

Потребители энергии Республики представлены в основном жилищно-коммунальным хозяйством, добывающими и обрабатывающими производствами, сосредоточенными в централизованной зоне, что делает разницу в производстве и потреблении электроэнергии районами децентрализованной зоны, составляющей 60% территории (Анабарский, Булунский, Верхоянский, Аллаиховский, Нижнеколымский, Абыйский, Среднеколымский, Верхнеколымский, Момский, Оймяконский, Алданский, Кобяйский, Олёкминский, Эвено-Бытантайский, Жиганский, Усть-Янский, Оленёкский районы [166]), и централизованной зоны огромной (рисунок 4.15 а, б). На этапе исследования существенные изменения не произошли.

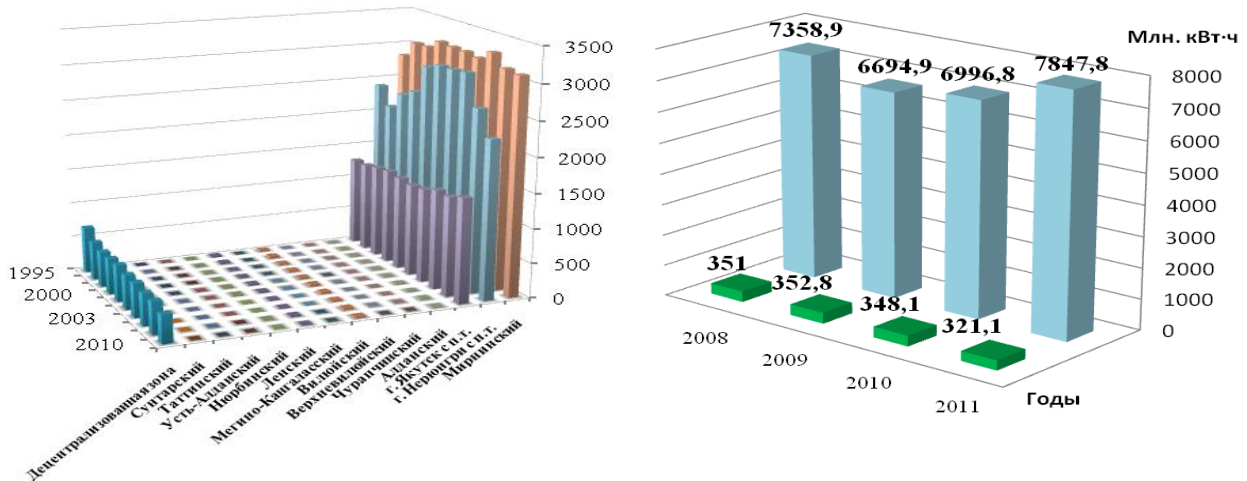


Рисунок 4.15 Динамика производства (потребления) электроэнергии централизованной и децентрализованной зонами Республики Саха (Якутия)

Логистическая схема функционирования цепи поставок топливных ресурсов представляет собой многоэтапную сложную структурную схему (рисунок 4.16). Данная схема имеет примерный обобщенный вид. Для каждой реальной траектории какие-то элементы могут отсутствовать, какие-то дублироваться или иметь иную последовательность взаимосвязи друг с другом. Особенности транспортной системы доставки топливных ресурсов к пунктам АСЭС состоят в периоде, затрачиваемом на осуществление всего процесса, достигающего в идеальном варианте 2,5 лет и более при возникновении сложностей навигационных путей.

Если не отмечать различные случайные факторы сопряженные с невыполнением обязательств доставки топлива; ошибки и нарушения в процессе, вызывающие определенные затраты, то возмущающие факторы в системе, приводящие к нарушению выполнения последующих звеньев стоит обозначить. Обращаясь к рассмотрению отдельный реальных ситуаций в системе присутствуют возмущающие факторы, которые приводят к смещению или паузам в действиях всех элементов цепи: f_1 – воздействие последствий климатических изменений на сроки открытия навигационного периода; f_2 - воздействие постоянного характера по объективным территориальным признакам; f_3 – воздействие случайного характера природно-климатический проявлений. Здесь существует постоянное проявление рисков – резкие изменения погодных условий.

Республика Саха (Якутия) имеет нестабильную ситуацию в состоянии АСЭС по причине невозможности технической модернизации за счет собственных источников, формируемых локальной энергетикой. Усложняется ситуация наличием большого количества энергоисточников и ДЭС малой мощности, а так же высокой разнотипностью агрегатов ДЭС. Ускоренный износ ОПФ в условиях Севера требует дополнительных затратах на ремонт и восстановление эксплуатируемого энергетического оборудования в сложных климатических условиях и предъявляет повышенные требования к надежности их работы. Одной из главных задач повышения на-

дежности электроснабжения и уровня энергетической безопасности становится реконструкция и строительство новых ДЭС, диверсификация их структуры.

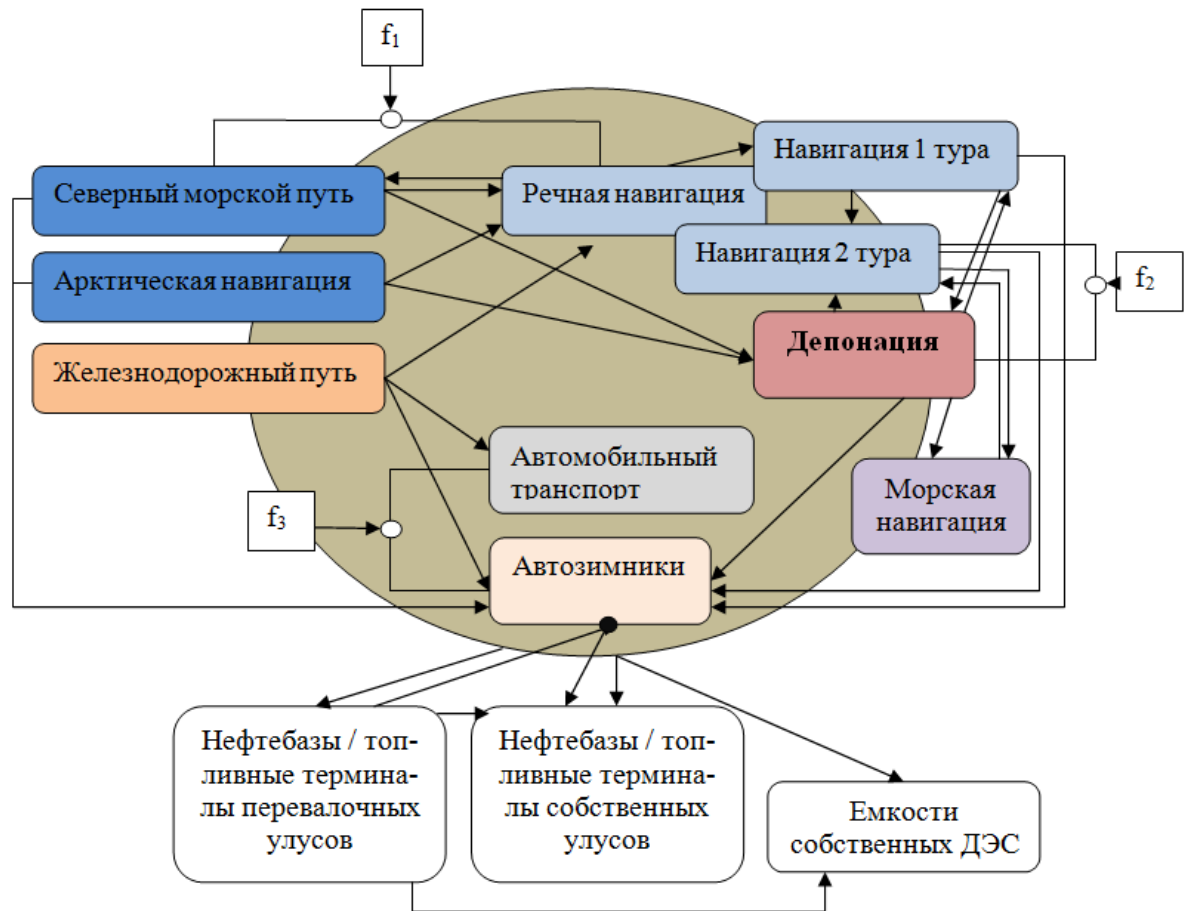


Рисунок 4.16 Обобщенная схема поставки топливных ресурсов к объектам АСЭС

Источниками одних из основных причин, снижающих энергоэффективность ДЭКЭС можно обозначить следующие факторы. Анализ причин высокой интенсивности отказов при неприемлемой доле износа оборудования АСЭС представлен на рисунке 4.17а. Высокие затраты на топливо (рис. 4.17б.) при эксплуатации ДЭС ставят задачи определения определяющих показателей в расходе топлива.

На основе изучения отчетных документов по социально-экономическому развитию всех улусов составлена фактическая модель территориального коэффициента в целом по децентрализованной энергозоне Республике (рисунок 4.18). Для каждого улуса, какая-то взаимосвязь имеет сильное проявление, какая-то слабое. В целом соотношение взаимосвязей внутри улуса выравнивает их состояние в депрессивную сторону и показывает высокое значение индикатора.

При рассмотрении частных потенциалов территории выделился наиболее сильный – это туристический потенциал в туристической инфраструктуре, трудовой потенциал в уровне обра-

зованности населения. При высокой доле образованности населения преобладает низкая квалификация персонала АСЭС, о чем свидетельствуют причины аварийных ситуаций.

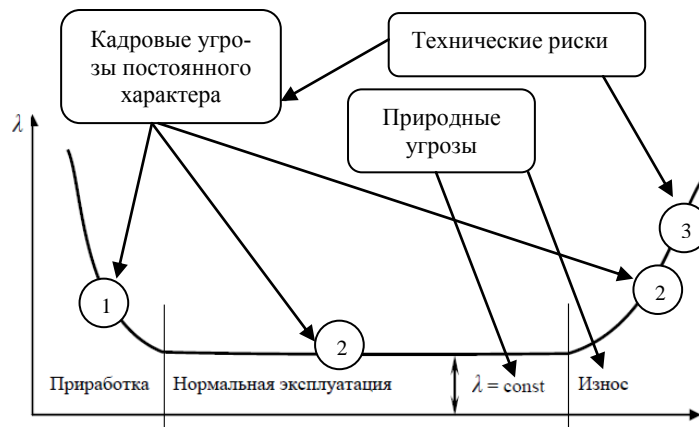


Рисунок 4.17а. Модель интенсивности отказов АСЭС в условиях существования северных децентрализованных энергозон

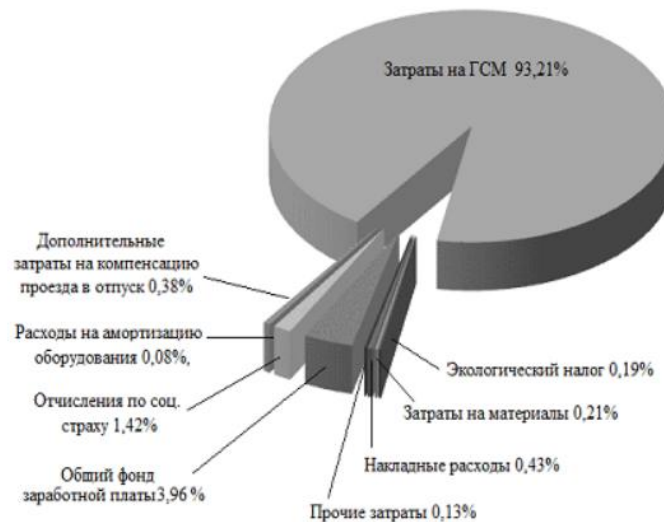


Рисунок 4.17б. Затраты на производство и транспорт электроэнергии на ДЭС

Слабые стороны присутствуют в инфраструктурном потенциале в показателе транспортно-территориального развития и совокупности «доступность – обеспеченность – достаточность – инновационность - качество» в ресурсной обеспеченности. Структурный дисбаланс усугубляется географическим расположением территорий. Слабый показатель показывает ресурсно-сырьевой потенциал в совокупности «добыча-истощение-собственность источников» для АСЭС. Допустимый, но недостаточный при существующем уровне состояния ЭНБ инновационный потенциал со стороны объемов инвестиций. Риск деградации ослабленных кризисом отраслей ведет к их «отмиранию» и как следствие порождает низкий уровень занятости местно-

го населения. Преобладание сельскохозяйственных рассредоточенных хозяйств с низкими социальными условиями существования, низкой платежеспособностью и занятостью дает слабое проявление потенциала социально-экономического эффекта.

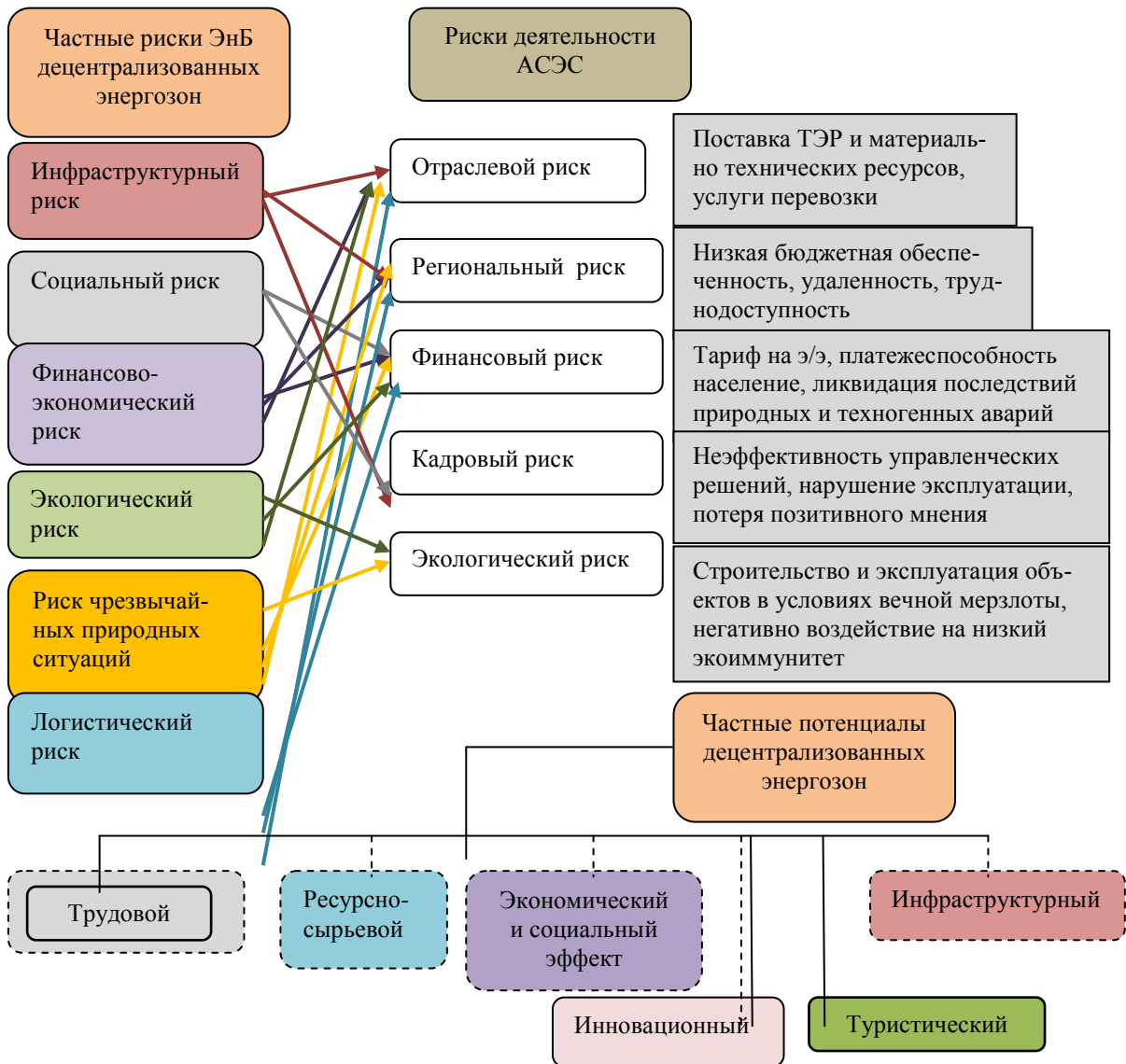


Рисунок 4.18 Взаимосвязи уровней рисков и потенциалов территорий децентрализованной энергозоны (пунктирными блоками показана слабость потенциала).

В результате проведенной оценки, децентрализованные улусы предварительно определены в зоны характерной степени проявления показателей (удаленность от центральных территорий, труднодоступность, высокая стоимость топливного завоза, высокая себестоимость электроэнергии, однородная степень износа ОПФ).

В первой зоне лежат наиболее удаленные потребители с высокими характеризующими показателями – все северные улусы, полностью изолированные от энергосистемы: Анабарский (степень износа ОПФ 52%), Булунский (степень износа ОПФ 56,8%), Усть-Янский (степень износа ОПФ 63,2%), Аллаиховский (степень износа ОПФ 82,2%), Нижнеколымский (степень износа ОПФ 66,9%), Оленекский (степень износа ОПФ 89,2%), Жиганский (степень износа ОПФ 80,1%), Верхоянский (степень износа ОПФ 63,4%), Абыйский (степень износа ОПФ 45,3%), Среднеколымский (степень износа ОПФ 90,5%) улусы.

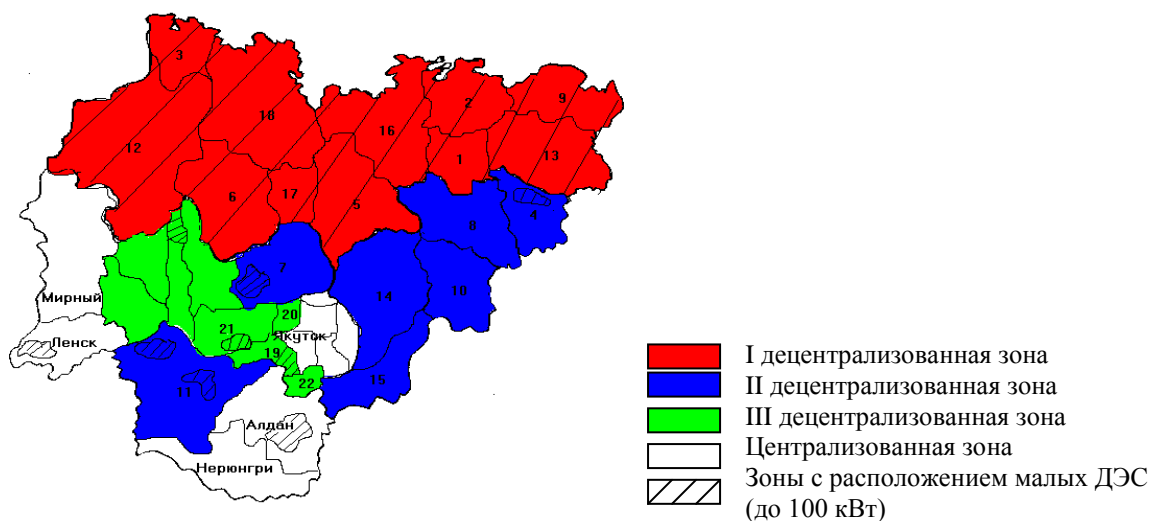


Рисунок 4.19 Зонирование территории Республики Саха (Якутия)

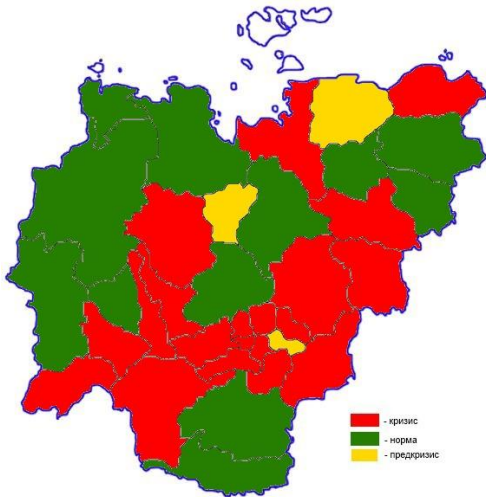
Во второй зоне – Эвено-Бытантайский, Момский, Верхнеколымский, Кобяйский, Оймяконский, Усть-Майский, Томпонский, Олекминский улусы.

В третьей зоне – Намский, Горный, Хангаласский, Амгинский улусы.

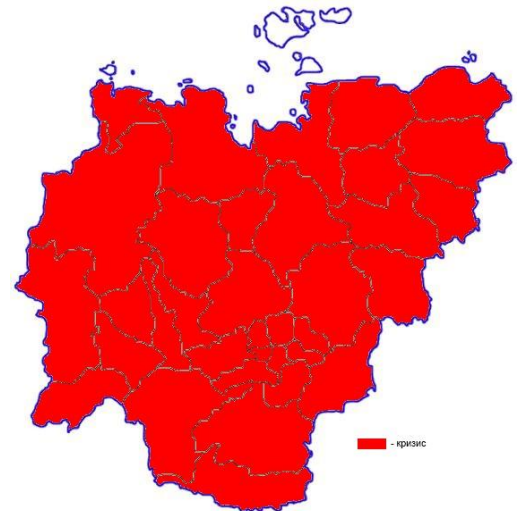
Анализ результатов диагностирования состояния территорий улусов Якутии по уровням безопасности сведен к районированию по отдельным значениям соответствующих индикативных блоков [109 - 111, 113, 126].

Исследования различных творческих коллективов [229, 230, 383, 401, 443], представленные в графической интерпретации (рисунок 4.14), объединяет применение алгоритмов расчетов, дающих усредненную оценку состояния энергобезопасности по региону в целом. Например, полученные таким образом показатели противоречат результатам анализа состояния ТЭК, проведенного с учетом специфики РС(Я) (условная топливоизбыточность, наличие большой децентрализованной зоны, т.д.). Так, отсутствие угроз энергобезопасности по блоку обеспеченности топливом не отражает реальной картины: при энергоизбыточности централизованной зоны, единственным источником энергоснабжения большей части территории республики (Северного энергорайона) являются дизельные электростанции, доставка топлива к которым носит

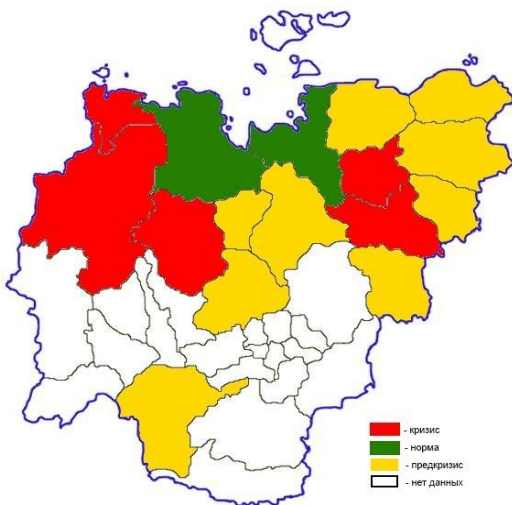
сезонный характер и осуществляется по сложной транспортной схеме; различные методы анализа обеспеченности электрической и тепловой энергией дают характеристики состояния от депрессивного до чрезвычайного.



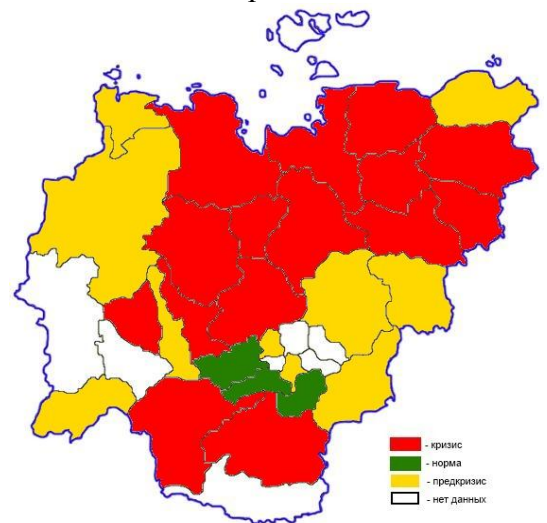
Карта районирования субъектов РС (Я) по индикативному блоку обеспеченности электрической энергией потребителей децентрализованной зоны



Карта районирования субъектов РС (Я) по индикативному блоку ресурсной обеспеченности - традиционным топливом системы энергоснабжения децентрализованной зоны



Карта районирования субъектов РС (Я) по индикативному блоку надежности АСЭС



Карта районирования субъектов РС (Я) по индикативному блоку состояния ОПФ АСЭС

Рисунок 4.20 Результаты индикативного анализа децентрализованных зон Якутии по отдельным блокам

4.4. Кластерный анализ индикаторов энергетической безопасности республики Саха (Якутия)

Каждому району (улусу) северных изолированных территорий с автономными система электроснабжения присущи свои характерные признаки, особенности проявления угроз и поведение показателей индикативных блоков, свойственные только на его территории либо в схожих по множественным условиям и факторам районах. В частности, для Якутии районы, находящиеся в децентрализованных зонах, в чем то значительно отличны в чем то могут быть обобщены по оценке. Соответственно это не позволяет более конкретно и целенаправленно выявить «узкие» места в определенной группе территорий с целью определения четко направленных мероприятий по их укреплению и переноса по аналогии для таких же объектов группы или территорий. Поэтому целесообразнее сформировать группы районов или автономных систем, функционирующих на их территории, схожие по каким либо признакам, критериям направления деятельности, степени развитости инфраструктуры и т.д. Далее каждый район подвергнуть кластеризации конкретно в своей группе. Рассмотренное разделение источников питания по долям участия в покрытии электрических нагрузок, определяет необходимость проведения кластерного анализа основных индикаторов, характеризующих уровень энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) в целом и отдельных ее районов в частности. Это позволит оценить каждый объект исследования в своем, присущем ему направлении развития и характерных условиях существования. В соответствии с этим формирование рекомендаций по мероприятиям и пути повышения ЭНБ исследуемых групп будет более целенаправленным и конкретизированным.

4.4.1. Кластерный анализ индикаторов энергетической безопасности по направлениям и сферам жизнедеятельности улусов

Кластерный анализ энергетической безопасности районов Республики Саха (Якутия) выполнен на основе результатов исследования количественной оценки показателей энергетической безопасности в рамках индикативного метода. Исследование проведено на базе 20 индикаторов блоков обеспеченности электрической и тепловой энергией, топливом и структурно-режимному блоку [109-111, 113, 243, 244, 259].

Для конкретизации угроз энергетической безопасности Якутии и мероприятий для их нейтрализации, целесообразно сгруппировать индикаторы энергетической безопасности Республики по направлениям, определяющим наиболее вероятные «узкие места» топливно-энергетического комплекса.

Так как ТЭЖ весьма неоднороден и состоит из двух частей: собственно топлива и электроэнергетики, которые сильно разнятся и с точки зрения используемых ресурсов, и с точки зрения перспектив внедрения альтернативных ресурсов, то целесообразно в качестве направлений выделить энергообеспеченность, понимаемую как обеспеченность районов электрической и тепловой энергией, и топливообеспеченность – обеспеченность котельно-печным (КПТ) и моторным топливом.

В качестве третьего направления выбрано состояние производственных фондов энергетики, характеризующее физическое состояние энергетического оборудования районов и поэтому непосредственно влияющее как на обеспеченность энергией, так и на величину потребления топлива.

Распределение группы весомых и приоритетных по весу важности индикаторов по выделенным направлениям представлено в таблице 4.3.

Таблица 4.3 Распределение индикаторов энергетической безопасности по направлениям кластеризации

Направление	Индикатор
Энергообеспеченность	Объем ввода мощностей по отношению к установленной мощности ДЭС
	Душевое потребление ЭЭ в КБХ
	Душевое потребление ТЭ в КБХ
	Доля покрытия потребности в ТЭ от централизованных ист. ТС
	Доля собственных источников в балансе КПТ
	Отношение располагаемой мощности к максимальной нагрузке, лето
	Отношение располагаемой мощности к максимальной нагрузке, зима
	Доля собственных источников в балансе электроэнергии
	Доля установленной мощности наиболее крупного агрегата электростанции на территории
	Коэффициент обеспеченности электроэнергией
Топливообеспеченность	Коэффициент обеспеченности углем
	Коэффициент обеспеченности дизельным топливом
	Степень обеспеченности потребностей газа от собственных источников
	Доля доминирующего топливного ресурса в потреблении котельно-печного топлива (КПТ)
	Доля собственных источников в балансе моторного топлива
	Обеспеченность разведанными запасами газа
	Обеспеченность разведанными запасами нефти
	Обеспеченность разведанными запасами угля
Состояние производственных фондов	Уровень инвестиций ДЭС
	Степень износа ДЭС

Энергетическая безопасность территории предполагает, в первую очередь, надежное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией и топливом, поэтому при разработке мероприятий по повышению энергобезопасности (ввод новых мощностей, разработку месторождений углеводородного топлива и его поставку со стороны, внедрение альтернативных источников энергии и т.д.) необходимо учитывать существующие объемы потребления энергии и топлива на рассматриваемой территории и изменение данных объемов в будущем с учетом перспектив экономического развития. В Якутии объемы потребления топливно-энергетических ресурсов районами определяются преимущественно видом их деятельности: большие потребление и мощность генерирующих источников характерны для районов с развитой промышленностью, меньшие – для сельскохозяйственных. Так как промышленное производство республики представлено в основном энергоемкими добывающими и обрабатывающими предприятиями, а сельское хозяйство – животноводством и растениеводством, то различие в генерации и потреблении энергии и ресурсов между промышленными и сельскохозяйственными улусами существенно.

Также при проведении анализа учитывалась сфера жизнедеятельности по каждому улусу. В результате были сформированы три сферы: сельскохозяйственная деятельность, промышленная сфера и группа улусов, в которых сельское хозяйство и промышленность развиты примерно в равной степени.

С учетом изложенного, районы Республики Саха в рамках выбранных направлений были разделены на 3 группы (рисунок 4.21):

- сельскохозяйственные (Абыйский, Аллаиховский, Амгинский, Булунский, Верхневилуйский, Горный, Жиганский, Мегино-Кангаласский, Момский, Намский, Нижнеколымский, Оленекский, Среднеколымский, Усть-Алданский, Усть-Янский, Хангаласский, Чурапчинский, Эвено-Бытантайский),
- промышленные районы (Алданский, Верхнеколымский, Вилюйский, Кобяйский, Ленский, Мирнинский, Томпонский)
- районы с развитой промышленностью и сельским хозяйством (далее – районы смешанного типа производства) (Анабарский, Верхоянский, Нюрбинский, Оймяконский, Олекминский, Сунтарский, Таттинский, Усть-Майский).

Из рисунка видно, что большинство улусов относятся к сельскохозяйственным и занимают большую часть площади республики. Таким образом, 18 улусов отнесены к первой сфере жизнедеятельности, 7 улусов – ко второй и 8 – к третьей.

Города Нерюнгри, Мирный и Якутск с прилегающими территориями, как находящиеся в наиболее выгодном положении по условиям энергетической безопасности и относящиеся к «нвоевой касте» по ранговому распределению, были исключены из исследования.

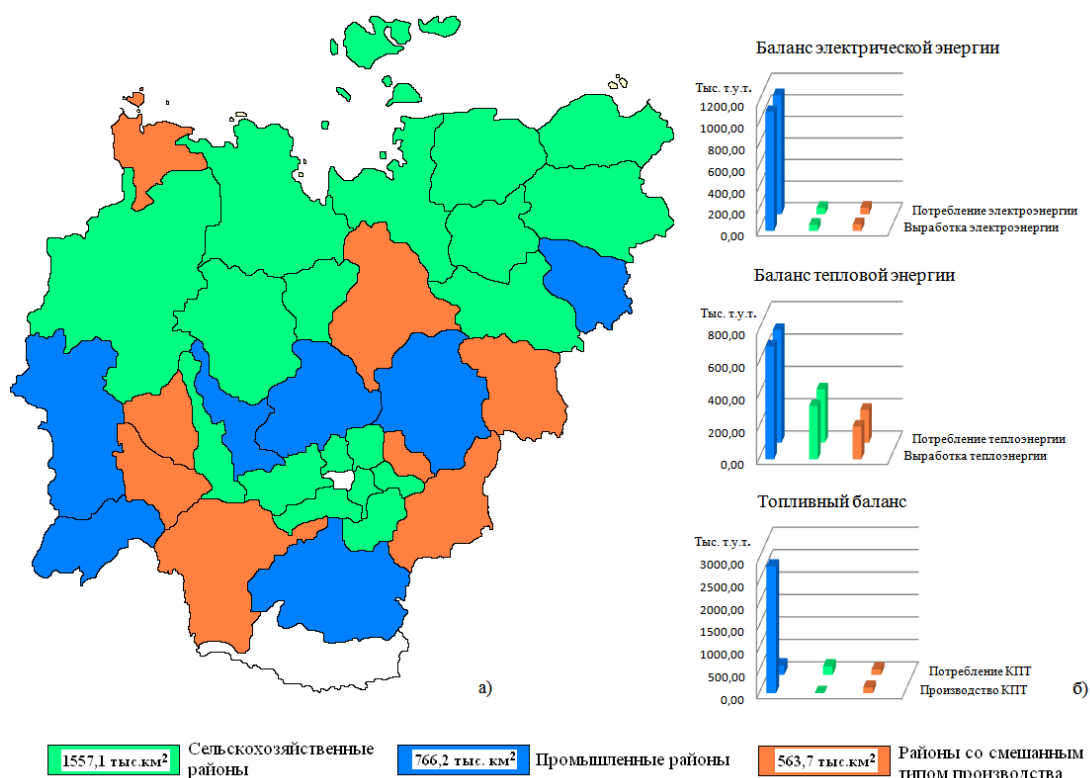


Рисунок 4.21 Районирование территории Республики Саха (Якутия) по видам деятельности

Проведение кластерного анализа энергетической безопасности Якутии производилось в программе STATISTICA методами древовидной классификации с построением дендрограмм и k-средних. Методом древовидной классификации в пределах каждого направления было выделено несколько устойчивых кластеров. Метод k-средних позволил сравнить средние показатели кластеров по индикаторам энергетической безопасности и произвести сравнительный анализ выделенных кластеров по ряду признаков.

Исходные данные исследования – значения индикаторов выбранных направлений.

4.4.1.1. Кластеризация по направлению «Топливообеспеченность»

Результаты кластерного анализа топливообеспеченности районов в целом по республике представлены на рисунке 4.22.

Анализ данных дендрограммы (рисунок 4.22) показал следующее: в отдельные кластеры выделились Нюрбинский, Мирнинский, Кобяйский районы с относительно лучшей по сравнению с остальными районами обеспеченностью котельно-печным топливом (углем в Нюрбинском районе, газом и нефтью в Мирнинском и газом в Кобяйском улусе), Среднеколымский улус, обеспеченный моторным топливом и Таттинский с низкой топливообеспеченностью.

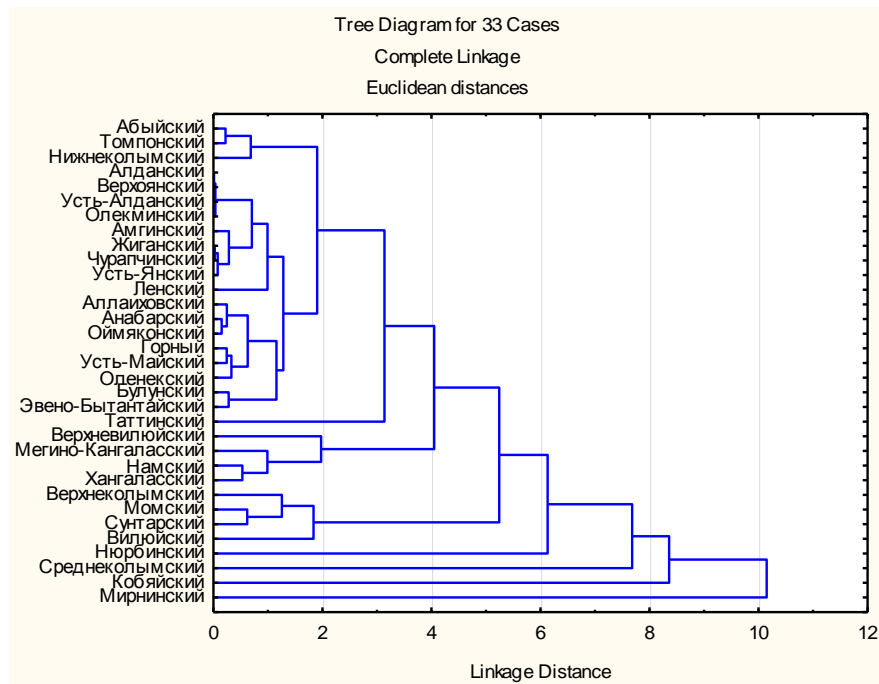


Рисунок 4.22 Результаты кластеризации районов Якутии по индикаторам направления «Топливообеспеченность» методом древовидной классификации

В целом кластеризация всех улусов не дала четкой картины: значительное отличие в обеспеченности районов топливом не позволяет сформировать крупные кластеры, удобные для анализа, поэтому далее кластерный анализ проведен для групп районов, отличающихся видами деятельности (рисунок 4.23).

Результат кластерного анализа сельскохозяйственных (рисунок 4.23, а, б) районов дал следующую картину: в отдельный (второй) кластер выделился Среднеколымский район, как единственный среди сельскохозяйственных, обеспеченный моторным топливом. В пятый кластер вошли газифицированные улусы (Верхневилуйский, Мегино-Кангаласский, Намский и Хангаласский улусы), в структуре потребления КПП которых доля доминирующего ресурса меньше 100%, что свидетельствует о их лучшей энергетической безопасности. Собственным углем обеспечен Абыйский район, образовавший четвертый кластер. Остальные 12 улусов, как наиболее уязвимые с позиций энергобезопасности, надежность энергоснабжения которых целиком зависит от поставок дизельного топлива, объединились в третий кластер.

Среди промышленных улусов (рисунок 4.23, в, г) аналогичным образом выявлен 3 кластер с худшими показателями энергобезопасности, в который вошли Алданский, Ленский и Томпонский улусы. Для всех улусов данного кластера доля доминирующего ресурса в балансе КПП составляет 100%, характерно отсутствие или низкая степень газификации и обеспеченности разведанными запасами углеводородов. Каждый из оставшихся кластеров промышленной группы образован отдельным районом.

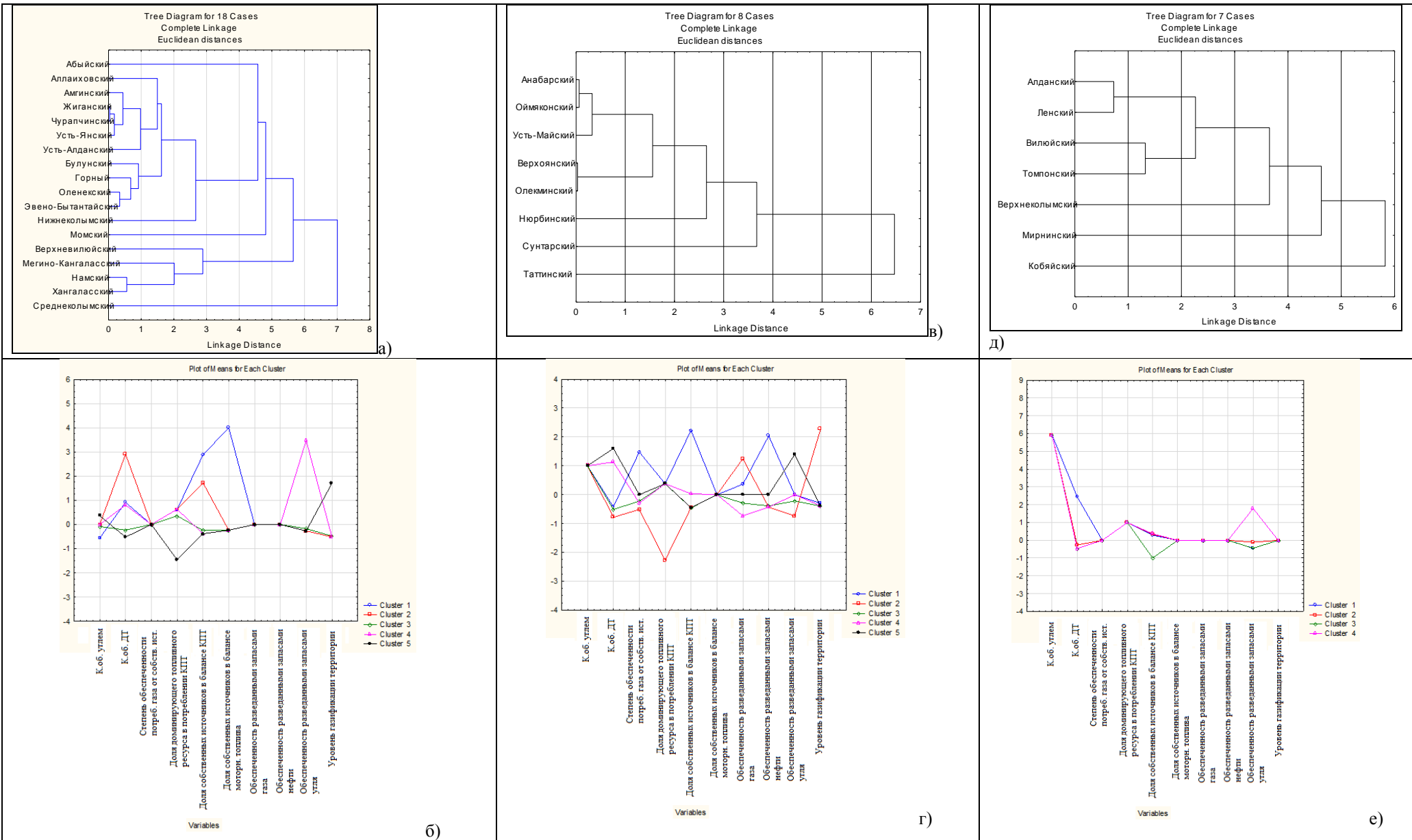


Рисунок 4.23 Дендрогаммы сходства и графики методом k-средних для сельскохозяйственных (а, б), промышленных районов (в, г) и районов со смешанным типом производства (д, е) Республики Саха (Якутия) по индикаторам направления «Топливообеспеченность»

В районах со смешанным типом производства (рисунок 4.23, д, е) в отдельные кластеры выделены Нюрбинский улус, как имеющий собственные запасы угля, и Сунтарский, лучше остальных обеспеченный дизельным топливом. Остальные улусы имеют низкие показатели топливообеспеченности.

4.4.1.2. Кластеризация по направлению «Энергообеспеченность»

Дендрограмма сходства районов Якутии по индикаторам энергообеспеченности в целом по республике представлена на рисунке 4.24.

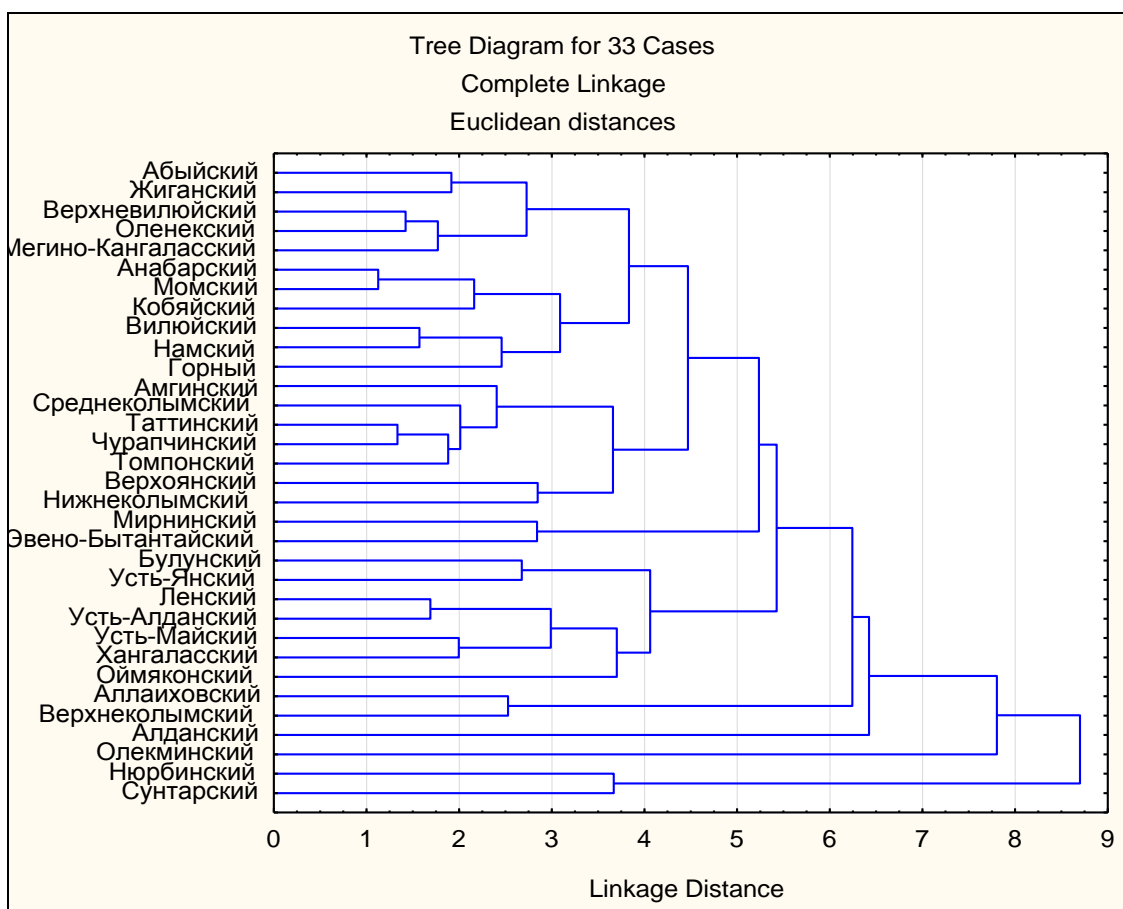


Рисунок 4.24 Результаты кластеризации районов Республики Саха (Якутия) по индикаторам направления «Энергообеспеченность» методом древовидной классификации

Кластеризация методом древовидной классификации для всех улусов Республики Саха без разделения по видам деятельности не позволяет объединить все районы в устойчивые кластеры, что может быть связано со значительным отличием энергообеспеченности территорий.

Кластерный анализ методом древовидной классификации и k-средних для групп районов по видам деятельности приведен на рисунках 4.25, а – е.

Сельскохозяйственные улусы отличаются отсутствием централизованных источников тепловой энергии, по остальным индикаторам в направлении энергообеспечения они объединились в четыре кластера (рисунок 4.25, а). Отдельный (третий) кластер образован Нижнеколымским улусом, имеющим значения отдельных индикаторов топливообеспеченности (объем ввода мощностей по отношению к установленной мощности ДЭС, душевое потребление энергии в коммунально-бытовом хозяйстве и отношение располагаемой мощности к максимальной нагрузке) выше средних по рассматриваемой группе при низкой доле собственных источников в балансе электроэнергии. Первый кластер объединил Абыйский, Амгинский, Усть-Алданский и Эвено-Бытантайский районы с высокой долей потребления электроэнергии в КБХ при доле собственных источников в балансе электроэнергии выше среднего по группе. Для улусов, вошедших во второй кластер (Аллаиховский, Верхневилуйский, Жиганский, Мегино-Кангаласский, Момский и Оленекский), характерно высокое значение отношения располагаемой мощности к максимальной нагрузке при значительной доле собственных источников в балансе электроэнергии и высокой доле мощности крупнейшей электростанции. Остальные улусы образовали четвертый кластер со значениями индикаторов, близких к средним по группе.

Среди промышленных районов для кластера под номером 1 (Мирнинский район) характерны несколько лучшие значения индикаторов энергетической безопасности, что связано с обеспеченностью собственными топливными ресурсами и экономическим развитием (доли собственных источников в балансе КПП и покрытия потребности в теплоэнергии от централизованных источников, душевое потребление энергии). Верхнеколымский район, образовавший отдельный кластер, имеет самую высокую в группе долю собственных источников электроэнергии, высокий запас по мощности, что может объяснить низкий объем ввода новых мощностей. В четвертый кластер объединились Алданский и Томпонский районы по большей доле установленной мощности наиболее крупной электростанции на территории. Остальные улусы (третий кластер) имеют значения индикаторов, близки к средним по группе.

В группе районов со смешанным типом производства выделено 4 кластера (рисунок 4.25, д, е). Олекминский район выделился в отдельный кластер с удовлетворительными по группе значениями индикаторов обеспеченности электрической энергией. Улусы первого кластера (Анабарский, Нюрбинский и Таттинский) имеют самое высокое потребление тепловой энергии в КБХ при низкой доли (за исключением Нюрбинского улуса) централизованных источников тепловой энергии. Верхоянский и Оймяконский районы объединены в третий кластер с высокой долей собственных источников в балансе электроэнергии и большим объемом ввода новых мощностей. Для Сунтарского и Усть-Майского районов (четвертый кластер) характерны худшие показатели энергобезопасности рассматриваемого направления.

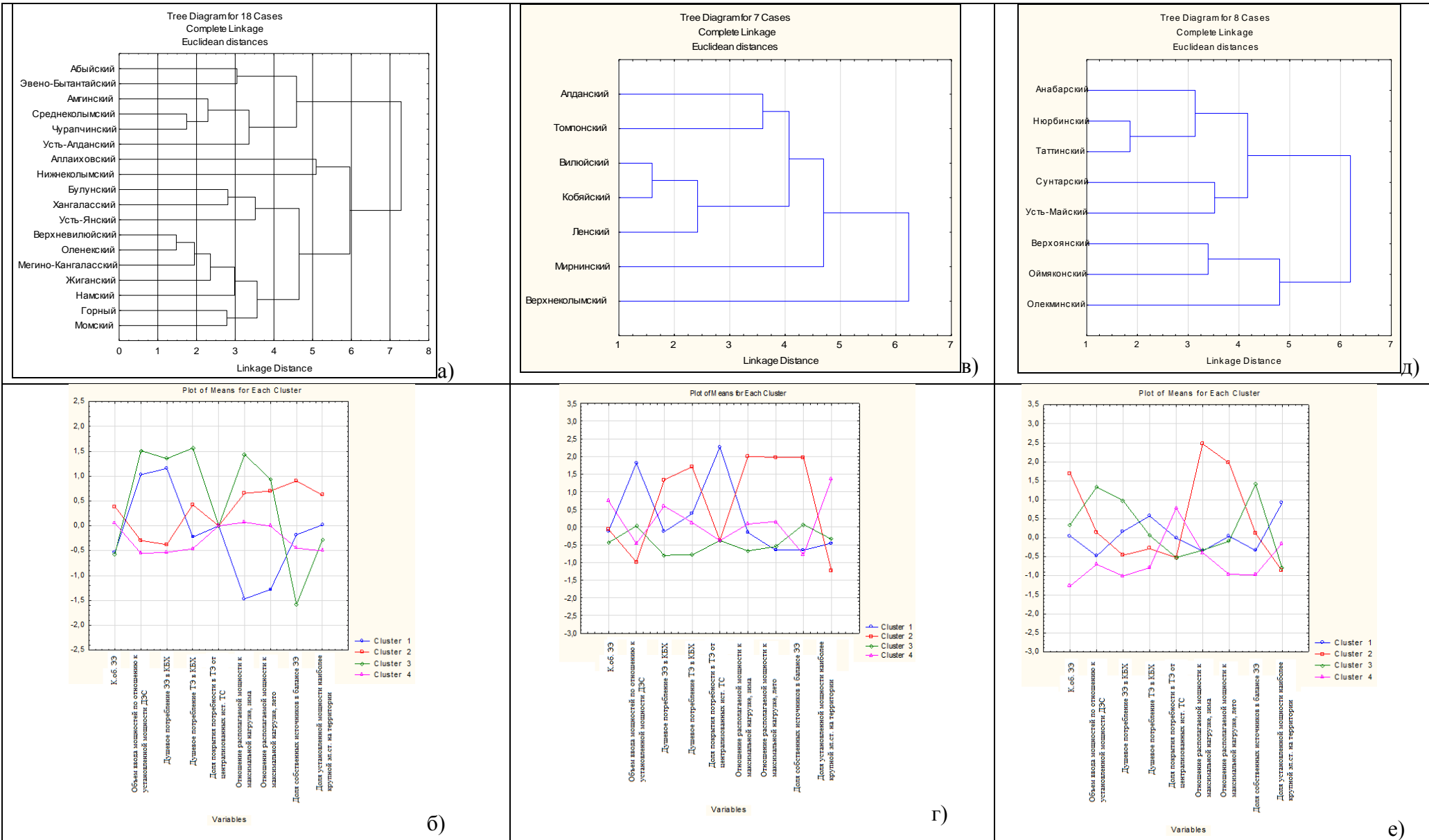
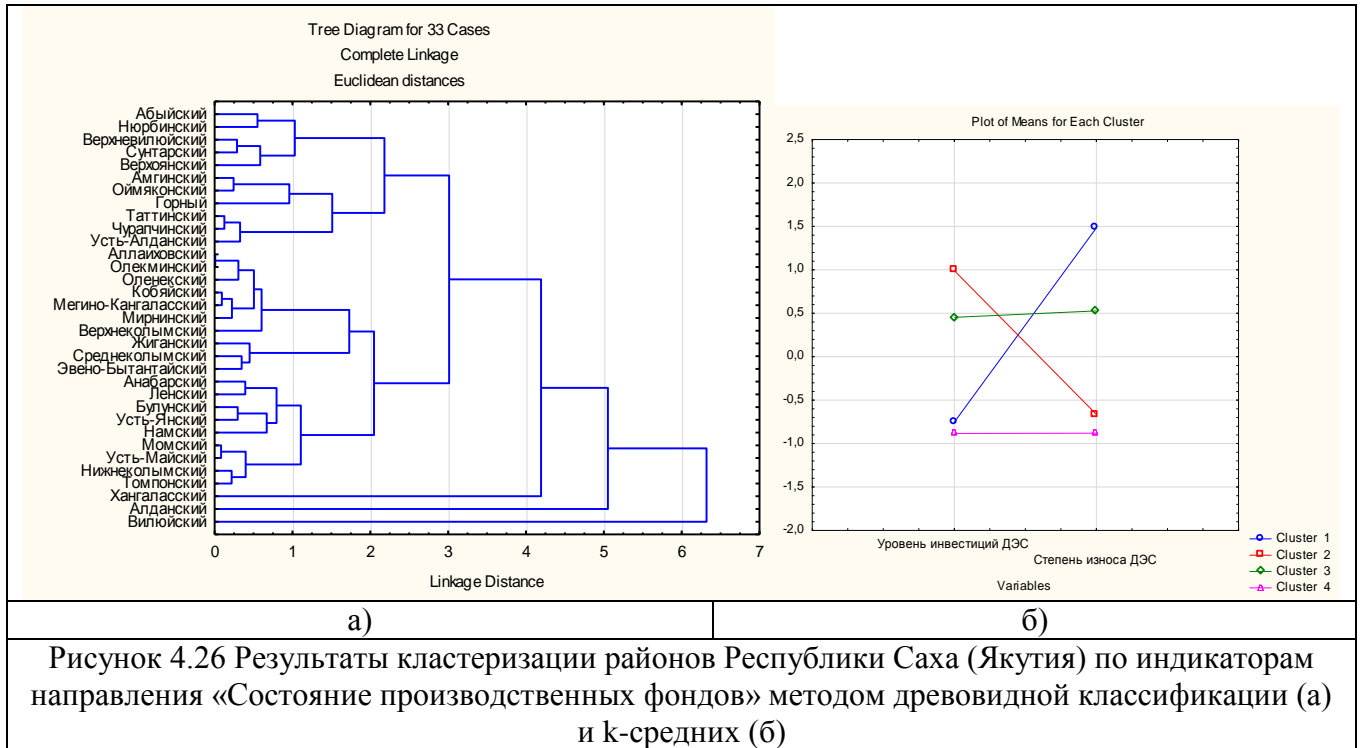


Рисунок 4.25 Дендрограммы сходства и графики методом k-средних для сельскохозяйственных (а, б), промышленных районов (в, г) и районов со смешанным типом производства (д, е) Республики Саха (Якутия) по индикаторам направления «Энергообеспеченность»

4.4.1.3. Кластеризация по направлению «Состояние производственных фондов»

Результаты кластеризации в направлении состояния производственных фондов энергетики для всей выборки улусов представлены на рисунке 4.26, для отдельных групп улусов по видам деятельности – на рисунке 4.27.



Построение дендрограмм (рисунок 4.26, а; рисунок 4.27, а, в, д) позволило выделить в каждой рассматриваемой группе по четыре кластера.

При кластеризации районов без разделения по видам деятельности (рисунок 4.26) в первый кластер вошли Абыйский, Нюрбинский, Верхневиллюйский, Сунтарский, Верхоянский улусы. Во второй – Амгинский, Оймяконский, Горный, Таттинский, Чурапчинский, Усть-Алданский улусы. В третий кластер объединились Аллаиховский, Олекминский, Оленекский, Кобяйский, Мегино-Кангаласский, Мирнинский, Верхнеколымский, Жиганский, Среднеколымский, Эвено-Бытантайский улусы. В четвертый – Анабарский, Ленский, Булунский, Усть-Янский, Намский, Момский, Усть-Майский, Нижнеколымский, Томпонский улусы. Три улуса (Хангаласский, Алданский, Вилюйский) образовали отдельные кластеры.

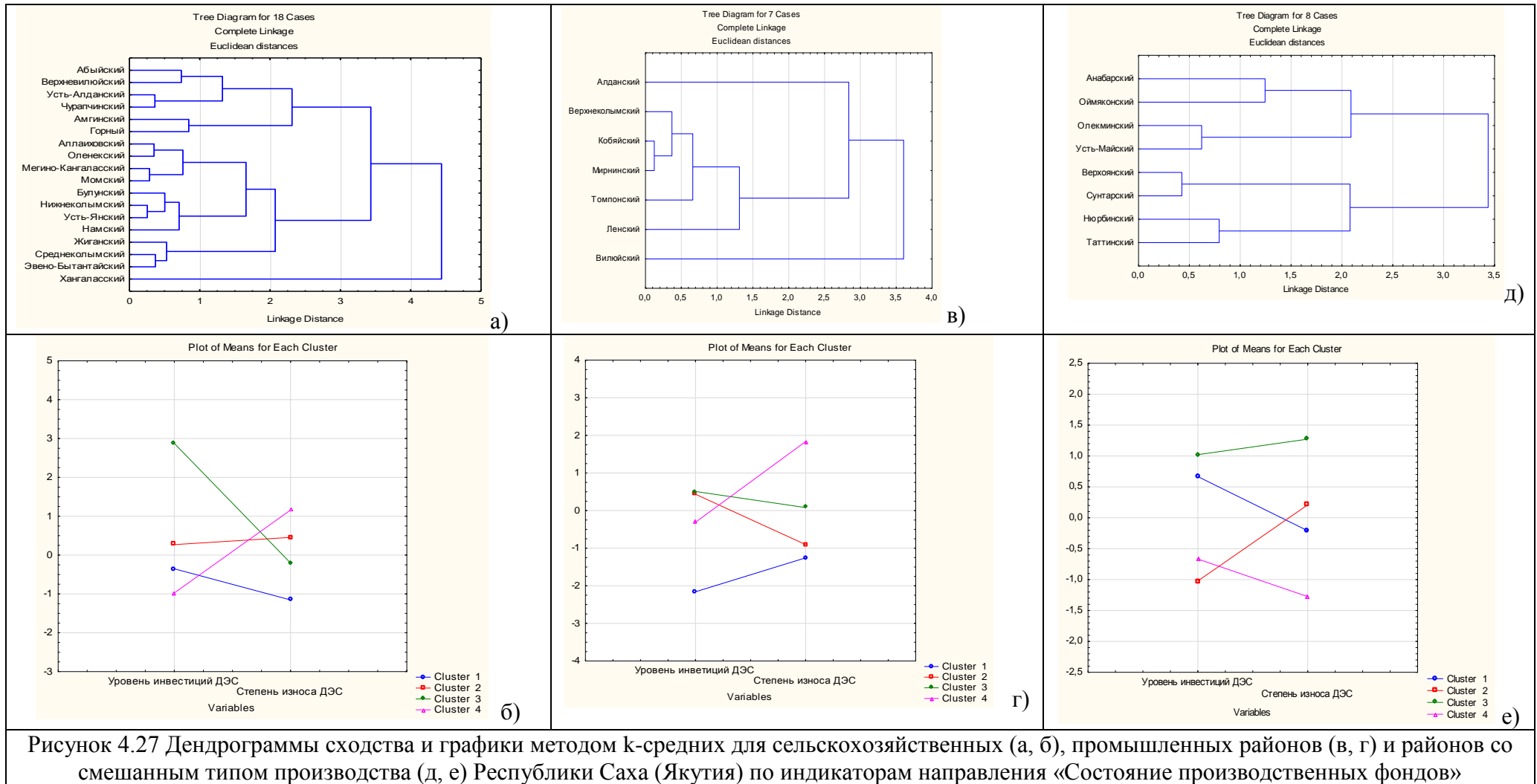


Рисунок 4.27 Дендрограммы сходства и графики методом k-средних для сельскохозяйственных (а, б), промышленных районов (в, г) и районов со смешанным типом производства (д, е) Республики Саха (Якутия) по индикаторам направления «Состояние производственных фондов»

К первому кластеру отнесены улусы, имеющие средние значения уровня инвестиций ДЭС и очень высокие показатели износа ДЭС. Ко второму кластеру отнесены улусы с самыми высокими инвестициями и средним износом ДЭС. В третий кластер выделились улусы с высокими значениями уровня инвестиций и степенью износа ДЭС. Четвертый кластер составляют улусы, у которых уровень инвестиций и степень износа ДЭС имеют низкие значения. Обособленное положение Алданского, Хангаласского и Вилуйского улусов определяется их большой степенью отклонения от средних значений по кластерам, что подтверждается двумя методами кластерного анализа.

Таким образом, кластерный анализ выявил группы районов, для которых характерно некоторое несоответствие объемов инвестиций уровню изношенности энергетического оборудования. С этой точки зрения интерес представляют первый и второй кластеры.

К первому кластеру среди сельскохозяйственных улусов (рисунок 4.27, а, б) отнесены Абыйский, Верхневилуйский, Усть-Алданский, Чурапчинский, Амгинский, Горный улусы. Во второй кластер объединились Аллаиховский, Оленекский, Мегино-Кангаласский, Момский, Булунский, Нижнеколымский, Усть-Янский, Намский улусы. К третьему кластеру отнесены Жиганский, Среднеколымский, Эвено-Бытантайский улусы. И в отдельный четвертый кластер вошел Хангаласский улус, имеющий наибольшее значение уровня инвестиций ДЭС.

Метод k-средних подтверждает разделение улусов по группам, определенным построением дендрограммы.

Аналогичным образом производился кластерный анализ для групп улусов, относящихся к промышленной зоне и улусов (рисунок 4.27, в, г), и с объединенной сферой деятельности, которая включает сельское хозяйство и промышленность (рисунок 4.27, д, е).

В результате проведенного исследования выявляются четыре улуса, имеющих наихудшие показатели состояния производственных фондов, как при общей кластеризации, так и при разделении улусов по видам деятельности. К этим улусам относятся Жиганский, Среднеколымский, Эвено-Бытантайский улусы, относящиеся к сельскохозяйственной деятельности и Алданский улус, принадлежащий промышленной зоне. Для данных улусов необходимо в первую очередь разрабатывать мероприятия по повышению уровня энергетической безопасности, к которым, в частности, может быть отнесена работа по оптимизации распределения денежных средств, выделяемых на ремонт, реконструкцию и закупку нового энергетического оборудования, в соответствии со степенью его изношенности.

Проведенное исследование позволило лишь объединить районы в кластеры [117, 402, 429] со схожими видами основных угроз для ЭНБ, что в дальнейшем может служить базой для разработки первоочередных рекомендаций по их нейтрализации.

4.4.2 Кластерный анализ по показателям доступности и достаточности

По указанному признаку кластерный анализ энергетической безопасности районов Республики Саха (Якутия) выполнен на основе результатов исследования количественной оценки показателей энергетической безопасности в рамках индикативного метода. В кластерном анализе энергетической безопасности (ЭнБ) РС (Я) было задействовано 22 индикатора ЭнБ [109-111, 113, 243, 244, 259], разделенных на 3 показателя по определению Бушуева В.В. [26, 439-441]. Родственные подразделения энергопотребляющих и энергоснабжающих систем могут быть совмещены в рамках блока обеспеченности электрической энергией и блока обеспеченности топливом, поэтому первая поставленная задача решалась с помощью анализа именно этих блоков.

Произведено приравнивание ЭнБ к совокупному обеспечению следующих показателей:

1. Ресурсная достаточность, которая определяет физические возможности бездефицитного обеспечения энергоресурсами национальной экономики и населения. К данному показателю относятся следующие индикаторы ЭнБ: коэффициент обеспеченности углем (1), электрической энергией (2), привозным дизельным топливом на текущую дату (3); доля собственных источников в балансе топлива (4); степень обеспеченности потребителей газа от собственных источников (5); доля доминирующего топливного ресурса в потреблении котельно-печного топлива (КПТ) (6); доля собственных источников в балансе моторного топлива (7); обеспеченность разведанными запасами газа (8), нефти (9), угля (10); уровень газификации территории (11).

2. Экономическая доступность, определяющая рентабельность такого обеспечения при соответствующей конъюнктуре цен. К экономической доступности относятся следующие индикаторы ЭнБ: уровень инвестиций ДЭС (12); степень износа ДЭС (13).

3. Эколого-технологическая допустимость, характеризующая возможность добычи, производства и потребления энергоресурсов в рамках, существующих на каждом этапе технологий и экологических ограничений, определяющих безопасность функционирования энергетических объектов. К эколого-технологической допустимости относятся следующие индикаторы ЭнБ:

а) душевое потребление электроэнергии в коммунально-бытовом хозяйстве территории (КБХ) (14); душевое потребление теплоэнергии в КБХ (15);

б) объем ввода мощностей по отношению к установленной мощности ДЭС (16); отношение располагаемой мощности к максимальной нагрузке, летний (17) и зимний максимум (18);

в) доля покрытия потребности в теплоэнергии от централизованных источников теплоснабжения (19); доля установленной мощности наиболее крупной электростанции на террито-

рии (20); доля собственных источников в балансе электроэнергии (21); степень износа ДЭС (22).

В скобках приведен порядковый номер индикаторов.

Как в ранее представленных результатах, все значения индикаторов нормировались для приведения переменных к единому диапазону значений путем выражения через отношение этих значений к некой величине, отражающей определенные свойства конкретного признака.

Для решения данной задачи кластеризации выбран метод Варда (Ward method) с Евклидовой метрикой (Euclidean distances).

1. По ресурсной достаточности (рисунок 4.28, 4.29)

Первый кластер: Алданский, Нюрбинский, Кобяйский, Среднеколымский, Верхнеколымский, Вилюйский, Момский, Сунтарский улусы.

Второй кластер: Абыйский, Нижнеколымский, Томпонский, Аллаиховский, Анабарский, Оймяконский, Булунский, Зырянский, Эвено-Бытантайский, Оленекский, Амгинский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Верхоянский, Жиганский, Чурапчинский, Ленский, Горный, Олекминский, Усть-Янский, Таттинский улусы.

Третий кластер: Верхневиллюйский, Мегино-Кангаласский, Намский, Хангаласский улусы.

Состав полученных кластеров методом «к — средних» для числа кластеров $k = 3$ за 10 итераций совпадает с приведенным выше.

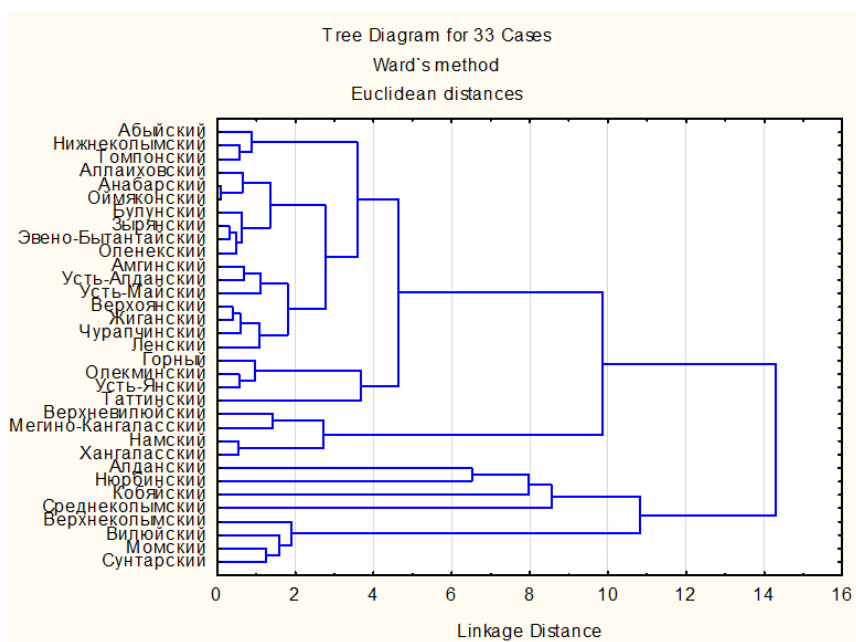


Рисунок 4.28 Вертикальная древовидная дендограмма кластерного анализа ЭНБ РС (Я) по ресурсной достаточности

В первом кластере (средний по кластеру рейтинг равен 2,85) представлены улусы РС (Я) с наиболее высоким уровнем ЭнБ по показателю ресурсной достаточности. Улусам третьего кластера (средний по кластеру рейтинг $-4,34$) присущ низкий уровень ресурсной достаточности. Улусы второго кластера (средний по кластеру рейтинг $-0,91$) занимают промежуточное положение.

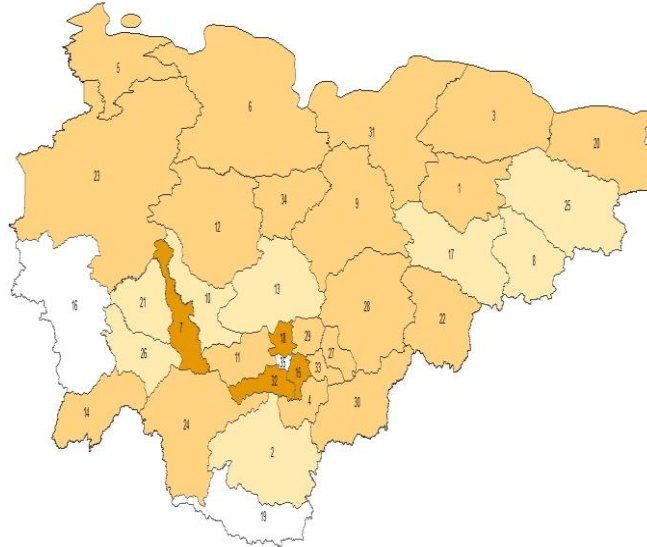
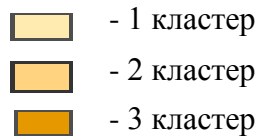


Рисунок 4.29 Модель интеллектуального анализа показателя ЭнБ - ресурсной достаточности РС (Я):



2. По экономической доступности (рисунок 4.30, 4.31)

Первый кластер: Амгинский, Оймяконский, Горный, Анабарский, Ленский, Булунский, Усть-Янский, Нижнеколымский, Томпонский, Зырянский, Намский, Хангаласский улусы.

Второй кластер: Алданский, Жиганский, Среднеколымский, Эвено-Бытантайский, Аллаиховский, Олекминский, Верхнеколымский, Оленекский, Кобяйский, Мегино-Кангаласский, Момский, Усть-Майский улусы.

Третий кластер: Абыйский, Верхневиллюйский, Сунтарский, Верхоянский, Нюрбинский, Усть-Алданский, Таттинский, Чурапчинский, Виллюйский улусы.

В первом кластере (средний по кластеру рейтинг равен 0,93) представлены улусы РС (Я) с наиболее высоким уровнем ЭнБ по показателю экономической доступности. Улусам третьего кластера (средний по кластеру рейтинг $-0,054$) присущ средний уровень экономической доступности. Улусы второго кластера (средний по кластеру рейтинг $-0,86$) занимают низкий уровень.

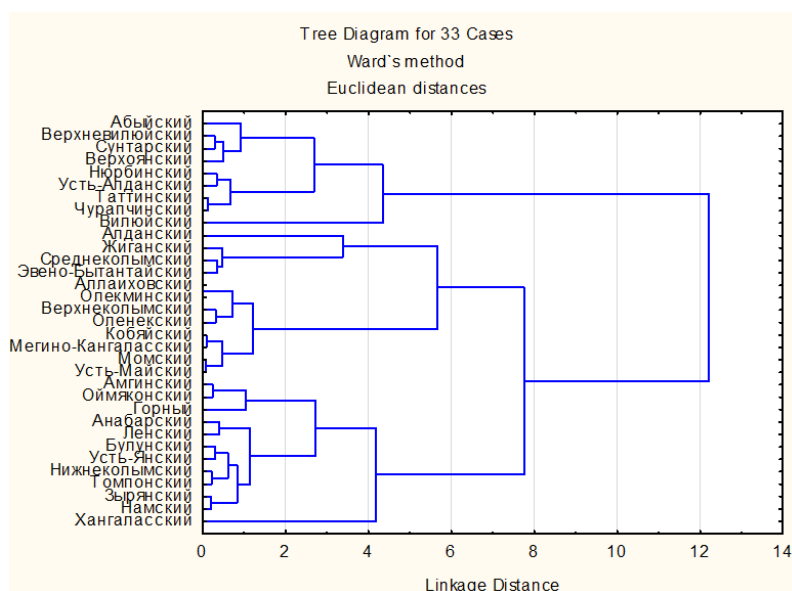


Рисунок 4.30 Вертикальная древовидная дендограмма кластерного анализа ЭНБ РС (Я) по экономической допустимости

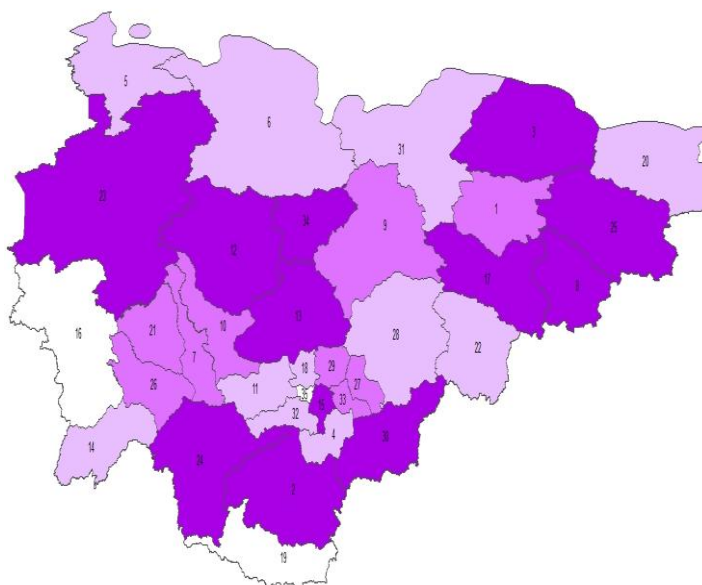


Рисунок 4.31 Модель интеллектуального анализа показателя ЭНБ - экономической допустимости РС (Я):

- 1 кластер;
 - 3 кластер;
 - 2 кластер

3. Эколого-технологической допустимости (рисунок 4.32, 4.33)

Первый кластер: Абьинский, Верхоянский, Нижнеколымский, Среднеколымский, Томпонский, Эвено-Бытантайский, Алданский, Анабарский, Момский, Жиганский, Оленекский, Мегино-Кангаласский, Намский, Аллаиховский, Верхнеколымский, Олекминский улусы.

Второй кластер: Верхневилуйский, Сунтарский, Нюрбинский, Усть-Алданский, Таттинский, Чурапчинский, Вилюйский, Амгинский, Оймяконский, Горный, Ленский, Булунский, Усть-Янский, Зырянский, Хангаласский, Кобяйский, Усть-Майский улусы.

В первом кластере (средний по кластеру рейтинг равен 0,73) представлены улусы РС (Я) с наиболее высоким уровнем ЭНБ по показателю эколого-технологической допустимости. Улусам второго кластера (средний по кластеру рейтинг $-0,72$) присущ средний уровень эколого-технологической допустимости.

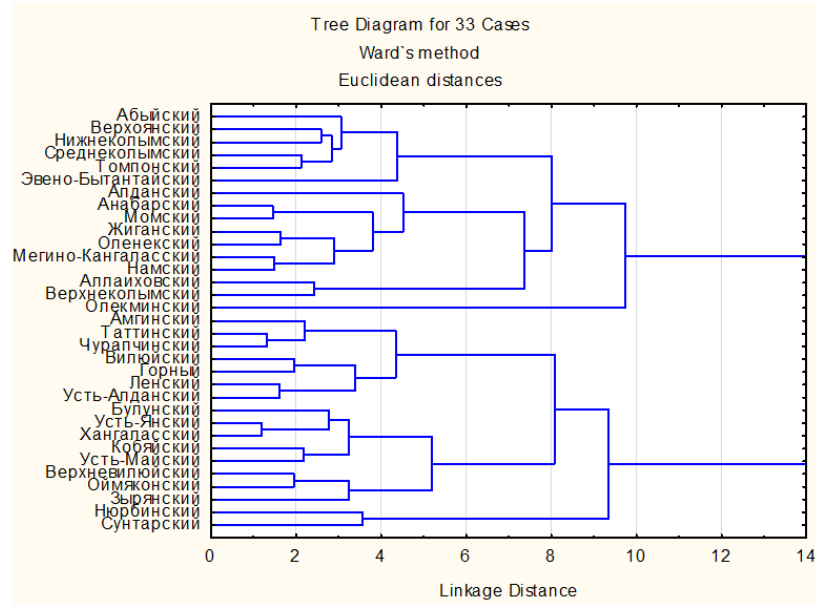


Рисунок 4.32 Вертикальная древовидная дендограмма кластерного анализа ЭНБ РС (Я) по эколого-технологической допустимости

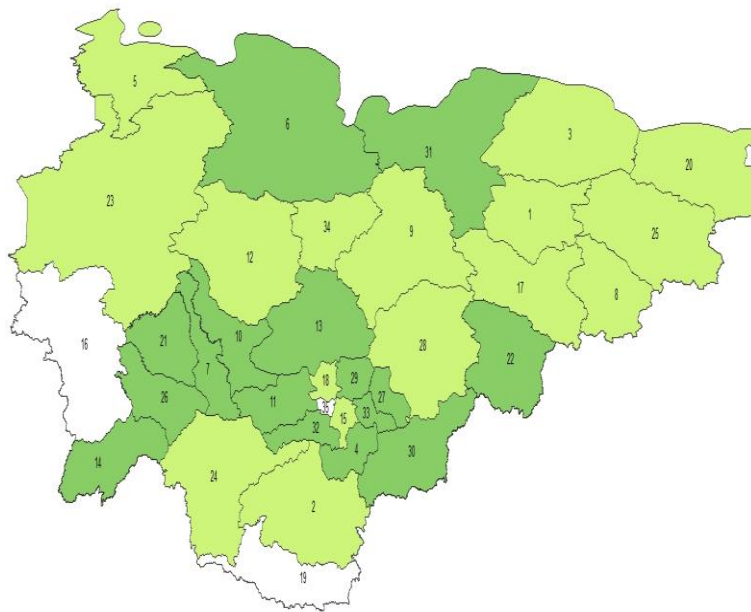


Рисунок 4.33 Модель интеллектуального анализа показателя ЭНБ – эколого-технологической допустимости РС (Я):

- 1 кластер
- 2 кластер

4.5. Интегральная оценка состояния энергетической безопасности кластеров Республики Саха (Якутия)

Многомерная классификация показателей энергетической безопасности была произведена с географической привязкой к административно-территориальному делению Якутии. При кластерном анализе на первом этапе использовался иерархически — агломеративный подход древовидной кластеризации. Применялись различные сочетания правил объединения объектов при формировании кластеров (метод одиночной связи, метод полной связи, невзвешенный и взвешенный метод «средней связи», взвешенный центроидный метод, метод Варда) и метрик расстояния между объектами в многомерном пространстве признаков (евклидова, квадратичная евклидова, манхетеннского расстояния, расстояния Чебышева, степенного расстояния, мера процента несогласия, g - критерий Пирсона). Самым устойчивым вариантом кластеризации оказалось разбиение улусов на три кластера по уровню ЭНБ, каждый из которых включает более одного улуса.

Первый кластер: Булунский, Усть-Янский, Зырянский, Оймяконский, Хангаласский, Верхневилуйский, Мегино-Кангаласский, Намский, Кобяйский улусы.

Второй кластер: Алданский Аллаиховский, Жиганский, Верхнеколымский, Олекминский, Момский, Оленекский улусы.

Третий кластер: Абыйский, Амгинский, Анабарский, Верхоянский, Вилуйский, Горный, Ленский, Нижнеколымский, Нюрбинский, Сунтарский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Чурапчинский, Эвено-Бытантайский, Среднеколымский улусы.

На дендограмме (рисунок 4.34) четко видно наличие 3 групп, поэтому предпочтительнее взять количество кластеров равным 3, при этом при большем их числе теряется наглядность классификации. На данном шаге кластеризации следует принять полученную классификацию как окончательную.

Для решения данной задачи кластеризации выбран метод полной связи (Complete linkage) с Евклидовой метрикой (Euclidean distances). На данной дендограмме (рисунок 4.34) горизонтальная ось представляет ось объектов кластеризации (улусы), вертикальная — расстояние объединения улусов.

На втором этапе был применен итеративный метод «к — средних» при заранее известном относительном числе кластеров. Кластеризация произведена (рисунок 4.35) для числа кластеров $k = 3$ за 10 итераций. Состав полученных кластеров совпадает с приведенным выше.

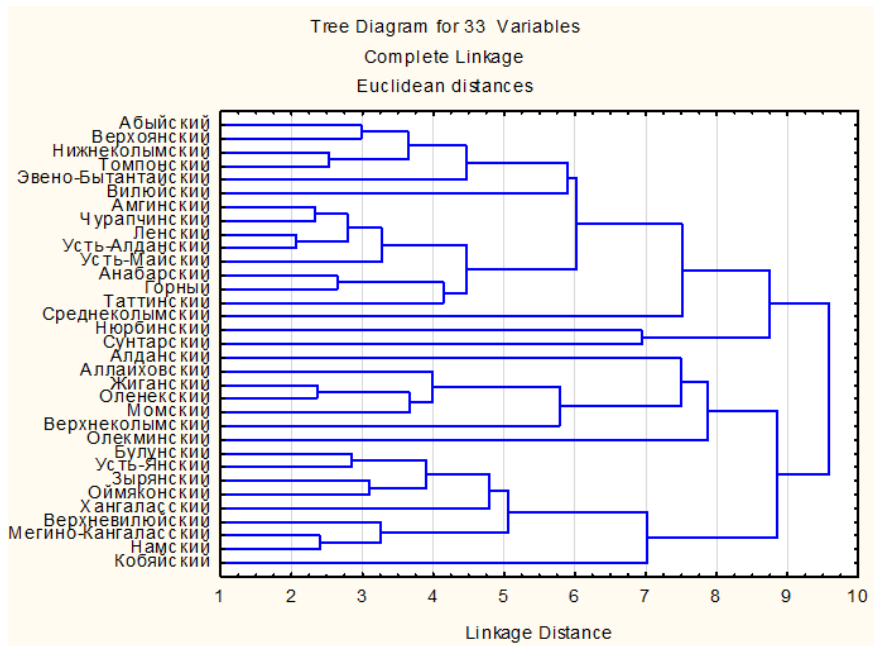


Рисунок 4.34 Вертикальная древовидная дендограмма кластерного анализа ЭНБ РС (Я)

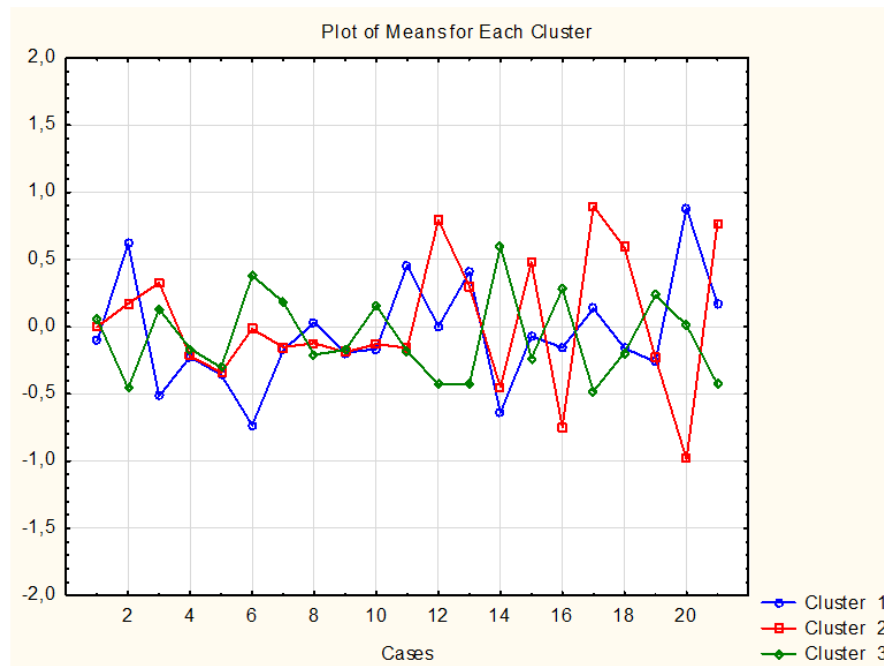


Рисунок 4.35 График средних для каждого кластера ЭНБ РС (Я)

Произведен рейтинговый анализ ЭНБ улусов РС (Я) для содержательного анализа результатов кластеризации (таблица 4.4) на основе нормированных данных.

Таблица 4.4 Рейтинговый анализ ЭНБ улусов РС (Я)

Улус	Гр. 1	Гр. 2	Гр. 3а	Гр. 3б	Гр. 3в	Гр. 3	Средний рейтинг по группам
Абыйский	-0,028	-0,444	2,389	0,239	1,636	1,421	0,316
Алданский	3,243	-4,057	-0,601	-0,306	-0,099	-0,335	-0,383

Аллаиховский	-1,598	0,036	1,364	1,313	1,863	1,513	-0,016
Амгинский	-1,647	1,584	1,185	-1,141	-1,194	-0,383	-0,149
Анабарский	-1,066	0,454	-0,040	-0,465	0,134	-0,124	-0,245
Булунский	-0,350	0,698	0,658	-1,715	-2,333	-1,130	-0,260
Верхневиллюйский	-4,804	-0,019	-0,391	0,009	0,966	0,195	-1,543
Верхнеколымский	3,173	-0,753	3,236	1,591	0,217	1,681	1,367
Верхоянский	-1,252	-0,813	2,245	1,778	-0,185	1,279	-0,262
Виллюйский	1,864	-2,260	-1,884	0,127	-0,546	-0,768	-0,388
Горный	-0,794	2,311	-1,505	-0,177	-0,563	-0,749	0,256
Жиганский	-0,983	-1,353	0,746	0,174	2,832	1,251	-0,362
Зырянский	-0,690	0,009	-1,029	-1,525	1,688	-0,289	-0,323
Кобяйский	4,163	-0,312	-1,456	-1,061	-0,439	-0,985	0,956
Ленский	-1,987	0,960	-1,688	-0,388	-1,078	-1,051	-0,693
Мегино-Кангаласский	-3,823	-0,184	-1,278	0,621	1,717	0,354	-1,218
Момский	1,473	0,162	0,727	0,078	-0,022	0,261	0,632
Намский	-4,307	-0,177	-1,938	-0,150	0,802	-0,429	-1,638
Нижнеколымский	-0,855	0,224	2,981	2,296	-2,029	1,083	0,151
Нюрбинский	3,637	0,316	0,795	-0,846	2,453	0,800	1,585
Оймяконский	-0,797	1,336	-0,173	-1,211	0,704	-0,227	0,104
Олекминский	-0,360	0,044	-0,979	7,503	-0,924	1,867	0,517
Оленекский	-1,144	-0,306	0,076	-0,256	1,754	0,524	-0,309
Среднеколымский	4,210	-1,718	0,915	0,062	-1,314	-0,112	0,794
Сунтарский	1,012	-0,428	-2,176	-2,059	4,195	-0,013	0,190
Таттинский	0,356	1,125	0,812	-1,303	-0,451	-0,314	0,389
Томпонский	-0,441	-0,037	2,081	0,010	-0,342	0,583	0,035
Усть-Алданский	-2,319	0,784	-0,777	-1,825	-1,966	-1,523	-1,019
Усть-Майский	-1,477	0,086	-1,945	-2,370	-2,074	-2,130	-1,174
Усть-Янский	0,442	0,552	-1,807	-0,752	-1,613	-1,391	-0,132
Хангаласский	-4,432	3,197	-1,908	-0,560	-2,410	-1,626	-0,954
Чурапчинский	-1,371	1,252	-0,168	-0,882	-1,030	-0,693	-0,271
Эвено-Бытантайский	-0,755	-1,958	1,245	1,234	0,327	0,935	-0,593

Для каждого улуса определялся рейтинг по группам как сумма нормированных значений индикаторов данных групп, находился рейтинг по группе 3 и средний рейтинг по всем группам в виде среднего значения по подгруппам 3а, 3б, 3в и всем трем группам соответственно.

Можно утверждать, что в первом кластере (средний по кластеру рейтинг равен 0,13) представлены улусы РС (Я) с наиболее высоким уровнем ЭНБ. Улусам второго кластера (средний по кластеру рейтинг –0,24) присущ низкий уровень ЭНБ. Улусы третьего кластера (средний по кластеру рейтинг –0,108) по уровню ЭНБ занимают промежуточное положение.

Создана модель интеллектуального анализа ЭНБ в программе ArcGIS и представлена на рисунке 4.36.

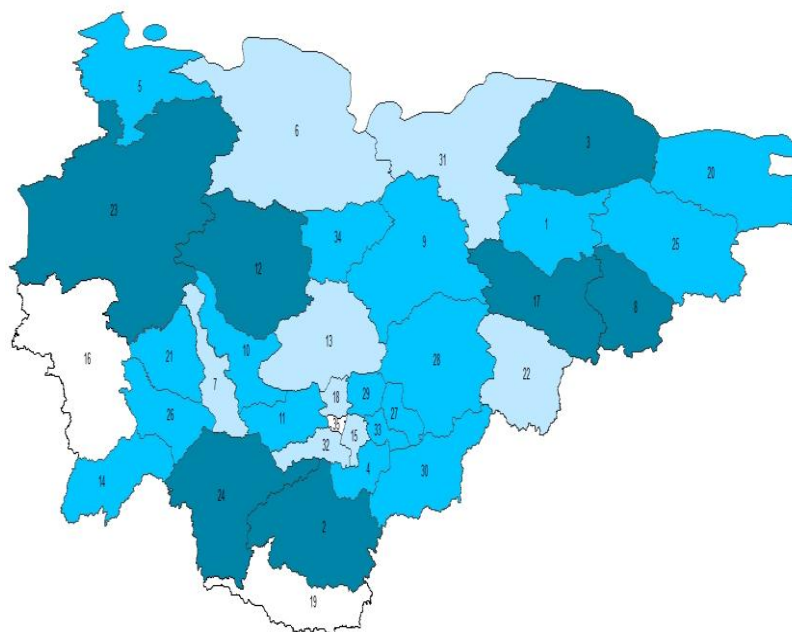


Рисунок 4.36 Модель интеллектуального анализа ЭНБ РС (Я):

- 1 кластер
- 3 кластер
- 2 кластер

4.6. Вывод по Главе 4

Энергетические комплексы Республики Саха (Якутия) отличаются своими особенностями: наличие полезных ископаемых (энергонасителей), степень развития инфраструктуры, состояние экономики, географическое положение и климат. Республика Саха (Якутия) как регион в энергетической системе Российской Федерации, специфична по многим факторам (площадь обслуживания – три с лишним миллиона квадратных километров). Обособленные энергорайоны при низкой плотности населения (0,3 человека на кв. км) различны как по мощности, так и по видам используемого источниками генерации топлива (уголь, газ, дизельное топливо, энергия водного потока).

В ходе количественной оценки энергетической безопасности выявлены факторы «угнетающие» стабильное состояние децентрализованных энергозон.

Низкие эксплуатационные характеристики энергоисточников, высокая стоимость топлива у потребителя приводят к завышенным расходам производства. Следствием высоких себестоимостей энергий является и раздельное производство энергий небольшими по мощности источниками, в основном, ДЭС и котельными. Неудовлетворительное техническое состояние, моральный и физический износ объектов малой энергетики являются причиной низкой надежности и экономичности систем электроснабжения, что диктует необходимость в первостепенном

сосредоточении на алгоритмах реализации программ развития малой энергетики Республики Саха (Якутия) и ввода новых современных источников энергии, что в свою очередь приведет к повышению уровня энергетической безопасности.

Показатель износа основных производственных фондов объектов энергетики в изолированных районах Республики показывает достаточно катастрофическое состояние. 100% доля одного источника не позволит в случае аварийно-катастрофических ситуаций обеспечить соответствующего уровня энергетической безопасности, усугубляющегося чрезмерно высокой долей диминирования энергетического ресурса и привозного топлива (в случае Северного анклава). Данная ситуация диктует необходимость большей видовой диверсификации топливно- и энергоснабжения по причине перспективных и целесообразных времени изменениям в структуре топливно-энергетического баланса.

Знание объемов и характера электропотребления в линии тренда и прогнозной тенденции позволил оценить энергетическую инфраструктуру децентрализованных районов и сформировать вектор ее развития с диверсифицированной структурой. Существует множество классических и нестандартных методов, одним из которых является ранговый анализ. Его проведение по улусам Республики представил возможность увидеть ситуацию в изучаемой области, определить ее «уязвимые» места с целью их оптимального совершенствования.

Решение проблем электроснабжения в более чем 20 улусах потребует немалых капиталовложений в строительство новых ЛЭП, реконструкцию старых, обновление и ремонт электрооборудования ДЭС. Несмотря на присоединение к электросетям большей части потребителей централизованной зоны и в ней существуют проблемы с электроэнергией по вопросу реконструкции старых ЛЭП. Во многих таких районах электросетями охвачены лишь потребители районных центров. Внедрение в эксплуатацию электрических сетей обеспечит бесперебойность электроснабжения децентрализованных зон республики, требуемое количество электроэнергии, хорошее качество энергии, характеризующееся надлежащим уровнем напряжения у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации, экономичность. Первостепенной, неразрешенной задачей для республики является отсутствие технической возможности подключения к энергосистеме децентрализованных потребителей (большая удаленность многих улусов от централизованных районов республики, малая установленная мощность потребителей), что заставляет искать альтернативные варианты выхода из сложившихся условий.

Возможность подключения изолированных потребителей к централизованному электроснабжению находится в прямой зависимости от показателей: удаленность от центров питания, нагрузка, тарифы на электроэнергию. Значительные расстояния не позволяют обеспечить стопроцентный охват централизованным электроснабжением, отсутствие крупных потребителей приводит к нецелесообразности строительства источников генерации большой установленной

мощности. Поэтому в период освоения Севера была создана сеть локальных дизельных электростанций. При имеющихся мощностях нагрузки, расстояния до ближайшего источника питания (ЯГРЭС) значительны (центры потребления электроэнергии 16 из 20 улусов находятся на расстоянии, превышающем 100 км). При больших расстояниях увеличиваются потери передаваемой мощности, что также снижает экономическую целесообразность прокладки ЛЭП.

Сельская энергетика Якутии сегодня – это широкий круг проблем и нерешенных вопросов технического характера. Сельское хозяйство республики держится на трех составляющих: домашнее оленеводство, рыболовство и охотопромысел, комплекс которых дает возможность для существования человека на севере.

Представленные модели интеллектуального анализа результатов индикативной оценки ЭНБ показывают положение улуса в сложившейся ситуации. Карты позволяют увидеть сферы наиболее выраженных угроз, выявить «слабые места» на территории децентрализованной зоны электроснабжения. Это соответственно определяет последствия наблюдающихся и ожидающихся чрезвычайных или депрессивных ситуаций. Главной особенностью применения данной модели является возможность увидеть такие децентрализованные зоны электроснабжения. Модели могут обеспечить предварительную постановку задачи в выборе первостепенного и незамедлительного действия в разных направлениях укрепления ЭНБ (технического, экономического, нормативно-правового и иного характера) при установлении их первоочередности для определенных децентрализованных зон. Здесь целесообразно создание уже интерактивной модели для более наглядного представления результатов оценки и ускорения обнаружения проблем, ведущих к их снижению.

Несмотря на существующие и планируемые мероприятия (частичные подключения потребителей Северного энергорайона к централизованному источнику электрической энергии, строительство линий электропередач высокого напряжения, строительство ТЭЦ, установка новых ДЭС, вовлечение установок на основе ВИЭ) по совершенствованию энергетической системы и техническому перевооружению объектов энергетики Республики Саха (Якутия), проблемность функционирования малой энергетики и нерешенность задач энергообеспечения достаточно большой доли децентрализованных зон изолированных потребителей сохранится на долгую перспективу, что уже сегодня требует научно-обоснованных подходов, решений и методик.

Приоритетным направлением социально-экономического развития Якутии является повышение надежности и эффективности комплекса децентрализованного электроснабжения региона. Современная задача стратегии развития Республики – оптимизация убыточной локальной энергетики. Отсутствие крупных потребителей приводит к нецелесообразности строительства источников генерации большой установленной мощности. Для любого географически обо-

собленного региона единственным залогом процветания в сложившихся экономических условиях является развитие собственной инфраструктуры на базе освоения местных природных ресурсов.

Сохранение на постоянную перспективу изолированности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и концентрированных групп локальных потребителей в силу аграрной и промышленной направленности и характера их жизнедеятельности оставляет актуальным вопрос развития малой энергетики через использование собственных ресурсов на базе гибридных установок электроснабжения, в том числе с использованием ВИЭ. Их внедрение в энергобаланс локальной энергетики Якутии требует алгоритмичного подхода к изучению критериев целесообразности и эффективности поэтапного технического перевооружения и оптимизации малых автономных систем. Предварительная оценка выбора рациональной модели реализации эффективного варианта энергоснабжения изолированных потребителей основывается на сформированной картине по состоянию блоков энергетической безопасности децентрализованных зон Республики. Оценка ресурсной достаточности, экономической доступности и технологической готовности к использованию ВИЭ в энергобалансе децентрализованных зон электроснабжения требует отдельного рассмотрения и представляет собой целое расширенное комплексное исследование. Это отчасти пересекается с изучением состояния индикатора «Коэффициент привлекательности ВИЭ» в базовой основе которого лежит оценка индикатора «Коэффициент обеспеченности возобновляемыми ресурсами децентрализованной зоны».

ГЛАВА 5. РОЛЬ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Большинство энергетических лидеров признают, что возобновляемые источники энергии и децентрализованные системы будут играть одну из основных ролей в устойчивом развитии современной энергетики.

Интеграция мер в области возобновляемых источников энергии в энергетическую стратегию представляет собой важный вклад в обеспечение энергетической безопасности, диверсификации источников и достижение других целей в сфере энергетики. Они также являются важным элементом экологической политики и особенно политики в области изменения климата.

5.1 Задачи интеграции ВИЭ в энергобаланс децентрализованных зон электроснабжения

Дополнительные меры по обеспечению энергетической безопасности ДЭКЭС через сочетание доступных источников возобновляемой энергетики и традиционных энергоресурсов основаны на определении наиболее эффективных путей энергетического перехода к ВИЭ с разных точек зрения (достижение наиболее экономического решения, технологического совершенства, социального эффекта, целей экологической политики и т.д.).

На сегодняшний день уже достаточно накоплено данных и знаний, касающихся моделей и опыта функционирования энергетических хозяйств в условиях высокой доли ВИЭ. Несмотря на это вопросы интеграции ВИЭ в каждом отдельном случае, а в частности для исследуемых объектов, сопровождаются необходимостью решения индивидуальных задач и проблем, возникающих исключительно на децентрализованных территориях. Интеграция даже переменчивой генерации на основе ВИЭ в энергохозяйства, с обеспечением надежного и рационального варианта структурной схемы гибридной АСЭС, с экономической точки зрения, может конкурировать с традиционной децентрализованной энергетикой, основанной на ископаемом привозном топливе.

Интеграцию ВИЭ в энергобаланс децентрализованных зон необходимо оценивать в виде общей эффективности от повышения надежности функционирования объекта генерации, сведения к минимуму выбросов вредных веществ, создания новых рабочих мест в секторе возобновляемой энергии и иных преимуществ. То есть определить набор эффектов при постановке зада-

чи интеграции. На уровне обеспечения ЭНБ недостаточно производить расчет расходов на внедрение технологии генерации на ВИЭ, на примере традиционной оценки полной приведенной стоимости электроэнергии (LCOE, ее формирование, обслуживание, финансирование). По мнению МЭА [465] такая мера стоимости конкретной технологии генерации на уровне электростанции более не является достаточной.

Таким образом, можно говорить о **комплексной ценности (CV) ВИЭ в обеспечении ЭНБ** децентрализованных территорий, которая будет характеризоваться сочетанием положительных эффектов (повышения показателя надежности, снижения стоимости топлива, снижение потерь электроэнергии и т.д.) и сопутствующих факторов, сопряженных с дополнительными расходами (затраты на совершенствование существующей структуры энергохозяйства: необходимость во внедрении современных технологий для обеспечения стабильности генерации при непостоянном характере проявления потенциала ВИЭ, совершенствования работы гибридного комплекса, прогнозирования выработки на основе ВИЭ, в замене низкоэффективного электрооборудования и установок; высокие затраты на сетевую инфраструктуру и т.д.)

Для любого объекта генерации интеграция в энергобаланс сопровождается целенаправленностью на решение присущих данному процессу задач. Так и интеграция ВИЭ требует системного подхода [88, 465, 479] к выполнению ряда преобразований, которые должны охватить все направления реализации условий обеспечения ЭНБ.

В рамках интеграции обеспечиваются благоприятные условия для реализации максимального потенциала возобновляемых ресурсов в функционировании ДЭКЭС с учетом возможности снятия барьеров, которые при этом возникают и не дают получить интегрального эффекта. Автономные системы электроснабжения должны быть адаптированы и модернизированы для интеграции с переменными возобновляемыми источниками энергии.

Предполагаем, что задачи интеграции ВИЭ [156, 158] в энергобаланс децентрализованных зон электроснабжения направлены достижение комплексной ценности (CV) ВИЭ в обеспечении ЭНБ. Ее концепция определяется множеством факторов в оценке общего преимущества диверсификации топливных ресурсов возобновляемыми. Тогда измерение CV ВИЭ в ЭНБ осуществимо на рассмотрении схемы интегрирующей модели развертывания возобновляемых технологий на территории децентрализованной зоны электроснабжения (рисунок 5.1), отображения приоритетов в балансе между эффектами и расходами, связанными с внедрением ВИЭ и снятием барьеров.

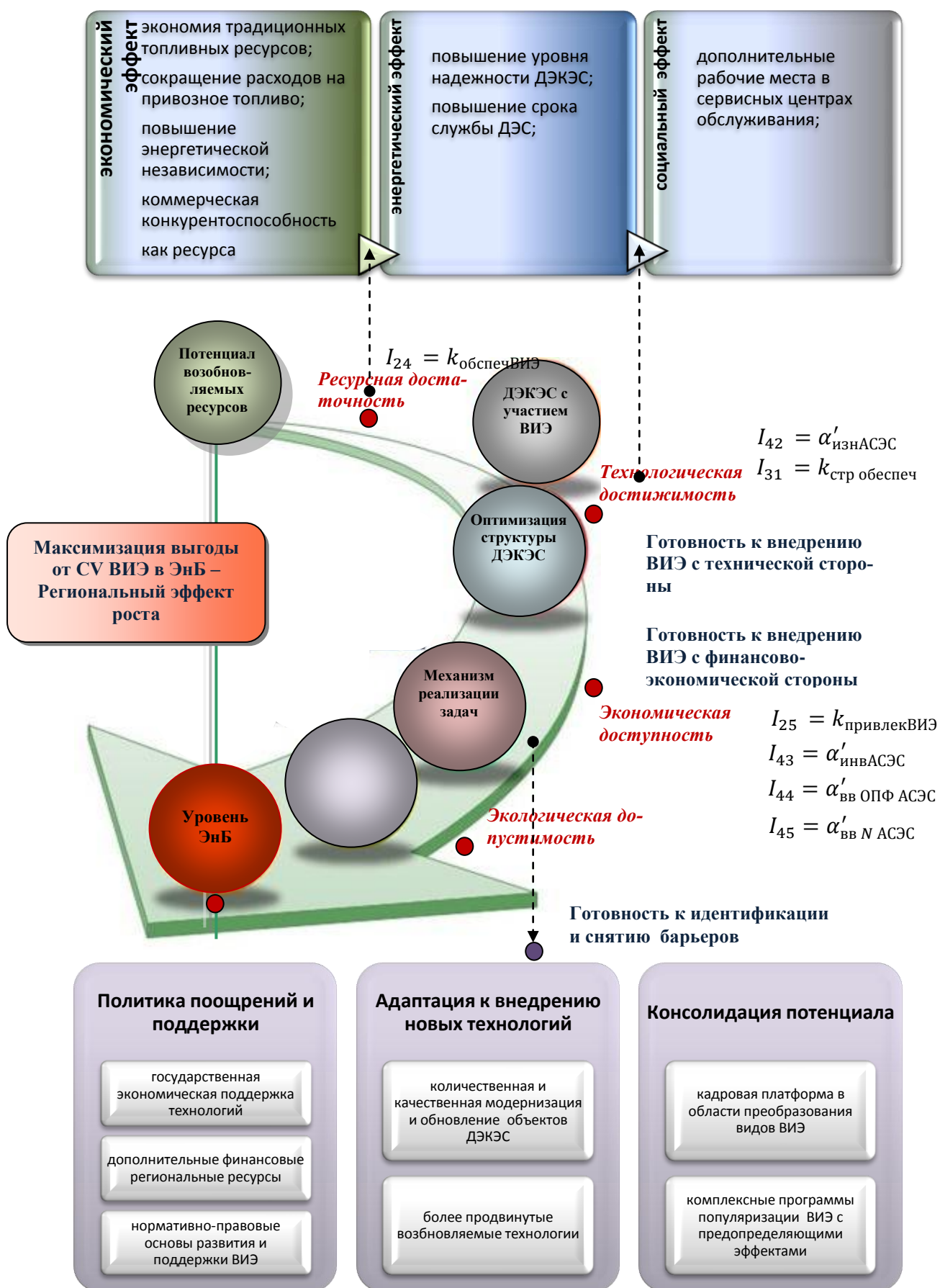


Рисунок 5.1 Интегрирующая модель сочетания примеров эффектов и отдельных факторов снятия барьеров разного характера

Потенциал возобновляемых ресурсов рассматривается не просто в своей величине, а со стороны эффекта его реализации: в социальном развитии территории, в экономическом, экологическом и технологическом аспекте, стратегической перспективе. Одной из основных задач интеграции является снятие барьеров на пути внедрения ВИЭ. Идентифицированные барьеры относятся к разным отраслям. Это могут быть барьеры законодательного, институционального и информационного характера, технические, технологические и финансовые, и иные. В представленной концепции хорошо видны возможности для территорий Севера и Арктических зон в сочетании со сложностями их использования. Для разных структур данная схема может являться ориентиром в принятии решения и создании материально-технического базиса электроснабжения на основе ВИЭ с консолидацией технико-экономического, информационного, финансового и производственного потенциала. Как показал анализ факторов децентрализованных зон Севера (Глава 4) в перечне основных рисков реализации проектов возобновляемой энергетики наиболее явно обозначаются: технические риски, выраженные высоким моральным и техническим износом оборудования ДЭКЭС; финансово-экономические риски; социальные риски, в большей степени связанные с дефицитом квалифицированных кадров.

Использование ВИЭ в обеспечении ЭНБ [118, 147, 163] способствует расширению диапазона мер для поддержания условий реализации ее составляющих. А именно в слабых ее позициях (рисунок 5.2), которые проявляются в ресурсной достаточности (100% доля использования привозного дизельного топлива в энергобалансе), в экономической доступности (низкие темпы обновления ОПФ и недостаточность инвестиций в ДЭКЭС), в технологической достижимости (снижение темпов геологоразведки местных месторождений, высокий показатель износа ОПФ, морально устаревшие технологии на объектах локальной энергетики). В каждой категории (в энергообеспечении, в развитии топливных ресурсов, в энергетической политике, в социально-экологическом аспекте и т.д.) ВИЭ в своем вовлечении играют свою роль и в целом могут оказать заметный вклад в обеспечении спроса и предложения соответствующих энергоносителей, что лежит в основе обеспечения ЭНБ согласно Доктрине Энергетической безопасности РФ.

Для каждой децентрализованной зоны находится свое обозначение и возможность потенциала возобновляемых источников энергии в обеспечении ЭНБ (рисунок 5.3). Роль ВИЭ при внедрении технологии возобновляемой энергетики – это влияние на другие процессы, такие как смягчение экологической обстановки, повышение надёжности энергоснабжения, снижение загрузки энергетического оборудования, изменение экономических показателей выработки и передачи энергии и т.п. Организация условий – это создание возможностей для осуществления данного влияния.

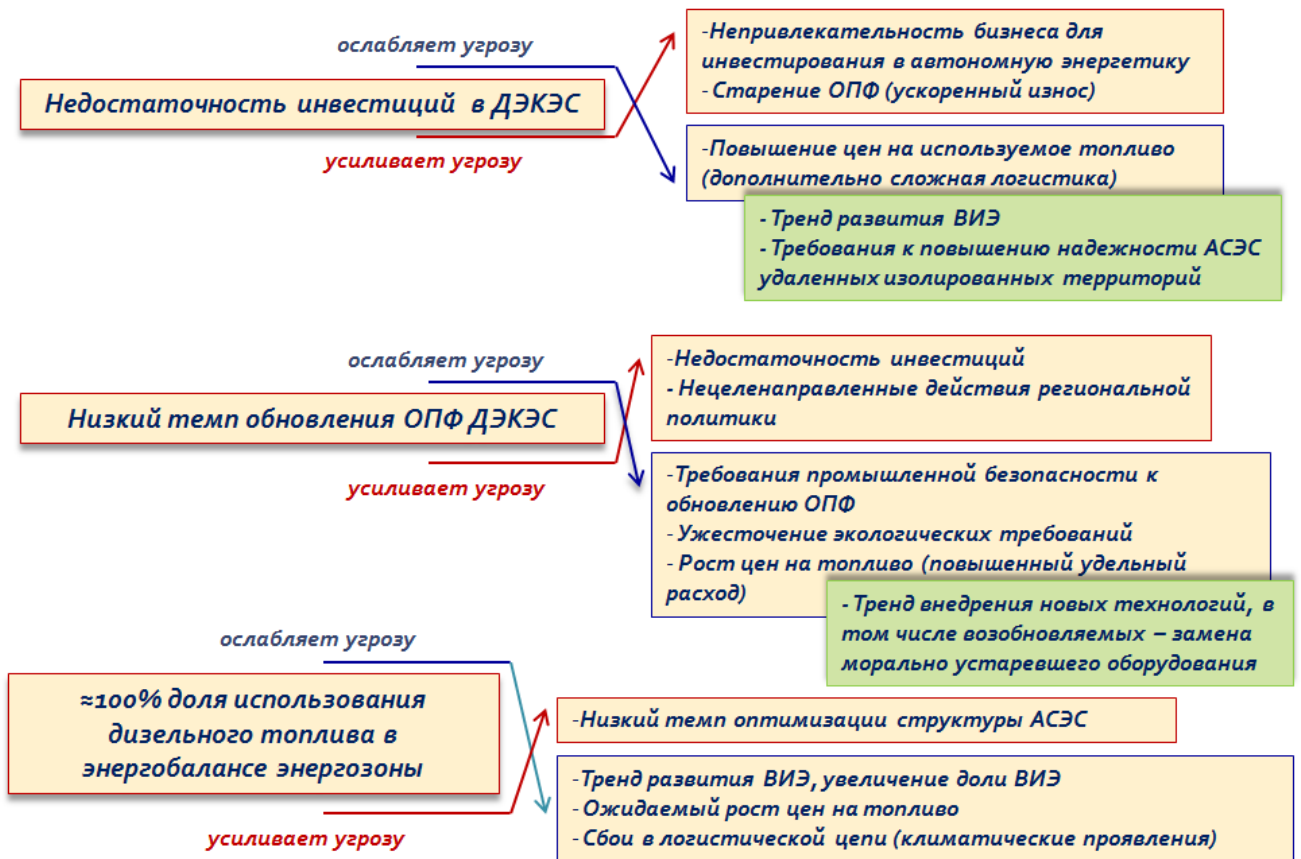


Рисунок 5.2 Анализ факторов с участием ВИЭ, способствующих «смягчению» некоторых угроз ЭНБ и организации мер по ее укреплению

К примеру, могут быть достигнуты социально-экономические эффекты:

- улучшение социальных условий жизни населения, проживающего на территории, при частичном высвобождении финансовых средств (регионального, федерального уровня), затрачиваемых на транспортно-логистическую цепочку доставки топлива к ДЭКЭС и одновременном повышении показателей надежности электроснабжения;
- перспективное изменение инфраструктуры, структурное перестраивание экономики, создание дополнительных рабочих мест в разных сферах – повышение общего уровня жизни населения;
- улучшение экологических условий населения при частичном снижении вредных выбросов на территории нахождения энергетического объекта с традиционным топливным ресурсом;
- улучшение экономической ситуации при создании местных новых производств технологий возобновляемой энергетики, развитии производственной базы по ремонту и обслуживанию.

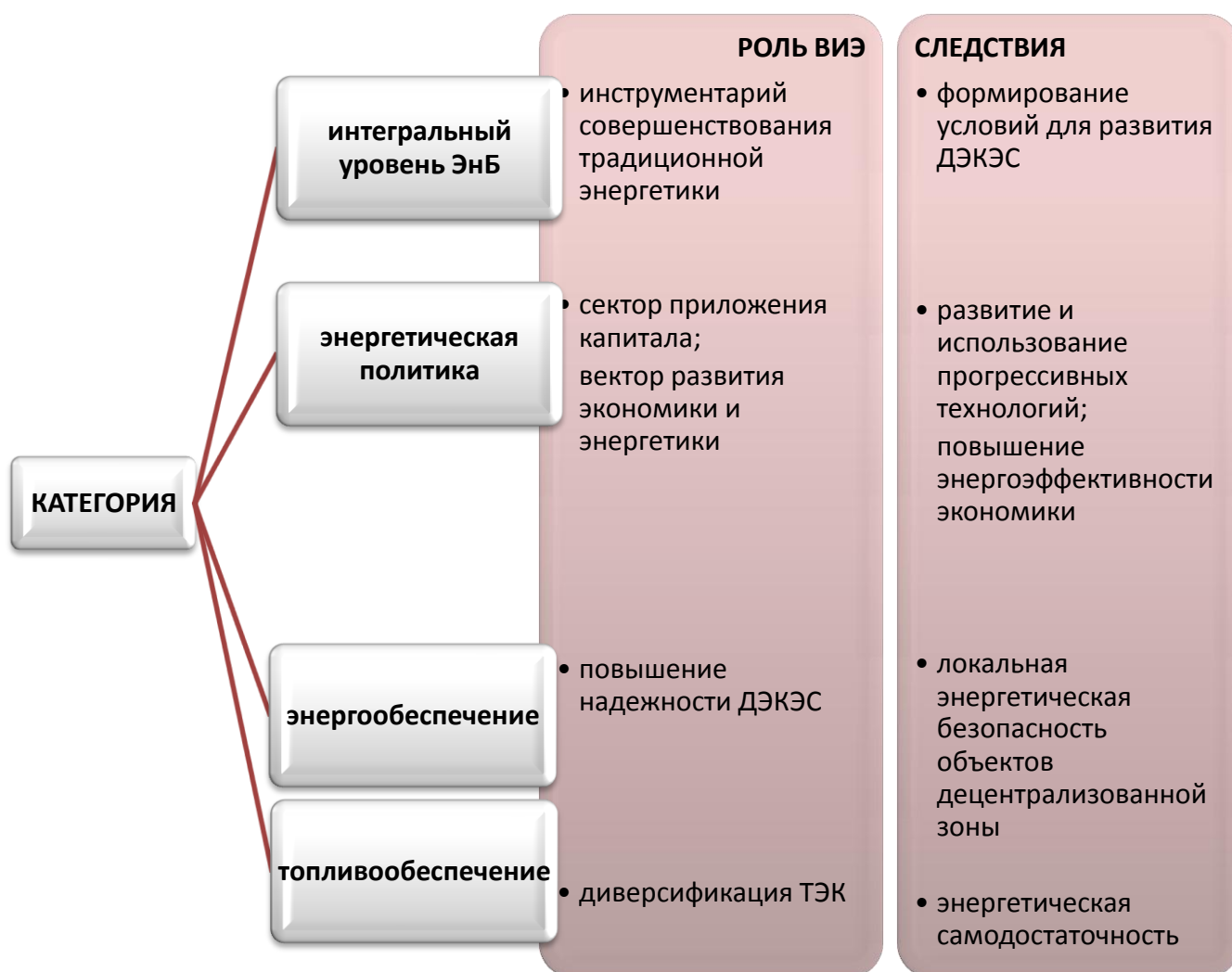


Рисунок 5.3. Роль ВИЭ в обеспечении ЭНБ на примере отдельных категорий

5.2 Анализ потенциала возобновляемых источников энергии Республики Саха (Якутия)

5.2.1 Потенциал энергии ветра децентрализованных зон

Удельная мощность ветроэнергетических ресурсов по территории Республики колеблется в широких пределах: от 3 в континентальной части (с. Угино) до 476 Вт/м^2 на побережье моря Лаптевых, т.е. максимальное значение удельной мощности превышает минимальное почти в 160 раз. В последних районах с помощью ветроустановок можно выработать с квадратного километра площади от 250 тыс. кВт·ч до 2 млн. кВт·ч электроэнергии в год. По предварительным оценкам, на территории Якутии, запасы потенциальной энергии ветра составляют 15,6 млрд. кВт·ч в год [241]. Оценка ветроэнергетических ресурсов Якутии сделана впервые отделом энергетики ИФТПС НЦ Якутии СО РАН. Высота датчиков ветроизмерительных приборов

варьируется в пределах от 9-10 до 16-17 м. Среднегодовые скорости изменяются от 1,2 до 7,3 м/с.

На территории побережья Северного Ледовитого океана скорость ветра в большинстве составляет 7-8 м/с и носит постоянный (муссонный) характер. Самые сильные ветры отмечены в Усть-Оленьке. В центральной Якутии среднегодовая скорость ветра превышает 3 м/с, причем при неравномерном распределении по месяцам ветровой потенциал повышается в большей части в летнее время года, когда потребность в электроэнергии и отоплении максимально снижается.

Наиболее сильные ветры и постоянные ветры со средней скоростью 5-8 м/с отмечены по всей арктической зоне (прибрежный район – I децентрализованная зона), при этом продолжительность ветровых часов достигает 75-80%. Дифференциация территорий представлена в виде сформированной карты-схемы на рисунке 5.4

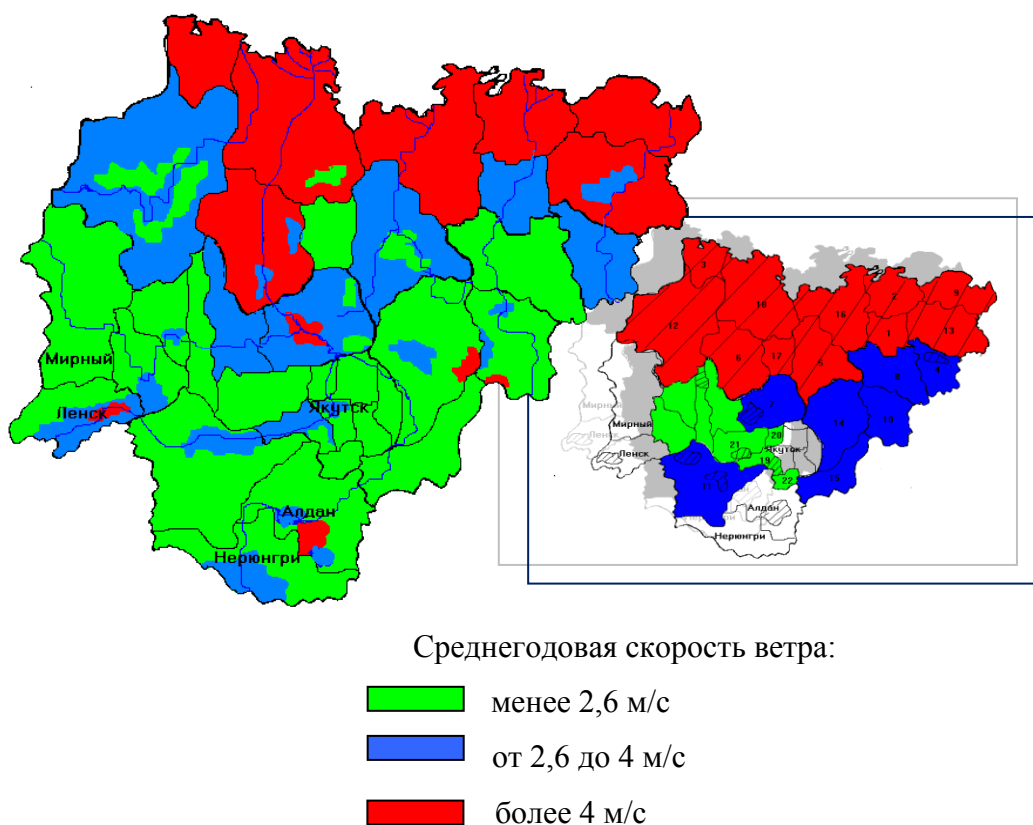


Рисунок 5.4 Зонирование территории Республики по ветроэнергетическому потенциалу (на фоне классификации степени выраженности факторов децентрализованных энергозон)

К I наиболее ветронасыщенной зоне относятся улусы со средней скоростью ветра более 4 м/с: Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Жиганский, Нижнеколымский, Среднеколымский, Усть-Янский, расположенные в I децентрализованной зоне [138, 140, 166].

Во II зоне лежат улусы, в которых средняя скорость ветра варьируется в пределах от 2,6 до 4 м/с: Абыйский, Оленекский, Верхоянский (I децентрализованная зона), Кобяйский, Верхнеколымский (II децентрализованная зона), Хангаласский (III децентрализованная зона), Вилюйский, территория г. Якутска (централизованная зона).

В III зоне расположены улусы, где преобладающая скорость ветра – менее 2,6 м/с: Момский, Эвено-Бытантайский, Оймяконский, Олекминский, Томпонский, Усть-Майский (II децентрализованная зона), Амгинский, Горный, Намский (III децентрализованная зона), Верхневилюйский, Мирнинский, Мегино-Кангаласский, Нюрбинский, Сунтарский, Татинский, Усть-Алданский, Чурапчинский, территория г. Нерюнгри (централизованная зона).

Полная ветровая энергия, захватываемая ветроустановками на площади территории S , m^2 , в год, представляет валовый потенциал территории W_v , кВт·ч/год. При соответствующей удельной энергии ветра на основании общеизвестных для ветроэнергетики методик расчета данный показатель ветровой энергии улусов (где принято $S = S_{уд} = 1 \text{ км}^2$ территории) рассчитан и представлен результатами таблицы 1.4, анализ которых показывает достаточно высокую суммарную ветровую энергию над многими улусами децентрализованных зон в течение года, доступную для использования в энергетических целях.

Таблица 5.1 Валовый потенциал ветровой энергии зонированной территории Республики

Улусы	W_v , $10^6 \cdot \text{кВт} \cdot \text{ч}/\text{км}^2 \cdot \text{год}$	Площадь территории тыс. км^2
I децентрализованная зона		
1.Абыйский	17,52	69,4
2.Аллаиховский	142,79	107,3
3.Анабарский	207,17	55,6
4.Булунский	257,98	223,6
5.Верхоянский	18,40	134,1
6.Жиганский	120,01	140,2
7.Нижнеколымский	217,25	87,1
8.Оленекский	14,89	318,1
9.Среднеколымский	145,42	125,2
10.Усть-Янский	220,31	120,3
II децентрализованная зона		
1.Эвено-Бытантайский	4,82	55,6
2.Момский	4,38	104,6
3.Верхнеколымский	15,77	67,8
4.Кобяйский	87,6	107,8
5.Оймяконский	18,83	92,2
6.Олекминский	12,26	160,8
7.Усть-Майский	5,26	95,3
8.Томпонский	7,88	135,8
III децентрализованная зона		
1.Амгинский	6,46	29,4

2. Горный	14,45	45,6
3. Хангаласский	18,40	24,7
4. Намский	9,20	11,9

Как показывает проведенное зонирование во многих улусах, есть пункты, среднегодовая скорость ветра в которых превышает общую ветровую характеристику данного района: Алданский улус – п. Канку, Эмельджак (3 м/с); Кобяйский улус – п. Сангар (4 м/с), Усть-Виллой (3,5 м/с); Ленский улус – п. Ленск (3,1 м/с); Оймяконский улус – п. Сунтар-Хаята (3,1 м/с); Томпонский улус – п. Западная (3,7 м/с).

Наибольший ветроэнергетический потенциал имеет место в районе станций: Усть-Оленек, Тикси, Таймылыр, Столб – Булунского улуса; Амбарчик – Нижнеколымского улуса и Буорхая – Усть-Янского улуса.

Таким образом, наиболее перспективными районами, где можно эффективно использовать ветровую энергию, является побережье, от запада до восточной границы республики полосой около 100-200 км и долина реки Лена, от устья до впадения в реку Алдан. На островах моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря наибольший процент в годовом разрезе приходится на ветры со скоростью 4-5 м/с, а на о. Четырехстолбовом - на ветры 6-7 м/с.

На территории Якутии число дней с сильным ветром (15 м/с и больше) по данным отдельных пунктов очень сильно колеблется и составляет в среднем в году от 1 до 55 дней. Что важно при выборе характеристик ВЭУ. Самые большие скорости ветра могут достигать 38 м/с. Наиболее продолжительными они бывают в весенний или летний сезоны, а так же осеннее время года. Ветры разрушительной силы могут наблюдаться на островах и побережьях морей Лаптевых и Восточно-Сибирского, а также в зоне тундры и в долине реки Лена (от Усть-Алдана до впадения Лены в море). Особенно малые значения скорости ветра (в среднем не больше 1-2 м/с) наблюдаются в центральной Якутии. В долинах реки Яны, Индигирки и др., в замкнутых котловинах в январе-феврале средние скорости ветра составляют 0,2-0,4 м/с (Усть-Мома, Оймякон, Делянكير и др.), чрезвычайно велика здесь вероятность затишья. Например, в Оймяконе в период с ноября по март вероятность штилей и ветров, имеющих скорость 1 м/с, составляет 90%, достигая 96% в январе.

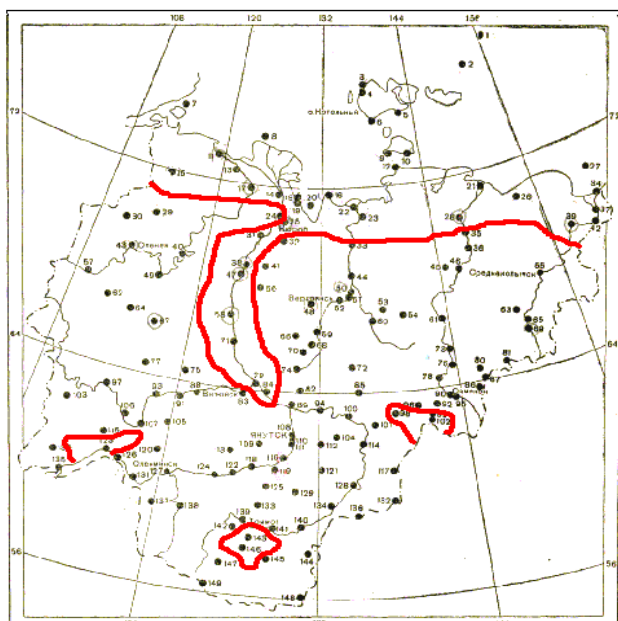
Результаты расчетов анализа годового хода средней скорости ветра по данным I, II зон показаны на картах-схемах распределения удельной мощности (рисунок 5.5). По территории Республики распределение удельной мощности аналогично распределению средней скорости ветра, т.е. на территории Республики выделяются 3 зоны: северная территория с пунктами расположенными вдоль речных массивов, здесь N изменяется в среднем за год, в пределах 326 – 589 Вт/м², территории, принадлежащие горным системам и плоскогорьям 129 – 300 Вт/м², на остальной территории N меньше 87 Вт/м².

В пунктах с наиболее характерным годовым ходом средней скорости ветра проявляется минимум в холодное время года (ноябрь – февраль) и некоторое уменьшение в августе – сентябре (в конце летнего и начале осеннего периода). Кроме весенне-летнего (май – июнь) максимума отмечается увеличение скорости ветра осенью – октябрь. На островах в районе моря Лаптевых в годовом ходе скорости ветра максимум падает на октябрь, кроме того, наблюдается увеличение скорости ветра в мае – июне. На островах Восточно-Сибирского моря наблюдается максимум в январе – феврале, а минимум – в летние месяцы.

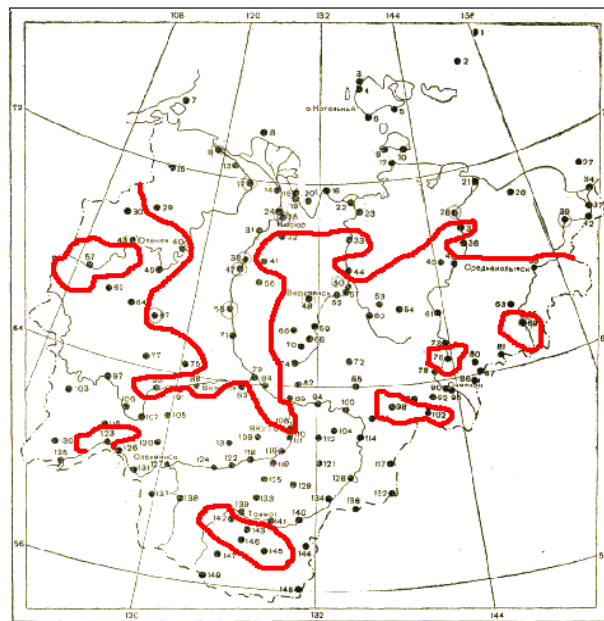
В каждой из выделенных ветронасыщенных зон (I, II) выделены группы [166], где средняя многолетняя скорость ветра может варьироваться в пределах:

I группа – от 3,2 м/с до 4 м/с: Канку, Эмельджак (Алданский улус), Саскылах (Анабарский улус), Тюмяти, Сектях (Булунский улус), Усть-Вилой (Кобяйский улус), Мухтуя (Ленский улус), Сунтар-Хаята (Оймяконский улус), Западная (Томпонский улус), Казачье, Усть-Янск (Усть-Янский улус).

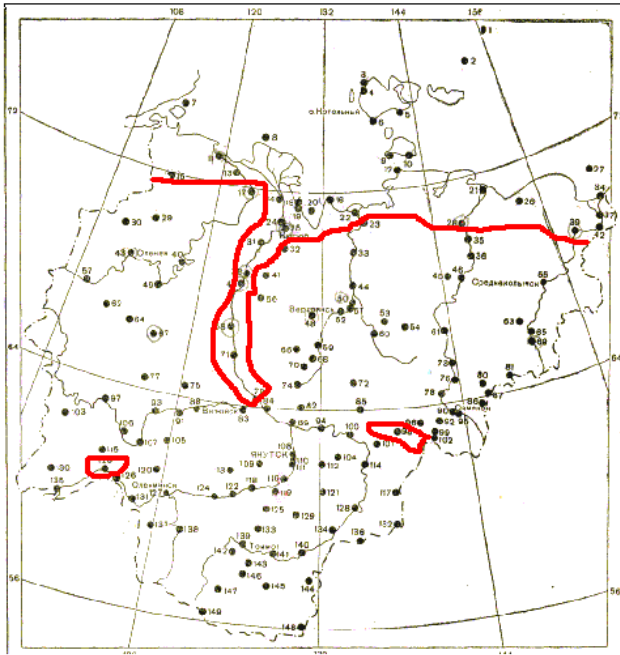
II группа – от 4,0 м/с до 5,6 м/с: Чокурдах, Табор (Аллаиховский улус), Кюсюр (Булунский улуса), Жиганск, Кыстатыам, Джарджан (Жиганский улус); Сангар (Кобяйский улус), Андриюшкино, Колымское, Кресты-Колымские (Нижнеколымский улус), Алазея (Среднеколымский улус).



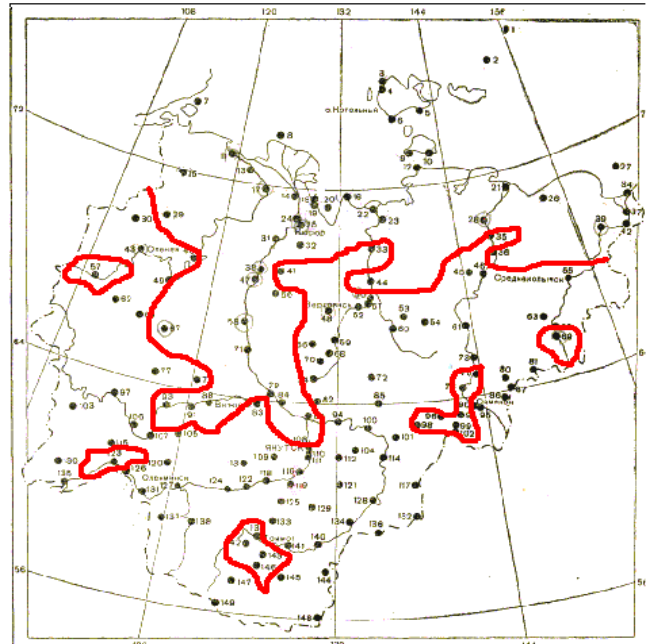
а) Карта-схема годового распределения максимальной удельной мощности ветроэнергетического потенциала



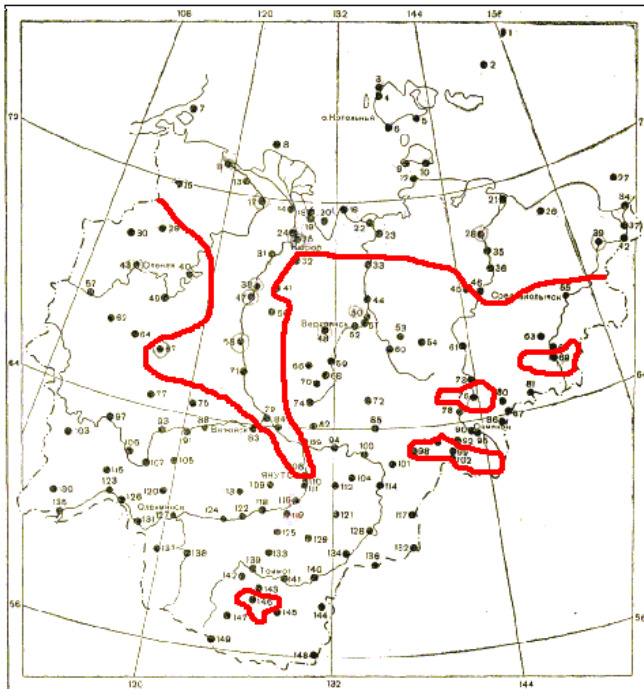
б) Карта-схема распределения максимальной удельной мощности (197-754 Вт/м²) ветроэнергетического потенциала – весенний период (март, апрель, май, июнь: максимум-май)



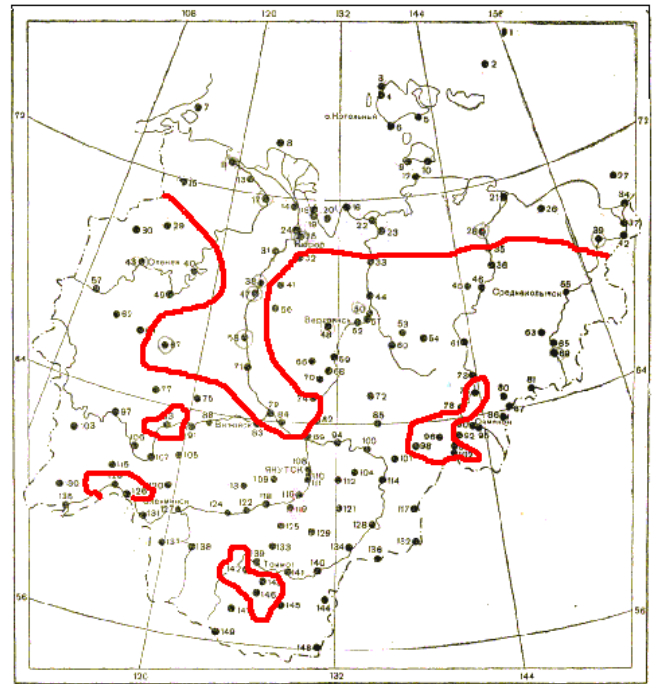
в) Карта-схема распределения максимальной удельной мощности ($142-603 \text{ Вт/м}^2$) ветроэнергетического потенциал – зимний период (ноябрь, декабрь, январь, февраль)



г) Карта-схема распределения максимальной удельной мощности ветроэнергетического потенциала – весенне-осенний период



д) Карта-схема распределения максимальной удельной мощности ($212-683 \text{ Вт/м}^2$) ветроэнергетического потенциала – летний период (июль, август, сентябрь: максимум-июнь)



е) Карта-схема распределения максимальной удельной мощности ($170-730 \text{ Вт/м}^2$) ветроэнергетического потенциала – осенний период (октябрь: максимум-октябрь)

Рисунок 5.5. Карта-схема годового и сезонного распределения максимальной удельной мощности ветроэнергетического потенциала

Для территорий данных групп в весенне-летние и осенние сезоны наблюдаются наибольшие величины скорости ветра.

III группа – от 5 м/с до 7,3 м/с: Тикси, Усть-Оленек, Таймылыр, Столб (Булунский улус), Амбарчик (Нижнеколымский улус), Буорхая (Усть-Янский улус).

На таких станциях как Усть-Оленек, Столб скорость ветра не изменяется ниже 6,5 м/с, а на станциях Таймылыр, Амбарчик, Буорхая – 5,5 м/с в течение всего года.

Выработка энергии ВЭУ существенно возрастает с ростом повторяемости градации более высоких скоростей ветра. Оценка величины годовой выработки электроэнергии для ряда пунктов Якутии с различными дифференциальными распределениями скоростей показали, что эффективность работы ВЭУ на северных территориях республики увеличится в 2 раза в теплый период года в сравнении с холодным периодом из-за роста скорости ветра. Этот факт позволяет значительно расширить типы используемых ВЭУ. Следовательно, для оценки эффективности использования ветроэнергетики в регионе с преобладанием умеренных ветров особое внимание следует уделять определению ветроэнергетических ресурсов в холодный и теплый период года с целью рационального размещения ВЭУ различных классов на территории.

В I зоне по ветровому потенциалу (II, III группы), расположенной в наиболее тяжелой децентрализованной системе электроснабжения, благоприятны для размещения и эксплуатации ВЭС и ВЭУ всех типов.

Во II зоне (I группа) могут быть размещены группы малых и средних ВЭУ, пригодные для выработки электроэнергии при начальной скорости ветра 2-3 м/с.

Высоким энергетическим потенциалом характеризуются данные зоны особенно ярко в летний период, соответствующий снижению графика электрической нагрузки, что позволит эффективно использовать установки малой мощности, работающие при диапазоне малых скоростей ветра.

На равнинной местности и лесной зоне (II, III децентрализованная зона) распространение должны получить малые ВЭУ мощностью 1-10 кВт, с начальной скоростью ветра $u_0 = 2-3$ м/с и номинальной скоростью $u_{ном} = 5-7$ м/с. Наряду с такими ВЭУ, рассчитанными на массовое использование, целесообразно эксплуатировать средние ВЭУ, пригодные для выработки электроэнергии при $u = 2-5$ м/с.

5.2.2 Потенциал солнечной энергии децентрализованных зон

В картах распределения суммарной можно выделить ряд районов, которые отличаются локально высокими величинами потоков солнечной радиации. К ним относятся, в частности,

обширный регион в среднем течении Лены (с центром в Якутске), а также причитающий к нему значительный район на крайнем северо-востоке страны. Эти регионы имеют хорошо выраженные границы, для всех периодов осреднения и при любой ориентации приемной поверхности. Наибольшие суммы падающей солнечной радиации для этих районов отмечаются в летние месяцы и теплые пол года для поверхностей, ориентированных под углами, равными широте и на 150" меньше. Суммы приходящей солнечной радиации в этих регионах сравнимы с таковыми, в южных регионах России (юг Сибири, Дальнего Востока).

По материалам компьютерной базы NASA (США), основанной на спутниковых измерениях и полученных значениях интенсивности суммарной солнечной радиации, разработано районирование региона [115] по значениям суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность. Сводная карта-схема (рисунок 5.6) радиационно-климатического районирования является ориентиром для размещения гелиотехнических систем по районам республики и оценки возможного объема энергосбережения. При этом не менее 77% этой энергии попадает на сезон с апреля по август. В другое время солнечные коллекторы без дополнительных источников энергии, по расчетам, использовать экономически нецелесообразно.

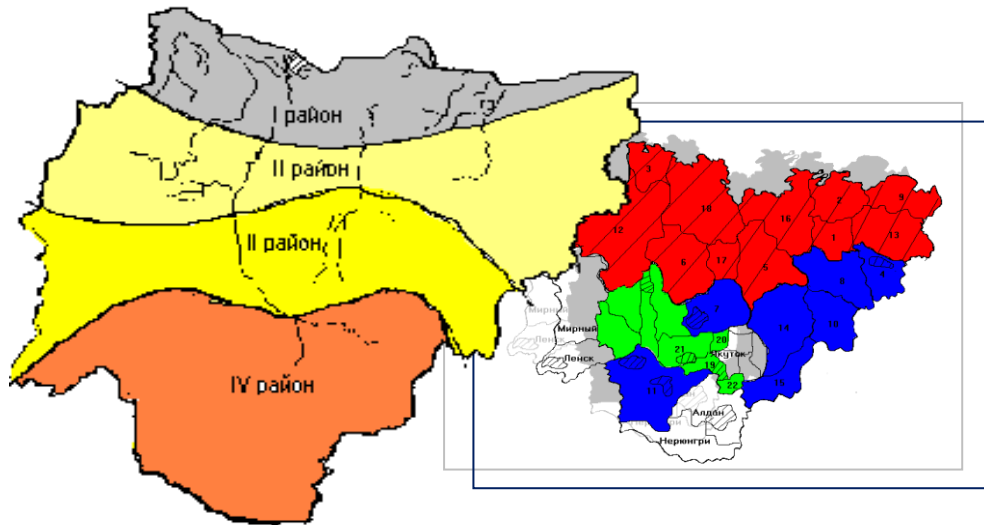


Рисунок 5.6 Зонирование территории республики по радиационно-климатическим характеристикам (на фоне классификации степени выраженности факторов децентрализованных энергозон)

Первая зона находится на севере (Саскылах, Тикси) и характеризуется значением солнечной радиации $750-800 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Вторая зона (Оленек, Депутатский, Чокурдах, Белая Гора, Хонуу, Черский) имеет значения $800-900 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Третья зона (Мирный, Нюрба, Верхневилуйск, Усть-Нера) имеют значения суммарной солнечной радиации $900-1000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$. Наи-

большими значениями годовых показателей суммарной солнечной радиации отличается четвёртая зона (Ленск, Олемкинск, Бергидестях, Якутск, Намцы, Борогонцы, Покровск, Майя, Ытык-Кюель, Алдан, Нерюнги) – 1000-1100 кВт·ч/м². Расхождение между первой и четвёртыми зонами составляет 32 %. В 3-м районе продолжительность солнечного сияния в году колеблется в пределах 1600-2000 ч. Наиболее благоприятные условия для использования солнечной энергии в тепловых целях имеются в 4-м районе (южный район), где интенсивность радиации составляет свыше 4200 МДж/м², продолжительность солнечного сияния – 2300 ч., количество пасмурных дней самое минимальное.

Из нескольких основных способов преобразования солнечной энергии в электрическую в данном регионе наиболее подходящим является применение фотоэлементов. Использование солнечной энергетики в балансе I, II децентрализованных зон сезонно, так как ограничивается продолжительностью дня (полярная ночь, порядка 9 месяцев года зимний период) и относительно низким энергетическим потенциалом (I, II район).

В Якутии энергия солнечного излучения, которое падает за год на 1 квадратный метр поверхности, почти во всех ее районах выше, чем в Краснодаре [241]. При этом установлено, что с марта по октябрь кривая интенсивности суммарной солнечной радиации имеет одинаковую крутизну. Кривые по Краснодару, Мирному, Якутску за данный период различаются на 10-15 %. Зимние месяцы (октябрь, ноябрь, декабрь, январь, февраль) для всех зон Якутии отличаются малыми значениями суммарной солнечной радиации.

5.2.3 Гидропотенциал рек децентрализованных зон

Гидропотенциал Республики Саха (Якутия) является крупнейшим в стране и оценивается в 72,4 ГВт, что составляет 22% от общего гидропотенциала рек России. На территории республики расположены 64 перспективных створа, разведка которых началась еще в советский период. Наиболее мощным гидроэнергетическим потенциалом обладает Южная Якутия [241].

Лабораторией гидроэнергетики и водного хозяйства ОИФТПС ЯНЦ СО РАН проведена оценка гидроэнергетических ресурсов территории республики. Согласно существующим разработкам гидроэнергетический потенциал малых рек Якутии составляет порядка 30 млн. кВт со среднегодовой выработкой более 250 млрд. кВт·ч энергии. Девять крупных рек: Лена, Вилюй, Оленёк, Алдан, Колыма, Индигирка, Олёкма, Анабар и Яна, вместе со своими многочисленными притоками, а также небольшие реки, ручьи и озера являются источниками энергии для малой гидроэнергетики. На основании анализа гидроэнергетического потенциала определены районы, приемлемые для установки МГЭС на территории Республики Саха (Якутия) (рисунок

5.7). На карте представлены все районы республики, включая зону централизованного электро-снабжения.

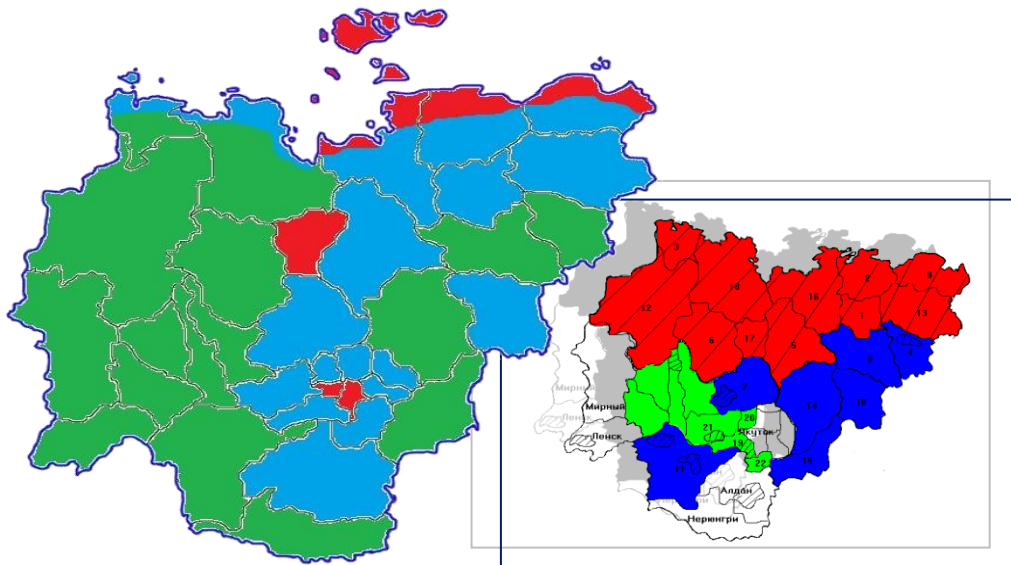


Рисунок 5.7 Географическая привязка гидропотенциала рек к районам Республики Саха (Якутия):

- Кластер характеризуется высоким гидропотенциалом и климатическим показателями приемлемыми для установки сезонных МГЭС
- Кластер характеризуется средним гидропотенциалом и климатическим показателями приемлемыми для установки сезонных МГЭС
- Кластер характеризуется низким гидропотенциалом и/или климатическим показателями неприемлемыми для установки сезонных МГЭС

В ходе исследования выполнена географическая привязка гидропотенциала рек к характеристикам потребителей наиболее проблемной децентрализованной зоны электроснабжения Республики и определены кластеры по совокупности данных характеристик (рисунок 5.8).

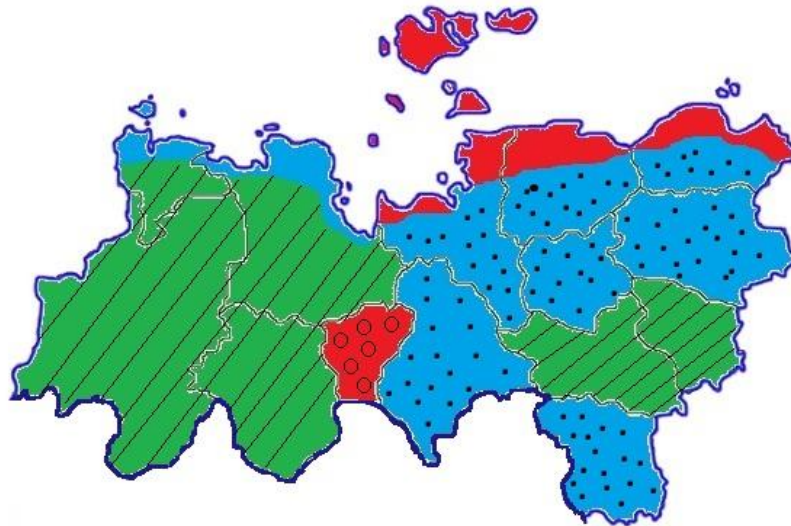







Рисунок 5.8 Распределение районов Северной децентрализованной территории по кластерам

1.  - «Зеленый» кластер (Оленекский, Момский и Верхнеколымский районы). Включает в себя районы с гидропотенциалом, превышающим потребляемую нагрузку и достаточными климатическими условиями для установки МГЭС на летний период.
2.  - «Зелено-голубой» кластер (Анабарский и Булунский улусы). Включает в себя районы с гидропотенциалом, превышающим потребляемую нагрузку в «зеленой зоне» и достаточными климатическими условиями для установки сезонных МГЭС.
3.  - «Голубой» кластер (Среднеколымский, Абыйский, Верхоянский и Оймяконский улусы). Включает в себя районы с гидропотенциалом, сравнимым с потребляемой мощностью и достаточными климатическими условиями для установки МГЭС на летний период.
4.  - «Красно-голубой» кластер. Районы, расположенные на северо-востоке республики (Усть-Янский, Аллаиховский и Нижнеколымский), характеризующиеся средними показателями по гидропотенциалу, соответствующему характеру потребителей в небольших населенных пунктах, и соответствием климата для установки МГЭС на летний период в «голубой зоне».
5.  - «Красный» кластер (Эвено-Бытантайский НО). Район, непригодный для установки на его территории установок малой гидроэнергетики, ввиду недостаточного гидропотенциала рек по сравнению с потребляемой нагрузкой и крайне низкими температурными показателями во время летнего сезона.

Наложение карт по зонированию бассейнов крупных рек и децентрализованным районам Республики [203] позволяет предварительно определить целесообразное и потенциальное

использование установок малой гидроэнергетики в проблемных зонах с критической ситуацией в области электроснабжения потребителей.

При использовании водных ресурсов нельзя не учитывать колебаний их объемов по годам (маловодные и многоводные года) и особенно их распределение в пределах года. Реки Якутии подчиняются общей закономерности циклического колебания водности и на них так же, как и на других водотоках России, периоды маловодья сменяются периодами многоводья. На больших реках разница между объемами стока в маловодный и многоводный годы сравнительно невелика. Например, наибольший годовой сток Лены у с. Кюсюр за 42 года наблюдений превысил наименьший в 1,5 раза. На Анабаре эта кратность составила 2,8, на Оленеке – 2,6, Яне – 2,3 и Индигирке – 2,4. Если многолетние колебания водности особенно сильны в пределах Центральной якутской низменности, то чрезвычайная внутригодовая неравномерность стока характерна для всей территории республики. В результате совместного воздействия главным образом многолетней мерзлоты и экстремально низких температур в зимний период перемерзают и прекращают сток малые, средние и даже некоторые крупные реки.

Повсеместно сток характеризуется чрезвычайной внутригодовой неравномерностью. В общих чертах можно сказать, что сток происходит лишь в теплое время года, когда за весенне-летние месяцы реки приносят 80-90 % годового стока, а зимой многие реки промерзают до дна и прекращают сток.

На территории республики с холодным континентальным климатом и отрицательными среднегодовыми температурами воздуха период с ледовыми образованиями длится 7-8 месяцев. Низкие зимние температуры воздуха совместно с небольшой высотой снежного покрова и его неравномерным распределением обуславливают значительную толщину льда, перемерзание малых, средних и даже крупных (до 90 тыс. км²) рек с образованием наледей.

Период замерзания рек делится на три этапа: начало появления ледяных образований, перенос ледяных образований, накопление и смерзание льда. Каждому из них свойственны свои ледовые явления, сроки появления, продолжительность и интенсивность. Продолжительность периода замерзания рек Якутии неодинакова: на реках бассейна Лены она составляет 7-28 дней, а на больших реках Севера республики – Анабаре, Оленеке, Яне, Индигирке – 6-20 дней.

Ледостав на реках также наступает одновременно. Малые и средние реки северной части Якутии, а также горные реки, сковываются льдом в среднем в конце сентября. На большинстве малых и средних рек и в нижних течениях больших рек ледостав наступает в первой половине октября. В период ледостава в качестве характерных ледовых явлений можно выделить русловые наледи, перемерзания рек, зашугованность русла, рост ледяного покрова. Среднемноголетняя толщина льда на реках Якутии меняется территориально от 80 до 320 см.

Начало разрушения льда приходится в среднем на первую декаду мая. Разница между датами разрушения ледяного покрова на юге и на севере республики составляет 20-25 дней. Вскрытие рек растягивается почти на два месяца: от начала мая до конца июня. Нередко вскрытие сопровождается заторами льда. Продолжительность ледохода на Лене в среднем составляет 8-10 дней.

Применение ГЭС в Республике Саха ограничивается свободным от ледостава временем года и наличием аномальных уклонов русел рек, где возможно сезонное использование гидроагрегатов. Поэтому внедрение гидроэнергетических установок в локальную энергетику Республики должно быть сопряжено с решением вопроса о структуре автономной системы электроснабжения в случае не только летне-весеннего характера жизнедеятельности изолированного потребителя при обеспечении бесперебойного электроснабжения.

5.2.4 Биоэнергетические ресурсы децентрализованных зон

Биоэнергетические ресурсы в виде основных видов растительности Республики Саха (Якутия) на территории РФ представлены на рисунке 5.9 и характеризуются достаточно однотипными преобладающими видами и потенциальны для всей территории, за исключение северо-восточной части. Особое место в биоэнергетическом потенциале занимает переработка биомассы (органических сельскохозяйственных и бытовых отходов) метановым брожением с получением биогаза, содержащего около 70% метана, и обеззараженных органических удобрений.

Существующий в сельских пунктах дефицит топлива можно уменьшить благодаря воспроизводимому и очень близкому к потребителям источнику энергии – биогазу. Получение биогаза экономически оправдано и является предпочтительным при переработке постоянного потока отходов (стоки животноводческих ферм, скотобоен, растительных отходов и т.д.).

Сравнительный анализ местонахождения крупных сельскохозяйственных предприятий (рисунок 5.10) и промыслово-оленоводческих пунктов и малых аграрных пунктов на территории республики показывает, что большинство из них находятся в местах расположения ДЭКЭС.



Рисунок 5.9 Преобладающие виды древесной растительности (сектор Республики Саха (Якутия))



Рисунок 5.10 Крупные сельскохозяйственные предприятия Республики Саха (Якутия)

Использование биогазовых установок обеспечивает фактически безотходное производство при использовании отходов, получаемых после метанового брожения биомассы в качестве экологически чистых удобрений и кормовых биодобавок и может положительно повлиять на

развитие аграрного сектора Республики в целом. Ресурсы (потенциалы) биомассы различных видов отходов Республики Саха (Якутия) представлены на рисунках 5.11 – 5.13 [159, 241] и в показателях ожидаемого объема биогаза, посредством использования субстрата поголовья домашних хозяйств в таблице 5.2. Эквивалентные показатели энергоресурсов по выходу биогаза в РС (Я) приведены в таблице 5.3.

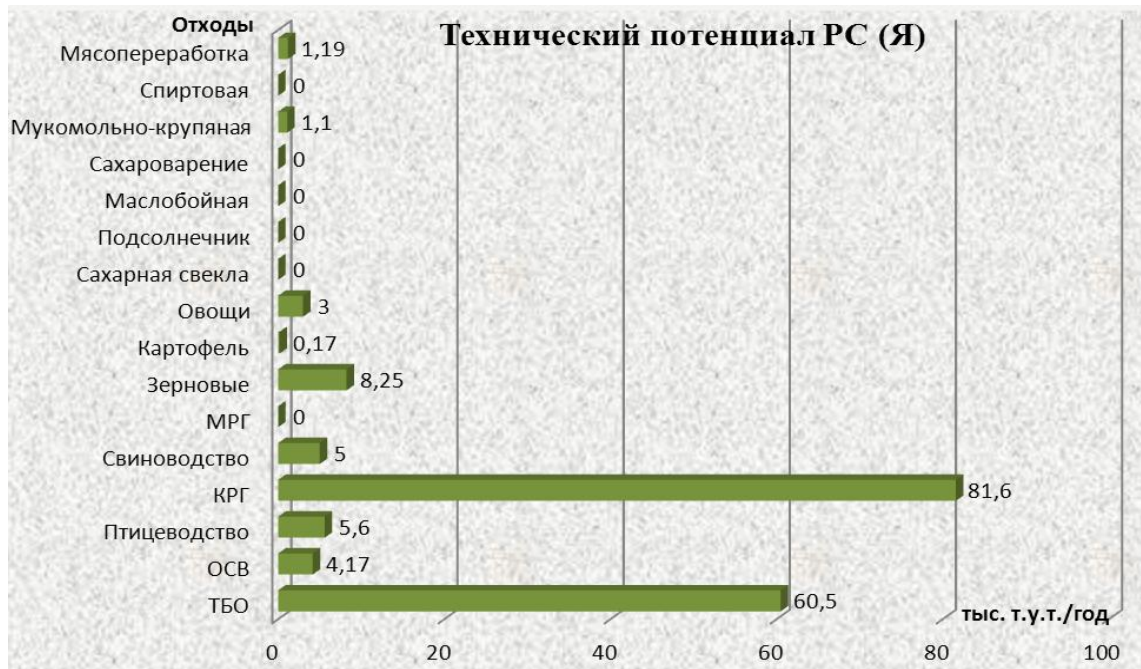


Рисунок 5.11 Диаграмм распределения отходов РС (Я). Технический ресурс.

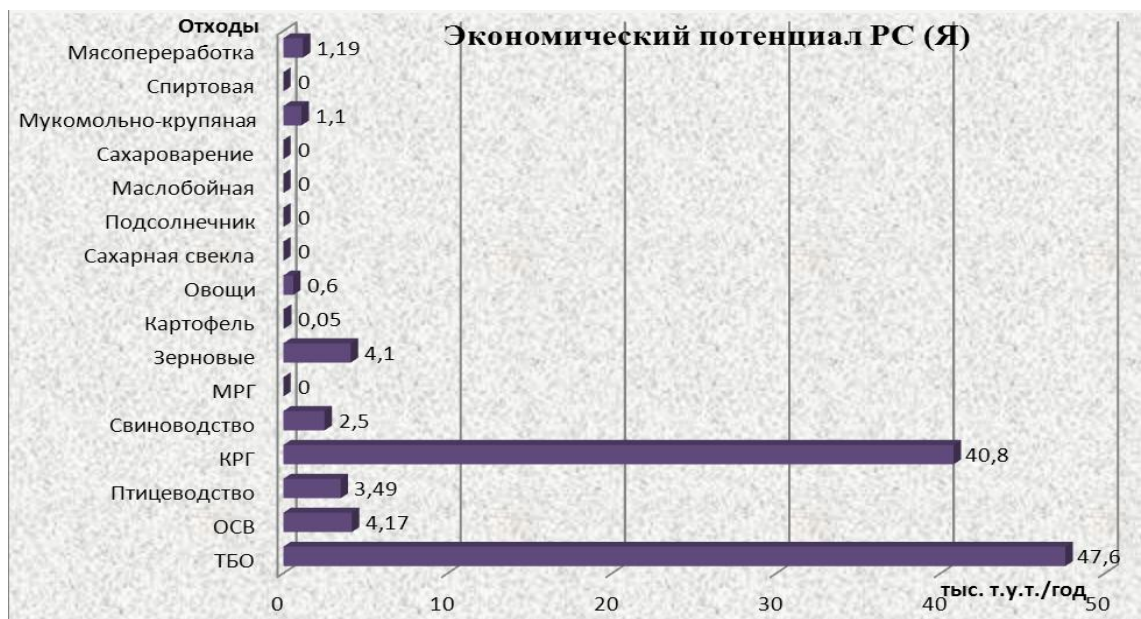


Рисунок 5.12 Диаграмм распределения отходов РС (Я). Экономический ресурс.

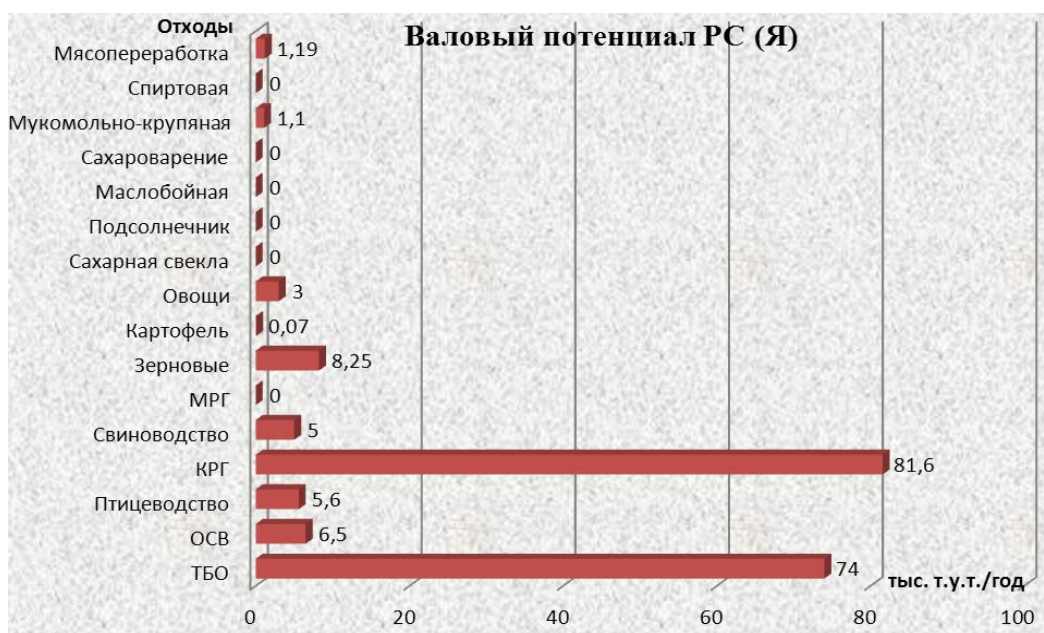


Рисунок 5.13 Диаграмм распределения отходов РС (Я). Валовый ресурс.

Таблица 5.2. Ожидаемый объем биогаза от фермерских (домашних) хозяйств с поголовьем КРС на территории РС (Я)

Кол-во населения, чел.	Всего поголовье скота, гол.	Количество фермерских (крестьянских) хозяйств с поголовьем КРС			Ожидаемый ежегодный объем вырабатываемого биогаза, тыс. м ³		
		12 гол	20 гол	50 гол	12 гол	20 гол	50 гол
431762	237051	3160	2633	792	18201,6	25276,8	19008

Таблица 5.3 Эквивалентные показатели энергоресурсов по сравнению с биогазом при установке биогазовых установок на территории РС (Я)

№ п/п	Эквивалентный показатель		Объем эквивалентного топлива	
	Наименование	Коэффициент	Объем, кг (м ³)	Стоимость, тыс. руб.
1	Дизельное топливо	0,59	36 712 518,01	1 004 594,00
2	Газоконденсат	0,66	41 552 827,65	280 244,74
3	Дрова	3,31	206 609 893	132 746,86
4	Уголь бурый (Кангаласский)	1,64	102 169 727,3	79 181,54
5	Уголь каменный (Джибарик-Хая)	1,10	68 869 964,34	80 371,25

Примечание: в таблице приведена средняя стоимость топлива по районам без учета затрат на транспортировку и его хранение.

Для лесозаготовительных предприятий Якутии, оторванных от ЛЭП, газопроводов и использующих дизельные электростанции, одним из возможных путей эффективного решения проблемы завоза нефтепродуктов является выработка генераторного газа на основе термохимической газификации отходов древесины и замена этим газом дизельного топлива в ДЭС. Выборочные параметры развития лесного комплекса по инерционному и инновационному вариантам для Республики Саха (Якутия) приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 Инновационный сценарий развития лесного комплекса

Лесной сектор экономики	Един. измер.	2010	2015	2020
Круглые лесоматериалы	тыс.м ³	850	1050	1300
Пиломатериалы	тыс.м ³	450	590	710
Листовые древесные материалы	тыс.м ³	85	150	270
Объем лесопромышленного производства	млн.руб	1790	2260	2970
Рубки ухода в молодняках	тыс.га	0,32	0,46	0,65

В Республике ежегодно «производится» почти 200 млн тонн отходов, накоплено более 1,7 млрд тонн отходов производства и потребления, которые размещены в 527 полигонах и свалках. Сельское и лесное хозяйство, охотничий промысел в совокупном объеме дают 77,54 тонн отходов в год.

Наиболее перспективные направления развития технологий в биоэнергетике [241]:

- совместное сжигание смесей биомассы с традиционными видами топлива (наиболее дешевая технология на данный момент).
- использование новых видов топлива из биомасс, включая различные бытовые и промышленные отходы.
- переоборудование существующих генерирующих мощностей на углеводородном топливе под использование биомасс.
- повышение теплоотдачи пеллет биомассы за счет сушки.
- интегрированная газификация биомасс с топливными ячейками.

5.2.5 Технический потенциал ВИЭ Республики Саха (Якутия)

Уровень технического потенциала любого вида возобновляемого источника определяется уровнем развития технологий данной отрасли. Развитие и совершенствование конструктивных материалов, технологий изготовления и систем проектирования и управления объектами позволяет более эффективно использовать валовый потенциал природных возобновляемых источников энергии.

Таблица 5.5 Сводные показатели по ВИЭ в Республике Саха (Якутия) [241, 246]

Показатель	Значение	Примечание
Удельный валовый потенциал энергии ветра	90,0	кВт·ч/(м ² ·год)
Удельный валовый приход солнечной энергии	1027,8	кВт·ч/(м ² ·год)
Технический потенциал производства тепла из солнечной энергии	1317,3	т.у.т
Технический потенциал производства электроэнергии из солнечной энергии	162,9	т.у.т
Суммарный технический потенциал солнечной энергии	1480,2	т.у.т
Технический потенциал малой гидроэнергетики	72,90	млрд.кВт·ч
Технический потенциал ветровой энергии	698,22 237,39	млрд.кВт·ч млн.т.у.т.
Технический потенциал отходов лесозаготовки при рубке расчетной лесосеки (79000 тыс.км ²)	36,12 5,16	млн.Гкал млн.т.у.т.
Технический потенциал отходов, в том числе	171,12	тыс.т.у.т./год
твердые бытовые отходы	60,50	тыс.т.у.т./год
осадки сточных вод	4,17	тыс.т.у.т./год
птицеводство	5,6	тыс.т.у.т./год
Животноводство	86,6	тыс.т.у.т./год
Растениеводство	11,96	тыс.т.у.т./год
перерабатывающая промышленность	2,29	тыс.т.у.т./год

В результате анализа технического потенциала Республики Саха (Якутия), можно сказать, что наиболее перспективными являются гелиоэнергетика, ветроэнергетика и биомасса отходов лесной промышленности и сельского хозяйства.

5.3 Моделирование данных потенциала ВИЭ Якутии

5.3.1 Эффективность применения информационной базы ВИЭ в изолированных районах Якутии

Эффективными технологиями в области изучения неравномерного расположения в пространстве потенциала возобновляемых источников энергии, решения задач в установлении перспективных территорий и целесообразного строительства энергетических объектов малой энергетики в Республике Саха (Якутии) являются географические информационные системы (ГИС). Платформой обеспечения геоинформационного моделирования служат пространственные данные. Поэтому возникает необходимость в важном и трудоемком этапе – сборе и анализе данных о потенциале ВИЭ на основе электронных карт и атрибутивных данных.

При этом требуются большие массивы информации с большим числом взаимосвязей. Основой их формирования выступают экономические характеристики региона и природные ресурсы территории [168]. В настоящее время инструментом такого объединения являются базы данных (БД), которые решают информационно-справочные задачи, сетевой, пространственный анализ, моделирование и облегчают устанавливать взаимосвязи между различными параметра-

ми по сравнению с ограниченными возможностями быстрого получения информации из научно-прикладных справочников. Поэтому формирование информационной платформы для моделирования ресурсной базы возобновляемой энергетики представляется необходимой, своевременной и актуальной в геомоделировании оценки ВИЭ.

Примером ГИС-решения для анализа проектов по использованию возобновляемых источников энергии могут служить геоинформационная система «Возобновляемые источники энергии в Томской области (ТО)», государственный кадастр возобновляемых источников энергии Республики Беларусь. Создание ГИС ВИЭ Республики Саха (Якутии) также как ГИС ВИЭ ТО продиктовано необходимостью реализации ряда проектов по оценке потенциала энергетических ресурсов, в том числе проектов эффективного внедрения альтернативных возобновляемых источников энергии.

Использование ресурсной базы в рамках ГИС для оценки потенциала ВИЭ на территории Республики Саха (Якутия) будет служить источником информации, не требуя специальных навыков работы, выступит языком, который объединит специалистов в области энергетики, в сфере бизнеса и управления, превратит исходный набор геоданных в визуализированные карты и благодаря своим функциональным возможностям (поиск востребованной табличной и статистической информации по различным запросам, извлечение информации из БД) поможет внедрению технологий возобновляемой энергетики, повысит эффективность в планировании и поддержке принятия решений, и при разумном системном подходе, может проявить ощутимую помощь в энергообеспечении децентрализованных зон Якутии с низкими показателями надежности.

Одной из первых задач ГИС возобновляемых источников энергии (ВИЭ) РС (Я) является формирование информационной ресурсной базы ВИЭ на основе атрибутивных данных, электронных карт о потенциалах возобновляемых источников [246].

Для проведения предварительной процедуры кластеризации в модуле Cluster Analysis в программе STATISTICA произведен сбор и обработка массивов баз данных по ВИЭ по РС (Я) с ключевыми характеристиками: потенциал энергии ветра, солнца, гидропотенциал рек, биоэнергетический потенциал.

Кластерный анализ позволяет рассмотреть базы данных возобновляемых ресурсов, выделить независимые группы (кластеры), их характеристики во всем множестве анализируемых показателей ВИЭ. Кроме того, группировка улусов, районов, рек позволит резко сократить их число, а, следовательно, облегчить анализ. Большие массивы информации становятся компактными и наглядными.

Обработка базы данных возобновляемых ресурсов дает не только возможность манипулировать обработанными данными для демонстрации существующих взаимоотношений ме-

жду ними (установление новых связей между данными и обнаружение способов их соединения), видеть территориальный охват и наличие данных, но и анализировать потенциал альтернативных источников энергии, изучить неравномерность его пространственного распределения, выявить наиболее перспективные районы для строительства энергогенерирующих объектов. Кластеризация помогает лучше понять анализируемые данные, поэтому задача анализа является описательной. Ключевым моментом в таких моделях является легкость и прозрачность результатов для восприятия.

Основными источниками массивов информации ресурсной базы ВИЭ являются:

1. Картографические данные. Цифровой формат картографической информации используется в качестве слоя карты в ГИС.
2. Данные дистанционных средств зондирования поверхности Земли, данные получаемые неконтактным способом (База климатологических данных NASA Surface meteorology and Solar Energy [49]).
3. Данные о наблюдениях со станций (метеорологические, актинометрические, гидрологические).
4. Документальные архивы, данные государственной статистики.

На качество и достоверность информационной платформы ВИЭ оказывает влияние происхождение (сведения об источнике данных, периодичность сбора данных, обновляемость, доступность, тип используемой обработки, точность записи в БД) и полнота (пространственный охват, масштабы, разрешение) геоданных.

5.3.2 Классификация исходных параметров возобновляемой энергетики в кластерном анализе

К области приложения математической статистики могут быть отнесены задачи, связанные с анализом потенциала ресурсов возобновляемой энергетики через кластерный анализ.

Данный кластерный анализ позволяет рассмотреть базы данных возобновляемых ресурсов, выделить независимые группы (кластеры), их характеристики во всем множестве анализируемых показателей ВИЭ. Кроме того, группировка улусов, районов, рек с близкими показателями потенциалов позволяет резко сократить их число, облегчить анализ и использовать кластеры для практического применения результатов исследования в рамках разработки рациональной типовой структуры и критериев построения АСЭС на базе ВИЭ, помогут с планированием стратегических решений развития энергообеспечения районов со слабой топливной базой, плохими транспортными условиями, слабом развитии электрических сетей в улусах и районах РС(Я).

Для геоинформационного моделирования сформирована электронная платформа. Информационное содержание ресурсной базы структурировано по показателям ВИЭ (энергия ветра, солнца, гидроресурсы, биомасса) на территории Республики Саха (Якутия). Для каждого показателя разработана структура БД, охватывающая характеристики ресурсов с привязкой к координатам. При формировании информационной базы ВИЭ РС (Я) использован подход влияния каждого параметра на расчет и выбор установки на базе ВИЭ. Дополнительно база данных включает таблицу с техническими характеристиками установок.

Содержательно, база данных включает в себя практически все основные характеристики ВИЭ [246, 261].

К показателям потенциала энергии ветра относятся: скорость ветра, среднегодовая скорость, плотность мощности ветра, валовый потенциал ветровой энергии. К показателям энергии солнца - суммарная солнечная радиация, поступающая на горизонтальную поверхность, месячные и годовые суммы радиации, среднее альбедо, годовая сумма суммарной радиации на горизонтальную поверхность, годовая сумма прямой радиации на горизонтальную поверхность, продолжительность солнечного сияния, число дней без солнца за год. К показателям энергии рек – средний напор, расход воды, суммарная потенциальная мощность и энергия, удельная мощность. К показателям энергии биомассы: крупные сельскохозяйственные предприятия, показатели развития сельского хозяйства РС (Я), развитие пищевой промышленности. В последствии, данная разработка может быть интегрирована в геоинформационную систему, при этом для эффективной работы системы необходимо систематически дополнять данные для отображения текущих показателей ВИЭ.

Настоящая электронная платформа с географической привязкой, с многообразным набором данных для геоинформационного моделирования в оценке ВИЭ на территории Республики Саха (Якутия) позволит определить целесообразность и возможность масштабов использования потенциала возобновляемой энергетики в системе энергоснабжения республики для решения проблемы децентрализованного потребителя. Данная многофакторная электронная база, содержащая потенциалы ресурсов ВИЭ, численность и объемы электропотребления в районах Якутии, показатели децентрализованных зон, позволит комплексно и оперативно решить задачу эффективного развития малой энергетики Якутии.

Созданные описательные модели интеллектуального анализа (рисунок 5.14-5.17) [115, 260] могут быть использованы для комплексной оценки потенциалов ВИЭ на территории РС (Я). Сводная таблица привязки улусов к кластерам для моделей интеллектуального анализа представлена в таблице 5.6. Результаты кластерного анализа ресурсов ВИЭ в виде вертикальной древовидной дендограммы в рисунке 5.18, в виде графика средних для каждого кластера – рисунке 5.19, кластеризации методом Two-way joining – рисунке 5.20.

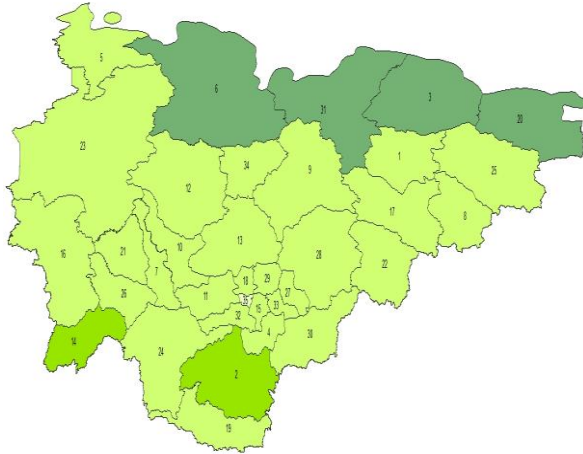


Рисунок 5.14 Модель интеллектуального анализа биоэнергетических ресурсов РС (Я):

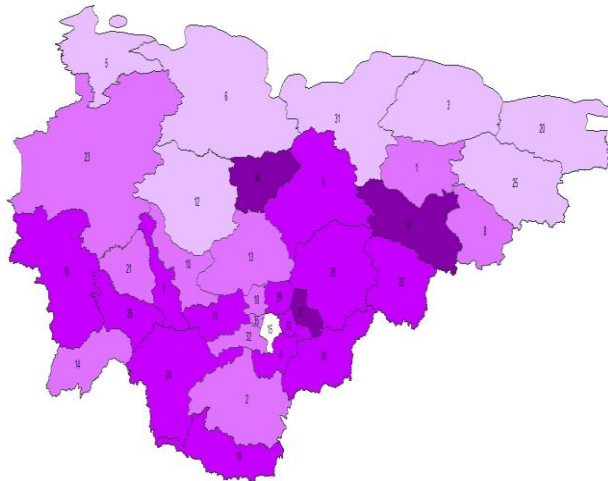
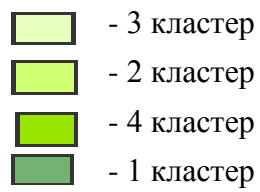


Рисунок 5. 15 Модель интеллектуального анализа ветроэнергетических ресурсов РС (Я):



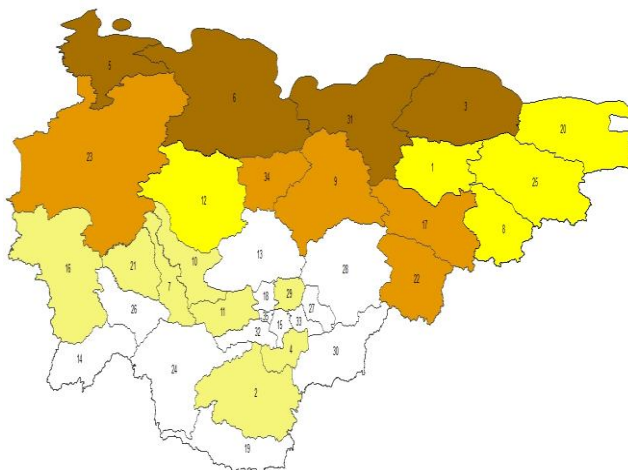


Рисунок 5.16 Модель интеллектуального анализа ресурсов солнечной энергии РС (Я):

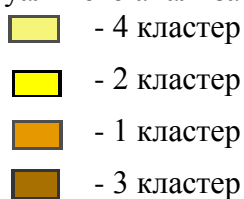


Рисунок 5.17 Модель интеллектуального анализа гидроэнергетических ресурсов РС (Я):

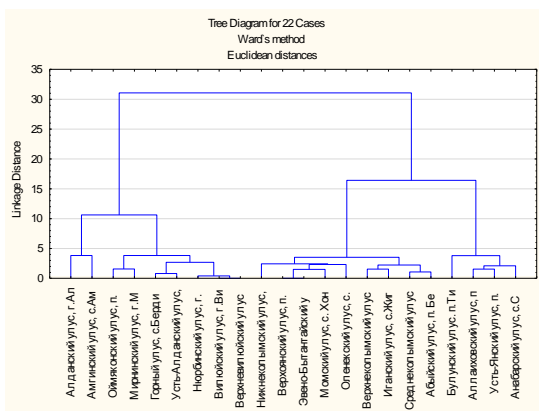


Таблица 5.6 Сводная таблица привязки улусов к кластерам для моделей интеллектуального анализа [115]

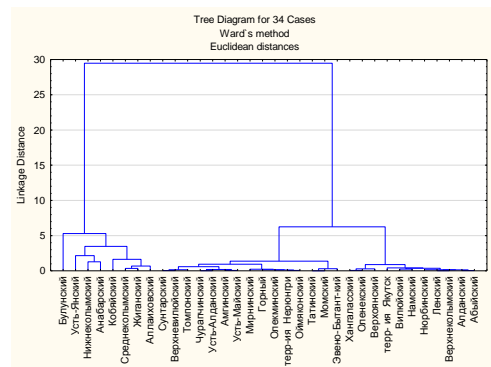
Номер кластера	Члены кластера	Показатели кластеризации	Средние значения
Ресурсы солнечной энергии			
1	Оленекский, Момский, Эвено-	годовая интенсивность сум-	902,95

	Бытантайский, Верхоянский, Оймяконский	марной солнечной радиации на горизонтальную поверхность, кВт·ч/м ²	
2	Абыйский, Нижнеколымский, Жиганский, Верхнеколымский, Среднеколымский		918,81
3	Анабарский, Булунский, Усть-Янский, Аллаиховский		790,75
4	Верхневиллюйский, Вилюйский, Мирнинский, Нюрбинский, Амгинский, Алданский, Усть-Алданский, Горный		1012,24
Ветроэнергетические ресурсы			
1	Абыйский, Оленекский, Верхнеколымский, Кобяйский, Хангаласский, Намский, Алданский, Вилюйский, Нюрбинский, Ленский, терр-ия Якутск	средняя скорость ветра, м/с	2,29
		мощность, Вт/м ²	51,18
		удельная энергия ветра, кВт·ч/м ²	317,09
2	Аллаиховский, Анабарский, Булунский, Жиганский, Нижнеколымский, Среднеколымский, Усть-Янский	средняя скорость ветра, м/с	5,54
		мощность, Вт/м ²	427,57
		удельная энергия ветра, кВт·ч/м ²	1945,71
3	Верхоянский, Оймяконский, Олекминский, Усть-Майский, Томпонский, Амгинский, Горный, Верхневиллюйский, Мирнинский, Сунтарский, Усть-Алданский, Чурапчинский, терр-ия Нерюнгри	средняя скорость ветра, м/с	1,68
		мощность, Вт/м ²	29,46
		удельная энергия ветра, кВт·ч/м ²	208,15
4	Эвено-Бытантайский, Момский, Таттинский	средняя скорость ветра, м/с	1,33
		мощность, Вт/м ²	10,33
		удельная энергия ветра, кВт·ч/м ²	90
Гидроэнергетические ресурсы			
1	Лена	гидроэнергетический потенциал, тыс.кВт	28870
		площадь бассейна, км ²	2478000
		длина реки, км	4270
		среднегодовой расход, м ³ /с	15500
2	Колыма, Алдан, Индигирка, Вилюй, Оленек	гидроэнергетический потенциал, тыс.кВт	4748,2
		площадь бассейна, км ²	481871
		длина реки, км	2280,8
		среднегодовой расход, м ³ /с	2840
3	Учур, Олекма, Уяндина, Мая, Марха, Адыча, Омолой, Тимптон, Анабар, Яна, Моркока, Синая, Нюя, Селеннях, Томпо, Мома, Берелех, Арга-Сала, Бытантай, Большая Ботуобуя, Тюнг, Амга, Эльги, Сартанг, Нельгесе, Буотама, Ундюлюнг,	гидроэнергетический потенциал, тыс.кВт	460,222
		площадь бассейна, км ²	48704,7
		длина реки, км	642,65
		среднегодовой расход, м ³ /с	203,712

	Бур, Пеледуй, Чондон, Аллаиха, Кенкеме, Малая Куонамка, Силигир, Нера, Ыгыата, Укукит, Татта, Малая-Ботубуя, Аллах-Юнь, Ожогина, Ясачная, Седедема		
Биоэнергетические ресурсы			
1	Аллаиховский, Булунский, Нижнеколымский, Усть-Янский,	сельскохозяйственных животных, голов	10642,5
		производством важнейших видов продукции: цельномолочной продукцией, тонн	6,25
		хлеб и хлебобулочные изделия, тонн	241,25
		рыба и продукты рыбные переработанные и консервированные, тонн	815,65
2	Абыйский, Амгинский, Анабарский, Верхневиллойский, Верхнеколымский, Верхоянский, Вилюйский, Горный, Жиганский, Кобяйский, Мегино-Кангаласский, Мирнинский, Момский, Намский, Нерюнгринский, Нюрбинский, Оймяконский, Олекминский, Оленекский, Среднеколымский, Сунтарский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Хангаласский, Чурапчинский, Эвено-Бытантайский, п.Жатай	сельскохозяйственных животных, голов	37102
		производством важнейших видов продукции: цельномолочной продукцией, тонн	875,069
		хлеб и хлебобулочные изделия, тонн	954,966
		рыба и продукты рыбные переработанные и консервированные, тонн	43,1
		Бревна хвойных пород, тыс.пл. м ³	8,955
		лесоматериалы, тыс м ³	3,059



a)



b)

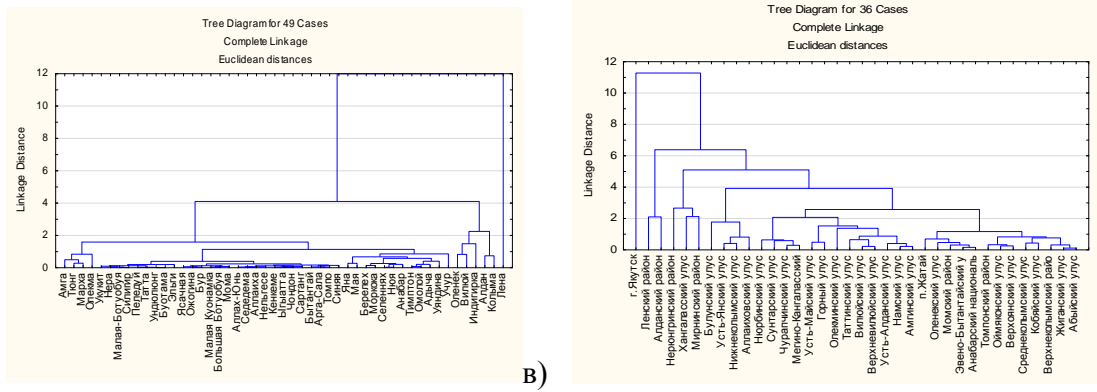


Рисунок 5.18 Вертикальная древовидная дендограмма (а – солнечная энергия, б – энергия ветра, в – гидроэнергия, г - биоэнергия)

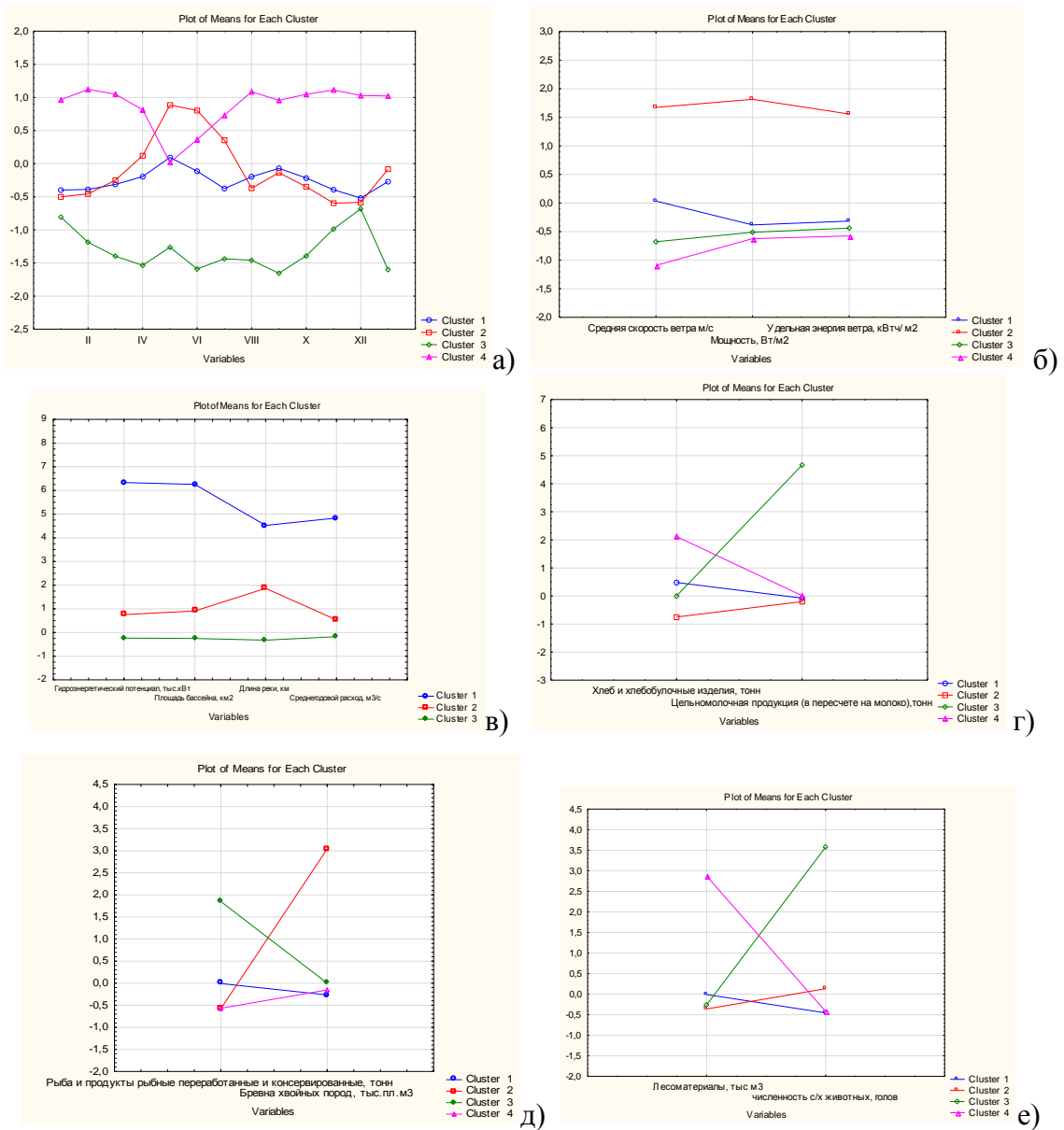


Рисунок 5.19 График средних для каждого кластера (а – солнечная энергия, б – энергия ветра, в – гидроэнергия, г, д, е - биоэнергия)

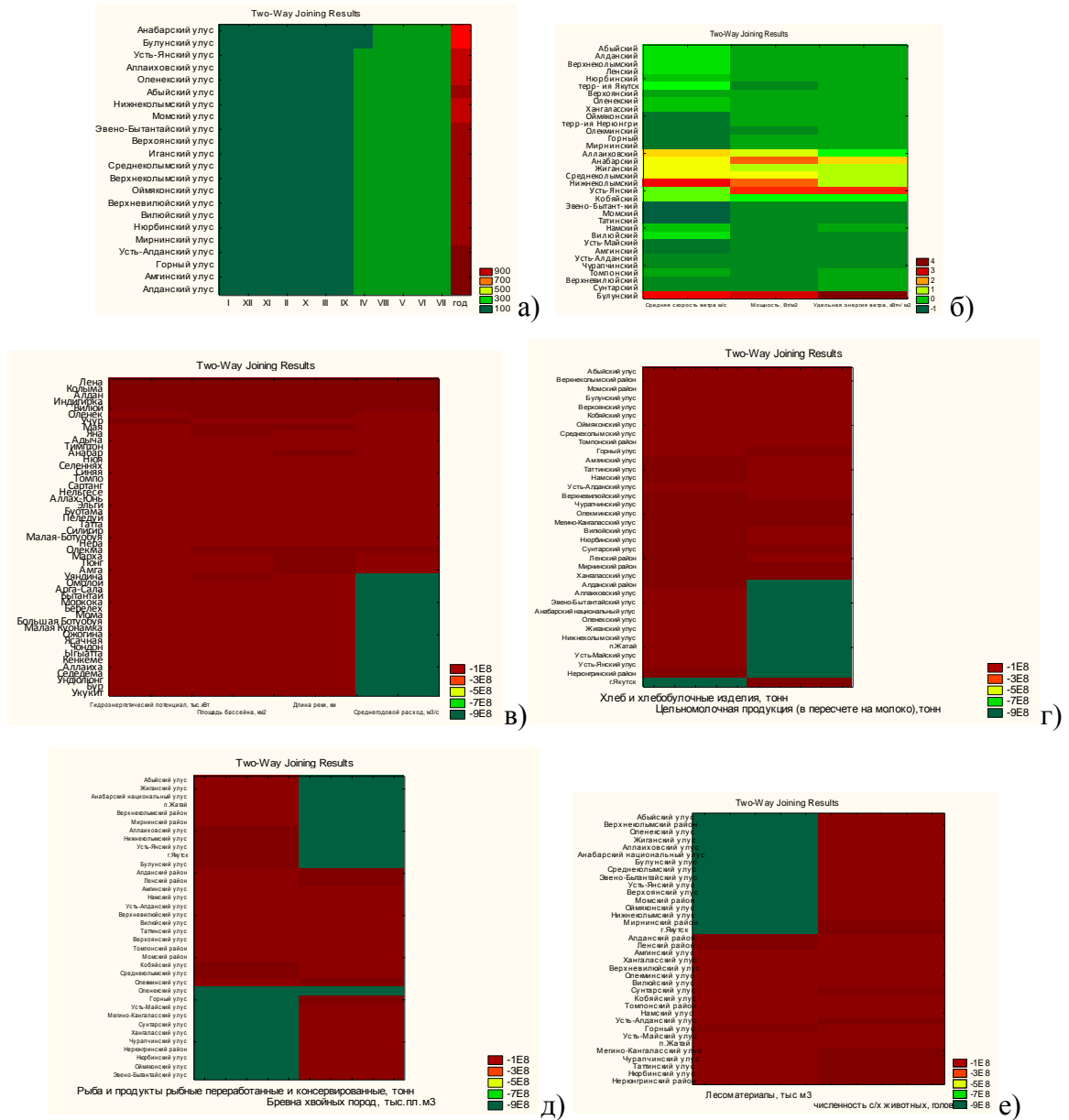


Рисунок 5.20 Результаты кластеризации методом Two-way joining (а – солнечная энергия, б – энергия ветра, в – гидроэнергия, г, д, е - биоэнергия)

5.4 Анализ результатов диагностирования энергетического состояния территорий в совокупности с потенциалом ВИЭ РС (Я)

Для анализа результатов диагностирования энергетического состояния территории РС (Я) в программе ArcGIS создана интерактивная карта, которая отображает, интегрирует и синтезирует слой административно-территориального деления Якутии, информации результатов кластерного анализа индикаторов ЭНБ и потенциала возобновляемой энергетики РС (Я).

Карта представляет собой интерактивное окно, при помощи которого можно визуализировать, изучить и анализировать состояние локальной и централизованной энергетики, выделить перспективные территории для строительства энергетических установок на основе возобновляемой энергетики с высокими потенциалами ВИЭ и низкими показателями энергетической безопасности республики, включающей ресурсную достаточность, экономическую доступность и эколого-технологическую допустимость.

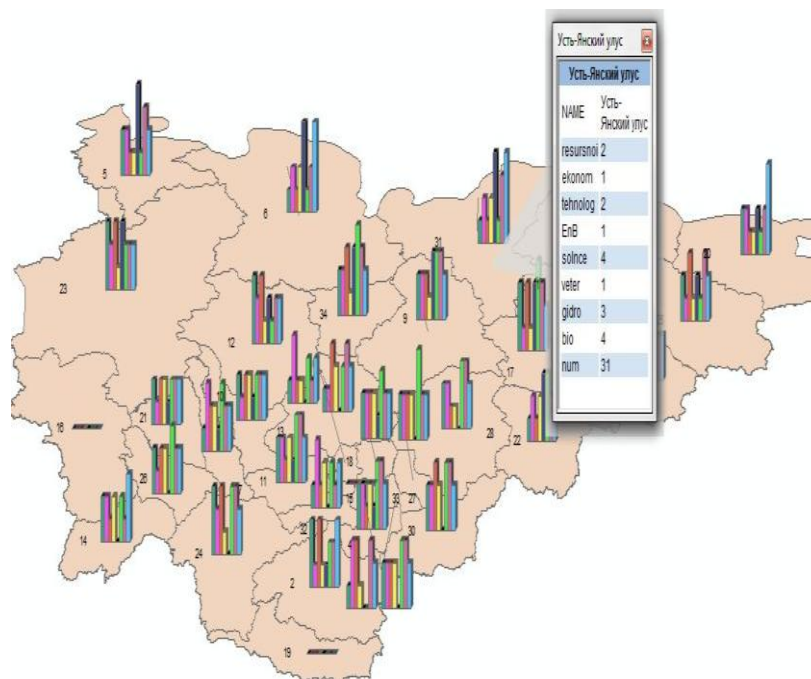


Рисунок 5.21 Интерактивная сводная карта в программе ArcGIS результатов кластерного анализа за ЭНБ и потенциала возобновляемой энергетики РС (Я) [463]:

- кластеры ЭНБ
- кластеры ресурсной достаточности
- кластеры экономической доступности
- кластеры эколого-технологической допустимости
- кластеры ресурсов солнечной энергии
- кластеры ветроэнергетических ресурсов
- кластеры гидроэнергетических ресурсов
- кластеры биоэнергетических ресурсов

Анализируя сводную карту результатов кластерного анализа ЭНБ и потенциала возобновляемой энергетики, можно выделить:

1. Решения для энергоизолированных «анклавов» с низкими показателями ЭНБ.
 - а) Улусы прибрежных районов относятся к кластерам с низкой эколого-технологической допустимости, высокой экономической допустимости, имеют относительно

высокие значения (1, 3 кластер) по ЭНБ и ресурсной достаточности (2 кластер) и являются приоритетными местами для строительства ВЭС, использование потенциала солнечной энергии, биоэнергетических и гидроэнергетических ресурсов нецелесообразно.

б) Улусы с высокими показателями эколого-технологической допустимости (1 кластер) показывают такие же показатели по ресурсной достаточности и низкие значения ЭНБ из-за недостаточной экономической допустимости. Для усовершенствования систем электроснабжения данных улусов необходимо использование мероприятий энергоресурсосбережения, за счет реализации эффективных проектов, внедрения ВИЭ, таких как биоэнергетических и гидроэнергетических установок, неприоритетными установками для части улусов будут ветроэнергетические и солнечные.

Для оптимизации локальной энергетики целесообразно строительство ЛЭП к населенным пунктам с автономным энергоснабжением близко расположенных к центральным энерго-районам, строительство станций, работающих на местных углях, реконструкция ДЭС, изготовление и монтаж ДЭС 3-й степени автоматизации в блочно-модульном исполнении нового поколения с комплектующим оборудованием для утилизации тепла выхлопных газов и системы охлаждения, внедрение газомикротурбинных установок.

2. Решения для улусов, находящихся в централизованных энергосистемах. Улусы, находящиеся на территории Западного, Центрального и Южного энергорайона находятся в кластере с низким уровнем эколого-технологической допустимости, средним уровнем ЭНБ и экономической допустимости, среди улусов данного кластера есть 4 улуса с плохой ресурсной достаточностью. Для повышения надежности и улучшения качества электроснабжения в данных энергосистемах необходимо замещение выбывающих мощностей строительством станций, комбинированной выработки электроэнергии и тепла, оптимизации режимов потребления энергоресурсов, совершенствование схем электроснабжения за счет реконструкции кабельных линий и строительства воздушных линий, реконструкции и модернизации энергетических установок, объединение энергосистем, использование солнечных, гидроэнергетических и биоэнергетических установок для предотвращения или снижения ограничения потребителей, подключенных к сетям энергосистем.

С учетом многообразия групп потребителей, экономических и технологических условий, вида топлива, энергоносителей и т.д. выбор оптимального варианта энергоснабжения даже для одного объекта сопряжен с большим массивом сочетаний факторов. В соответствии с этим, проведенные исследования сведены к схеме (рисунок 5.22), позволяющей совместить исходные данные (кластерные модели интеллектуального анализа ВИЭ и ЭНБ, БД потенциала ВИЭ и локальной энергетики РС (Я)) с возможными вариантами АСЭС. При выборе оптимальной АСЭС необходимо учитывать свойства, определяющие эффективность использования ВИЭ.

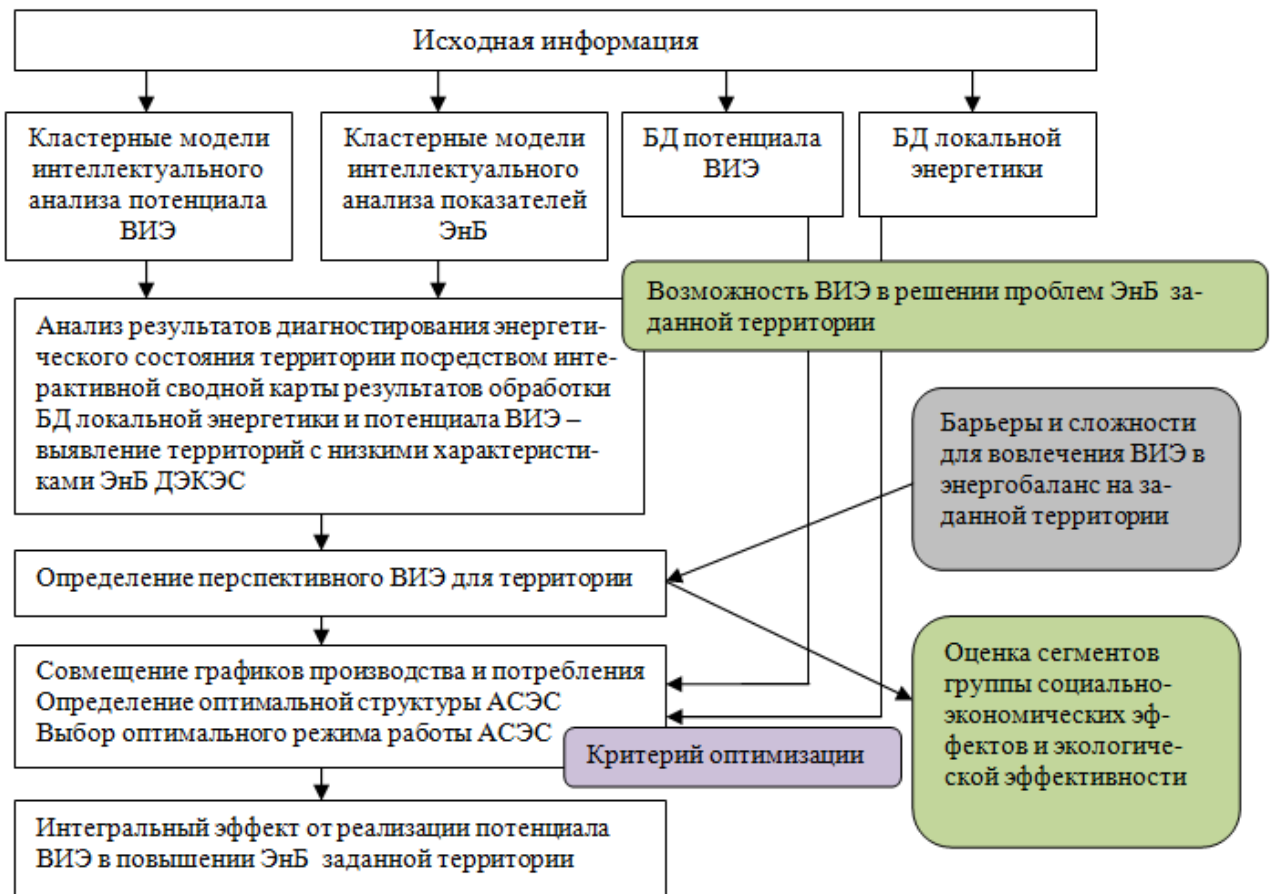


Рисунок 5.22 Алгоритм выбора оптимальной структуры АСЭС для децентрализованной зоны Севера и Арктических зон

Вовлечение ВИЭ в автономные системы электроснабжения достаточно сложная задача, связанная с достаточным перечнем определяющих факторов:

- степень участия ВИЭ для электроснабжения той или иной группы потребителей в их территориальном расположении;
- варьируемая взаимодополняемость энергоресурсов в зависимости от графиков нагрузки потребителя и потенциала;
- рациональное соотношение мощностей энергоисточников;
- режимы эксплуатации;
- необходимость оптимизации режимов работы основного энергетического оборудования с участием ВИЭ.
- местоположение сооружения энергетических установок на базе ВИЭ

При выборе варианта участия ВИЭ в энергобалансе изолированной энергетики необходимы решения, максимально эффективные в условиях функционирования АСЭС северных тер-

риторий: обеспечение безотказной работы, гарантированное энергоснабжение, удовлетворение спроса потребителей на энергию, снижение использования традиционных энергоресурсов, улучшение экологической ситуации и т.д. Сокращение расходов на привозное дизельное топливо происходит на фоне высоких затрат на приобретение технологий возобновляемой энергетики. При этом необходимая модернизация существующих объектов локальной энергетики под внедрение новых технологий также требует инвестиций. Данные факты способствуют «отложенному» экономическому эффекту для децентрализованной зоны электроснабжения, так как тарифы сокращаются в отдаленный срок и с медленной скоростью. Но со стороны эффектов от повышения надежности ДЭКЭС достижение наблюдается уже на стадии вовлечения

Для Республики Саха (Якутия) развитие возобновляемой энергетики – один из перспективных путей модернизации существующей системы энергообеспечения. И если учесть специфику региона, где на огромной территории выработка энергии для немногочисленных потребителей должна производиться локально, на местах (в децентрализованной зоне), автономные системы, использующие природные вещества и процессы для получения энергии – самые экономически, технически и экологически выгодные.

5.5 Выводы по Главе 5

Анализ потенциала возобновляемых источников энергии Республики Саха (Якутия) показал их достаточность для обозначения их роли в обеспечении ЭНБ децентрализованных зон электроснабжения.

Возобновляемая энергетика на таких территориях может конкурировать с достаточно дорогими традиционными объектами электро- и теплоснабжения, хотя бы в силу дорогостоящего привозного топлива и уровня развитости территориально-транспортной инфраструктуры. Это никем не оспаривается, всеми признаётся как понятная логика развития. Специфика децентрализованных территорий Севера становится плюсом для реализации проектов с ВИЭ в таких условиях. Современные результаты крупных исследовательских центров и Агентств показывают, что сегодняшнее поколение возобновляемой энергетики - технологически зрелые и коммерчески конкурентоспособные технологии генерации на основе ВИЭ. Поэтому можно утверждать, что внедрение продвинутых возобновляемых технологий с учетом требований к арктическому исполнению для эксплуатации в условиях экстремального проявления климата, это вопрос, требующий времени, но при этом и немалых финансовых вложений. Если учесть экономию топливных ресурсов при вовлечен ВИЭ в энергобаланс и добавить к данной величине экологическую составляющую затрат себестоимости электроэнергии, получаемой от традиционных электростанций, то себестоимость от возобновляемых установок станет соизмеримой.

Сегодняшние выводы аналитиков говорят о том, что капиталовложения в технологии возобновляемой энергетики уже будут несколько ниже, чем финансовые объемы, необходимые для затрат на борьбу с загрязнением окружающей среды от традиционных электростанций.

Если рассматривать разработанную схему роли ВИЭ в определенных позициях ЭНБ, то можно заметить, что взаимосвязь ее элементов вращается вокруг экономической составляющей, то есть инвестиционной ситуации. Поэтому, оптимальное и благоприятное сочетание данной составляющей с теми возможностями, которые можно получить при вовлечении ВИЭ в энергобаланс, позволит сформировать условия для стимулирования и вынужденного развития децентрализованных зон электроснабжения и привести к возникновению гарантированной стабильности в энергообеспечении.

Созданная модель интеллектуального анализа данных потенциала ВИЭ Республики является удобным инструментом для предварительной оценки возможности возобновляемых ресурсов.

Использование ресурсной базы в рамках ГИС для оценки потенциала ВИЭ на территории Республики Саха (Якутия) будет служить источником информации, не требуя специальных навыков работы, выступит языком, который объединит специалистов в области энергетики, в сфере бизнеса и управления, превратит исходный набор геоданных в визуализированные карты и благодаря своим функциональным возможностям (поиск востребованной табличной и статистической информации по различным запросам, извлечение информации из БД) поможет внедрению технологий возобновляемой энергетики, повысит эффективность в планировании и поддержке принятия решений, и при разумном системном подходе, может проявить ощутимую помощь в энергообеспечении децентрализованных зон Якутии со слабой топливной базой, плохими транспортными условиями, слабом развитии электрических сетей и низкими показателями надежности изолированных систем энергообеспечения.

Настоящая электронная платформа с географической привязкой, с многообразным набором данных для геоинформационного моделирования в оценке ВИЭ на территории Республики Саха (Якутия) позволит определить целесообразность и возможность масштабов использования потенциала возобновляемой энергетики в системе энергоснабжения республики для решения проблемы децентрализованного потребителя.

Сочетание с низкими показателями индикаторов ЭНБ каждой децентрализованной зоны, представленное в интерактивной модели ArGIS, дает основу для начальных решений по улучшению ситуации с помощью ВИЭ. Модель, как единый комплекс визуализированных данных по совокупности кластеров (кластеры уровня ЭНБ, кластеры ресурсной достаточности, кластеры экономической доступности, кластеры эколого-технологической допустимости, кластеры ресурсов солнечной энергии, кластеры ветроэнергетических ресурсов, кластеры гидроэнерге-

тических ресурсов, кластеры биоэнергетических ресурсов) должна подвергаться изменениям. Результативность данного процесса возможна при создании интеллектуальной системы мониторинга. Получение информации с результатов работы модели позволит ускорить практический процесс повышения социально-экономических и эколого-технологических эффектов от развития ВИЭ, которые отражают их явную возможность для рассмотрения в укреплении ЭНБ.

ГЛАВА 6 ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА, ОЦЕНКИ И ПЛАНИРОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ЗОН ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В современных условиях решение задач повышения эффективности региональной энергетической политики упрощается при использовании данных информационно-аналитических систем. Информационные данные систем, при своевременном их обновлении, способны обеспечивать принятие решений в различных направлениях обеспечения энергетической безопасности. В настоящее время не существует разработанных систем использования данных, которые бы обеспечивали полноценную интеграцию результатов оценки составляющих или в целом энергетической безопасности в совокупности с оценками иных показателей, например возможностями возобновляемых ресурсов, децентрализованных зон электроснабжения Северных территорий и Арктических зон.

6.1 Информационная диаграмма моделируемого комплекса оценки уровня состояния энергетической безопасности

Высокая динамика изменений исходных данных для определения индикативных показателей ЭНБ во времени делает работу громоздкой. Необходимость ее отслеживания в своевременном определении текущего состояния объекта по уровню энергетической безопасности, требует обновления данных. В связи с этим остро встает вопрос не только оперативного доступа к данным для их обработки и анализа, но и наглядного их представления.

Для работы использован вариант геоинформационной платформы SakhaGis и РНРМуAdmin, представляющий собой веб-интерфейс с помощью которого можно администрировать сервер MySQL, запускать команды и просматривать содержимое таблиц и БД через браузер. В качестве баз данных были выбраны следующие информационные фронты: Карты: SakhaGis (карты, спутники), Google (карты, спутники), WRDC (Мировой центр радиационных данных), NASA SEE (спутник), Росреестр, ТопоMAP, ESRI (спутник); База субъектов, районов, населённых пунктов РФ (Toster); Базы данных по ТЭК РС (Я) (РусГидро, ДГКинфо, АО Саха-энерго и т.д.).

Для эффективного управления и мониторинга состояния ДЭКЭС и энергетической безопасности разработана интегрированная информационная система (ИИС) в рамках программы

развития энергетического состояния Северных территорий, основной задачей которой, будет установление кластеров уязвимых и слабых мест обеспеченности энергетической безопасности в функционировании объектов энергетики в условиях изолированности и суровости климата. Для наглядности работы системы была разработана блок схема её функционирования (рисунок 6.1).

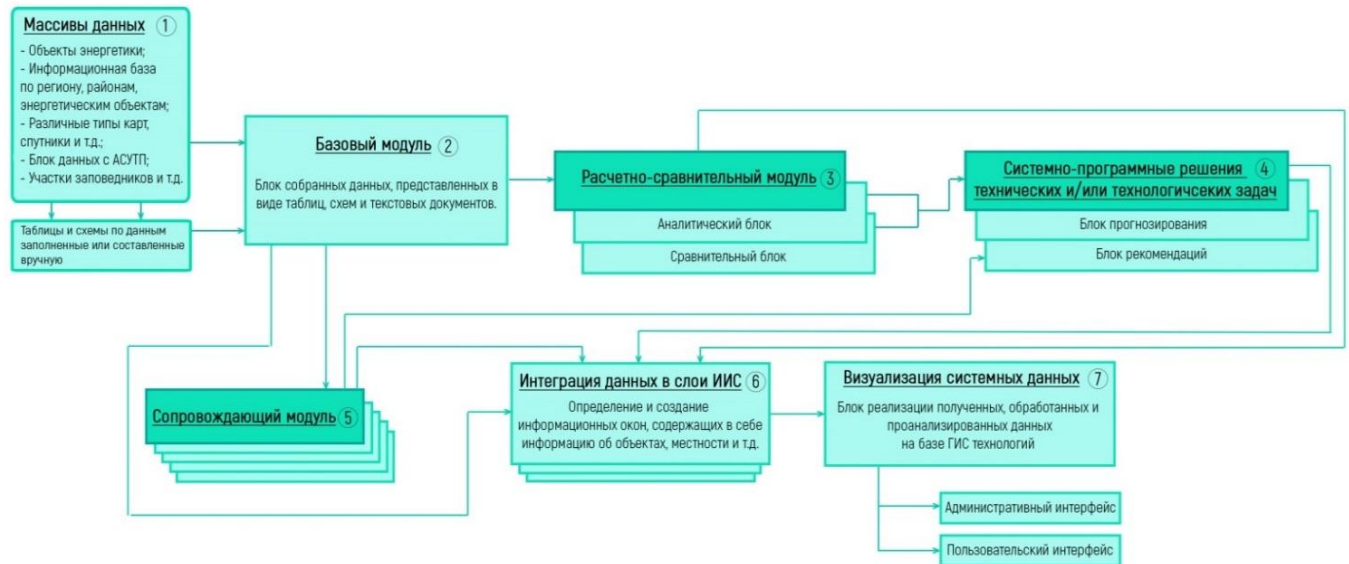


Рисунок 6.1 Блок схема функционирования ИИС по РС (Я)

Массивы данных 1, представляющие в основном таблицы, различные нормативные документы, техническую и технологическую документацию, различные типы карт, позиционирование в пространстве и времени объектов энергетики по РС(Я) и их характеристики, состояние объектов энергетики, данные поступающие непосредственно с АСУТП, территориальные кластеры и т.д. поступают в базовый модуль 2.

Базовый модуль 2 — это хранилище данных, или другими словами центральный сервер приёма, сортировки и хранения данных. Затем полученная информация, требующая дальнейшей обработки и анализа, поступает в расчётно-сравнительный модуль 3 (более подробно раскрыт на рисунке 6.2) или в сопроводящий модуль 5.

Сопровождающий модуль 5 является вспомогательным и включает в себя внешние ссылки (по различным вопросам, на внешние базы данных, запросы к моделированию структуры гибридных автономных комплексов с участием ВИЭ и т.д.) и внутренние ссылки (запрос к различным базам данных и модулям). Откуда часть данных поступает непосредственно в модуль интеграции в слои ИИС 6, другая часть же поступает в блок системно-программных решений 4.

Расчётно-сравнительный модуль 3 состоит из аналитического и сравнительного блоков.

В конечном итоге основная информация представляется в блоке визуализации системных данных 7. То есть эта информация выводится на пользовательский и административный интерфейсы.

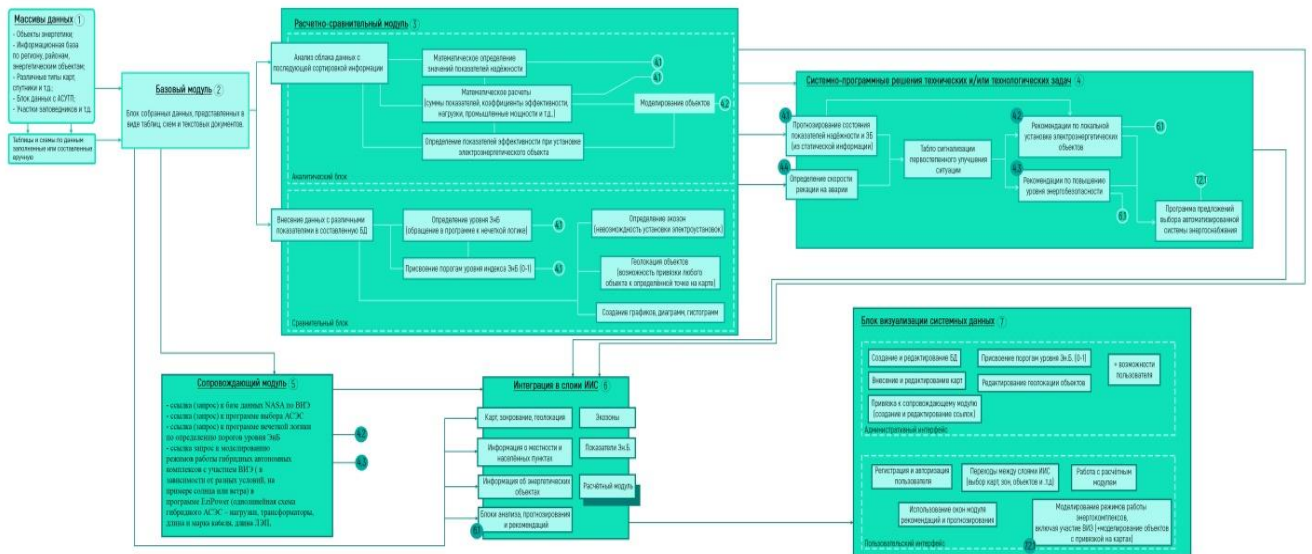


Рисунок 6.2 Развёрнутая схема функционирования ИИС по РС(Я)

Для удобства использования возможностей ИИС была разделена на подсистему администрирования и Web-приложение ИИС (сайт, в большей степени ориентированный на пользователей):

- назначением подсистемы администрирования является ведение справочников, заполнение и классификация исходных данных (основной расчёт показателей энергосистемы), администрирование объектов веб-приложения, ведение пользователей, а также возможность установки обновлений в Систему и загрузка данных из специализированных файлов;

- назначением web-приложения является ввод, согласование и утверждение значений показателей путем заполнения соответствующих web-форм, а также возможность формирования отображения результатов расчета и аналитической обработки данных в табличном, графическом и картографическом виде с использованием геоинформационных систем и последующей визуализацией данных.

Веб-портал, включающий ИАС, состоит из следующих тематических разделов (рисунок 6.3а,б): базовый модуль, массивы данных, модуль экосистемы, модель потенциала возобновляемых источников энергии, модуль энергетической безопасности, аналитический модуль ввода данных, экспертный модуль и модуль системно-программных решений.

Доступность к работе в системе с различными ее блоками отдельными пользователями организована в соответствии с разграничением прав доступа, который осуществляется обращением к администратору системы (рисунок 6.4).

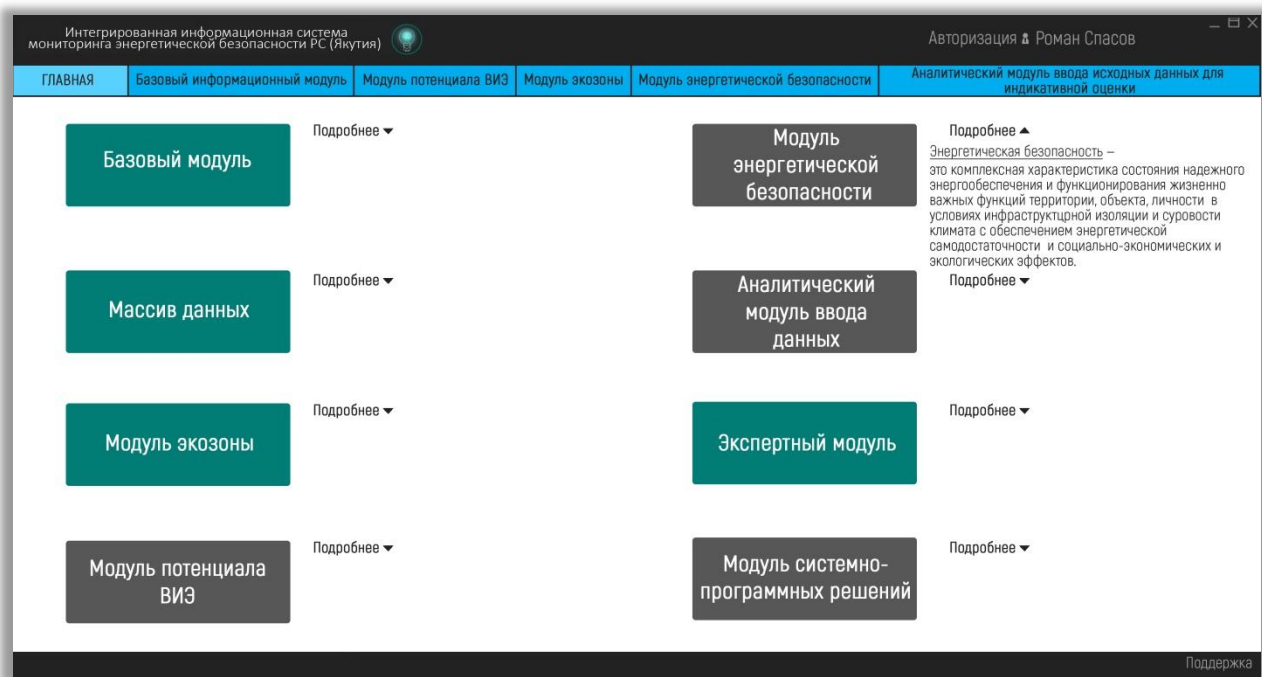


Рисунок 6.3а Web-приложение ИИС окно «ГЛАВНАЯ»; возможности просмотра информации ограниченного доступа

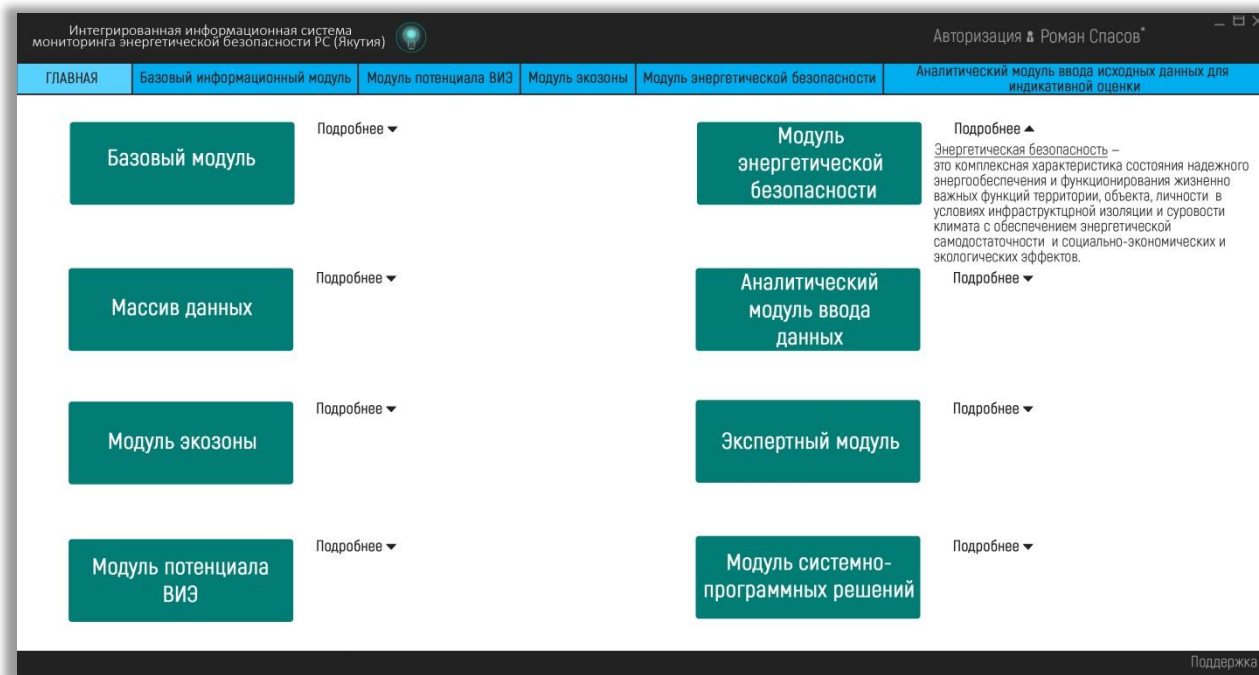


Рисунок 6.3б Web-приложение ИИС окно «ГЛАВНАЯ»; возможности просмотра общедоступной информации

Для системы определены уровни категорий пользователей:

1. Заинтересованные лица; частные компании, которым необходимо ознакомиться с информацией, с состоянием электрохозяйства, чтобы найти свою нишу, поле своей деятельности для обоснования внедрения своих технологий на территории Севера и Арктических зон. Данная

группа пользователей получает доступ к информации общего характера, к картам, и отдельным расчетам только для ознакомления и предварительным результатам.

2. Государственные и отраслевые структуры, которым доступна информация по своей отрасли и направлению деятельности. Данная группа пользователей имеет право вносить данные текущего состояния показателей индикаторов для расчета только в направлении зоны своей ответственности (например, службы экологического контроля только в экологический блок). Группа позволяет вводом данных создать единую базу исходных данных, которая будет аккумулироваться в информационно-интегрированной системе со всех структур. Для доступа в другой блок по иной отраслевой структуре понадобится запрос на доступ.

3. Научно-исследовательские структуры, им доступна вся информация, они могут запрашивать доступ к базам данных, которые внесла 2 группа. Работа в системе данной группой фиксируется и позволяет ведомственным структурам видеть и иметь информацию о тех, кто занимается вопросами развития в направлении их деятельности. Такая модель позволяет иметь возможность дальнейшей работы в реальной деятельности с конкретными пользователями. Это позволяет исключить этап направления запросов по сбору информационных данных о деятельности тех или иных научных организаций и бизнес структур в определенном направлении обеспечения энергетической безопасности.

Такая структура доступа к системе позволяет связать в единое пространство все указанные категории, которая позволяет дополнять и развивать действия, направленные на укрепление энергетической безопасности. Это позволит объединить усилия отдельно взятых групп, людей, коллективов, ведомств, чтобы получить общее эффективное решение в развитии региональной энергетической политики.

The image displays two side-by-side screenshots of a web application interface. The left screenshot is titled 'Авторизация' (Authorization) and contains the text 'Введите Ваши регистрационные данные.' (Enter your registration data). It features two input fields: 'Введите e-mail' (Enter e-mail) and 'Пароль' (Password). Below these fields are two buttons: 'Регистрация' (Registration) and 'Войти' (Login). At the bottom, there is a link that says 'Войти без регистрации' (Login without registration). The right screenshot is titled 'Регистрация' (Registration) and contains four input fields: 'Фамилия, имя, отчество' (Surname, name, patronymic), 'Организация' (Organization), 'e-mail', and 'Пароль' (Password). Below these fields is a single button labeled 'Зарегистрироваться' (Register).

Рисунок 6.4 Web-приложение ИИС окно авторизации

Возможность отслеживания состояния энергетической безопасности децентрализованной энергозоны осуществима **по разработанному алгоритму**. Структура схемы содержит несколько модулей:

1. *Базовый модуль* – информационные данные по территориям, генерирующим объектам, техническим характеристикам и иным данным; включает в себя подразделы: общий информационный кластер, информационный энергетический кластер АСЭС, ценологический анализ, базы данных по расчету значений индикаторов оценки ЭНБ.

Данные основаны на расчетных процедурах и наглядном представлении статистических массивах информации: графическое отображение данных (гистограмма возрастного состава оборудования, численность населения и т.д.); исходные данные для расчета индикаторов; скорость реакции на аварию – технические риски; стоимость электроэнергии, удельные расходы топлива, инвестиции, количество/ типы/ мощности АСЭС и т.д..

2. *Модуль экозоны* включает в себя информационное поле на интерактивной карте с тематической маркировкой по заповедникам, другим экологически-ресурсным зонам, объектам технического кластера и территориям жизнедеятельности коренным малочисленным народам севера. В модуле выполняется районирование по экологической составляющей ЭНБ в виде карт-схем с тематическими слоями (наложением всех влияющих факторов) и выделением зоны по наиболее остро проявляющимся ситуациям, угрожающим и нарушающим экологический «иммунитет» территории.

3. **МОДУЛЬ 1. Модуль потенциала ВИЭ.** Включает в себя атрибутивные данные, кластерный анализ данных по солнечному потенциалу; кластерный анализ данных по ветровому потенциалу; кластерный анализ данных по биоэнергетическому потенциалу; кластерный анализ данных по гидропотенциалу; визуализация данных потенциалов; индикаторы привлекательности ВИЭ в энергетической безопасности; блок оптимизации автономных систем электроснабжения с участием ВИЭ

4. **МОДУЛЬ 2. Уровни состояния ЭНБ**

Модуль ЭНБ представляет собой интерактивную среду (карты) с тематическими маркировками и выбором различных типов карт, а так же имеет наглядное представление показателей энергетической безопасности на картах. Данный модуль имеет взаимосвязь с остальными модулями

4.1. Расчетный модуль (Аналитический блок) – дает возможность ввода текущих данных для расчета индикативных показателей – возможность мониторинга. Достаточный объем статистической информации позволяет увидеть переломы в ситуации: присутствие отрицательных факторов и высокого сочетания рисков по возникновению угроз покажет скорость ухудшения состояния индикатора.

4.2. Сравнительный модуль результатов расчетов с пороговыми значениями – определение уровня ЭнБ. Данная процедура переходит к картированной визуализации уровней ЭнБ; присвоению порогам уровня индекса уровня ЭнБ (0-1); графическому представлению Н-распределения уровня ЭнБ.

5. Следствие МОДУЛЯ 2

5.1. Требование системы введения данных по оптимизации АСЭС – не допуск перехода к другому уровню без произведения оптимизации чрезвычайного. Этому предшествует классификация последовательности по важности уровня по индикативным блокам:

- 1 очередь 1 уровень важности (чрезвычайный – уровень ЭнБ). Где сигнализируется чрезвычайная ситуация по блокам надежности, структуре АСЭС и т.д. – здесь выдается рекомендация перехода к выбору структуры АСЭС по ссылке;

- 2 очередь (депрессивный – уровень ЭнБ) - появился симптом снижения уровня безопасности;

- 3 очередь (безопасный – уровень ЭнБ) – рекомендация выбора структуры АСЭС с ВИЭ для экономии топливных ресурсов.

Каждая очередь имеет свой эффект варианта выбора пути повышения ЭнБ, который можно достигнуть

5.2. Сопровождающие модули:

- ссылка (запрос) к базе данных NASA по ВИЭ

- ссылка (запрос) к программе выбора АСЭС

- ссылка (запрос) к программе по определению порогов уровня ЭнБ

Интегрированная информационная система (ИИС) поддерживает единый репозиторий, выполняющий функции создания, ведения и предоставления пространственных данных (рисунок 6.5), необходимых для анализа и оценки показателей, получения многофакторной информации (рисунок 6.6) о территории с геолокацией энергетических объектов и населённых пунктов, мониторинга уровня энергетической безопасности объектов и возможности ВИЭ в уязвимых кластерах (рисунок 6.7) с географической привязкой.

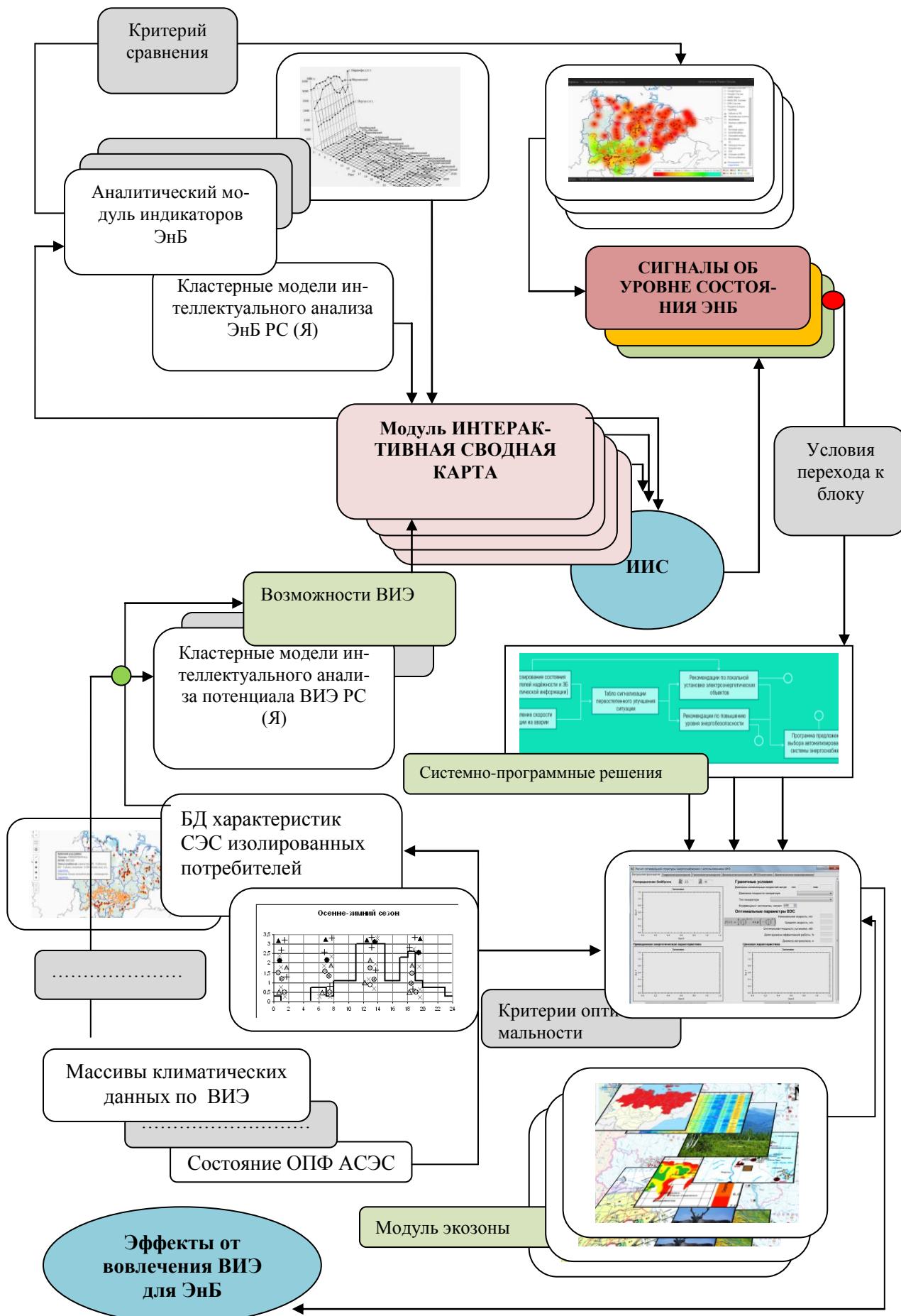


Рисунок 6.5 Фрагмент отдельных базовых и сопровождающих модулей в блок-схеме ИИС

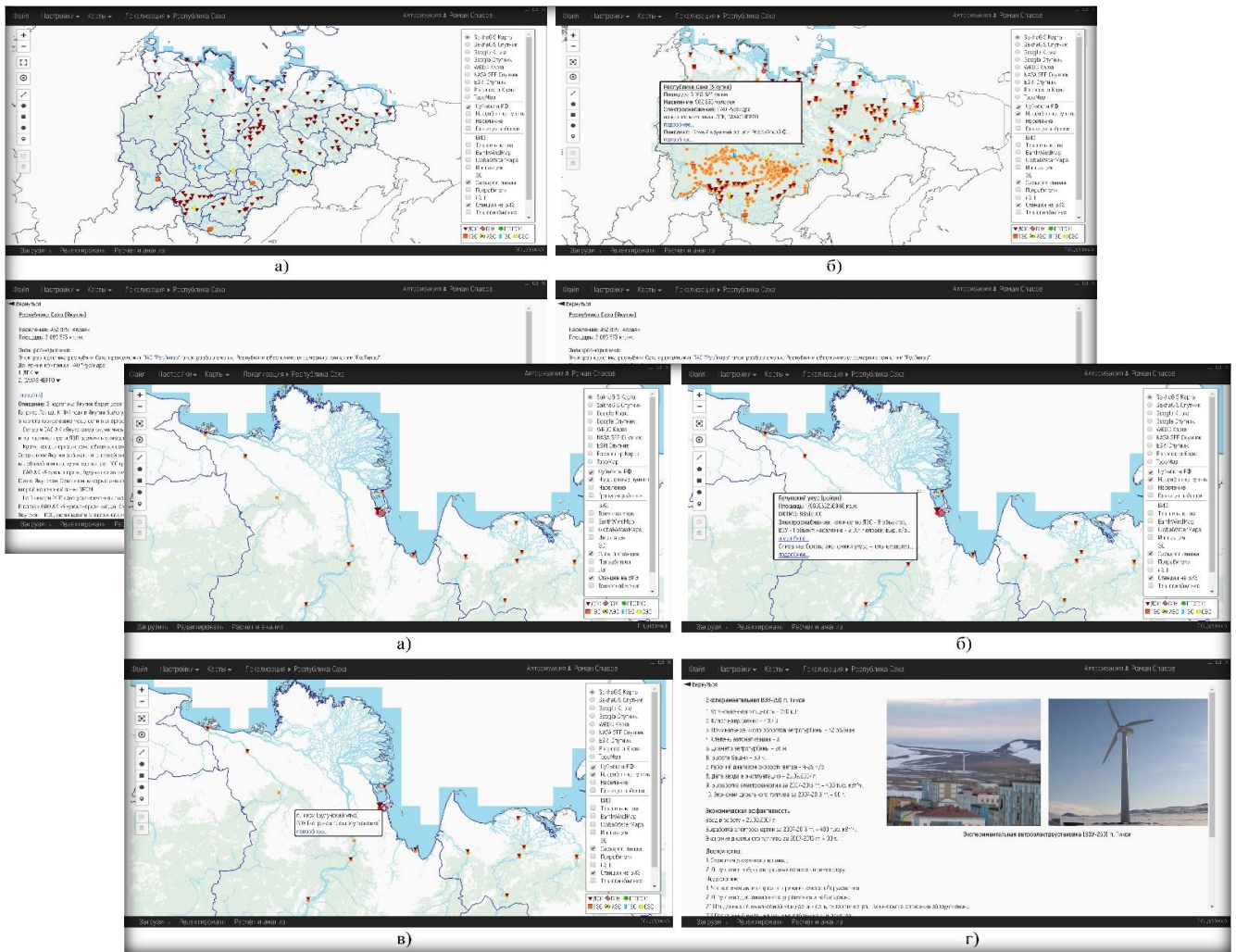


Рисунок 6.6 Информационные окна ИИС – многофакторные уровни

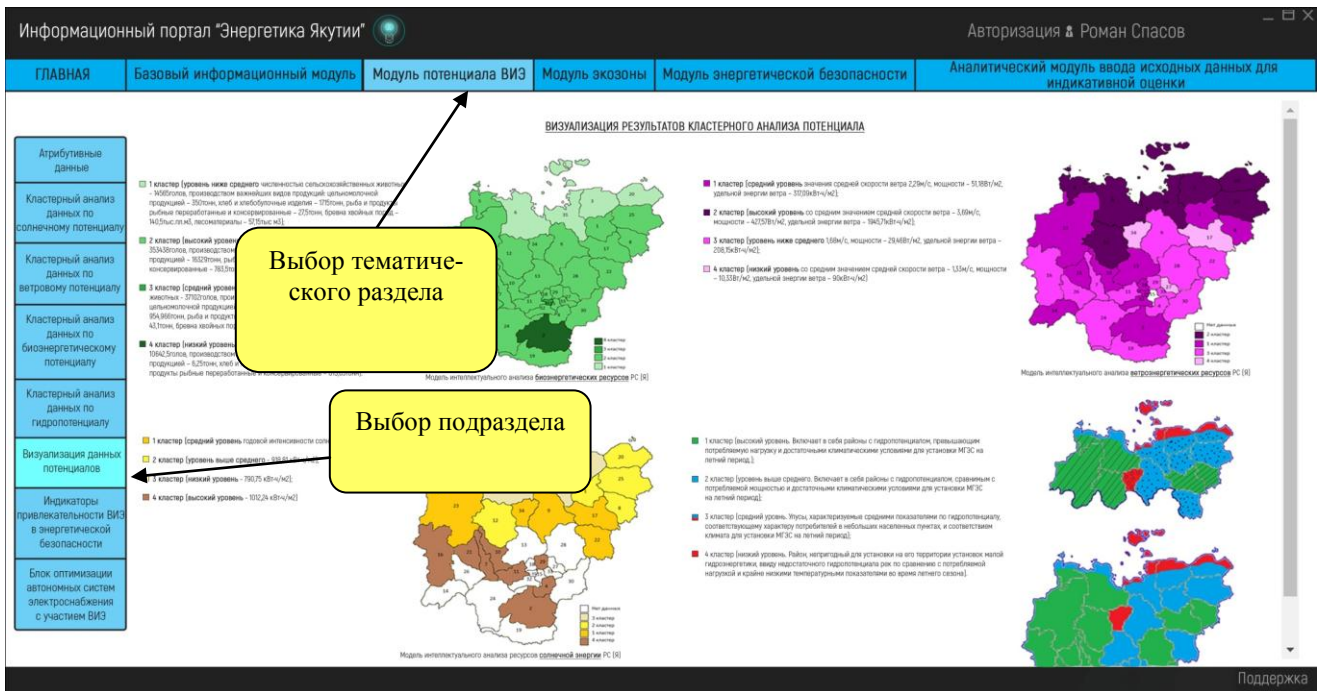


Рисунок 6.7 Информационное окно ИИС «Результаты кластерного анализа потенциальных возможностей ВИЭ»

Предполагается выполнение запросов к различным базам данных и массивам информации. Информационные базы данных представлены в отдельном блоке базового информационного модуля в качестве пакета таблиц и документов в форматах docx (Word office) и xlsx (Excel office).

Здесь же представляется возможность обращения к блоку разработок по выбору оптимального варианта и критериев построения АСЭС (с участием ВИЭ, рисунок 6.7) через интеллектуальный алгоритм выбора. Возможность перехода к выбору оптимального решения с ВИЭ допускается только при устранении сигнала предыдущего уровня с худшим индексом по РС(Я). В систему введена возможность перехода к аналитическому блоку для возможности обновления исходных данных индикаторов, что повысит скорость расчета их современных результативных значений, как базы для формирования стратегической платформы по управлению позициями ЭНБ.

Исходя из анализа модели оценки уровня энергетической безопасности и методологии ее исследования, ключевую позицию системы представляет **Расчетно-сравнительный модуль. Модуль представляет собой информационно-аналитическую систему (ИАС)** с реализацией автоматизации расчетов оценки индикативных показателей для определения положения их значений. Эффективная реализация подобной аналитики возможна с использованием современных методов обработки данных. Высокая динамика изменений исходных данных во времени делает работу громоздкой. Необходимость ее отслеживания в своевременном определении текущего состояния объекта по уровню энергетической безопасности, требует обновления данных. Разработка аналитического модуля в составе интегрированной информационной системы оперативного мониторинга ЭНБ обеспечивает скорость выявления проблем в изолированных зонах Севера с низкими показателями надежности и определения направления решения.

Информационная аналитическая система разработана в виде веб-сайта, что является весьма удобным, поскольку предоставляется дистанционный доступ к ее инструментам в любое время, а простой и понятный интерфейс не требует ни дополнительного программного обеспечения, ни специальных знаний для осуществления необходимых расчетов. В качестве языков программирования были использованы HTML и CSS для создания интерфейса и содержимого модулей системы, JavaScript позволил реализовать механизмы расчетов значений индикаторов и выполнения сравнительного анализа с пороговыми уровнями.

Алгоритм расчета (рисунок 6.8) индикативных показателей в аналитической системе реализует взаимосвязь между отдельными блоками, с целью достижения обоснованности и оперативности принимаемых решений.

Расчет индикативных показателей осуществляется по заданному инструментарию. Возможность ввода исходных данных и взаимосвязь с массивами периодических данных базового

модуля позволяет оценить динамику поведения индикатора и выявлять внутри группы наиболее узкие места, где обеспечение ЭНБ имеет положительные тенденции и ситуации, где наблюдается значительное ухудшение и устанавливать причины нарушения безопасного состояния. При этом проведенное ранжирование индикативных показателей отражает приоритетные проблемы и специфику развития территорий. В то же время анализ динамических рядов индикаторов позволяет судить о том, с какой скоростью осуществляются процессы улучшения или ухудшения ситуации по энергетической безопасности во времени.

Аналитический блок позволяет осуществить: анализ облака данных с последующей сортировкой информации, создание графиков, диаграмм, гистограмм, математическое определение значений индикативных показателей (рисунок 6.9), математические расчёты (суммы показателей, коэффициенты эффективности, и т.д.), определение показателей эффективности энергетического объекта, возможное моделирование объектов.

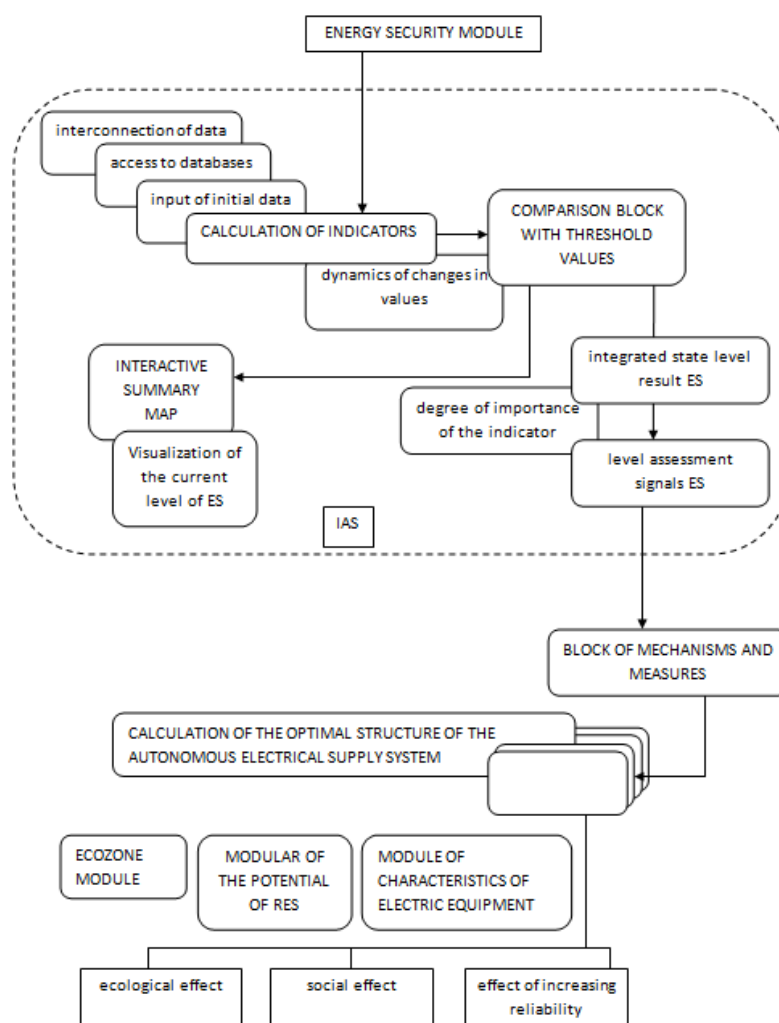


Рисунок 6.8 Алгоритм информационно-аналитической системы (IAS) оценки уровня энергетической безопасности

Б2. Блок ресурсной (топливно-энергетической) обеспеченности системы энергоснабжения децентрализованной зоны

2.1.1. Доля собственных источников в балансе КПТ в децентрализованной зоне

Рассматривается как степень самообеспеченности территории данным топливным ресурсом.
 Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы.

Собственное производство ($R'_{\text{собпр}}$) =

Потребление основных видов топлива на территории ($R'_{\text{тп}}$) =

2.1.2. Коэфф

2.2. Возмо
децентрали:

2.3. Доля до

2.4. Коэффи

2.5. Коэффи

Коэффициент привлекательности территории для вовлечения ВИЭ в изолированные системы электроснабжения может быть рассмотрен в виде расчетно-аналитических зависимостей с использованием различных факторов: потенциальный ресурс ВИЭ, степень децентрализации, масштабы государственной поддержки, возможность подключения к централизованному электроснабжению, стоимость производимой электроэнергии, социальный статус населения и его платежеспособность.

Инструментарий измерения индикатора: типовые расчетные формулы.

Показатель завоза топлива ($F_{\text{завозтп}}$) =

Доля износа (деградационного состояния)

Доля топливной составляющей в стоимости электроэнергии ($F_{\text{топ зз}}$) =

Наличие административной и государственной поддержки ($F_{\text{гос под}}$) =

Фактор присутствия привлекательности $K_{\text{привлекВИЭ}}$ =

Возможность подключения к централизованному электроснабжению ($F_{\text{црс}}$) =

Себестоимость производимого 1 кВтч электроэнергии - доля от регионального значения ($F_{\text{себ зз}}$) =

Платежеспособность населения ($F_{\text{соц д тариф}}$) =

Доля собственных источников в балансе топливных ресурсов с обозначением назначения ($F_{\text{топ соб}}$) = $\alpha'_{\text{топсоб}}$ =

Фактор отсутствия привлекательности $K_{\text{от привлекВИЭ}}$ =

2.6. Показатель истощения собственной топливной базы

2.7. Оценка текущих разведанных извлекаемых запасов топлива по отношению к его годовой добыче:

Рисунок 6.9 Скриншот окна расчета индикаторов по Блоку 2.

Разработанная информационно-аналитическая система, позволяет в интегрированной среде оценки уровня энергетической безопасности, производить расчеты текущих показателей индикаторов с учетом специфики децентрализованных территорий Севера и Арктических зон. Методика оценки слабых и уязвимых мест обеспечивает определение приоритетных территорий с жесткими требованиями по обеспечению комфортных условий жизнедеятельности потребителей электроэнергии.

Модель и инструментарий диагностики децентрализованных территорий исследуемых климатических кластеров может быть использована на прединвестиционной стадии цикла повышения уровня ЭНБ.

По отдельным индикаторам блок включает в себя исследовательский инструментарий. Например, оценка индикатора «*Степень автоматизации дизельной электростанции децентрализованной зоны*» в блоке надежности запрашивает исходные данные по сформированной схеме с последующим их применением в математической модели, отражающей скорость реакции на аварийную ситуацию при сочетании исходных данных с определенной степенью автоматизации станции. Здесь основными составляющими расчета является время доступа к терри-

тории нахождения энергообъекта, функционирующего в условиях инфраструктурной изоляции и имеющего жесткую ограниченность возможности персонала прибыть на место аварии в установленное время. Наряду с этим здесь накладываются условия доступного вида транспорта. Усложняет ситуацию по индикатору присутствие персонала или его несоответствующая квалификация при низкой степени автоматизации установок автономных систем электроснабжения.

Сравнительный блок, как составляющая аналитического модуля позволяет осуществлять присвоение порогов уровня индекса уровня энергетической безопасности (ЭнБ), идентифицировать уровень ЭнБ и производить геолокацию объектов (возможность привязки любого объекта к определённой точке на карте) с отражением состояния. Пороговые значения при оценке ЭнБ децентрализованных энергозон достаточно жестки, вследствие сущности автономности энергетических объектов в тех условиях, в которых они функционируют.

Таким образом, на интерфейсе можно увидеть визуализацию расчётов блоков энергетической безопасности. При выборе пункта в информационном окне справа появится градиентная полоса, что будет означать степень состояния той или иной децентрализованной зоны (на примере Республики Саха (Якутия), рисунки 6.10 – 6.16). Чрезвычайное состояние интерпретируется красным цветом. Градиент от оранжевого до жёлтого обозначает депрессивное состояние с соответствующим процентом. Цвет от зелёного до бирюзового показывает условно безопасное состояние определённых блоков.

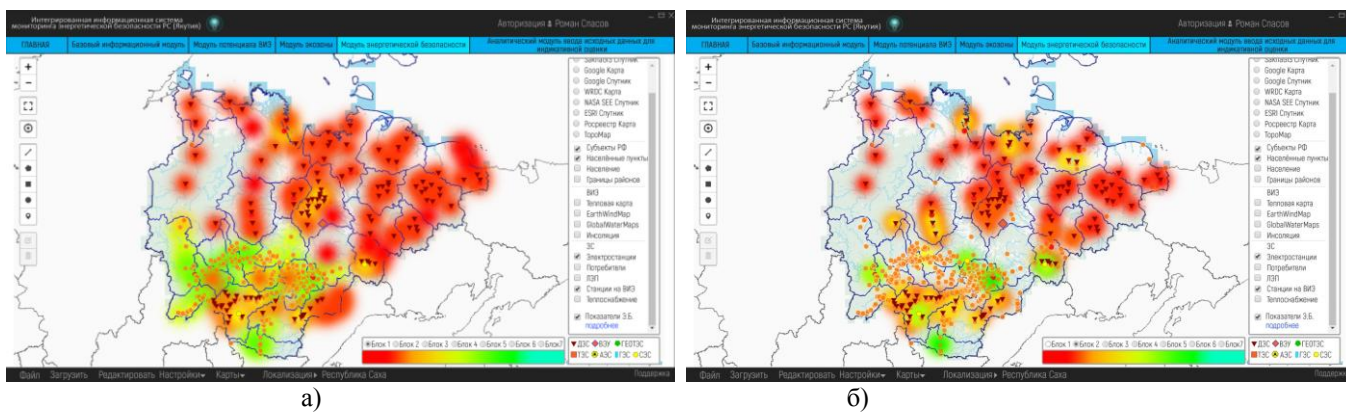


Рисунок 6.10 ИИС интерфейс: Показатели энергетической безопасности

а) Блок 1. Блок обеспеченности электрической энергией потребителей децентрализованной зоны

б) Блок 2. Блок ресурсной (топливно-энергетической) обеспеченности системы энергоснабжения децентрализованной зоны

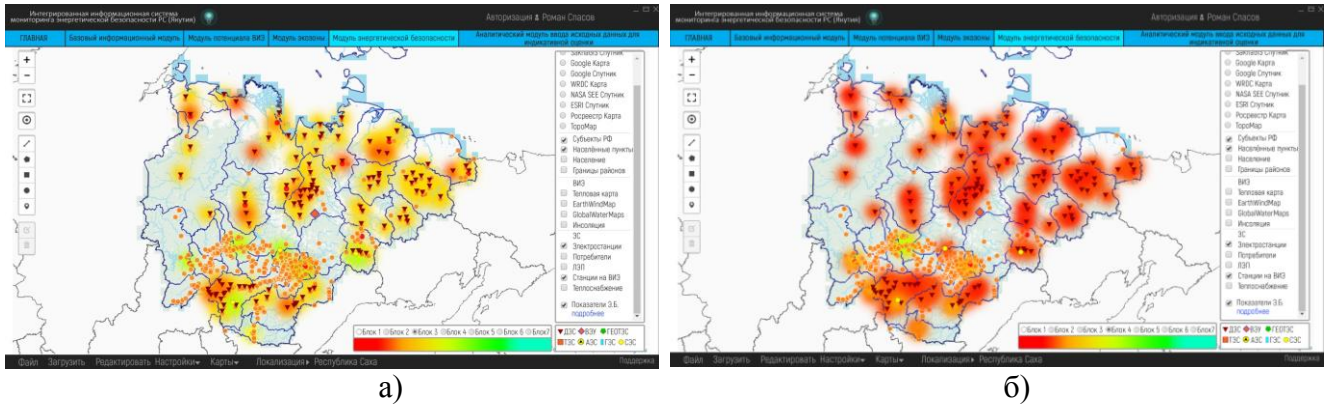


Рисунок 6.11 ИИС интерфейс: Показатели энергетической безопасности

а) Блок 3. Блок надежности топливо- и энергоснабжения децентрализованной зоны

б) Блок 4. Блок состояния ОПФ АСЭС децентрализованной зоны

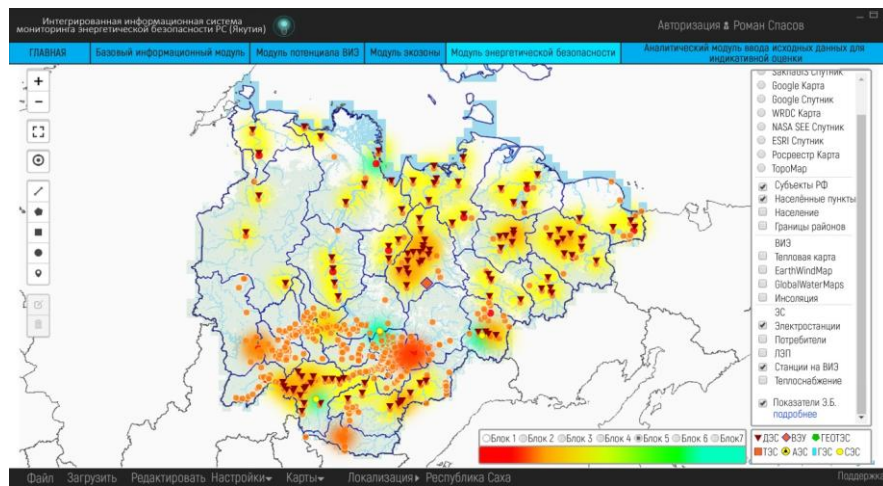


Рисунок 6.13 ИИС интерфейс: Показатели энергетической безопасности

Блок 5. Экологический блок

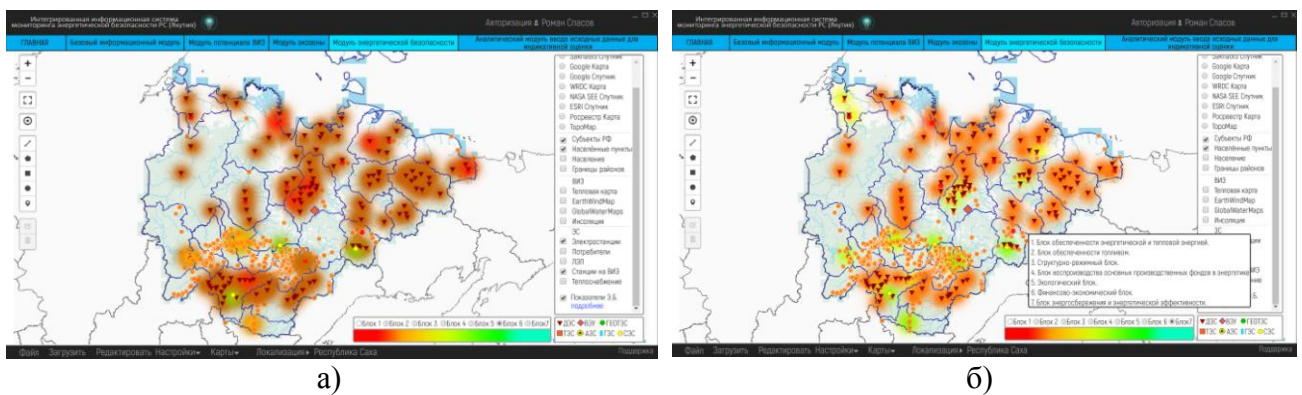


Рисунок 6.14 ИИС интерфейс: Показатели энергетической безопасности

а) Блок 6. Финансово-экономический блок

б) Блок 7. Блок энергосбережения и энергетической эффективности

В настоящее время существуют разработки картографических моделей зонирования территорий с обозначением их уровня оптимальности в развитии возобновляемой энергетики. Но они не показывают симбиоза состояния объектов энергетики различной физической природы и определенного места ВИЭ в критериях оптимизации структуры АСЭС. Предлагаемая модель дает усиливающий эффект для укрепления позиций ЭНБ децентрализованных энергозон с обозначением наиболее важных индикативных показателей текущее значение которых необходимо улучшить первоначально, что визуализируется системой. Данная система является эффективным и удобным инструментом, который позволяет представить результаты пользователям и дает возможность самостоятельно производить вычисление показателей с выбором наиболее оптимального варианта системы электроснабжения с ВИЭ.

Помимо явного повышения удобства пользования модулем аналитического расчета, система позволяет в перспективе перейти к моделированию различных форм визуализации индикативных показателей территории или объекта, например, последствий аварийных ситуаций, оптимизации структуры автономных систем электроснабжения, коэффициента привлекательности ВИЭ. Необходимость оцифровки архивов исходных данных ясна и очевидна, но эффективность решения этой задачи зависит от «системности» подхода в рамках не только самой организации, города, района, реализующих данную систему для пользователей, но и республики в целом.

Сочетание выбранных модулей в разработанной системе мониторинга состояния ЭНБ удаленных и изолированных территорий децентрализованных энергозон позволяет осуществлять систематический контроль ее уровня. Итоговым этапом информационно-аналитической системы при выполнении своих функций является определение удачных с точки зрения укрепления энергетической безопасности мероприятий. На основе визуализации «уязвимых» и слабых позиций и аналитической обработки оперативной информации появляется возможность повысить качество принимаемых стратегических решений. Сводная схема (рисунок 6.17) отражает алгоритм реагирования системы на уровень состояния ЭНБ децентрализованной энергозоны: визуализация уровня состояния на основе результирующих значений индикаторов дает пользователю возможность перехода к блоку мероприятий при условии, что состояние «чрезвычайное»; при работе пользователя с полем лучших состояний система выдает рекомендации общего характера, не позволяя осуществить переход.

Исследуемые энергозоны со свойственными специфическими особенностями существования не имеют должной способности «сопротивляться» воздействиям угроз для ЭНБ, например, природного или территориального характера, которые априори будут иметь воздействие. Поэтому модуль сигнализации системы об уровне состояния позволяет оценить степень кризисности ситуации и предложить переход к одному из видов механизмов воздействия по ее

улучшению. Оперативный мониторинг сопровождается определением предполагаемых отдельных эффектов для предложенного комплекса мероприятий.

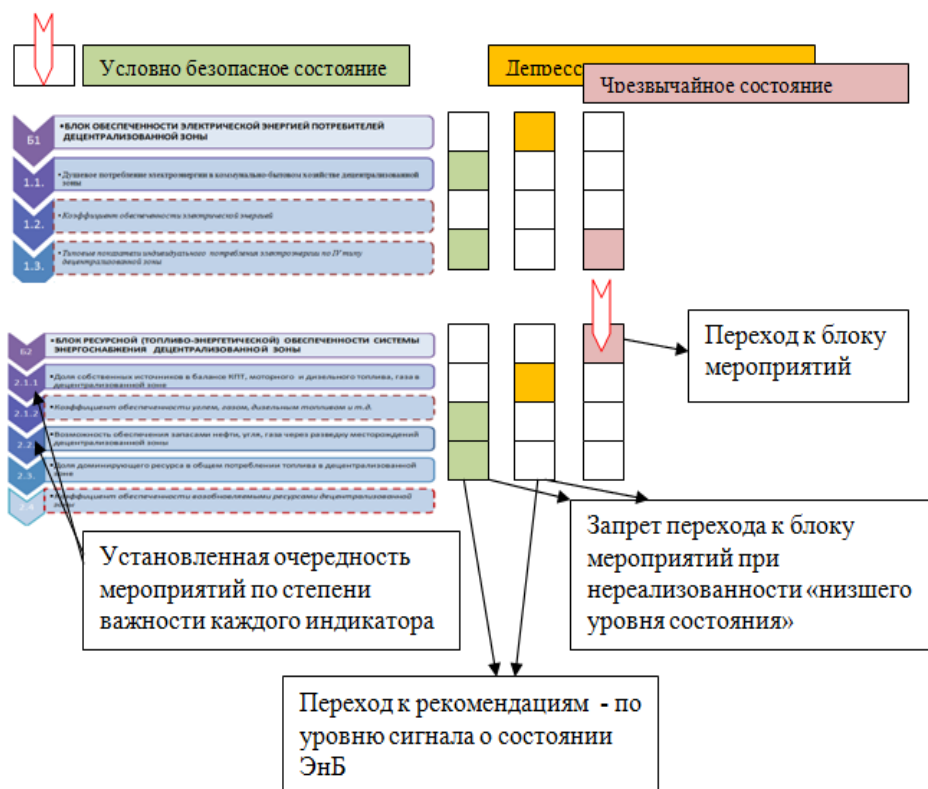


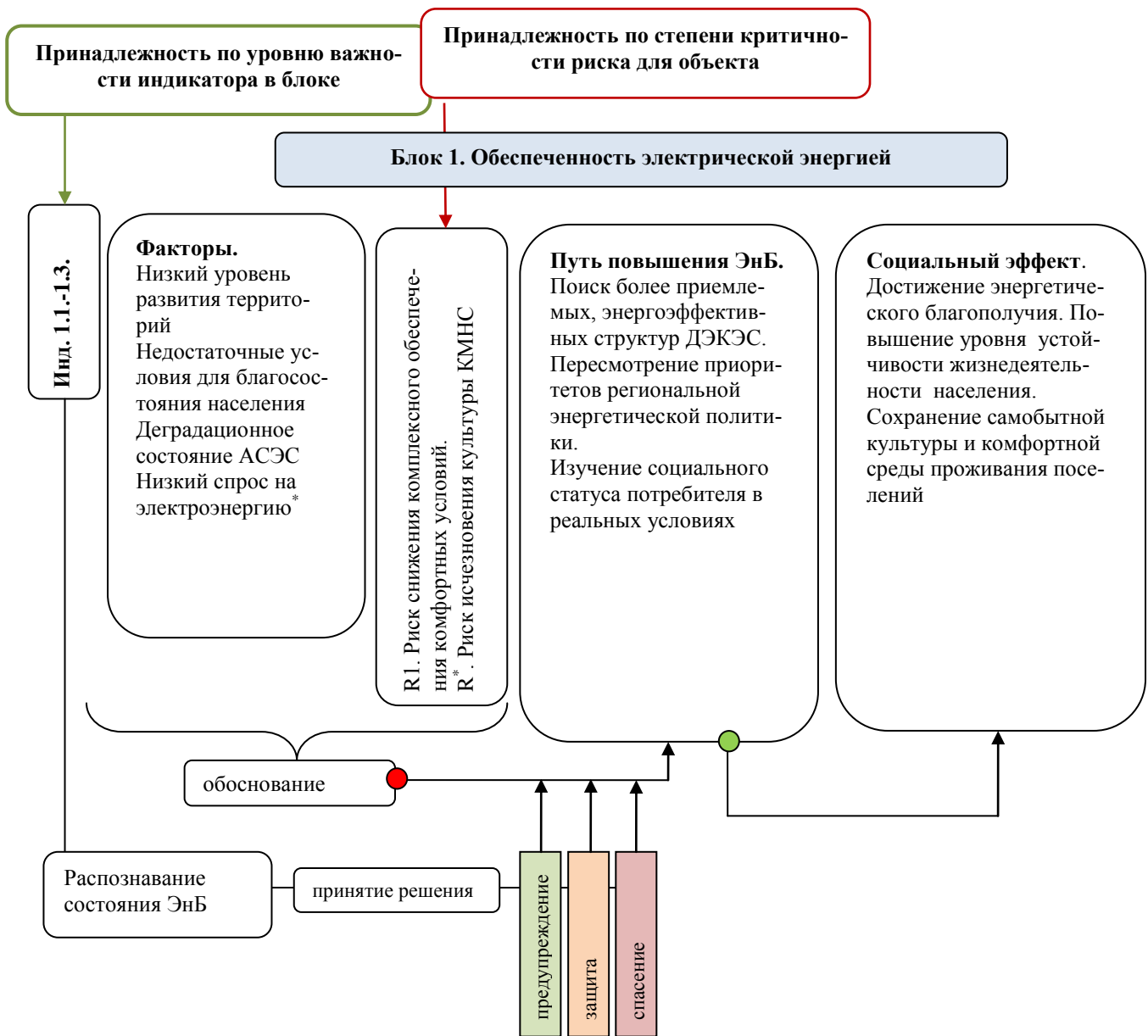
Рисунок 6.17 Сводная схема фиксации уровня ЭНБ и запроса перехода к модулю рекомендаций и системно-программных решений

6.2 Обоснование выбора путей повышения и укрепления энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения

Стратегия такой работы системы основана на идее первоочередности получения и реализации решения проблем в обеспечении ЭНБ тех объектов или территорий, где уровень ее состояния настолько критический (рисунок 6.18), что обеспечение минимальных условий жизнедеятельности и функционирования уже находится под угрозой. При этом в первостепенности мероприятий заложен ранг важности индикаторов (рисунок 6.18), значение чрезвычайного уровня которых приводит к высоким рискам и воздействиям угроз для объекта, а соответственно и жизни людей. Перечень локальных рисков, представленных в главе 2 и уточненных в таблице 6.1, варьируется на основании анализируемых территорий, на которых функционирует ДЭКЭС, и состава угроз ЭНБ, обозначенных в главах ранее. Комплексный анализ сформированных индикативных показателей, факторов, присущих децентрализованным зонам Северного региона в характеристике индикативного блока, и возможных локальных рисков для децентра-

лизованной зоны электроснабжения позволил предварительно наметить комплекс возможных путей повышения ЭНБ [161]. Каждый путь в определенной зоне и при определенном сочетании факторов достигнет своего эффекта.

Направленность мер на поддержание условий реализации ЭНБ инфраструктурно изолированных ДЭКЭС территорий Севера и АЗ РФ



* Специфическая направленность хозяйственной деятельности и уровня комфортности коммунально-бытовой сферы

Блок 2. Ресурсная (топливно-энергетическая) обеспеченность

Инд. 2.1.-2.3, 2.6

Факторы.

≈100% привозное дизельное топливо.
Повышение цен на используемое топливо (дополнительно сложная логистика).
Высокая топливная составляющая в себестоимости электроэнергии.
Высокий износ ОПФ.
Высокий удельный расход топлива.
Рост трудноизвлекаемости топливных запасов, снижение финансирования геологоразведки

R2. Риск недопоставки электрической энергии, вследствие нарушения поставки (природные условия, финансовая неустойчивость) или поставки не в полном объеме топливных ресурсов (углубление при доминировании одного топливного ресурса)

Путь повышения ЭнБ.

Диверсификация ТЭК
Разработка эффективных структурных схем гибридных энергетических комплексов с различными видами первичных энергоносителей.
Оптимизация и совершенствование существующей структуры энергохозяйства (критерий оптимизации: снижение объемов расхода топлива; снижение топливной составляющей; снижение тарифа на э/э; повышение надежности АСЭС).

Энергоэффективность

Повышение надежности ДЭКЭС.
Снижение рисков нарушения электроснабжения при доминирующем привозном топливном источнике.
Повышение самодостаточности и энергонезависимости от поставок топливных ресурсов

Инд. 2.4.,2.5.

Факторы.

≈100% привозное дизельное топливо.
Повышение цен на используемое топливо.
Феномен (экономический и технологический) истощения ТРИЗ – риски сокращения объемов добычи топливных ресурсов вследствие снижения геологоразведочных работ
Тренды развития ВИЭ, локальной генерации на ВИЭ
Изменение долгосрочных планов Минэнерго по инвестированию проектов по подключению изолированных энергосистем

R2; R3. Риск возникновения периодов вынужденного простоя и аварийных ситуаций по причине низкой / отсутствующей квалификации персонала.
R4. Риск низких темпов оптимизации структуры АСЭС при недостаточности / отсутствии инвестиций

Путь повышения ЭнБ.

Переход к АСЭС с участием ВИЭ
Целенаправленность региональной и федеральной грантовой поддержки местных энергетических сообществ для развития энергетической независимости территорий
Развитие арктического предпринимательства в области ВИЭ
Создание дополнительных рабочих мест и сервисных центров по обслуживанию АСЭС на ВИЭ.

Социально-экономический эффект.

Сохранение запасов топливных ресурсов будущим поколениям
Сокращение расходов на завоз привозного топлива.
Снижение уровня безработицы в местных сообществах
Экологический эффект.
Снижение вредных воздействий на окружающую среду при снижении доли традиционных энергоресурсов в энергобалансе
Энергоэффективность.
Повышение надежности ДЭКЭС.
Повышение самодостаточности и энергонезависимости от поставок топливных ресурсов

Блок 3. Надежность топливо- и энергоснабжения

Инд. 3.0-3.3.

Факторы.

Практическая единственность генерирующего источника – ДЭС.
Нерациональность установленных мощностей и режимов работы дизель-генераторов
Снижение производительности локального энергетического объекта

R5. Риск нарушения бесперебойного электроснабжения

R6. Риск высоких потерь вследствие неэффективного процесса производства электроэнергии и сниженных технико-экономических показателей

Путь повышения ЭнБ.

Формирование рационального состава агрегатов (сочетания рабочих и резервных агрегатов)
Повышение надежности созданием гибридных электростанций с ориентацией на ВИЭ и иные источники
Подключение к централизованной системе электроснабжения при оценке целесообразности
Автоматизация информационного сбора данных для качественной оценки эксплуатационных характеристик ДЭС с целью выработки эффективной энергосберегающей политики

Экономический эффект.

Эффективное снижение удельного расхода топлива, снижение экономических затрат, снижение уровня износа ДГУ, оптимальность соотношения коэффициентов технического использования и вынужденного простоя, повышение эффективности использования ТЭР.
Повышение уровня надежности и энергоэффективности ДЭ-КЭС. Усиление технологического аспекта

Инд. 3.4.

Факторы.

Инфраструктурная ограниченность.
Лимитированные сроки доступности территории.
Высокий износ оборудования
Напряженность на рынке труда по рабочим кадрам энергетической отрасли

R3; R7. Риск длительного устранения отказа вследствие неприемлемой реакции на аварию (климатические условия, кадровая ситуация, транспортно-территориальные факторы)

Путь повышения ЭнБ.

Ускорение темпов обновления ОПФ (замена морально устаревшего оборудования, внедрение безлюдной технологии)
Организация подготовки высококвалифицированных кадров по отраслевым профилям на базе местных профессиональных образовательных учреждений

Экономический эффект.

Максимальное исключение периодов вынужденного простоя
Повышение уровня надежности ДЭ-КЭС, повышение скорости реакции на аварийную ситуацию
Социальный эффект.
Обеспечение бесперебойного электроснабжения как условия нормальной жизнедеятельности

Инд. 3.5-3.7

Факторы.

≈100% привозное дизельное топливо.
 Лимитированные сроки доступности транспортных путей.
 Ассиметричная сложная модель транспортной инфраструктуры
 Длительные периоды резкого похолодания
 Низкий темп оптимизации структуры АСЭС
 Повышение цен на используемое топливо

R2. R8. Риск недопоставки электрической энергии, вследствие неадекватности в нужном объеме стратегическим запасом топлива

Путь повышения ЭнБ.

Вовлечение в энергобаланс ВИЭ и местных энергоресурсов
 Заблаговременное моделирование ситуации срыва поставки топливных ресурсов на основе анализа ежегодно повторяющихся возмущающих факторов. Предусмотрение возможности резервирования больших объемов финансовых средств на длительный период. Совершенствование и развитие транспортной инфраструктуры. Строительство дополнительных помещений и резервуарных парков для хранения экстренных запасов топлива. Реконструкция и модернизация резервуарных парков ДЭС. Повышение степени обеспеченности собственными ресурсами (создание системы управления запасами топлива, стабильное поддержание стратегических резервов, топливозапасов)

Экономический эффект.

Сокращение затрат на поставку топлива, снижение внеплановых затрат при «стопорении маршрута»

Социальный эффект.

Обеспечение покрытия потребностей в электро- и теплоэнергии, в частности в холодный период года.

Блок 4. Состояние ОПФ ДЭКЭС

Инд. 4.2-4.5.

Факторы.

Ускоренный износ электрических сетей и электрооборудования.
 Износ зданий, вспомогательных помещений, мест для ремонта и профилактики ДГУ.
 Повышение удельного расхода топлива
 Непривлекательность бизнеса для инвестирования в автономную энергетику.
 Недостаточность инвестиций в ДЭКЭС.
 Низкий темп обновления ОПФ ДЭКЭС

R9. Риск высокой интенсивности отказов оборудования по причине деградационного состояния

Путь повышения ЭнБ.

Мониторинг выполнения мероприятий и требований к повышению надежности АСЭС удаленных изолированных территорий
 Осуществление контроля за следованием ужесточенным экологическим требованиям и требованиям промышленной безопасности к обновлению ОПФ
 Выполнение требований к климатическому исполнению установок на ВИЭ
 Достижение согласованности между выполнением условий поддержания ЭнБ и региональной энергетической политикой

Экономический эффект.

Снижение расходов на топливо.
 Повышение надежности ДЭКЭС

Инд. 4.1.

Факторы.

Высокая разнотипность агрегатов ДГУ.
Низкая квалификация или отсутствие обслуживающего персонала.
Высокий возрастной состав оборудования
Высокая доля агрегатов выработавших свой ресурс.

R3, R10. Риск длительного восстановления оборудования вследствие сложности элементов для широкого ряда типов агрегатов, отсутствие компетенций у персонала)

Путь повышения ЭнБ.

Замена изношенных и низкоэффективных действующих ДГУ на унифицированный тип
Повышение компетенции персонала при организации профессиональной подготовки кадров

Экономический эффект.

Упрощение процесса сервисного обслуживания и ремонта - привлечение меньших расходов на выполнение ремонтных работ.
Повышение надежности эксплуатации при возникновении внештатных ситуаций

Блок 5. Экологический

Инд. 5.1.-5.3

Факторы.

Ограниченная рекреационная возможность северных территорий
Низкий экологический иммунитет территории
Нарастание экономической активности в освоении ресурсов
Увеличение объемов экологического ущерба
Чувствительность к изменению климата

R 11. Риск нарушения эко наследия Севера и промысловых зон
R12. Риск нарушения среды для традиционной формы природопользования

Путь повышения ЭнБ.

Жесткое выполнение экологических требований при внедрении любых технологий
Разработка реестра критериев внедрения технологий на территорию Севера и АЗ
Строительство систем на применении «чистых источников энергии»
Организация экологических рейдов.
Создание независимых объединений экологического контроля на местах.
Развитие экотуризма

Экологический эффект.

Снижение вредных выбросов в окружающую среду
Очищение территории от «скалдирования» бочек после дизельного топлива; отработавших материалов, элементов оборудования и т.д..
Повышение экологической безопасности
Сохранение уникальной особенности хрупкой экосистемы
Экономический эффект
Развитие конкуренции традиционных установок. Снижение расходов
Социальный эффект.
Воспитание экологической культуры юридических лиц

Блок 6. Финансово-экономический блок

Инд. 6.1., 6.1.1.

Факторы.

Сложная многозвенная логистическая структура доставки топлива.
Повышение цен на традиционные энергоресурсы
Низкая платежеспособность потребителей в силу направленности хозяйственной деятельности

Риск 13. Риск повышения себестоимости производства электроэнергии
Риск 14. Риск роста числа неплатежеспособного населения - рост ограничений в позициях расчетов

Путь повышения ЭнБ.

Совершенствование и развитие транспортной инфраструктуры
Поиск более эффективных решений в обеспечении и диверсификации энергоресурсов
Разработка эффективных структурных схем гибридных энергетических комплексов с различными видами первичных энергоносителей
Вовлечение в энергобаланс ВИЭ и местных энергоресурсов

Социально-экономический эффект.

Сокращение расходов на доставку традиционных топливных ресурсов
Перспективное снижение тарифов на электроэнергию

Инд. 6.2

Факторы.

Низкая платежеспособность потребителей электроэнергии
Высокий экономически обоснованный тариф на электроэнергию
Высокая топливная составляющая в себестоимости электроэнергии

R15. Риск нецелевого приоритета использования финансовых средств

Путь повышения ЭнБ.

Поиск эффективных путей развития Северной экономики малоосвоенных территорий, низкоплотных пространств, с отсутствием рынка энергии и т.д. (внедрение ВИЭ, прозрачность и обоснованность распределения дотационного субсидирования внутри региона между отдельными муниципальными округами, местными сообществами и т.д.)

Социально-экономическое развитие территории

Факторы.

Специфические особенности территорий Севера и АЗ

Низкая выраженность или отсутствие экономической специализации по направлениям хозяйственной деятельности большей части территориальных зон

Низкая инвестиционная привлекательность децентрализованных энергозон

Особенности региональной электроэнергетики

Неизбежность перекрестного субсидирования – дотационности региона

Отсутствие комплексного подхода к развитию

R16. Стагнация социально-экономического развития
R17. Рост дифференциации уровня и качества жизни населения

Путь повышения ЭнБ.

Группирование инвестиционных проектов (территориально-транспортная инфраструктура, энергохозяйства, социальная инфраструктура, агропромышленный комплекс и т.д.)

Формирование индивидуальных локальных подходов и опорных «точек» к росту экономики каждой децентрализованной зоны (кадровое обеспечение / развитие традиционной отрасли / совершенствование ДЭКЭС / внедрение новых технологий / транспортно-логистическое развитие / направление субсидированной поддержки и т.д.)

Активизация к формированию и привлечению к работе социальных программ от наиболее доходных компаний (недропользователей), отражающих их традиции и практические нужды (по опыту зарубежных стран, компании НОВАТЭК / РФ) по развитию социальной инфраструктуры в районах их операций, образования (в интересах регионов), поддержки малых народов Севера и т.д (повышение их социальной ответственности на территории деятельности).

Направленность мер в формировании мероприятий по повышению привлекательности преимуществ качества жизни, эффективного и доступного пользования природно-ресурсными и возможностями Севера и Арктических зон, организации стабильности и свойств надежности в эксплуатации АСЭС Севера
Создание инфраструктуры инновационных технологий

**Повышение частных потенциалов и снижение рисков децентрализованных энергозон
Повышение финансовой устойчивости**

Блок 7. Энергосбережение и энергоэффективность



Рисунок 6.18 Обоснование мероприятий повышения ЭнБ и эффекты реализации.

Таблица 6.1. Возможные локальные риски ЭНБ децентрализованной зоны электроснабжения [161].

№	Наименование риска	Статус угрозы, вероятность трансформации
R_1	Риск снижения уровня комплексного обеспечения комфортных условий жизни населения	Текущий характер, ослабление при пересмотрении региональной политики и перестраивании экономики региона: формирование среды, стимулирующей и поддерживающей инновации и развитие
R^*	Риск исчезновения культуры КМНС	Стратегический характер, ослабление при действии национальных программ и программ доходных компаний по сохранению уникального культурного наследия территории
R_2	Риск недопоставки электрической энергии, вследствие нарушения поставки (природные условия, финансовая неустойчивость) или поставки не в полном объеме топливных ресурсов (усугубление при доминировании одного топливного ресурса)	Стратегический характер, ослабление при диверсификации ресурсов, формировании логистики гарантированных и надежных поставок топлива с учетом природно-климатических особенностей северных регионов, транспортировочных маршрутов, ценовой политикой
R_3	Риск возникновения периодов вынужденного простоя и аварийных ситуаций по причине низкой / отсутствующей квалификации персонала	Текущий характер, обнуление при усилении образовательного кластера
R_4	Риск снижения темпов оптимизации структуры АСЭС при недостаточности / отсутствии инвестиций	Стратегический характер, ослабление при усилении трендов внедрения новых доступных технологий, выполнении установленных требований, ориентации на социальные инвестиции
R_5	Риск нарушения бесперебойного электроснабжения потребителей	
R_6	Риск высоких потерь (энергии, расходов топливных ресурсов) вследствие неэффективного процесса производства электроэнергии и сниженных технико-экономических показателей АСЭС	
R_7	Риск длительного устранения отказа вследствие неприемлемой реакции на	

	аварию (климатические условия, кадровая ситуация, транспортно-территориальные факторы)	
R_8	Риск недопоставки электрической энергии, вследствие необеспеченности ДЭКЭС стратегическим запасом топлива в нужном объеме	Стратегический характер, ослабление при диверсификации ресурсов и целенаправленных действиях региональной политики
R_9	Риск высокой интенсивности отказов оборудования по причине деградиционного состояния	Стратегический характер, ослабление при усилении трендов внедрения новых доступных технологий, выполнении установленных требований, ориентации на социальные инвестиции
R_{10}	Риск длительного восстановления оборудования вследствие сложности сервиса (отсутствие запасных элементов для широкого ряда типов агрегатов, ограниченность компетенций рабочего персонала)	Текущий характер, обнуление при комплексном выполнении мероприятий организационно-управленческого развития
R_{11}	Риск нарушения эко наследия Севера и промысловых зон	Стратегический характер, ослабление при действиях национальных программ
R_{12}	Риск нарушения среды для традиционной формы природопользования (оленоводство и т.д.)	
R_{13}	Риск повышения себестоимости производства электроэнергии	Стратегический характер, ослабление при диверсификации ресурсов
R_{14}	Риск роста числа неплатежеспособного населения - рост ограничений в позициях расходов	
R_{15}	Риск нецелевого приоритета использования финансовых средств	Текущий характер, ослабление при корректировке региональной политики, формирование внутренних источников развития территории
R_{16}	Стагнация социально-экономического развития децентрализованной зоны	Стратегический характер, сохранение вследствие условий, в которых функционирует ДЭКЭС; ослабление при выработке эффективной
R_{17}	Рост дифференциации уровня и качест-	

	ва жизни населения децентрализованной зоны	направленности мер по развитию территории в изменениях энергетического уклада современной энергетики. Корректировка региональной политики – развитие путем выявления достоинств и преимуществ каждой децентрализованной зоны
R ₁₈	Риск неприемлемого снижения энергоэффективности ДЭКЭС	Текущий характер, ослаблении при усилении трендов внедрения новых доступных технологий
R ₁₉	Риск неприемлемых потерь электроэнергии при неэффективной ее передаче	

Анализ представленных групп факторов и мероприятий (рисунок 6.18) показал, что на состояние энергетической безопасности децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения влияет множество факторов, среди которых наиболее значимые приведены на рисунке 6.19. Данные факторы взаимосвязаны с иными факторами различного характера, усиливающими или смягчающими воздействие определенной угрозы, и в тоже время сами влияющими на стабилизацию других.



Рисунок 6.19 Влияющие факторы на состояние ЭнБ ДЭКЭС

На основании факторов обоснования мероприятий (рисунок 6.18) и полученных экспертных оценок разработаны структуры (рисунок 6.20 а,б), которые наглядно показывают возможное сочетание состояний характеристик децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения в пространстве индикаторов. Это дает интегральную оценку ЭнБ в определенных группах (например, группа надежности «ГН», ресурсная группа «РГ», группа энергоэффективности «ГЭЭ»). Например, в оценке ресурсной группы «РГ» (рисунок 6.20а) сочетание

«чрезвычайного» состояния элементов множества, представляемого объединение индикаторов «2.1. Доли собственных источников в балансе топливных энергоресурсов», «2.2. Возможность обеспечения топливными ресурсами через разведку», «2.3. Доля доминирующего ресурса в потреблении топлива», «3.5. Характеристический показатель логистики поставок топлива», «3.7. Уровень потенциальной обеспеченности топливом при условиях резкого похолодания», «6.3. Территориальный коэффициент», «7.1. Удельный расход топлива» будем иметь чрезвычайное состояние ЭНБ.

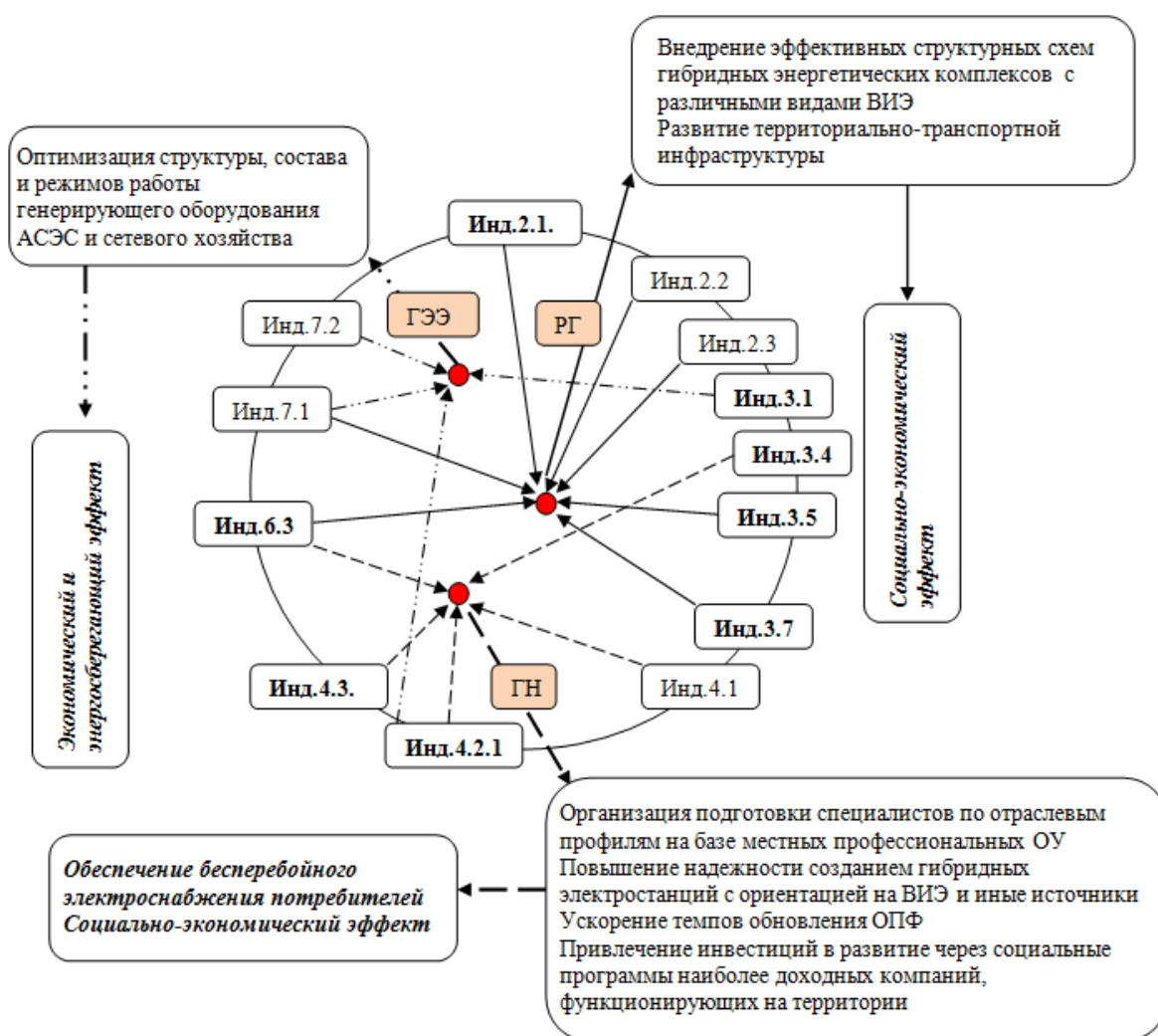


Рисунок 6.20а Структурная схема сочетания индикаторов в оценке определенной позиции ЭНБ

При этом, ключевые индикаторы, выделенные в схеме в своем множестве, определяют допуск опасной ситуации для ДЭКЭС, остальные усиливают угрозу при приближении их значений к пороговому уровню «чрезвычайности» или ослабляют ее, находясь в диапазоне значений «условно безопасное».

Состояние индикаторов, характеризующих достаточную привлекательность ВИЭ (Инд. 2.4., 2.5.), представленные на рисунке 6.20б, показывает благоприятные условия для перехода от чрезвычайного состояния, определенного сложившейся ситуацией при отсутствии собственных топливных источников (Инд. 2.1.), сложной логистической схеме (Инд 2.5.) и оправдано территориальным коэффициентом (Инд.6.3.).

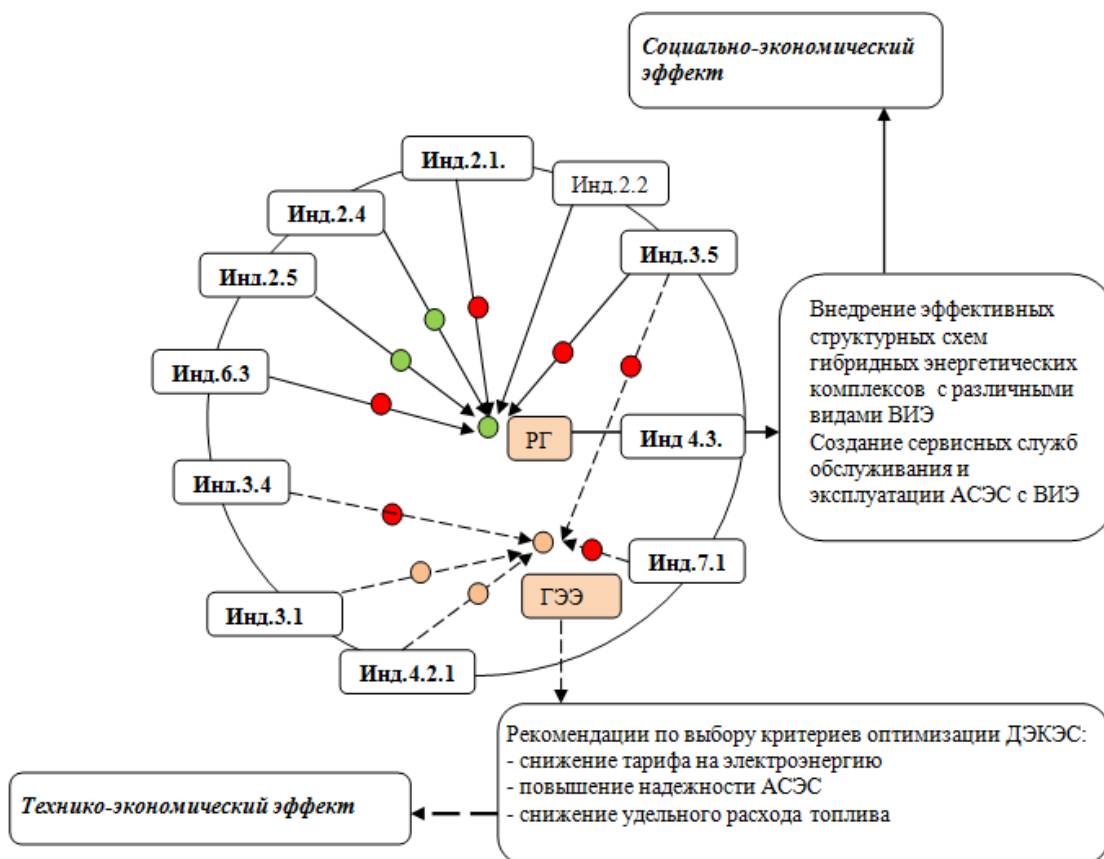


Рисунок 6.20б Структурная схема сочетания индикаторов в оценке определенной позиции ЭНБ

Сочетание индикаторов в группе энергоэффективности (рисунок 6.20б) показывает некую степень эффективного использования энергетических ресурсов в производстве электрической энергии ДЭКЭС. При нахождении в диапазоне «депрессивное» состояние значений «Инд 3.1. Коэффициент структурной обеспеченности АЭС», «Инд 4.2.1. Степени износа ОПФ ДЭС» одновременно при худшем положении в результате оценки индикаторов «Инд. 3.4. Степень автоматизации ДЭС», «Инд 7.1. Удельный расход топлива» в целом имеем «депрессивное состояние» ЭНБ с этой позиции. Для снижения опасности перехода к «чрезвычайному состоянию», либо повышения характеристики качества ЭНБ, как пример для данного случая, необходимо произвести выбор критериев оптимизации ДЭКЭС.

В схеме обоснования мероприятий явно выделяются укрупненные кластеры мероприятий роста локальной экономики (таблица 6.2) [124, 125, 126, 127, 131, 132, 136, 138, 146, 154, 249, 251] через повышение ЭНБ, согласно индикативным группам, нацеленные на укрепление определенных позиций ЭНБ, сгруппированные по характерным сторонам функционирования энергетических комплексов и преследующие достижение социально-экономических, экологических, энергосберегающих эффектов.

Таблица 6.2. Укрупненные кластеры мероприятий по повышению ЭНБ децентрализованных зон

<p>Мероприятия организационно-управленческого развития</p>	<p><i>Комплексный системный подход в достижении целей устойчивого развития, технологический подход, баланс между развитием территории и сохранением экологии и культуры традиционного уклада жизни населения</i></p>	<p><i>Модуль информационно-исследовательского кластера с формированием баз данных по показателям электропотребления электроэнергии с соответственным количеством дизельного топлива, показателям затрат на выполнение ремонтных работ по АЭС и количеству завезенного топлива, по данным технологического аудита при реализации единой интегрированной информационной системы децентрализованной энергетики в оболочке ГИС-технологий</i></p>
		<p><i>Модуль развития энергетического хозяйства с разработкой перспективного плана и бюджета комплексного переоснащения малой энергетики и придание им характера обязательного исполнения, применение реестра индикативных показателей в разработке общих технических требований для вновь вводимых в эксплуатацию, модернизируемых и реконструируемых установок малой энергетики</i></p>
		<p><i>Модуль совершенствования кадрового обеспечения и квалификации</i></p>
		<p><i>Модуль совершенствования системы топливопроводки</i></p>
<p>Мероприятия технической модернизации</p>		<p><i>Модуль развития материально-технической базы энергоисточников с реализацией разнонаправленных мероприятий по повышению надежности функционирования энергетического хозяйства малой энергетики</i></p>
<p>Формирование системы управления рисками энергетической безопасности</p>	<p><i>Единая информационная система мониторинга, своевременной идентификации, фиксирования, ранжирования по уровню критичности, оперативного реагирования на возникновение рисков, планирования развития с учетом риска, прогнозирования.</i></p> <p><i>Скоординированные действия всех сторон по контролю и деятельности ДЭКЭС в отношении риска.</i></p> <p><i>Принятие решений по выбору инструмента обработки риска и плана воздействия на риск в случае его проявления.</i></p>	

Во всех модулях присутствует формальное объединение *мероприятий в области возобновляемой энергетики*. И здесь особое место должна занимать популяризация данного направления на стадии подготовки специалистов профессионального и высшего образования при создании комплексной научной инфраструктуры или расширении существующей на территории

Севера и Арктической зоны и, соответственно, создания благоприятных условий для применения достижений научной, инженерной и технической мысли.

В ее структуре эффективно создание территориальной инновационной системы «Возобновляемая энергетика Севера и Арктических регионов в децентрализованной генерации» - Единый информационный портал» с непрерывным мониторингом рекомендательных стратегических приоритетов и долгосрочного планирования (составлении форсайтов, определение целевых индикаторов и корректировки «дорожных карт») региональной политики Северных территорий и АЗ в сфере возобновляемой энергетике.

Актуально также предусмотрение полигона под технологические решения в Арктической зоне с научно-практической инфраструктурой: Демо-лаборатория популяризации возобновляемой энергетике; Патентный офис (услуги в сфере регистрации и защиты интеллектуальной собственности на разработки технологий для АЗ РФ). При этом применение реестра индикативных показателей оценки ЭНБ децентрализованных зон позволит отслеживать целесообразность внедрения и соответствие востребованности и адресности тех или иных технологии в ДЭКЭС.

Инфраструктура такого вида позволит выполнять расширенные исследования по эффективному практическому внедрению ВИЭ в энергобалансы и выполнять разработки собственных малых альтернативных установок, наиболее точно учитывающие региональные особенности, климатические характеристики и социально-экономические ситуации; позволит решить вопросы подготовки обслуживающего персонала при квалифицированном проектировании размещения установок; предпосылку создания «энергосервисной компании», определяющей подготовку технических предложений с предварительного этапа изыскательских работ по микроклиматическому обследованию и внедрения установок на основе ВИЭ до постоянного контроля за их эксплуатацией (от исследования до сопровождения объектов).

Информационная платформа «Возобновляемая энергетика» позволит усовершенствовать выполняемые исследования и добиться эффективной реализации проектов. Созданная инфраструктура позволит расширить географию (охватив удаленные от центра территории) подготовки специалистов по разработке, созданию, ремонту и эксплуатации установок на базе ВИЭ при преобразовании в учебный региональный центр; создаст платформу для интеграции производственных и инженерно-сервисных центров, групп ученых и инвесторов при создании малых инновационных предприятий по формированию эффективных технологических решений для технических и оптимизационных отраслей экономики, коммерциализации идей и собственных разработок; расширит возможность популяризации энергоэффективного и инновационного направления развития энергетике; даст развитие регионального технопарка, предоставляющего

потенциальному покупателю (в направлении ВИЭ) возможность выбора и приобретения широкого круга технических решений исходя из собственных условий.

6.3 Выводы по Главе 6

Представленная ИИС способна решить проблемы с дефицитом необходимой информации и быстрому доступу к ней за счёт Web-приложений и платформы ГИС благодаря наличию таких характеристик как послойное картографирование, маркирование, кодирование геоинформации, нахождение объектов в заданной области, аналитики информации, а так же её непосредственной визуализации на интерактивных картах, представление системно-программных решений технических и технологических задач. Организация своевременного обновления картографических материалов сведет недостатки данного сектора системы к повышению ее практической ценности.

В составе ИИС информационно-аналитическая система, позволяет в интегрированной среде оценки уровня энергетической безопасности, производить расчеты текущих показателей индикаторов с учетом специфики децентрализованных территорий севера и арктических зон. Методика оценки слабых и уязвимых мест обеспечивает определение приоритетных территорий с жесткими требованиями по обеспечению комфортных условий жизнедеятельности потребителей электроэнергии.

Разработанный аналитический блок, как составляющая интегрированной информационной системы мониторинга уровня энергетической безопасности, дает возможность обновления исходных данных индикаторов и расчета их результативных значений. Это повышает скорость анализа проблем в изолированных зонах Севера с низкими показателями надежности. А значит, принимать дополнительные меры по своевременному реагированию на воздействие угрозы. Модель и инструментарий диагностики децентрализованных территорий исследуемых климатических кластеров может быть использована на прединвестиционной стадии цикла повышения уровня ЭНБ.

Интерактивно отслеживать вариацию блоков энергетической безопасности территорий и более оперативно производить переориентацию путей, направленных на ее повышение, позволит организационное мероприятие по формированию геоинформационно-интерактивных систем регионов через созданную ИИС с применением электронных баз данных, построением интеллектуальных моделей и их комплексных сочетаний по состоянию объектов энергетических хозяйств, различных кластеров с характерно-специфической структурой (территориальной, ресурсной, мощностного ряда, вида деятельности и т.д.), исходных показателей, дополнением изменяющимися факторами и т.п. При этом интеллектуальная система мониторинга позволяет

ускорить процесс повышения социально-экономических и эколого-технологических эффектов от развития ВИЭ, которые отражают их явную возможность для рассмотрения в укреплении ЭНБ. Реализация модели разработанной схемы позволит получить соответствующую информацию заинтересованным лицам, своевременно вводя только необходимую информацию в определенные модули.

В применении такой системы открываются отдельные перспективы при решении задач: оптимального планирования развития и проектирования; ремонтного и эксплуатационного обслуживания объектов энергетики с учетом особенностей рельефа и климатических особенностей местности; оперативного управления состоянием и ликвидацией аварий с учетом пространственной, тематической и оперативной информации о состоянии объектов. Для этого уже сегодня необходима информационная и функциональная увязка технологических программных комплексов АСУ энергетическими объектами малой энергетики, экспертных систем и баз знаний по решению перечисленных задач.

Инструменты достижения энергетической безопасности для каждого региона и для каждой децентрализованной зоны специфичны, но вращаются вокруг энергетических ресурсов. А далее акценты будут ставиться на определенный для каждой территории ряд проблем, присущих именно им и значимых в укреплении ЭНБ.

Произведенная в предыдущих главах оценка действия потенциальных угроз на исследуемые объекты индикативного анализа и возможной степени их проявления показала вероятные модули направленности путей и мероприятий по повышению показателей ЭНБ децентрализованных территорий регионов Севера. Многообразное возможное сочетание модулей в отдельные региональные программы позволит выявить целенаправленные и адресные направления первостепенного улучшения слабых или перспективно уязвимых мест территориальных кластеров. При разумном подходе и научно-обоснованном решении их реализации сформировать стратегию повышения ЭНБ децентрализованных зон электроснабжения Севера. Здесь возникает необходимость последующего рассмотрения вероятности степени социальной, экономической и энергетической значимости каждого рассматриваемого модуля и производства его развернутости в разрезе специфики объекта мониторинга ЭНБ.

Оценка любого блока и индикатора в достижении повышения уровня ЭНБ должна быть сведена к установлению социального эффекта и устойчивого повышения качества жизни населения децентрализованных энергозон Севера и Арктической зоны.

За счет реализации различных мероприятий через рассмотренные пути повышения ЭНБ на основе модернизации экономики и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов могут быть созданы дополнительные условия для повышения конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологиче-

ской безопасности экономики, роста уровня и качества жизни населения децентрализованной зоны. Развитие законодательной базы в направлении укрепления и реализации региональной политики, должно предусматривать все эффективные мероприятия по повышению энергетической безопасности с последовательным поэтапным улучшением основных характеристик ТЭК.

Представленная направленность модулей при рассмотрении как вектора непрерывного улучшения показателей составляющих ЭНБ и укрепления позиций по соответствующим ее блокам может являться основой для более детального уточнения в разрезе децентрализованных зон северных территорий с учетом их индивидуальной специфики. В зависимости от проявляющихся типов угроз характер мероприятий и путей повышения ЭНБ в каждом территориальном кластере будут иметь целевое/приоритетное или второстепенное/незначимое выражение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Диссертационная работа отражает результаты многолетней деятельности автора в области исследования особенностей существования децентрализованных зон электроснабжения территорий Севера и Арктических зон, включая анализ присущей им специфичности состава угроз, которые имеют усугубляющее действие в условиях функционирования децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения и жизнедеятельности достаточно разнотипных потребителей. Сведение в единое пространство многофакторной специфики децентрализованных систем электроснабжения послужило основой для разработки научных основ исследования их общих свойств функционирования и проблем развития в оценке состояния энергетической безопасности.

Основной результат работы следующий.

Предложено развитие теоретических основ оценки энергетической безопасности ДЭКЭС Северных и Арктических территорий и разработка решений, направленных на повышение уровня энергетической безопасности таких систем.

При развитии данной теории разработан подход к учету особенностей и специфики ДЭС, функционирующих в условиях суровости климата и инфраструктурной изоляции, в оценке уровня ЭНБ. При этом получены следующие научные и практические результаты, выводы и рекомендации:

1. Разработана модель совокупности специфических особенностей и условий функционирования автономных систем электроснабжения децентрализованных зон, позволяющая определить способность к преодолению воздействия вероятностных угроз и предотвращению рисков для состояния энергетической безопасности Северных территорий и Арктических зон в условиях суровости климата, ограниченной доступности. Модель является базовой структурой для выявления рисков, определением меры уязвимости объекта при их реализации, для их анализа и соответственно принятия решения в управлении.

2. Введена научно-обоснованная понятийная основа энергетической безопасности изолированных территорий Северных районов и Арктических зон, позволяющая выделять ДЭКЭС в подходе к содержательной сути оценки. Структурные элементы понятийной основы фиксируют значимые факторы в обеспечении функционирования локальных энергетических комплексов и их места в позициях экологической уязвимости территории, в социально-экономическом эффекте от повышения уровня энергетической безопасности. Через «предмет

ЭнБ» позволяет сформировать направленность системы мониторинга за текущим и перспективным состоянием ЭнБ ДЭКЭС на инфраструктурно изолированных территориях.

3. Предложен перечень индикативных показателей оценки энергетической безопасности ДЭКЭС, с участием ВИЭ, отличающийся учетом специфичных условий энергообеспечения и индивидуальных характеристик энергохозяйств. Разработана и обоснована схема группирования индикаторов в оценке обеспеченности характеристик количества и качества энергоснабжения потребителей, а так же характеристик обеспечения эффекта от использования энергетических ресурсов для энергоснабжения потребителей. Ранжирование индикаторов по степени важности представляет собой основу для разработки направленности первостепенных мер по поддержанию условий обеспечения энергетической безопасности через анализ в реальном времени факторов, усиливающих угрозу перехода к чрезвычайному или пограничному состоянию.

4. - Определена методология исследования и качественной оценки введенных групп индикаторов, обеспечивающая максимальное отражение характерных сторон функционирования рассматриваемых децентрализованных энергозон.

5. Разработана структура построения и реализована компьютерная модель интегрированной информационной системы визуализации, изучения многофакторной информации и мониторинга уровня ЭнБ децентрализованных энергетических комплексов электроснабжения Северных территорий и Арктических зон, позволяющая производить расчеты текущих показателей индикаторов. Модель и инструментарий диагностики децентрализованных территорий исследуемых кластеров может быть использована на прединвестиционной стадии цикла повышения уровня ЭнБ. Сформированы модели интеллектуального анализа многомерной классификации индикаторов ЭнБ и потенциала возобновляемой энергетики (на примере РС (Я)), сведенные в интерактивную сводную карту. Это позволило получить графическую интерпретацию сочетания «проблем и возможностей» для повышения ЭнБ ДЭКЭС с определением места ВИЭ в критериях оптимизации структуры АСЭС.

6. Предложен комплекс рекомендаций по направлениям повышения энергетической безопасности в структурной схеме сочетания степени важности индикатора, проявляющихся факторов, приоритетности рисков и социального, экологического и экономического эффекта для децентрализованных зон электроснабжения территорий Северных регионов и Арктических зон. Схема обозначает направленность мер в формировании мероприятий по повышению качества жизни, эффективного и доступного пользования природно-ресурсными возможностями Севера и Арктических зон, организации стабильной и надежной эксплуатации АСЭС Севера и Арктических зон. Позволяет сформировать индивидуальную траекторию каждой территории в успешных для нее позициях повышения ЭнБ.

Результаты исследования внедрены в практику компаний, которые занимаются проектированием, мониторингом показателей эксплуатируемого оборудования и эксплуатацией локальных гибридных систем электроснабжения на территориях Севера. Результаты работы использованы Арктическим научно-исследовательским центром Академии Наук Республики Саха (Якутия) при подготовке концепции научно-технологической платформы Арктика и концепции работы самого центра. Основные результаты были использованы Российским энергетическим агентством Министерства энергетики РФ в подготовке доклада по исполнению пункта 18 Плана мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности, а также в работе исследовательской группы Энергетического центра СКОЛКОВО в проекте «Энергия Арктики» и в подготовке аналитических докладов от отделения Научно-экспертного Совета по СЗФО при Рабочей группе Совета Федерации ФС РФ по мониторингу реализации законодательства в области энергетики, энергосбережения и повышения энергетической эффективности для представления на конференциях и форумах. Результаты исследования используются в учебном процессе институтов Северо-Восточного федерального университета имени М.К.Аммосова при подготовке бакалавров по направлению 13.03.02. Электроэнергетика и электротехника, а так же курсов повышения квалификации работников энергетической отрасли. Применение нашли результаты и в учебном процессе Дальневосточного федерального университета при подготовке обучающихся по профилям «Электроснабжение» и «Электроэнергетические системы и сети» и магистерской программе «Энергоэффективность и энергосбережение в электроэнергетических системах».

Внедрение результатов работы обеспечивает эффективность при исследовании функционирования и оптимизации структуры децентрализованных энергетических комплексов территорий со сложными условиями существования, эффективное развитие показателей региональной экономики.

Развитие исследования в поставленной цели перспективно в формировании системы управления рисками снижения ЭНБ, вызовами к реализации возможностей и предполагает построение структурированного решения видения перспективного и прогнозного состояния ЭНБ, связанной с некоторыми неопределенностями, а также заблаговременного предупреждения снижения значений индикаторов. Здесь имеют основание более глубокое изучение источников риска и построение развернутых моделей таких модулей, как кадровое обеспечение; «скорость реакции на аварию ДЭКЭС»; возобновляемые и иные источники энергии, включая ресурсы газа, СПГ и т.д. Моделирование социально-экономических эффектов и экологических ориентиров с вовлечением ВИЭ и результатов моделей нечеткой логики в интегрированной информационной технологии мониторинга состояния ЭНБ сухопутных арктических зон и территорий Севера РФ позволит развить целый комплекс по своевременной корректировке региональной полити-

ки. Практическим результатом такой работы будут являться более скоординированные действия по контролю и направлению деятельности разных отраслевых структур, ведомств, специалистов на единой платформе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Айвазян С.А. и др. Прикладная статистика: Классификация и снижение размерности. – М.: Финансы и статистика, 1989. – 607 с.
2. Алексеев В.В. и др. Перспективы развития альтернативной энергетики и ее воздействие на окружающую среду. – М. – Кацивели: Изд-во МГУ, НАНА Украины, Морской гидрофизич. Ин-т. 1999. – 152с.
3. Алексеенко С.В. Теплофизические основы новых энергетических технологий. // Наука в Сибири. – 2008 – №15 (2650).– С.1-5
4. Антонов Н.В., Татевосова Л.И. Электропотребление России в 2008 году: вхождение в кризис //Электрика. – 2010. – № 5.– С. 3–12.
5. Антоненков, Д.В. Математическое моделирование электропотребления Нерюнгринского района на основе рангового анализа // Электрика.– 2011 .– №11 – С. 28-33.
6. Аннотированный отчет по годовому этапу «Комплексный анализ параметров и показателей исследуемых и децентрализованных зон электроснабжения» научно-исследовательской работы (№ государственной регистрации НИР 01201254010 от 15.03.2012г., регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011г. по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии») / научный руководитель Киушкина В.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ, 2012.– 3с.
7. Аннотированный отчет по годовому этапу «Построение автономных систем электроснабжения на базе возобновляемых энергоресурсов для электроснабжения изолированных потребителей в северных условиях» научно-исследовательской работы (№ государственной регистрации НИР 01201254010 от 15.03.2012г., регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011г. по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии») / научный руководитель Киушкина В.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ, 2013.– 4с.
8. Аналитическое исследование ИНЭИ РАН. Разработка и обоснование подходов в определении и выборе приоритетных технологий высокоэффективной генерации и способов хранения энергии в целях освоения Арктики и Дальнего Востока. 2016.

9. Аналитическое исследование ЦЭНЭФ. Низкоуглеродные решения для изолированных регионов России с высокими затратами на энергию. Проект: Диалог и анализ для содействия низкоуглеродному развитию отдаленных российских регионов. 2017.
10. Биев А.А., Шпак А.В. Формирование системы топливно-энергетического обеспечения северных территорий России [Электронный ресурс] – Управление экономическими системами. – Режим доступа: <http://uecs.ru/uecs42-422012/item/1380-2012-06-05-06-58-01>, свободный. – Загл. с экрана.
11. Баранник Б.Г., Калинина Н.В., Туинова С.С. Оценка состояния энергетической безопасности Мурманской области (предварительные результаты): Препр. – Апатиты, Изд-во КНЦ РАН, 2004. – 34 с.
12. Бегалов Д.В. Вопросы строительства объектов распределенной энергетики (доклад) // Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005»
13. Безруких П.П. Состояние перспективы развития возобновляемой энергетики // Электрика. – 2008. – №9. – С.3-10
14. Безруких П.П. Возобновляемая энергетика: сегодня — реальность, завтра — необходимость. — М.: Лесная страна, 2007. — 120 с.
15. Безруких П.П. Церерин Ю.А. Нетрадиционная энергетика. Приложение к науч.-тех. Журналу «Экономика топливно-энергетического комплекса России». - М.: ВНИИОЭНГ., 193 - 64с.;
16. Безруких П.П. Перспективы развития возобновляемой энергетики мира. Взгляд из России // Материалы IV национальной конференции РАВИ «Актуальное состояние ветроэнергетики в России». – М., 2012г. – Режим доступа: <http://solex-un.ru/energo/reviews/vetroenergetika-v-rossii/obzor/obzor-3>
17. Бердин В.Х., Кокорин А.О., Юлкин Г.М., Юлкин М.А. ВИЭ в изолированных населенных пунктах российской Арктики. Аналитический бюллетень.– 2017г.
18. Бесчинский А. А., Боксерман Ю. И. и др. Роль газовой промышленности в интеграции стран СНГ. – М.: "Газойлпресс", 1998.– 163с.
19. Библиотека глобальной статистики. Статистика данных по показателю душевого потребления электроэнергии в странах мира. Статистика МЭА OECD / IEA 2014 (<http://www.iea.org/stats/index.asp>), с учетом <https://www.iea.org/t&c/termsandconditions/> Режим доступа: <https://time.graphics/ru/statistic/wb159296>
20. Бешелев С.Д., Гурвич С.Г. Экспертные оценки в планировании решений. – М.: Экономика, 1976 – 79с
21. Богатырев Л.Л. Современные методы исследования электроэнергетических систем. – Екатеринбург: УПИ, 1991. – 104 с.

22. Богатырев Л.Л. Оперативное управление аварийными режимами энергосистем на основе теории нечетких множеств // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1988 - №1 – С.33-43
23. Бушуев В.В., Воропай Н.И. и др. Энергетическая безопасность России.- Новосибирск: Наука, 1998. – 302 с.
24. Бушуев В.В., Куричев Н.К. Оценки сценариев возможных качественных изменений в развитии мировой энергетики в долгосрочной перспективе. Архив материалов Института энергетической стратегии. Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/stat_analit/stat_analit.htm
25. Бушуев В.В. Перспективы развития мировой энергетики до 2050 г. / (доклад) Ярославский энергетический форум, 2010г.
26. Бушуев В.В. Энергетическая безопасность как основной приоритет ЭС-2030. (доклад) «Энергетика и Стратегия национальной безопасности России» Круглый стол Комитета Госдумы по науке и наукоемким технологиям Москва, 9 февраля 2010
27. Веб-портал InvestYakutia. Режим доступа: <https://map.investyakutia.com/>
28. Ветряная энергия опасна ли для человека [Электронный ресурс] Pravda.ru // Режим доступа: <https://www.pravda.ru/science/planet/humanbeing/07-07-2009/316493-winddang-0/>
29. Википедия: свободная энциклопедия. Распределенная энергетика.
30. Виссарионов В.И., Золотов Л.И. Экологические аспекты возобновляемых источников энергии. – М.: Изд-во МЭИ, 1996. – 155с.;
31. Витязева В.А., Котырло Е.С. Социально-экономическое развитие Российского и зарубежного Севера: учебное пособие. – Сыктывкар: изд-во Сыктывкарского государственного университета, 2007. – 292 с
32. Влияние энергетического фактора на энергетическую безопасность регионов Российской Федерации / Л.Л.Богатырев, В.В.Бушуев, Татаркин А.И.; Куклин А.А., Мызин А.Л и др. Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 1998, 288с.
33. Влияние солнечных батарей на окружающую среду.[Электронный ресурс] // ELEKTROVESTI.NET. Режим доступа: http://elektrovesti.net/47523_uchenye-obnaruzhili-vliyanie-solnechnykh-batarey-na-okruzhayushchuyu-sredu
34. Влияние ветроэнергетики на окружающую среду [Электронный ресурс] // Новости ветроэнергетики. Режим доступа: <http://www.windpower.by/ru/news/435.html>
35. Возобновляемая энергия стала стоить дешевле энергии от ископаемого топлива // Forbes [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://medium.com/hightech-plus>
36. Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего Востока // Материалы 1 ой, 2-ой международной конференции, 2013, 2014гг. Режим доступа: <http://eastrenewable.ru/media/presentations/>

37. Воздействие ветроэнергетики на здоровье человека и окружающую среду [Электронный ресурс] // LIVEJOURNAL. Режим доступа: <https://gp-russia.livejournal.com/1518967.html>
38. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах// Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005»
39. Воропай Н.И., Клименко С.М., Сендеров С.М., Славин Г.Б. и др. Основные положения и методология мониторинга и индикативного анализа энергетической безопасности России и ее регионов. – Иркутск, 1998. – 69с. – (Препринт ИСЭМ СО РАН; №4).
40. Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворучский Л.Д. и др. О сущности и основных проблемах энергетической безопасности России // Изв. АН.Энергетика.– 1996.– №3. – С. 38-49.
41. Воропай Н.И., Клименко С.М., Криворучский Л.Д. и др. Энергетическая безопасность России (введение в проблему). - Иркутск: Изд-во СЭИ СО РАН, 1997. – 57с.
42. Вошев А.С. Количественная оценка инвестиционного потенциала и рисков сельских поселений // Региональная экономика: теория и практика. – 2010 - №24(159). – С.40
43. Воропай Н.И. Интеллектуальные электроэнергетические системы: концепция, состояние, перспективы. Информационный портал "[TRANSFORMаторы](http://www.transform.ru)". - Автоматизация и ИТ в энергетике, март 2011 № 3 (20). – Режим доступа: <http://www.transform.ru/articles/html/12reforma/ref00090.article>
44. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах// Материалы международной научно-практической конференции «Малая энергетика-2005»
45. Все об энергетике [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://energomir.blogspot.ru/2010/12/blog-post_15.html
46. Выписки [СНиП 23-01-99 "Строительная климатология и геофизика"](#) по показателям отопительных периодов по городам [Электронный ресурс] Режим доступа: http://teplo-info.com/snip/otopitelny_period
47. Гасникова А.А., Елохин В.Р. Перспективы развития энергетики Мурманской области: выбор оптимального сценария с точки зрения энергетической безопасности. – Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. – 27 с.
48. Гасникова А.А. Перспективная оценка энергетической безопасности социально-экономической системы северного региона: дисс...канд.экон.наук.: 08.00.05 / Гасникова Анастасия Александровна – Апатиты.2008. – 181с.
49. Геоинформационная система «Возобновляемые источники энергии России» [Электронный ресурс] – Принципы построения базы данных NASA SEE. – Режим доступа: <http://gis.vov.ru/htm/atl/gl2.html>, свободный. – Загл. с экрана.
50. Глущенко Т.И. Структура и состав показателей индикативного анализа энергетической безопасности// Вестник КГУ, 2011г

51. [ГОСТ 24028-80](#). Дизели судовые, тепловозные и промышленные. Дымность отработавших газов. Нормы и методы измерений. // Режим доступа: <http://aquagroup.ru/normdocs/9860>
52. Говорушко С.М. Воздействие электростанций на окружающую среду // Альтернативная энергетика и экология.– 2011.– №4.–С.38-42. Режим доступа: <https://istina.msu.ru/publications/article/17839585/>
53. Глущенко Т.И. Развитие энергетики региона в аспекте энергетической безопасности. Учебное пособие - Костанай: КГУ им. А.Байтурсынова, 2014 – 87 с.
54. Глущенко Т.И. Структура и состав показателей индикативного анализа энергетической безопасности// Вестник КГУ.–2011г.
55. Гнатюк В.И. Лекции о технике, техноценозах и техноэволюции. – Калининград: КВИ ФПС РФ, 1999. – 84 с.
56. Гнатюк В.И. Закон оптимального построения техноценозов. – Выпуск 29. Ценологические исследования. – М.: Изд-во ТГУ – Центр системных исследований, 2005. – 384 с.
57. Гнатюк В.И. Оптимальное построение техноценозов. Теория и практика. – М.: Центр системных исследований, 1999. – 272 с.
58. Гнатюк В.И., Лагуткин О.Е. Ранговый анализ техноценозов. – Калининград: БНЦ РАЕН – КВИ, 2000. – 86 с.
59. Гнатюк В.И., Северин А.Е. Ранговый анализ и энергосбережение. – Калининград: ЗНЦ НТ РАЕН – КВИ ФПС РФ, 2003. – 120 с.
60. Голянд И.Л. и др. // Проблемы современной экономики. – Выпуск №3 (47) - 2013.- С.211-215.
61. Голянд И.Л., Захарьин У.Н. и др. Амортизация как одна из составляющих инвестирования в деятельность предприятия // Экономика, управление и учет на предприятии. КиберЛенинка. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/amortizatsiya-kak-odna-iz-sostavlyayuschih-investirovaniya-deyatelnosti-predpriyatiya#ixzz4VuKSwIW7>
62. Государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации», утвержденная постановлением Правительства от 21 апреля 2014 года №366 (в редакции постановления Правительства РФ от 31 августа 2017 года №1064)
63. Григорьев М. Н., Уваров С. А. Логистика. Базовый курс: Учебник/- М.: Изд-во ЮРАЙТ, 2011. – 782 с
64. Графики открытия автозимников 2017/2018 год [Электронный ресурс] // Государственное казенное учреждение «Управление автомобильных дорог Республики Саха (Якутия)». Режим доступа: <http://xn--14-6kcik3dbdjfsh.xn--plai/obyavleniya/ob-otkrytii-avtozimnikov-2017-2018/>
65. Грачев И. Д., Некрасов С. А. О подходах к развитию распределенной энергетики в Российской Федерации// Журнал «Промышленная Энергетика».– 2012 – № 12 – С. 2-8

66. Гуджоян Д.О. Распределенная генерация, как элемент «умных сетей». Материалы делового форума «Инновационный потенциал Российского распределенного электросетевого комплекса». Москва, 2011

67. Данные по объему завозимого дизельного топлива на ДЭС ПАО «Якутскэнерго» за 2009 – 2018 гг.

68. Децентрализованная генерация и возобновляемые источники энергии. Качество электроэнергии и пособие по практическому применению // Пособия Leonardo Energy Poqwer Quality Initiative Application Guide (LPQI AG): Информационный ресурс сообщества профессионалов в области устойчивого развития энергетики и энергосбережения. Режим доступа: <http://leonardo-energy.ru/posobie-lpqi-ag/razdel-8-decentralizovannaya-generaciya-i-vozobnavlyaemye-istochniki-energii-2>

69. Джек Ньюшлосс, И. Ю. Ряпин. Развитие распределенной генерации. - Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2012г

70. Доктрина ЭНБ РФ до 2035 года; Бушуев В.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Саенко В.В. О доктрине энергетической безопасности России // Экономика региона. - №2. – 2012.- С. 41.

71. Доктрина Энергетической безопасности России, утвержденная 29 ноября 2012 года (обновленная 29.11.2018г).

72. Доклад Международного энергетического агентства. Выбросы CO₂ от сжигания топлива. Париж, Франция, 2010г.

73. Доклад Международного энергетического агентства. Прогноз развития мировой энергетики, 2010. Париж, Франция, 2010г

74. Доклад ЦЭНЭФ-XXI «Анализ нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию», 2017

75. Европейский Совет по возобновляемой энергетике. Renewable Energy World. July – August 2004

76. Емкая промышленность [Электронный ресурс] // Отраслевой рубрикатор портала Metaprom.ru. Режим доступа: <http://www.metaprom.ru>

77. Еремин Л.М. О роли локальных источников небольшой мощности на рынке электроэнергии // Энергетик. – 2003. - №3. – С. 22-24

78. Запасы угля в Якутии [Электронный ресурс] Новости НВК САХА // Режим доступа: <https://www.sakha.gov.ru/o-respublike-saha--kutiya-/o-respublike>; <http://nvk-online.ru/zapas-uglya-v-yakutii-sostavlyayet-880-mlrd-tonn/>

79. Зайцев Е. И., Шурпатов И. Г. Методический подход к разработке топологии цепей поставок по критериям надежности и минимума затрат // Вестник ИНЖЭКОНа. Сер. Экономика. 2011. – Вып. 2 (45). – С. 229-234.
80. Зачесов В.П. Раздел. Транспортное использование малых рек. [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://ngavt.narod.ru/data/orf/orf-009.htm>
81. Зыков К.С. Энергетическая безопасность как составляющая экономического развития России // Материалы международной НПК «Экономическая и энергетическая безопасность регионов России». – Пермь, 2003.–С. 117-123.
82. Зачем России возобновляемая энергетика. Информационный портал UTMAG, 2016. Режим доступа: <https://utmagazine.ru/posts/16847-zachem-rossii-vozobnovlyaemaya-energetika>
83. Иванова И.Ю. Малая энергетика изолированных энергосистем Дальнего Востока: приоритетные направления развития. Материалы доклада на V международной конференции «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке». Якутск, 2017.
84. Иванов А.Е., Матвеев И.Е. Состояние мировой энергетики на рубеже 2013 года // Специализированный электронный журнал. Бурение и нефть.– 2013.– №1.– Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2013-01/1>
85. Иванов Д. А. Управление цепями поставок. – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2009. – 600 с.; Основы логистики: Учебн. пособие / Под ред. Л. Б. Миротина и В. И. Сергеева. – М.: ИНФРА-М, 2000. – 200 с.
86. Инвестиции. [Электронный ресурс] // Экономический словарь. Режим доступа: <http://abc.informbureau.com/html/eiaanoee.html>
87. Инвестиционная привлекательность стран в области возобновляемой энергетики // Инвестиционный портал InVENTURE. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://inventure.com.ua/analytics/investments/investicionnaya-privlekatelnost-stran-v-oblasti-vozobnovlyaemoj-energetiki>.
88. Интеграция ВИЭ в энергосистему: практика, мифы и легенды [Электронный ресурс] // Новости RenEn (13.06.2017). Режим доступа: <http://renen.ru/integration-of-res-into-the-energy-system-practice-myths-and-legends/>
89. Информационно-аналитический сайт: Энергоэкология. Экоэнергетика. // Концепция новой энергетической идеи на 21 век (основные положения).
90. Информационный портал. Экономические понятия. Energy Efficiency http://economic-definition.com/Technology/Energoeffektivnost__Energy_Efficiency__eto.html
91. Информационный портал GeoRoot. Экологические проблемы добычи и использования угля. Режим доступа: <http://www.georoot.ru/rohivs-1150-1.html>

92. Информационный портал GeoRoot. Экологические проблемы нефтяной промышленности. Режим доступа: <http://pue8.ru/ekologiya/255-ekologicheskie-problemy-neftyanoj-promyshlennosti.html>
93. Информационный портал ЭкоТехника. Новости ВИЭ. Режим доступа: <https://ecotechnica.com.ua/energy/1610-stoimost-vozobnovlyaemoj-energii-za-8-let-upala-v-dva-raza.html>
94. Информационный ресурс. Охрана труда. Концепция приемлемого риска. Режим доступа: http://ohrana-bgd.ru/bgdobsh/bgdobsh1_39.html
95. Информационный портал по энергосбережению. Рейтинг энергоэффективности регионов - 2017. Режим доступа: <http://www.energoatlas.ru/2017/10/24/regional-rating-2017/>
96. Интернет-ресурс. Термины МЧС. Концепция приемлемого риска. Режим доступа: www.mchs.gov.ru/
97. Информационный ресурс. Концепция приемлемого риска. Режим доступа: http://ohrana-bgd.ru/bgdobsh/bgdobsh1_39.html
98. Информационный портал GreenEvolution. Режим доступа: <http://greenevolution.ru/2013/11/18/vie-vs-tradicionnye-istochniki-zelenaya-energetika-uzhe-konkurentosposobna/>
99. Индекс привлекательности стран для развития отрасли возобновляемой энергетики. Экологический информационный сервис ЭКОИС, 2015. Режим доступа: <http://ekois.net/indeks-privlekatelnosti-stran-dlya-razvitiya-otrasli-vozobnovlyaemoj-energetiki/>
100. Индекс привлекательности стран для развития отрасли возобновляемой энергетики [Электронный ресурс] // Инвестиционная аналитика, 2014. Режим доступа: https://inventure.com.ua/analytics/investments/indeks_privlekatelnosti_stran_dlya_razvitiya_otrasli_v_ozobnovlyaemoj_energetiki
101. Инютина К. В. Повышение надежности и качества снабжения. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1983. – 240с.
102. Ильковкий К.К., Ливинский А.П., Парников Н.М., Дьяконов П.М. Проблемы малой энергетики в энергоизолированных районах Сибири и Дальнего Востока. // Горный журнал. Специальный выпуск. – М.: Издательский дом «Руда и Металлы», 2004. – Спец.вып – С. 15-21
103. Исследование ЕУ «Индекс привлекательности стран для развития отрасли возобновляемой энергетики» (Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI)) 2014.– Режим доступа: <http://www.eu.com>.
104. Итоги северного завоза. Новости Хандыги [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.khandyga.ru/?p=1467>

105. Каланов Алишер. Перспективы развития ВИЭ и сегмента солнечной генерации в изолированных энергосистемах Дальнего Востока. РОСНАНО. 27.06.2013г.
106. Каргиев М.В. Распределенная генерация энергии с использованием возобновляемых источников энергии // Energy fresh.– 2010 .– №1.
107. Картамышева Н. С., Картамышева Е. С., Вахрушин И. А., Трескова Ю. В. Экологические последствия развития солнечной энергетики // Технические науки: проблемы и перспективы: материалы III Междунар. науч. конф. – СПб.: Свое издательство, 2015. – С. 59-62.
108. Категории надежности электроснабжения потребителей. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.energo-konsultant.ru/sovets/elektrosnabgenie/yuridicheskim_licam/prochie_voprosi_energосnabgeniya/pervaya_katekoriya_nadegnosti_elektrosnabgeniya/
109. Киушкина В.Р. Индикативный анализ энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) в составе Дальневосточных регионов // Вестник ТОГУ. №4 (31) – Хабаровск: ТОГУ, 2013.-С.75-82
110. Киушкина В.Р., Шарипова А.Р. Оценка состояния энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе индикативного анализа структурно-режимного блока // Интернет-журнал «Науковедение». 2013 №1 (14) [Электронный ресурс].-М. 2013 – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/38tvn113.pdf>, свободный – Загл. с экрана.
111. Киушкина В.Р., Старостина Л.В. Индикативный анализ топливо- и энергообеспеченности Республики Саха (Якутия) // Интернет-журнал «Науковедение». 2013 №1 (14) [Электронный ресурс].-М. 2013 – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/39tvn113.pdf>, свободный – Загл. с экрана.
112. Киушкина В.Р., Антоненков Д.В. Ранговый анализ распределенных потребителей электроэнергии Республики Саха (Якутия) // Промышленная энергетика - №6-2013- С.12-15
113. Киушкина В.Р., Шарипова А.Р. Оценка основных производственных фондов малой энергетики Северного энергорайона Республики Саха (Якутия) // Промышленная энергетика - №9-2013- С.11-13
114. Киушкина В.Р., Шарипова А.Р.. Тенденция децентрализации энергетики и пути ее совершенствования // Промышленная энергетика - №5-2014- С.2-8
115. Киушкина В.Р., Ощепкова Я.О. Кластерный анализ потенциала возобновляемых источников энергии в Республике Саха (Якутия) // Интернет-журнал «Науковедение». 2014 №4 (23) [Электронный ресурс].- М. 2014 – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/12TVN414.pdf>, свободный – Загл. с экрана.

116. Киушкина В.Р., Шарипова А.Р. Эффективность децентрализации электроснабжения северного энергорайона Республики Саха (Якутия) // Промышленная энергетика - №4-2014-С.2-6
117. Киушкина В.Р., Шарипова А.Р., Старостина Л.В. Кластеризация группы сельскохозяйственных районов изолированных территорий Республики Саха (Якутия) // Промышленная энергетика - №4-2015 - С.9-13
118. Киушкина В.Р. Возобновляемые источники энергии в энергетической безопасности локальных энергозон. // Промышленная энергетика. – № 9 - 2016. – С.44-49
119. Киушкина В.Р. Специфика анализа энергетической безопасности автономных систем электроснабжения севера // Энергетическая политика. – № 5 - 2016. – С.52-62
120. Киушкина В.Р. Модель оценки энергетической безопасности автономных систем электроснабжения северных территорий // Интернет-журнал «Науковедение» Том 8, №6 (2016) <http://naukovedenie.ru/PDF/81TVN616.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
121. Киушкина В.Р. Проблемы автономных систем электроснабжения в индикативной оценке энергетической безопасности локальной энергозоны // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – № 12 (часть 5) – С. 780-784
122. Киушкина В.Р. Многофакторность показателей ресурсной обеспеченности в оценке энергетической безопасности автономных систем электроснабжения севера // Современные наукоемкие технологии. – 2017. – № 12 – С. 22-28
123. Киушкина В.Р. Ранжирование приоритетности индикативных показателей энергетической безопасности децентрализованных энергозон северных территорий // Интернет-журнал «Науковедение» Том 9, №3 (2017) <http://naukovedenie.ru/PDF/30TVN317.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ
124. Киушкина В.Р. Оптимизация локальной энергетики децентрализованных территорий северных регионов через укрепление позиций энергетической безопасности (на примере Республики Саха (Якутия)) // // Интернет- журнал «Науковедение» Том 9, №6 (2017) <https://naukovedenie.ru/PDF/113TVN617.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
125. Киушкина В.Р. Эффекты вовлечения ВИЭ в мониторинге состояния энергетической безопасности северных и арктических зон РФ // Энергетическая политика. 2018 - Выпуск 4 «Синергия Арктики» – С.109-117
126. Киушкина В.Р., Власьевский С.В., Старостина Л.В., Шарипова А.Р., Антоненков Д.В. Энергетическая безопасность северных регионов России (на примере РС (Я)). Хабаровск: Издательство ДВГУПС, 2015г. - 284 с. : с ил.
127. Киушкина В.Р. Перспективность внедрения АСЭС на базе НВИЭ в изолированные районы Якутии // Материалы IV Всероссийской школы-семинара студентов, аспирантов, моло-

дых ученых и специалистов «Математическое моделирование развития Северных территорий Российской Федерации»: Тез. Докл. – Якутск: Филиал изд-ва ЯГУ, ИМИ ЯГУ, 2006. – С. 6-7

128. Киушкина В.Р., Старостина Л.В. Перспективная модель топливно-энергетического баланса Южно-Якутского региона // Материалы международной научно-практической конференции «Южная Якутия - новый этап индустриального развития». Том 2. – Нерюнгри: ТИ (ф) ГОУ ВПО ЯГУ, 2007.– С. 196-200.

129. Киушкина В.Р., Бугаева М.В. Определяющие факторы в современном направлении энергосбережения // Материалы международной научно-практической конференции «Южная Якутия - новый этап индустриального развития». Том 2. – Нерюнгри: ТИ(ф) ГОУ ВПО ЯГУ, 2007.– С. 269-270.

130. Киушкина В.Р., Кудрин Б.И. Электрификация: настоящее и будущее // Материалы международной научно-практической конференции «Южная Якутия - новый этап индустриального развития». – Нерюнгри: ТИ (ф) ГОУ ВПО ЯГУ, 2007.– С. 175-179.

131. Киушкина В.Р. Общеэкономический эффект внедрения АСЭС на базе ВЭУ // Материалы IV Всероссийской школы-семинара студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов «Математическое моделирование развития Северных территорий Российской Федерации»: Тез. Докладов– Якутск: Филиал изд-ва ЯГУ, ИМИ ЯГУ, 2007. – С. 54-57.

132. Киушкина В.Р. Интегральный эффект внедрения АСЭС на базе ВЭУ // Материалы международной научно-технической конференции «Электромеханические преобразователи энергии. – Томск: ТПУ, 2007. – С. 301-304.

133. Киушкина В.Р. Энергоэффективность республики Саха (Якутия) // Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». – Томск: ТПУ, 2008. – С. 135-138.

134. Киушкина В.Р., Старостина Л.В. Анализ некоторых аспектов энергетической безопасности республики Саха (Якутия) // Материалы Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования». – Томск: ТПУ, 2008. – С. 204-206.

135. Киушкина В.Р., Старостина Л.В. Анализ ТЭК в блоке энергетической безопасности республики Саха (Якутия) // Сборник трудов по материалам 9 межрегиональной научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. – Нерюнгри: ТИ (ф) ЯГУ, 2008. – С. 104-109

136. Киушкина В.Р. Проблемы и перспективы развития электроэнергетики РС (Я) // Материалы XIV Международной научно-практической конференции-семинара «Электрохозяйство потребителей в новых условиях функционирования энергетики» – Москва: ГОУ ВПО МЭИ (ТУ), 2008.- С. 97-111.

137. Киушкина В.Р. Потенциал возобновляемых источников энергии в республике Саха (Якутия) // *Электрика*. – Москва: ООО «Наука и технологии». – 2008. – №9. – С. 17-23.
138. Киушкина В.Р. Возобновляемые источники энергии в стратегии развития Республики Саха (Якутия) // *Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции «Энергетика в современном мире»*. – Чита: ГОУ ВПО ЧитГТУ, 2009г. – С.53-57
139. Киушкина В.Р. Проблемы энергетической безопасности республики Саха (Якутия) // *Материалы международной научно-технической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии»*. – Тольятти: ГОУ ВПО ТГТУ, 2009 г. - С. 177-181
140. Киушкина В.Р. Возобновляемые источники энергии в энергетике Якутии // *Материалы международной конференции «Инноватика-2009»*. – Ульяновск: УГУ, 2009 г. – С. 311-319
141. Киушкина В.Р. Тенденция децентрализации на основе современных факторов // *Материалы 39-ой Международной научно-практической конференции «Повышение эффективности электрического хозяйства потребителей в условиях ресурсных ограничений»*. – Москва: ГОУ ВПО МЭИ (ТУ), 2009 г. – С.203-213.
142. Киушкина В.Р. Современные факторы эффективности децентрализации энергетики // *Вестник Технического института (филиала) Якутского Государственного университета*. Выпуск 4. – Нерюнгри: ТИ(Ф)ЯГУ, 2010. – С. 53-56
143. Киушкина В.Р. Ценологический подход к анализу региональных источников электроэнергии // *Материалы 11 Всероссийской НПК молодых ученых, аспирантов и студентов, посвященная 75-летию Высшего образования в Якутии и 35-летию г. Нерюнгри*, – Нерюнгри: ТИ(Ф)ЯГУ, 2010 – С. 187-195
144. Киушкина В.Р. Ценологический ранговый анализ рейтинга улусов РС(Якутия) по электропотреблению // *Материалы всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования»* - НИТПУ ЭЛТИ: Томск, 2010 – С 23-25
145. Киушкина В.Р. Ценологический анализ рейтинга улусов РС (Якутия) // *Материалы 40-ой Всероссийской научно-практической конференции с элементами научной школы для молодежи (с международным участием) «Федоровские чтения - 2010»*, Москва: МЭИ, 2010 – С. 264-269
146. Киушкина В.Р., Шацева А.А. Общеэкономический эффект внедрения НВИЭ в децентрализованное электроснабжение районов Якутии // *Материалы международной конференции «Инновационные технологии в гуманитарных науках»*. - Ульяновск: УГТУ, 2010 – С.306-311.
147. Киушкина В.Р., Шацева А.А. Оценка внедрения НВИЭ в децентрализованные зоны Якутии // *Материалы всероссийской научно-практической конференции, посвященной 35-*

летию города Нерюнгри «История, проблемы и перспективы развития Южной Якутии». – Нерюнгри: ТИ (ф) ГОУ ВПО ЯГУ, 2010.- С.257-262

148. Киушкина В.Р. Рейтинг районов республики Саха (Якутия) по электропотреблению // Электрика. 2011. - № 1.- С. 10-13.

149. Киушкина В.Р. Методология эффективной реализации энергетической безопасности РС(Я) с сочетанием центральной энергетики и децентрации электроснабжения потребителей диверсифицированными возобновляемыми источниками энергии // Результаты исследований получателей грантов Президента РС(Я) и государственных стипендий РС(Я) за 2010 год. (Физико-технические науки) – Якутск, ООО «Издательство Сфера», 2011. – С.47-51.

150. Киушкина В.Р. Факторы оптимизации локальной энергетики РС // Материалы V Всероссийской научно-технической конференции: Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования – Томск: ТПУ, 2012. - С. 23-27.

151. Киушкина В.Р. Перспективы автономных систем электроснабжения Якутии с участием ветроэлектростанций // Материалы IV Международной научно-практической конференции «Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии» - Тольятти: ТГУ, 2012.- 247-252

152. Киушкина В.Р., Шацева А.А Современное состояние теплоснабжающих систем жилищно-коммунального сектора РС(Я) // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Иркутск: Изд-во ИРННТУ, 2015. – Т1. - С. 310-314

153. Киушкина В.Р., Антоненков Д.В. Задачи создания интегрированной информационной системы РС(Я) // Труды Всероссийской конференции молодых ученых «Проблемы и перспективы управления энергетическими комплексами и сложными техническими системами в Арктических регионах». Секция. Применение инновационных технологий для развития промышленности, транспорта и энергетики РС(Я) - Якутск: Изд-во «Компания Дани АлмаС, 2012.- С. 201-202

154. Киушкина В.Р. Совершенствование децентрализованного электроснабжения РС(Якутия) // Труды Всероссийской конференции молодых ученых «Проблемы и перспективы управления энергетическими комплексами и сложными техническими системами в Арктических регионах». Секция. Применение инновационных технологий для развития промышленности, транспорта и энергетики РС(Я) - Якутск: Изд-во «Компания Дани АлмаС, 2012.- С. 37-40

155. Киушкина В.Р. Возобновляемые источники энергии в стратегии развития малой энергетики РС(Якутия) // Федоровские чтения-2012. Материалы 42-ой Всероссийской научно-практической конференции (с международным участием) с элементами научной школы молодежи. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.- С.39-41

156. Киушкина В.Р. Задачи интеграции ВИЭ в энергобаланс децентрализованных зон Якутии // Материалы Международного научно-практического форума "Природные ресурсы и экология дальневосточного региона", Хабаровск, 25-26 октября 2012 г. – Хабаровск: ТОГУ, 2012.- С383-387
157. Киушкина В.Р. Факторы состояния и укрепления энергетической безопасности Дальневосточных регионов // Материалы Международного научно-практического форума "Природные ресурсы и экология дальневосточного региона", Хабаровск, 25-26 октября 2012 г. – Хабаровск: ТОГУ, 2012.- С 23-30
158. Киушкина В.Р., Шацева А.А. Кислова А.П., Сарсикеев Е.Ж. Интеграция возобновляемых источников энергии на территории Дальнего востока // Вестник ПГУ. Энергетическая серия, № 2 . – С. 211-219.
159. Киушкина В.Р., Шацева А.А. Перспективы внедрения биогазовых технологий на территории Якутии // Федоровские чтения-2014: Материалы 44 Международной научно-практической конференции. – Москва: МЭИ, 2014. – С.123-128
160. Киушкина В.Р. Региональные проблемы на фоне прогнозов общемирового развития энергетики // Ценологическое видение сообществ материальных и идеальных реальностей: фундаментальность теории и всеобщность практики. Общая и прикладная ценология. Обобщающие материалы по общей и прикладной ценологии. – Вып. 53. Ценологические исследования. – Москва, Техника, 2014. – С.384-389
161. Киушкина В.Р. Риски снижения локальной энергетической безопасности изолированных территорий Северных районов и Арктических зон // Региональная энергетика и энергосбережение. - №1.- 2019. - С.48
162. Киушкина В.Р. Анализ мировых трендов развития энергетики в прогнозной перспективе // Молодой ученый. – 2016. – №26 (30). – С. 42-45.
163. Киушкина В.Р. Возобновляемые источники энергии в распределенной генерации малой энергетики // Молодой ученый. – 2016. – №26 (30). – С. 45-47.
164. Киушкина В.Р. Энергетическая безопасность изолированных территорий Северных районов и Арктических зон // Региональная энергетика и энергосбережение. - №1.- 2018. - С.68
165. Киушкина В.Р. Проблемы энергообеспеченности с позиции энергетической безопасности изолированных энергозон Арктических территорий // Сборник трудов Международного форума «Арктика: общество, наука и право» - Санкт-Петербург: СПбГУ, 2018
166. Киушкина В.Р. Децентрализованное электроснабжение районов Якутии с использованием энергии ветра: дисс.... канд. техн. наук: 05.09.03 / Киушкина Виолетта Рафиковна. – Томск, 2005.– 207с.

167. К нормативной базе – через здравый смысл. // Энергетика: тенденции и перспективы – 2012.– № 19 (207) Режим доступа: <http://www.eprussia.ru/epr/207/14411.htm>
168. Кобзаренко Д.Н., Камилова А.М., Гаджимурадов Р.Н. Концепция построения системы трехмерного геоинформационного моделирования // Информационные технологии.– 2009.– №11.– С. 32-36
169. Ковалев Е.Е. Концепция приемлемого риска как основа нормализации медико-экологической ситуации в Алтайском крае. // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. – 1993. – Вып.6. – С.3-20
170. Кожуховский И.С.. Расширение использования распределенных энергетических ресурсов в Российской энергетике // Панельная дискуссия «Развитие и внедрение инновационных технологий в ТЭК» в рамках Саммита деловых кругов «Сильная Россия-2012». – 3 июля 2012г
171. Комплексная методика диагностики энергетической безопасности территориальных образований Российской федерации / Татаркин А.И.; Куклин А.А., Богатырев Л.Л., Мызин А.Л. и др. Москва; Екатеринбург: УрО РАН, 1998, 120с. (Препринт)
172. Концептуальные сценарии развития энергетики Евро-Азиатского континента в XXI веке и требования к газовой промышленности: Научный отчет. Руководитель А. А. Макаров, отв. исполнители А. А. Бесчинский, Ю. В. Синяк, 2000.
173. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. – М.: Наука, 1978. – 832 с.
174. Королюк В.С., Портенко Н.И. и др. Справочник по теории вероятностей и математической статистике. – М.: Наука, 1985. – 640 с.
175. Косяков С.А., Литвак В.В., Силич В.А., Силич М.П., Яворский М.И. Технология обеспечения энергетической безопасности // Энергосбережение и энергетическая безопасность регионов России: тез. докл. – Томск, 2000. – С. 6-18.
176. Концепция энергетической безопасности субъектов федерации / В.В.Литвак и др. // Энергосбережение по-томски: сборник статей, докладов и выступлений / под ред. В.Н.Уйманова. – Томск: Изд-во Том. Ун-та, 2011.-С. 93-111
177. Кох П.И. Климат и надежность машин / П.И. Кох. – М.: Машиностроение, 1981. – 175 с.
178. Коновалова О.Е., Никифорова Г. В. Малая возобновляемая энергетика на северо-западе Арктики// Труды КНЦ РАН, Энергетика. Выпуск 12. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, № 1/2016(35), С. 116-130.
179. Корякин А.К. Основные технические проблемы обеспечения электроэнергией потребителей Республики. // Электронные материалы круглого стола №7 I Съезда инженеров Якутии. 23.03.2012 г.

180. Котельная Якутии могла выйти в отказ из-за некачественного топлива. Лента новостей. РИА НОВОСТИ. Режим доступа: <https://ria.ru/incidents/20130221/923963622.html>
181. Кудрин Б. И. (Техно) ценологические основания инновационного развития. // Большая энергетика. – 2010. – № 1 (10). – С. 7–11.
182. Кудрин Б.И. Об энергетической стратегии и энергетической безопасности России // Промышленная энергетика. – 2008. – № 12.– С. 2–7.
183. Кудрин Б. И. Об энергетической безопасности России. //Электрика.– 2007.– № 2
184. Кудрин Б.И. Стратегия развития электроэнергетики до 2060 года // УРАН Институт Народногохозяйственного Прогнозирования. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». – 2010. – С. 4-25.
185. Кудрин Б. И. Электроэффективность: ежегодный рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–1999 гг. // Электрика.– 2001.– №6.– С. 3–12.
186. Кудрин Б. И., Фуфаев В. В. Электроэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–1999 г. и прогнозный до 2020 г. // Электрика. –2007. –№10. – С. 3–17.
187. Кудрин Б. И., Фуфаев В. В. Энергоэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–2010 годы // Электрика.– 2010.– С. 3–15.
188. Кудрин Б. И.. Проблемы рыночного развития энергетики и металлургии Якутии до 2020–2050 гг.// Электрика. – 2008. – № 9.– С. 11–17.
189. Кудрин Б. И., Фуфаев В. В. Электроэффективность: рейтинг российских регионов по электропотреблению за 1990–1999 г. и прогнозный до 2020 г. // Электрика. –2007.– №10. – С. 3–17.
190. Кудрин Б.И. Введение в технетику. – Томск: ТГУ, 1993. – 552 с.
191. Кудрин Б.И. Электрика как развитие электротехники и электроэнергетики. – Третье издание, исправленное, переработанное – Томск: Издательство ТГУ, 1998. – 40 с.
192. Кудрин Б.И. Проблемы создания и управления ценозами искусственного происхождения // Кибернетические системы ценозов: Синтез и управление. – М.: Наука, 1991. – С. 5 – 17.
193. Кудрин Б.И. Выделение и описание электрических ценозов // Электромеханика. – № 7. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – С. 49 – 54.
194. Кудрин Б.И., Федяев Д.М. Техническая реальность в XXI веке: Материалы конференции (Омск, 21 – 22 января 1999 года). – Омск: Издательство Омского ГПУ, 1999. – 68 с
195. Кучин П. Г. Рейтинг российских регионов по электропотреблению // Промышленная энергетика. –2015.– С. 34 – 45.
196. Кучеров Ю.Н. Анализ зарубежного опыта развития распределенной генерации и условий ее работы в составе энергосистемы. Итоги работы исследовательского комитета Сб

(СИГРЭ) – «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация» в 2009-2013 годах // Круглый стол «Интеграция в электроэнергетическую систему объектов малой генерации» 5 марта 2014 г.

197. Ларин В. Состояние и перспективы применения возобновляемых источников энергии в России. Аналитический обзор международного семинара «Региональные возможности и проблемы возобновляемой энергетики России». – Москва: ИФА РАН, 2006г. – 108с.

198. Литвинов В.Г. Разработка методов исследований и анализ показателей безопасности состояния систем энергетики: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.14.02 /Литвинов Валерий Геннадьевич. – Екатеринбург, 2004г.– 20с.

199. Лузин Г.П., Лазарев Е.Е., Селин В.С., Широкова Л.Н., Методология районирования территорий для управления формированием трудовых ресурсов в северных регионах. Апатиты, 1996;

200. Лузин Г.П., Лазарев Е.Е., Широкова Л.Н., Критерии районирования Севера России (территория, проблемы, практика). Апатиты, 1991;

201. Лузин Г.П., Лазарев Е.Е., Широкова Л.Н., Яковлев Р.В., Районирование Севера России, Кольский научный центр АН СССР, Апатиты, 1993;

202. Лукинский В.С., Чурилов Р.Л. Проблемы оценки надежности цепей поставок // Научно-аналитический журнал Логистика и управление цепями поставок – 2012 .- №2(49).–С. 24-31.

203. Лукутин Б.В., Киушкина В.Р. Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – С. 58

204. Лукутин Б.В., Сурков М.А., Киушкина В.Р. Мероприятия по развитию возобновляемых источников энергии в регионе // Материалы Международного научно-практического форума "Природные ресурсы и экология дальневосточного региона", Хабаровск, 25-26 октября 2012 г. – Хабаровск: ТОГУ, 2012.-С.393-396

205. Материалы сайта Альтернативная энергия. Режим доступа: <https://altenergiya.ru/sun/tak-li-ekologichny-solnechnye-batarei.html>

206. Материалы компании Frost & Sullivan Режим доступа: <https://ww2.frost.com>

207. Макаров А. А. Мировая энергетика и Евразийское энергетическое пространство. – М.: "Атомэнергоиздат", 1998. - 277с.

208. Материалы конференции «Состояние и перспективы развития альтернативной энергетики» Международного форума «Альтернативная энергетика-2008» в рамках Всемирного конгресса. – ВВЦ Москва, 2008г.

209. Материалы международного форума «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» (REENFOR-2103, г. Москва), 22-23 октября 2013 года

210. Материалы Всероссийского энергетического форума «ТЭК России в 21 веке», 2009г.
211. Материалы свободной энциклопедии. Население субъектов РФ. Расселения населения РФ [Электронный ресурс] // Википедия. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>
212. Материалы свободной энциклопедии. Распределенная энергетика [Электронный ресурс] // Википедия. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>
213. Материалы свободной энциклопедии. Коренные и малочисленные народы Севера и Дальнего Востока [Электронный ресурс] // Википедия. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>
214. Материалы свободной энциклопедии. Климат [Электронный ресурс] // Википедия. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>
215. Материалы свободной энциклопедии. Риски [Электронный ресурс] // Википедия. Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki>
216. Материалы ПАО «Якутскэнерго» 2011-2017гг.
217. Материалы АО «Сахаэнерго» 2011-2017гг.
218. Материалы Международных конференций «Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего Востока России». – Якутск. 2013-2017гг.
219. Международные тенденции в энергетике. // Режим доступа: <http://rbn.cc/ru/ecology/4050-vidnovljuvana-energetyka-ostanni-mizhnarodni-tendenciji-vid-analitykiv-ey->
220. Мезенцев П.Е. Оценка энергетической безопасности теории и принятие решений по развитию электроэнергетических систем с применением теории нечетких множеств: дис. ... канд.тех.наук: 05.14.02 / Мезенцев Петр Евгеньевич – Екатеринбург,2004. – 191с
221. Методика анализа энергетической безопасности территорий различного уровня / А.И.Татаркин, А.А.Куклин, Л.Л.Богатырев, А.Л.Мызин и др. – Москва; Екатеринбург: УрО РАН, 1998. – 53с. (Препринт)
222. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Интернет-ресурс.: http://infosait.ru/norma_doc/45/45321/index.htm
223. Методика определения потребности в средствах электроснабжения для социального развития села. Утверждена Министерством сельского хозяйства РФ от 27.12.2001 года №41. Режим доступа: http://www.businesspravo.ru/Docum/DocumShow_DocumID_120666.html.
224. МикроГЭС. [Электронный ресурс] // WESWEN. Режим доступа: http://weswen.ru/hydro_micro/.
225. Минфин меняет методику поддержки регионов // Экономика.– 2017.– №173. - Режим доступа: <https://www.rbc.ru/newspaper/2017/10/12/59db751d9a794738f67da77e>

226. Митрова Т.А. Тенденции и риски развития мировой энергетики // Мировая энергетика. –2013. Режим доступа: http://www.worldenergy.ru/stat/stat_0003.php
227. Мировое потребление возобновляемой энергии выросло на 14%. Информационный портал Хайтек. Режим доступа: <https://hightech.fm/2017/06/14/bp-energy-markets>.
228. Морозов В.В. Стратегическое инновационное управление в электроэнергетике. – М.: Альфа-М, 2004.- 127с.
229. Мызин А.Л., Пыхов П.А., Мезенцев П.Е., Денисов О.А. Исследования отраслевых и региональных проблем формирования энергетической безопасности // Экономика региона. – 2008. – №3 (15).– С.81-88.
230. Мызин А.Л., Пыхов А.А., Денисова А.А. Результаты диагностирования энергетической безопасности регионов России в динамике последних лет. // Вестник Тюменского гос. Ун-та.– 2010. – №4 – с.170-177
231. МЭА: в 2016 вода, ветер, солнце потеснят газ в мировом энергобалансе // Новости. Информационное агентство Финмаркет. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://finance.rambler.ru/news/analytics/131031817.html>
232. Навигация на малых реках Якутии. Лента новостей Yaktimes Режим доступа: <http://www.yktimes.ru/%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8/per-viy-tur-navigatsii-idet-na-malyih-rekah-yakutii/>
233. Навигация на Индигирке. Новости ArcticInfo[Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.arctic-info.ru/news/17-07-2014/na-indigirke-nacneta-vtoroi-tyr-navigacii/>
234. Навигация 2018. Лента новостей Yaktimes [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://news.ykt.ru/mobile/article/71435?block.all>
235. Надежность топливо- и энергоснабжения и живучесть систем энергетики регионов России / Под науч. ред.Н.И. Воропая, А.И.Татаркина; Л.Л. Богатырев, А.В.Бочегов, Н.И.Воропай и др. - Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2003. – 392с. с илл.
236. Научно технический отчет «Обзор и классификация типовых схем автономных систем электроснабжения» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Баранов И.Б. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2012г.–62с.
237. Научно технический отчет «Анализ эффективности объектов автономного электроснабжения северных территорий Российской Федерации» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по

теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Баранов И.Б. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2012г.–63с.

238. Научно технический отчет «Влияние климатических условий на режимы автономных систем электроснабжения» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Баранов И.Б. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2012г.–48с.

239. Научно технический отчет «Формирование критериев энергоэффективности автономных систем электроснабжения» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Баранов И.Б. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2012г.–32с.

240. Научно технический отчет «Методы повышения энергоэффективности автономных систем электроснабжения в условиях севера» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Баранов И.Б. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2012г.–34с.

241. Научно технический отчет «Анализ современного технического потенциала возобновляемых источников энергии в децентрализованных зонах электроснабжения Якутии» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Баранов И.Б. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2012г.–38с.

242. Научно технический отчет «Анализ методик и комплексных методических подходов к оценке энергетической безопасности территорий различного уровня» в рамках государственно-

го задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2012г.–52с.

243. Научно технический отчет «Анализ энергетической безопасности децентрализованных систем электроснабжения» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2012г.–68с.

244. Научно технический отчет «Районирование децентрализованных зон по степени энергетической безопасности» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Шарипова А.Р., Старостина Л.В., Назаралиева П.Б. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2012г.–138с.

245. Научно технический отчет «Ранговый анализ распределенных потребителей электроэнергии Республики Саха (Якутии)» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Антоненков Д.В. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2012г.–69с.

246. Научно технический отчет «Составление базы данных потенциала ВИЭ децентрализованных зон Якутии» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Мишина В.В., Шацева А.А. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2012г.–29с. (приложение: электронный ресурс)

247. Научно технический отчет «Задачи интеграции ВИЭ в энергобаланс децентрализованных зон» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (реги-

страционный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Шацева А.А. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2012г.–57с.

248. Научно технический отчет «Определение приоритетных задачи интеграции ВИЭ в энергобаланс Республики Саха (Якутия)» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Шацева А.А. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2013г.–35с.

249. Научно технический отчет «Формулировка предложений по повышению энергоэффективности децентрализованных зон и объектов Республики Саха Якутии» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2013г.–28с.

250. Научно технический отчет «Обоснование перспективности децентрализации в повышении эффективности локальной энергетики Якутии» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Шарипова А.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2013г.–36с.

251. Научно технический отчет «Выбор и обоснование типов автономных установок на базе ВИЭ, перспективных для применения в условиях Республики Саха (Якутия)» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2013г.–87с.

252. Научно технический отчет «Определение рационального соотношения мощностей ветрогенератора и накопителей электроэнергии в децентрализованной системе электроснабже-

ния» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ ЭНИ., 2013г.–34с.

253. Научно технический отчет «Определение рационального соотношения мощностей ветрогенератора и дизель-генератора в составе децентрализованного комплекса электроснабжения в зависимости от ветровых условий местности» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 22с.

254. Научно технический отчет «Исследование возможности применения накопителей электроэнергии в составе децентрализованного гибридного комплекса электроснабжения» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 34с.

255. Научно технический отчет «Разработка рекомендаций к построению децентрализованных комплексов электроснабжения с использованием энергии солнца и воды» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 31с.

256. Научно технический отчет «Определение рационального соотношения мощностей ветрогенератора и дизель-генератора в составе децентрализованного ветродизельного комплекса электроснабжения для характерных графиков электрических нагрузок потребителей» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 31с.

ческой безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 26с.

257. Научно технический отчет «Разработка типовой структуры автономной системы электроснабжения на базе дизельных электростанций с использованием ветрового генератора для характерных графиков нагрузок потребителей» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 28с.

258. Научно технический отчет «Разработка типовой структуры децентрализованной гибридной системы электроснабжения с возможностью применения электрохимических накопителей электрической энергии» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Лукутин Б.В., Сарсикеев Е.Ж., Сурков М.А., Хошнау З.П. – Томск: ТИ (ф) СВФУ, НИТПУ.- 2013– 28с.

259. Научно технический отчет «Кластерный анализ индикаторов энергетической безопасности Республики Саха (Якутия)» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Старостина Л.В., Шарипова А.Р. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2013г.–52с.

260. Научно технический отчет «Кластерный анализ данных потенциала ВИЭ Республики Саха (Якутия)» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Ощепкова Я.О. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2013г.–52с.

261. Научно технический отчет «Информационная платформа для интеллектуальной модели анализа данных ВИЭ Республики Саха (Якутия)» в рамках государственного задания Министерства образования и науки РФ (регистрационный номер 7.5245.2011 от 25.11.2011 по теме «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии», научный руководитель Киушкина В.Р.) / Киушкина В.Р., Ощепкова Я.О., Шацева А.А. – Нерюнгри: ТИ (ф) СВФУ, 2013г.–37с.

262. Национальный совет по энергетике, 2017. Энергетический бюллетень №51 – 2017

263. Нефтегазовый потенциал Якутии: состояние изученности и перспективы освоения. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.oilgasindustry.ru/print.php?id=7699>

264. Новости SakhaNews 18.01.2018г.). Информационно-аналитический портал. Доставка угля в замерзающее село на севере Якутии. Режим доступа: <http://www.1sn.ru/204608.html>

265. Новости SakhaNews 18.01.2018г.). Информационно-аналитический портал. Помощь к застрявшему в снегу транспорту с топливом в Якутии. Режим доступа: <http://www.1sn.ru/204543.html>

266. Новости SakhaNews 18.01.2018г.). Информационно-аналитический портал. Котельная в Якутии переведена на режим экономии из-за нехватки топлива. Режим доступа: <http://www.1sn.ru/204543.html>

267. Новости SakhaNews 18.01.2018г.). Информационно-аналитический портал. Больше всех объем дотаций в 2018 году увеличится у Якутии. Режим доступа: <http://www.1sn.ru/198917.html>

268. Новости RenEn. ВИЭ в Германии. Режим доступа: <http://renewable-energy-generated-almost-50-of-electricity-in-germany/>

269. Новости RenEn. Ветроэнергетика: итоги 2017 и прогноз до 2022. Режим доступа: <http://renewable-energy-results2017-and-outlook-to-2022/>

270. Новости RenEn. ВИЭ в ЕС в 2017 году. Режим доступа: <http://renewable-energy-produced-more-electricity-in-the-eu-than-coal-fired-power-plants/>

271. Новости RenEn. Развитие ВИЭ: энергетическая трансформация, геополитика, 2019. Режим доступа: <http://renewable-energy-energy-transformation-and-geopolitics/?fbclid=IwAR2O7Wpnenf45PVJdwglNRGjHatQXm3zdEFYy2-ikJFMxSc9nli3DRkunNg>

272. Новостная лента. Аварийное состояние котельных Якутии. Режим доступа: <http://yakutsk.bezformata.ru/listnews/avarijnoe-sostoyanie-kotelnih-v-yakutii/49860822/>

273. Новости информационного агентства ARCTICINFO. Режим доступа: <http://www.arctic-info.ru/encyclopedia/indigenous-peoples/olenevodstvo-v-rossii/>

274. Новый подход к расчетам потенциалов возобновляемых источников энергии. Новости Лабораторий исследований науки и технологий НИУ ВШЭ (31.03.2017). Режим доступа: <https://lsts.hse.ru/news/205797882.html>

275. Новые инновационные подходы к условиям роста применения ВИЭ. // Режим доступа: <http://job.ukr.net/articles/adaptacija-k-novym-uslovijam-i-primenenie-innovacionnyh-podhodov-uslovija-rosta-vozobnovljaemoj-jenergetiki/>

276. Носков А. А. Методы оценки эффективности транспортно-логистических операций в цепях поставок: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Носков Антон Александрович.- Санкт-Петербург, 2012.- 130 с.: ил.

277. Нормы технологического проектирования дизельных электростанций. НТПД-90, Москва 2005. http://infosait.ru/norma_doc/46/46000/index.htm

278. Обухов, С.Г. Оптимизация числа и мощности дизель-генераторов автономной дизельной электростанции / С.Г.Обухов, Б.В.Лукутин, Е.А.Шутов, Н.М.Парников // Промышленная энергетика, 2009. -№ 11 - С.27-32;

279. Обухов, С.Г. Выбор рационального оперативного резерва мощности автономных дизельных электростанций ОАО Сахаэнерго / С.Г.Обухов, Н.М. Парников // Известия вузов. Проблемы энергетика, 2010. -№ 3-4/1 -С. 59-63

280. Общие тенденции развития мировой энергетики. Все об энергетике [Электронный ресурс] Режим доступа: http://energomir.blogspot.ru/2010/12/blog-post_15.html

281. О концепции устойчивого развития сельских территорий Российской Федерации на период до 2020 года [Электронный ресурс]: Сборник парламентских слушаний (23 апреля 2009 год) Режим доступа: <http://council.gov.ru/failes/journalsf/number/20100218143733.pdf>

282. Опережающее энергоразвитие. Республиканские власти на конкретных примерах доказывают эффективность стратегического планирования: Интервью / Беседовала М. Гурьева // Дальневосточный капитал. - № 6 (июнь). - С. 15-17. URL: <http://sakhagov.ykt.ru/main.asp?c=13029>

283. О проблемах повышения надежности энергообеспечения в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Заседание круглого стола Совета Федерации ФС РФ от 23.03.2010г. Режим доступа: <http://council.gov.ru/activity/activities/roundtables/29492/>

284. Орловский С.А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации. – М.: Наука. Гл. редакция физ-мат. литературы, 1981. – 208с.

285. Организация северного завоза 2018. Лента новостей Yaktimes [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.yaktimes.ru/tag/severnyiy-zavoz/>

286. Отраслевой электротехнический портал. Умные сети - умная энергетика - умная экономика, 2016. Режим доступа: <https://marketelectro.ru/content/umnye-seti-umnaya-energetika-umnaya-ekonomika>.
287. «Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2020 года и дальнейшую перспективу» (утв. Президентом Российской Федерации от 18.09.2008 № Пр-1969).
288. Основы логистики: Учебн. пособие / Под ред. Л. Б. Миротина и В. И. Сергеева. – М.: ИНФРА-М, 2000. – 200 с
289. Открытие навигационного тура Якутии. Вести ЯМАЛ. Режим доступа: http://vesti-yamal.ru/ru/vesti_arktiki/v_jakutii_startujet_pjervyj_tur_navigacii127233#t20c
290. Отраслевые и региональные проблемы формирования энергетической безопасности / Под ред. А.А.Куклина, А.Л.Мызина; Куклин А.А., Мызин А.Л., Богатырев Л.Л., Пыхов П.А., Денисов О.А., Ананичева С.С., Шелюг С.Н., Мезенцев П.Е., Литвинов В.Г. – Екатеринбург: Институт экономики УрО РАН, 2008. – 384с.
291. Официальный сайт компании РусГидро <http://www.rushydro.ru/>
292. Официальный сайт профессора Кудрина. Режим доступа: <http://www.kudrinbi.ru>.
293. Официальный сайт Российской ассоциации ветроиндустрии. Режим доступа: <http://rawi.ru>
294. Официальный сайт Альтернативная энергетика www.eia.doe.gov/oiaf/graphic_data_highlights/html
295. Официальный сайт Министерства промышленности Республики Саха (Якутия) до 2015 года <http://old.sakha.gov.ru/sakha/minprom>
296. Официальный сайт Министерства промышленности и геологии Республики Саха (Якутия). <https://minprom.sakha.gov.ru/>
297. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. Обзор IRENA по перспективам развития ВИЭ в России. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/7636>.
298. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. Основные характеристики Российской электроэнергетики. Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/532>
299. Официальный сайт АО «Системный оператор ЕЭС». Единая энергетическая система России. Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=eec>
300. Официальный сайт АО «Дальневосточная энергетическая управляющая компания». Решения микрогрид для Дальнего Востока // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012.– №6 (15). Режим доступа: http://www.dveuk.ru/press/2/2012-11-23_1.htm
301. Официальный сайт Российского национального комитета СИГРЭ. Режим доступа: http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/c6_rus/

302. Официальный сайт компании АО Сахаэнерго. Режим доступа: <http://sakhaenergo.ru/>
303. Официальный сайт компании ПАО Якутскэнерго. Режим доступа: https://yakutskenergo.ru/About_company/general-info.php
304. Официальный сайт Региональной энергетической комиссии Республики Саха (Якутия) [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://rek.sakhanet.ru>
305. Парников Н.М. Повышение энергетической эффективности комплексов децентрализованного электроснабжения на примере Республики Саха (Якутия): дисс....канд.техн.наук: 05.09.03/Парников Николай Макарович. –Томск, 2009.–174
306. Пейсахович В.Я. Особенности развития и функционирования малой энергетики (доклад). // УРАН Институт Народнохозяйственного Прогнозирования. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова), 123 заседание от 26.10.2011. – Москва, 2011г., С.6-39 . Режим доступа: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=seminar/energo/z123>
307. Петер Ваессен, Дейви Зиленс. Политика и стимулирование в области децентрализованной генерации / КЕМА Консалтинг, май 2007г. Режим доступа: <http://www.leonardo-energy.org>
308. Перспективы развития мировой энергетики до 2050 года // Международная жизнь [Электронный ресурс] <http://interaffairs.ru/read.php?item=9335>
309. Перспективы повышения роли электроэнергии в росте экспорта энергоресурсов из России: Научный отчет / ИНЭИ РАН.– Москва, 1998 г.
310. Письмо №202-10756 от 28.09.2012г. ОАО АК «Якутскэнерго».
311. Письмо №741-10/1-10 от 05.09.2012г. ОАО «Сахаэнерго».
312. Письмо №02-4199/2.11 от 27.09.2012г. ГУП «ЖКХ РС(Я)».
313. Письмо №04-34-346 от 25.09.2012г. Территориальный орган ФСГС по Республике Саха (Якутия).
314. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 24.11.2005 г. №636 «О топливно-энергетическом балансе Республики Саха (Якутия) на период до 2010 года и на перспективу до 2020 года»
315. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 13.10.2012 г. №446 (с изменениями на 27.07.2017г) «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг для населения» (Нормативы потребления электроэнергии для населения в соответствии с приложением N 4 к настоящему постановлению)
316. Постановление Правительство Республики Саха (Якутия) от 14.05.2018 N 139. «Об утверждении норм расхода топливно-энергетических ресурсов на выработку тепловой энер-

гии отопительно-производственными котельными Республики Саха (Якутия). Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/445038607>

317. Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

318. Постановление Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

319. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.04.2014 № 366 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации».

320. Постановление Правительства Российской Федерации от 14.03.2015 № 228 «Об утверждении Положения о Государственной комиссии по вопросам развития Арктики».

321. Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2014 № 308 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона».

322. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.06.2012 № 664 «О Министерстве Российской Федерации по развитию Дальнего Востока».

323. Постановление Правительство Республики Саха (Якутия) от 14 марта 2015 года N 69 «О мерах по подготовке объектов жилищно-коммунального хозяйства и предприятий топливно-энергетического комплекса республики Саха (Якутия) к отопительному сезону 2015/2016 года». Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/453138780>

324. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 03.09.2011 г. № 424 «О проектной Программе оптимизации локальной энергетики Республики Саха (Якутия) на период до 2017 года».

325. Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 02.07.2012 г. № 292 «О программе и схеме развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2012 - 2017 годы».

326. Постановление Правительства РС(Я) от 01.03.2004 №86 (ред. От 09.06.2005) "О программе развития угольной промышленности Республики Саха (Якутия) на 2004 - 2008 годы" (вместе с "Программой развития угольной промышленности Республики Саха (Якутия) на 2004 - 2008 годы") [Электронный ресурс] – Республика Саха. – Режим доступа: http://sakha.news-city.info/docs/systems/dok_ieqgsb/index.htm, свободный. – Загл. с экрана.

327. Потребление и производство энергии в мире. Деловой портал о бизнесе [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://starkproject.com/electroenergy/electric>

328. Пороговые значения индикаторов энергетической безопасности территорий Российской Федерации/ А.И.Татаркин, А.А.Куклин, Л.Л.Богатырев, А.Л.Мызин и др. – Москва; Екатеринбург: УрО РАН, 1998. – 68с. (Препринт)

329. Портал по энергосбережению. Энергосовет. Основные положения Энергетической стратегии России до 2035 года. Режим доступа: <http://energosoвет.ru/stat835.html>

330. Поручение заместителя председателя Правительства Российской Федерации А. Дворковича (резолюция от 11 февраля 2017 г. №АД-П9-776)

331. Попель О.С. Научно-технические проблемы разработки, создания и применения энергоустановок на ВИЭ в изолированных системах // (доклад) Международная конференция «Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего востока России. Якутск, 27-29 июля 2013

332. Поручение Правительства Российской Федерации от 21.12.2018 «О проекте плана по модернизации неэффективной дизельной, мазутной и угольной генерации в труднодоступных регионах» (http://government.ru/dep_news/35150/).

333. Предложения по комплексной модернизации и развитию жилищно-коммунального комплекса и энергообеспечения в децентрализованном секторе энергетики Дальневосточного федерального Платформа для публикаций. Режим доступа: <http://pandia.ru/text/78/401/31372.php>

334. Производство электроэнергии. [Электронный ресурс]. Вебсайт компании Exxon Mobil Corporation. Режим доступа: <http://www.exxonmobil.ru>

335. Преимущество и недостатки солнечной энергии. [Электронный ресурс] // SolarElektro. Режим доступа: <https://solarelectro.ru/articles/preimuschestva-i-nedostatki-solnechnoj-energii>

336. Присяжный М.Ю. Приоритеты освоения территории Республики Саха (Якутия) в современных условиях позиционирования регионов Севера: автореф. дис. ... докт. экон. наук: 25.00.24 /Присяжный Михаил Юрьевич. – СПб, 2014г.– 33с.

337. Применение повышенного коэффициента амортизации для основных средств, работающих в агрессивной среде. [Электронный ресурс] // Audit-it.ru. Режим доступа: <http://www.audit-it.ru/articles/account/assets/a8/344431.html>

338. Прогноз развития мировой энергетики до 2030 года. Агентство ВР, 2011г. (http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/russia/bp_russia_russian/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/s/bp_energy_outlook_2030_rus.pdf)

339. Прогноз развития мировой энергетики до 2030 года. Агентство ВР, 2012г (http://www.imemo.ru/ru/conf/2012/03022012/03022012_prognoz_RU.pdf)

340. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. ФГБУН «Институт энергетических исследований» РАН и Аналитический центр при Правительстве РФ, 2013г. (<http://ineiran.ru/articles/prognoz-2040.pdf>)

341. Прогнозов структуры мирового энергобаланса агентств ExxonMobil, 2017г.
342. Прогнозов структуры мирового энергобаланса агентств BP, 2017 г.
343. Прогнозов структуры мирового энергобаланса агентств МЭА, 2016г.
344. Прогноз научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года. Утвержден Министром энергетики Российской Федерации от 14.10.2016.
345. Прогноз электропотребления в России на среднесрочный период. Информационно-аналитический материал. Департамент стратегического анализа и разработок. Москва, 2013г. – 24с. Режим доступа: <http://www.kudrinbi.ru/public/30831/index.htm>
346. Программы социально-экономического развития улусов Республики Саха (Якутия)
347. Прохоров Б.Б., Медико-географическая информация при освоении новых районов Сибири. Новосибирск, 1979. <http://protown.ru/information/articles/3352.html> (разделение регионов по зонам дискомфорта)
348. Прохоров Д.В., Павлов Н.В. Аварийность на энергетических объектах Республики Саха (Якутия) при низких температурах // Материалы Всероссийской конференции Региональная энергетическая политика. Иркутск: Изд-во ИСЭМ СО РАН – 2018.- С.80-81
349. Программа и схема развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2012-2017 годы. – Якутск, 2012. – 55 с.
350. Проектная программа оптимизации локальной энергетики Республики Саха (Якутия) на период до 2017 год, одобренная постановлением Правительства Республики Саха (Якутия) от 03.09.2011г. №424.
351. 17Программа развития энергетики Дальнего Востока до 2010г. – Иркутск-Хабаровск, 1994. С. 4-7.
352. Проект программы внедрения альтернативных возобновляемых источников энергии в Республике Саха (Якутия) на 2012 - 2016 гг. с перспективой до 2020 г. Подраздел Характеристики малых потребителей электроэнергии – С.107-114.
353. Проект Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации // Энергетическая политика. – 1996. – Вып. 2. – С. 2-7
354. Прогноз электропотребления в России на среднесрочный период. Информационно-аналитический материал. Департамент стратегического анализа и разработок. Москва, 2013г. – 24с
355. Проблемы формирования прикладной теории логистики и управления цепями поставок / Под общ. ред. В. С. Лукинского и Н. Г. Плетнёвой : монография. – СПб.: СПбГИЭУ, 2011. – 287 с.

356. Пузаков В.С. Проблемы теплоснабжения и возможности использования местных ресурсов для энергообеспечения поселений на примере поселений Чукотского АО (доклад) // Круглый стол «Энергетическая безопасность регионов Крайнего Севера и Дальнего Востока» III Международной конференции «Арктика 2018»: шельфовые проекты и устойчивое развитие, 2018.

357. Пыхов П.А., Денисов О.А. Оценка современного и перспективного состояния УрФО с позицией энергетической безопасности // Экономика региона. 2008. приложение №4 (16). Екатеринбург: Изд-во ИЭ УрО РАН. С.52-62.

358. Развитие ВИЭ в России до 2024 года. Информационный портал СОК. Режим доступа: https://www.c-o-k.ru/market_news/razvitie-vozobnovlyаемoy-energetiki-v-rossii-do-2024-goda

359. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.12.2009 № 2094-р «О Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 г.».

360. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»

361. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19.04.2018 № 703-р «Об утверждении комплексного плана мероприятий по повышению энергетической эффективности экономики Российской Федерации».

362. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.08.2016 № 6410п-П16. План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года.

363. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31.03.2011 № 553-р «Об утверждении Плана мероприятий по реализации Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года».

364. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.10.2013 № 6208п-П16. План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года.

365. Распоряжение Правительства Республики Саха (Якутия) от 19 февраля 2016 года N 138-р «Об организации завоза грузов в республику Саха (Якутия) в навигацию 2016 года» (в редакции распоряжения Правительства Республики Саха (Якутия) от 08.09.2016 N 1056-р). Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/432893770>

366. Рейтинг социально-экономического положения субъектов РФ по итогам 2017 года. ООО «Рейтинговое агентство РИА Рейтинг». (http://vid1.rian.ru/ig/ratings/rating_regions_2018.pdf).

367. Рейтинг стран мира по уровню потребления электроэнергии. Гуманитарная энциклопедия [Электронный ресурс] // Центр гуманитарных технологий, 2006–2019 (последняя редакция: 31.01.2019). URL: <https://gtmarket.ru/ratings/electric-power-consumption/info>

368. Ревенков В. Обновленный прогноз развития мировой энергетики до 2030 г. нефтегазовой компании ВР // Материалы еженедельного обозрения. Режим доступа: <http://gasweek.ru>

369. РИА Новости. РИА Рейтинг. Рейтинг российских регионов по качеству жизни за 2016 год. Режим доступа: <http://riarating.ru/infografika/20170220/630056099.html>

370. РИА Новости. Агентство экономической информации. Прогнозирование электропотребления и достоверность экономической и энергетической статистики. Режим доступа: <https://1prime.ru/News/20170823/828159965.html>

371. РИА Новости. РИА Рейтинг. Развитие техносферы – главная причина загрязнения природы Севера. Режим доступа: <https://ria.ru/eco/20100610/244647442.html>

372. Рыбалко В.В. Математическое моделирование контроля надежности объектов энергетики / ГОУВПО СПбГТУРП. СПб., 2010. – 151с.: ил.

373. Рынок ветроэнергетики // Электротехнический рынок. – 2010 – №1-2

374. Рясин В.И. Энергетическая безопасность региона как системообразующий фактор экономической безопасности // Вестник ИГЭУ.– 2005.– Выпуск 2.– С.43-47

375. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий. – М: Радио и связь, 1993. – 278с.

376. Савельев В.А. Методика оценки энергетической безопасности регионов на примере Ивановской области // В кн. «Повышение эффективности работы энергосистем»: Труды ИГЭУ. Вып.5. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 247с.

377. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Развитие возобновляемой энергетики на востоке России в первой половине XXI века на фоне общероссийских тенденций // Энергетическая политика. – 2016.– № 3. – С. 66-73.

378. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. Автономные энергоисточники на севере дальнего востока: характеристика и направления диверсификации // Пространственная экономика. – 2018.– № 1.– С. 101 – 116.

379. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Роль атомных электростанций малой мощности в зонах децентрализованного энергоснабжения потребителей на востоке России // Атомные станции малой мощности: Новые направления развития энергетики. –М.: Наука, 2011.- С.

88-101. Режим доступа: http://elib.biblioatom.ru/text/atomnye-stantsii-maloy-moschnosti_2011/go,88/

380. Саначев А. Ф. Программа оптимизации локальной энергетики (ПОЛЭ) Республики Саха (Якутия). Материалы доклада на IV Международной конференции «Развитие возобновляемой энергетики на Дальнем Востоке России». Якутск, 2016.

381. Сводная информация о состоянии и сроках открытия и закрытия региональных автотрасс. [Электронный ресурс] // Государственное казенное учреждение «Управление автомобильных дорог Республики Саха (Якутия)». Режим доступа: <http://xn--14-6kcik3dbdjfsh.xn--p1ai/informaciya-dlya-polzovatelej-avtodorog/otkrytie-i-zakrytie-avtozimmikov/>)

382. Северный завоз. Лента новостей Yaktimes [Электронный ресурс] // Режим доступа: <http://www.yktimes.ru/%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8/dalnobyshiki-yakutii-romantiki-severnogo-zavoza/>

383. Сендеров С.М., Смирнова Е.М. Состояние энергетической безопасности в восточных регионах России. Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, Иркутск

384. Сендеров С.М., Смирнова Е.М. Методы оценки и анализ уровня энергетической безопасности // Академия энергетики. – 2009. – № 6(32) – с.30-40

385. Сендеров С.М. Анализ трансформации стратегических угроз энергетической безопасности России до 2030 г. и приоритетные направления мер по их нейтрализации // Сборник тезисов докладов VIII Международного Конгресса Энергосбережение и энергоэффективность – динамика развития.– Санкт-Петербург: ООО FarEXPO, 2018.– С.7-11

386. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Пяткова Н.И., Воробьев С.В. Обеспечение энергетической безопасности России: выбор приоритетов. – Новосибирск: Наука, 2017. – 116 с.

387. Сенчагов В.К. Экономическая безопасность: геополитика, глобализация, самосохранение и развитие / Институт экономики РАН. – М.: ЗАО «Финстатинформ», 2002.-128с.

388. Сергеев В. И., Дорофеева Е. А. Терминологические аспекты понятия «устойчивости» цепей поставок в фокусе логистической интеграции // Логистика и управление цепями поставок – №3 (38). – 2010

389. Силич М.П. Системная технология: объектно-ориентированный подход. – Томск: Том. гос. ун-т систем управления и радиоэлектроники, 2002. –224 с.

390. Силич В.А., Силич М.П. Проектирование сложной системы на основе объектно-ориентированного подхода // Известия Том. пол. ун-та. –2003. –№2. – С. 99-103.

391. Силич М.П. Объектно-ориентированная модель сложной системы // Ползуновский вестник. – 2004. – №3. – С. 93-98.

392. Сколько Германия будет платить за ВИЭ. Интернет-ресурс RenEn, 2017г. Режим доступа: <http://renen.ru/how-much-will-germans-pay-for-renewable-energy/>

393. Солнечная энергия оказывает косвенное негативное воздействие на окружающую среду. [Электронный ресурс] // Электрика, энергетика и тепло. Режим доступа: <http://energycraft.ru/Solnechnaya-energiya/solnena-energia-okazyvaet-kosvennoe-negativnoe-vozdejstvie-na-okruuuu-sredu.html>

394. Солнечные электростанции в Якутии и ветровые на Камчатке как символ новой энергетики России. [Электронный ресурс] // Информационный портал Green Evolution, 2014 г.

395. Сони́на Е. А. Инвестиции в возобновляемую энергетику // Молодой ученый. — 2015. — №10. — С. 800-806.

396. Состояние и перспективы развития экономики России и Республики Беларусь в рамках союзного государства / Под научной ред. А.И.Татаркина, А.А.Куклина. - Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2001. – 536с.

397. Сорокин А.Н. Специфика предприятий энергетической отрасли как объекта инвестиций // Российское предпринимательство. – 2011. – № 11-2 (195). – с. 102-107.

398. Социальная норма на электричество. [Электронный ресурс] // Информационно-правовой портал ГАРАНТ. РУ, 2013. Режим доступа: <http://www.garant.ru/article/502373/>

399. Социально – экономическое развитие субъектов Российской Федерации с территориями Арктической зоны Центр стратегических исследований (Саха) Якутия. (территории, относящиеся к Арктическим зонам, продолжительность отопительного периода)– Якутск, 2015

400. Старостина Л.В. Сравнение показателей развития топливно-энергетического комплекса Якутии и других северных территорий // Промышленная энергетика. - №10 – 2013 – С.21-26

401. Старостина Л.В., Киушкина В.Р. Анализ некоторых аспектов энергетической безопасности Республики Саха (Якутия)// Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: материалы Всероссийской научно-технической конференции. – Томск: изд-во ТПУ, 2008. – С.204-206

402. Старостина Л.В. , Шарипова А.Р., Киушкина В.Р. Кластеризация промышленных районов Якутии по индикаторам энергетической безопасности. // Промышленная энергетика. – № 2 - 2016. – С.19-23

403. Степанов Д.Н. К определению физического износа Для оценки машин и оборудования http://paritet38.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=94&Itemid=41

404. Статистический обзор мировой энергетики компании «BP», Лондон, Великобритания, июнь 2010г.

405. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, утвержденная Президентом Российской Федерации от 20.02.2013 № б/н.

406. Стребков Д.С., Тихомиров А.Ф. и др. Перспективные направления развития энергетической базы сельского хозяйства Российской Федерации // Стратегия развития и национальная безопасность. Материалы библиотеки АТМЦ. Режим доступа: <http://atmc.cc/perspektivnyie-napravleniya-razvitiya-energeticheskoy-bazyi-selsko-go-hozyaystva-rossiyskoy-federatsii/>

407. Стенограмма заседания президиума Государственного совета, посвященного мерам по реализации задач, определённых майским Указом Президента Российской Федерации В.В. Путина, в целях опережающего социально-экономического развития Дальнего Востока. 10.09.2018. Владивосток.

408. Стычинский З.А., Воропай Н.И. (ред.) Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика, 2010 – 223с.

409. Сурков М.А., Лукутин Б.В., Сарисикеев Е.Ж., Киушкина В.Р. Мировые тенденции в области построения автономных систем электроснабжения с использованием возобновляемых источников энергии // Интернет-журнал «Наукovedение». – 2012. – №4 (13) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/42tvn412.pdf>, свободный – Загл. с экрана.

410. Таймыльское каменноугольное месторождение [Электронный ресурс] Информационный портал NedraDV// Режим доступа: http://nedradv.ru/mineral/places/mineral-objinfo.cfm?id_obj=f2f5e2370b07304ef3b5b8e4914e0567

411. Таможенная статистика внешней торговли (<http://stat.customs.ru>)

412. Татаркин А.И.; Куклин А.А., Мызин А.Л. и др. Комплексная методика диагностики энергетической безопасности территориальных образований Российской Федерации (вторая редакция) Ч1.– Екатеринбург: Изд-во Урал. Ун-та, 2002.– 80с

413. Татаркин А.И.; Куклин А.А., Яковлев В.И. и др. Комплексная методика диагностики экономической безопасности территорий образований различных уровней.– Екатеринбург: УрО РАН, 1995.–35с.

414. Технологии будущего. Информационно-аналитический журнал. Электроэнергетика: сегодня и завтра. – 2017 – №4 – С.44

415. Указ Президента Российской Федерации от 04.06.2008 № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»

416. Указ Президента Российской Федерации от 02.05.2014 № 296 «О сухопутных территориях Арктической зоны Российской Федерации».

417. Указ главы Республики Саха (Якутия) от 27 ноября 2017 года N 2231 О государственной программе Республики Саха (Якутия) "Развитие энергетики Республики Саха (Якутия) на 2018 - 2022 годы" (в редакции Указа Главы Республики Саха (Якутия) [от25.10.2018 N 141](http://docs.cntd.ru/document/543709071)). Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/543709071>

418. Умные сети. Новости интернета вещей. Режим доступа: <https://iot.ru/wiki/umnye-elektroseti>
419. Ученые изучают влияние ветряков на климат [Электронный ресурс] // GISMETEO Новости. Режим доступа: <https://www.gismeteo.ru/news/sobytiya/8552-uchenye-izuchayut-vliyanie-vetryakov-na-klimat/>
420. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ
421. Финансовый анализ. Финансовые коэффициенты. Интернет ресурс. URL: <http://1fin.ru/?id=311&t=26>
422. Фортов В.Е., Макаров А.А. Тенденции развития мировой энергетики и энергетическая стратегия России // ВЕСТНИК РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК. – 2004.– (том 74) № 3. – с. 195-208
423. Фортов В.Е., Макаров А.А. Тенденции развития мировой энергетики и энергетическая стратегия // ЭнергоРынок – 2004 – №7
424. Фролова Т.А. Экономика предприятия: конспект лекций. Таганрог: ТТИ ЮФУ, 2009.
425. Чечевицына Л. Н., Чуев И. Н. Экономика фирмы: Учебное пособие для студентов вузов. – Ростов на Дону: Феникс, 2006 - 400 с.
426. Чрезвычайные ситуации в котельных Якутии происходят почти каждый день. Новостная лента. Режим доступа: <https://kprf.ru/news/lenta/29634.html>
427. Чубайс А.Б.. Реформа российской электроэнергетики: десять лет спустя. Вопросы экономики. – 2018. – № 8. – С. 39-56.
428. Чучкевич М. Опережающий технологический трансфер в возобновляемой энергетике (компания Bright Capital). // (доклад) Международная конференция «Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего Востока». Якутск. 27-29 июля 2013г
429. Шарипова А.Р., Старостина Л.В., Киушкина В.Р. Кластерный анализ индикаторов энергетической безопасности районов Якутии со смешанным типом производства // Промышленная энергетика - №10 -2015- С.2-6
430. Широкова Л.Н., Яковлев Р.В., Районирование Севера России, Кольский научный центр АН СССР, Апатиты, 1993
431. Школлер Р.А. Энергетическая безопасность Российской Федерации и оптимальная стратегия развития ТЭК в условиях глобализации: дис.... на канд.экон.наук: 08.00.14./ Школлер Роман Александрович – Москва, 2009. – 181 с..

432. Шурпатов И. Г. Модели и методы управления транспортно-терминальными операциями в цепях поставок с учетом надежности: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Шурпатов Илья Григорьевич. - Санкт-Петербург, 2011.- 137 с.: ил.

433. Эксперты призывают страны к разработке долгосрочных целей по сокращению выбросов CO². Новости в России и мире (от 30 октября 2008г.). ТАСС. Ресурс доступа: <https://tass.ru/plus-one/5734137>

434. Экологи выяснили причины деградации тундр Сибири и Урала. Новости Chrdk. Режим Доступа: https://chrdk.ru/news/uralskie_ekologi_vyyasnili_prichiny_degradatsii_tundr_v_yanao

435. Экономика энергетики / Под ред. Н.Г. Рогалева. – М.: Изд-во МЭИ, 2005

436. Электроэнергетика России 2030: целевое видение / под ред. Б. Ф. Вайнзихера. - М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. - 360 с.: ил.

437. Энергетическая мощь Якутии. [Электронный ресурс] Редкие ЗЕМЛИ // Режим доступа: <http://rareearth.ru/ru/pub/20161027/02885.html>

438. Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская

439. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. № 1234-р

440. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mte.gov.ru>

441. Энергетическая стратегия России до 2035 года. Основные положения. Минэнерго России. Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/>

442. Энергетическая безопасность России. В.В.Бушуев, Н.И. Воопай, А.М. Местепанов, Ю.К.Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998. – 302с.

443. Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) до 2030 года. – Якутск-Иркутск, 2009. – 417 с.

444. Энергия солнечных электростанций остается зеленее, чем от других ВИЭ // Режим доступа: <https://ecoenergie.com.ua/article-pat-pricin-pocemu-energia-solnecnyh-elektrostantsij-avlaetsa-zelenee-cem-energia-drugih-vozobnovlaemyh-istocnikov-energii>

445. Энергоснабжение изолированных территорий в России и мире. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Энергетический бюллетень № 51. Август, 2017. С. 14 – 18.

446. Энергетические бюллетени. [Электронный ресурс] Аналитический центр при правительстве РФ. Режим доступа: <http://ac.gov.ru/publications/bulletin/>

447. Энергетический бюллетень. Новые прогнозы мировой энергетики и место России в ней. [Электронный ресурс] Аналитический центр при правительстве РФ, 2017 - Режим доступа: <http://ac.gov.ru/publications/bulletin/>
448. Энергетический бюллетень №49. Микрогенерация на ВИЭ, 2017.
449. Энергетика Якутии: состояние и перспективы. <http://sakhamediapost.ru/economy/156-energetika-yakutii-sostoyanie-i-perspektivy.html>
450. Энергоснабжение изолированных территорий в России и мире. Аналитический бюллетень. – 2017.– Выпуск 51. Режим доступа: <http://ac.gov.ru/publications/bulletin/>
451. Энергоэффективность в России: сходим на ноль [Электронный ресурс] // Энергетическая мозаика, 2015. Режим доступа: <http://www.eco-nomos.ru/2015/01/eco-488/>
452. Ян Блоем. Внутреннее соединение компонентов систем децентрализованной генерации и их интеграция в сеть общего пользования. Качество электроэнергии и пособие по практическому применению. Компания КЕМА Consulting, Нидерланды, 2006г. // Пособия Leonardo Energy Power Quality Initiative Application Guide (LPQI AG): Информационный ресурс сообщества профессионалов в области устойчивого развития энергетики и энергосбережения. Режим доступа: <http://leonardo-energy.ru/posobie-lpqi-ag/razdel-8-decentralizovannaya-generaciya-i-vozobnavlyaemye-istochniki-energii-2>
453. Amin S.M., Wollenberg B.F. Toward a Smart Grid: power delivery for the 21st century // IEEE Power and Energy Magazine, 2005, Vol. 3, No. 5, p. 34-41.
454. Ackerman, T, Andersson, G and Söder, L. Distributed Generation: A Definition, Electric Power System Research 57 (2001) 195-204.
455. BP Energy Outlook 2030, January 2013 г
456. BP Statistical Review of World Energy June 2016 // BP [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
457. BP: Statistical Review of World Energy, Workbook (xlsx), London, 2012
458. European Smart Grids technology platform: Vision and strategy for Europe's electricity networks of the future. European Commission, 2006, 38 p.;
459. Lukutin, B., Kiushkina, V. Energy security of northern and arctic isolated territories. E3S Web of Conferences Regional Energy Policy of Asian Russia, volume 77 (2019), [01008]. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20197701008>
460. Foster, M.A.; Fay, G; Lister, C. Future of renewable energy // Renewable Energy World, Journal. – 2004. – № 8. – P. 85–87.
461. Grid 2030: A national vision for electricity's second 100 years. Office of Electric Transmission and Distribution, United States Department of Energy, July 2003. 89 p. ;

462. IEA World Energy Outlook 2012 Executive Summary
463. Intellectual energy security monitoring of decentralized systems of electricity with renewable energy sources / Lukutin, B., & Kiushkina, V. E3S Web of Conferences Green Energy and Smart Grids (GESG 2018), 69, [02002]. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186902002>
464. Informational and analytical system in the indicative assessment of the level of energy security of the Northern and Arctic regions / V. Kiushkina, Samokhina V., Pohorukova M. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering (MSE). (Scopus, ISI Proceedings, <http://iopscience.iop.org/journal/1757-899X>).
465. Next Generation Wind and Solar Power (Full Report). From Cost to Value Data & Publications. 2016.– 182p. (<https://webstore.iea.org/next-generation-wind-and-solar-power-full-report.>)
466. Office of the Governor: Analysis of Alaska's Per Capita Budget, 2017
467. REN 21 – Renewables Global Status Report - 22 June 2012
468. Renewables Global Status Report 2009. RNE21, 2010.
469. Renewable Energy Alaska Project. Режим доступа: <http://alaskarenewableenergy.org/index.php/focusareas/accomplishments/>
470. Rural energy conference: Alaska Energy Authority policy overview, 2013
471. Rang analysis of distributed electricity consumers of decentralized energy zones of the north and arctic regions of the Russian federation / V. Kiushkina, D.Antonenkov // 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602483- 2018.- 7 January. <https://ieeexplore.ieee.org/document/8602483>
472. Specifics of assessing energy security of isolated energy service areas in territories with harsh climatic conditions / V. Kiushkina, D.Antonenkov // International Journal of Energy Technology and Policy (Special Issue on: "Intellectual Energy Technologies: Prospects and International Experience". Vol.15 Nos.2/3, 2019, pp.236 – 253.
473. Shahidehpour M. Smart Grid: A new paradigm for power delivery // IEEE Bucharest Power Tech., Bucharest, Romania, June 28 - July 2, 2009, 7 p.
474. Statistical Review of World Energy 2011: [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bp.com/statisticalreview>.
475. Statistical Review of World Energy 2011: [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.bp.com/statisticalreview>.
476. Small is beautiful: Roald A.A. de Graaff, J.H.R. Enslin (KEMA)
477. The European Power Sector in 2017. The Tipping Point. // SandBag (<https://sandbag.org.uk/project/european-energy-transition-power-sector-2017/>)
478. The Solutions Project: Creating a world with clean energy for all. <http://thesolutionsproject.org>

479. The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.- Data & Publications. 2014.– 238p. (<https://webstore.iea.org/the-power-of-transformation>)

480. Van Werven, M J N, and Scheepers, M J J. DISPOWER, The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, Report ECN-C—05-048, June 2005 (<http://www.ecn.nl/library/reports/index.html>.)

481. World Alliance for Decentralized Energy [Электронный ресурс] – WADE. – Режим доступа: <http://www.localpower.org>, свободный. – Загл. с экрана. Дата обращения: 10.08.2012

482. www.pointcarbon.com. Point Carbon.



Министерство энергетики
Российской Федерации

РОССИЙСКОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ
АГЕНТСТВО

федеральное государственное
бюджетное учреждение
(ФГБУ «РЭА» Минэнерго России)

129110, г. Москва, ул. Щепкина, д. 40, стр. 1
Телефон (495) 789-92-92, факс (495) 789-92-91
E-mail: info@rosenergo.gov.ru
http://rosenergo.gov.ru

А.В. Шереметев № 08/354

На № _____ от _____

**Акт о применении результатов докторского диссертационного исследования
Киушкиной В.Р. «Повышение энергетической безопасности
децентрализованных зон электроснабжения регионов Северных территорий
и Арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия))»**

Настоящим актом подтверждаем, что результаты работы Киушкиной Виолетты Рафик гызы «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия))» представляют высокий интерес для использования при реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, утвержденной Президентом Российской Федерации от 08.02.2013 № Пр-232, и являются актуальными.

Сотрудниками отдела сопровождения программ развития электроэнергетики Департамента проектного финансирования ФГБУ «РЭА» Минэнерго России изучены теоретические разработки и практические рекомендации диссертационного исследования и принято участие в обсуждении основных результатов работы Киушкиной В.Р. на заседаниях круглого стола «Энергетическая безопасность регионов крайнего Севера и Дальнего Востока» III и IV Международных конференций «Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов» Арктика-2018 и Арктика-2019 (г. Москва).

Необходимо отметить интерес к предложенному автором подходу к определению и методологии оценки энергетической безопасности изолированных удаленных территорий Севера и Арктики, отличному от ее оценки для территорий с централизованными системами электроснабжения. Определение и перечень

индикаторов, предложенных к использованию, затрагивают исключительно особые свойства и условия функционирования децентрализованных энергетических комплексов. Их использование на практике позволяет подойти к выстраиванию траектории социально-экономического развития территорий Севера и Арктических зон от своевременного принятия направленности решений до выбора инструментов и механизмов поддержания условий для обеспечения энергетической безопасности.

Результаты диссертационного исследования были использованы отделом при подготовке доклада для Минэнерго России по исполнению пункта 18 «Дифференциация современных схем электроснабжения Арктической зоны Российской Федерации, включая сооружение атомных теплоэлектростанций, в том числе плавучих» Плана мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.08.2016 № 6410п-П16. В частности, в докладе была отмечена целесообразность повышения энергетической безопасности малых удаленных потребителей в зоне децентрализованного электроснабжения с «северным завозом» топлива на основании комплексных мер по энергосбережению, повышению энергетической эффективности объектов ТЭК и ЖКХ, использованию местных энергетических ресурсов, включая возобновляемые источники энергии. Разработанные Киушкиной В. Р. модели могут найти дальнейшее применение для решения государственной задачи по оптимизации экономических механизмов «северного завоза» топлива при разработке схем и программ развития электроэнергетики субъектами Российской Федерации в рамках исполнения постановления Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823.

Заместитель генерального директора

С.С. Мончинский

Руководитель департамента
проектного финансирования

М.Ю. Мартыанов

Начальник отдела
сопровождения программ
развития электроэнергетики

А.Е. Егоров

Главный специалист, к.т.н.

Н.А. Беляев

Главный специалист, к.т.н.

М.М. Губанов

Главный специалист

Л.Н. Хрусталева



Handwritten signatures in blue ink corresponding to the names listed on the right side of the page. The signatures are placed over horizontal lines that serve as baselines for each signature.



**Государственное бюджетное учреждение
«Арктический научно-исследовательский центр
Академии наук Республики Саха (Якутия)»**

677007, г. Якутск, ул. Петровского, 1
Тел.: +7 (4112) 35-61-87
<http://arctarch.com> e-mail: diring@mail.ru
№02-04/195 от 29 января 2019 г.

АКТ

о практическом применении полученных результатов диссертационного исследования Киушкиной В.Р. на тему: «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия))»

Настоящим Актом удостоверяется, что в Государственном бюджетном учреждении «Арктический научно-исследовательский центр Академии наук Республики Саха (Якутия)» детально изучены теоретические разработки и практические рекомендации докторской диссертации Киушкиной Виолетты Рафик гызы на тему: «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия))». Диссертационная работа выполнена в Техническом институте (филиале) Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования Северо-Восточного федерального университета имени М.К. Аммосова. Научный консультант: доктор технических наук, профессор Лукутин Борис Владимирович.

Результаты внедрялись Киушкиной В.Р. при выполнении научно-исследовательских работ, поддержанных стипендиями Академии наук Республики Саха (Якутия) для молодых ученых, специалистов на выполнение исследований по направлениям физико-технические науки (2006г., 2009-2010гг.).

Рекомендации по организации мероприятий, сгруппированных по модулям, согласно характерным особенностям и специфике территорий, нацеленные на укрепление определенных позиций энергетической безопасности; устойчивое сохранение жизнедеятельности изолированных территорий Севера и

Арктических зон; на повышение привлекательности качества жизни, сохранение самобытной культуры и комфортной среды проживания поселений в условиях суровости климата и эффективного и доступного пользования возможностями Севера и Арктических зон применены при подготовке проекта Концепции «Научно-технологическая платформа «Арктика», представленного на выездном совещании консультативного совета по содействию российско-японскому межпарламентскому и межрегиональному сотрудничеству Совета Федерации и пленарно-российского «Диалогового клуба» Палаты советников (верхняя палата) Парламента Японии в городе Якутске в период с 22 по 24 июня 2018 года <https://ria.ru/politics/20180619/1522986179.html>.

Основные результаты работы также были использованы в процессе разработки проекта Концепции «Арктический научно-исследовательский центр», где были заложены основные задачи по разработке основ комплексного освоения Восточной Арктики с промышленным, производственным и логистическим центром в п. Тикси Булунского улуса Республики Саха (Якутия).

Кроме того, результаты работы использованы для подготовки доклада с проектом «Научно-технологическая платформа «Арктика» на панельной сессии «Наука как драйвер инновационного развития Арктики» - тематическое направление: Знания и компетенции для будущего полярного региона» в рамках VIII-го Международного форума: Арктика: настоящее и будущее в г. Санкт-Петербурге, в период с 05 по 07 декабря 2018 года: http://www.forumarctic.com/conf2018/agenda/agenda/Nauka_kak_drayver_innovatsionnogo_razvitiya_Arktiki/

Директор

Ю.А. Шипицын



Всем заинтересованным лицам

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НГ-ЭНЕРГО»
(ООО «НГ-Энерго»)**

192012, г. Санкт-Петербург, пр. Обуховской об., д. 271, лит. А
Тел./факс: (812) 334-05-60, (812) 334-05-61 доб. 210
E-mail: info@ngenergo.ru, www.ngenergo.ru
ОГРН 1157847017415, ИНН/КПП 7810329660/472501001

19 декабря 2018 № 10-9138

На № _____ от _____

Акт внедрения результатов докторской диссертации

ООО «НГ-Энерго» настоящим подтверждает эффективность использования результатов работы Киушкиной Виолетты Рафик гызы «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия))».

Результаты работы внедрены и используются в практической деятельности - индикативные показатели (группы надежности энергоснабжения и состояния ОПФ автономных систем электроснабжения, энергосбережения и энергоэффективности) и инструментарий их расчета. Данный комплекс индикаторов использован в качестве дополнения к реестру показателей эксплуатируемого оборудования для оперативного слежения за состоянием ДЭС, что позволяет повысить устойчивость работы автономных систем энергообеспечения.

В проектной деятельности планируется использование инструментария расчета и определения индикаторов структурной обеспеченности автономных систем электроснабжения (в совокупности с взаимосвязанными индикаторами) с целью формирования рационального состава агрегатов и оптимизации режимов работы основного генерирующего оборудования. Это обеспечит повышение энергоэффективности автономных электростанций, проектируемых для функционирования на Северных и Арктических территориях.

Директор департамента технической поддержки



В.Г. Вечерский

Малое инновационное предприятие СВФУ
www.amtechplus.ru, E-mail: amtechplus@mail.ru
 Адрес: 677007, г. Якутск, ул. Кулаковского, 46
 Тел: +7 (9142) 747733



Акт внедрения результатов докторской диссертации на тему
 «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон
 электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон
 (на примере Республики Саха (Якутия))»

ООО «Амтэк плюс» подтверждает использование результатов работы Киушкиной Виолетты Рафик гызы.

При разработке проектов внедрения мобильных гибридных электростанций (ветро-солнечная) в качестве обоснования ценностного предложения использована модель совокупности специфических особенностей и условий функционирования автономных систем электроснабжения Северных территорий и Арктических зон. Модель позволила обозначить риски для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей (добывающие компании, геологоразведочные организации, малые поселения с/х и т.д.) при существующей дизельной генерации в изменяющихся климатических условиях Арктики и ограниченной доступности. В перспективе работы над внедрением проектов предполагается использование методики определения и расчета индикатора «*Коэффициент привлекательности развития ВИЭ для децентрализованной зоны*» с целью повышения эффективности и экономико-социальной целесообразности территориального размещения гибридных электростанций. Так же индикатора «*Коэффициент структурной обеспеченности АСЭС на основе ВИЭ*» для достижения оптимальности выбранной структуры источников генерации.

Директор



П.Р. Скрыбин



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»
 (ДВФУ)

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по научной работе, д.б.н., доцент

К. С. Голохваст

« 8 » *Июль* 2019 г.



АКТ
внедрения результатов докторской диссертационной работы
Киушкиной Виолетты Рафик гызы

Настоящим актом свидетельствуем в том, что разработанные Киушкиной В. Р. понятийная основа изолированных территорий Северных районов и Арктических зон и модели исследования группы индикаторов оценки энергетической безопасности децентрализованных энергетических комплексов удаленных территориальных образований находили применение в учебном процессе кафедры «Электроэнергетика и электротехника» при подготовке обучающихся по профилям «Электроснабжение» и «Электроэнергетические системы и сети» и магистерской программе «Энергоэффективность и энергосбережение в электроэнергетических системах».

Данные разработки позволяют производить расчеты текущих показателей и комплексных характеристик энергообеспечения изолированных территорий с оценкой существующих угроз и локальных рисков для энергетической безопасности. Внедрение результатов исследования в практические занятия и творческие проекты студентов позволили углубить их знания в понимании особенностей и специфических характеристик децентрализованных энергетических комплексов, в формировании критериев оптимизации структуры автономных систем электроснабжения.

Использование понятийной основы энергетической безопасности изолированных территорий в совокупности с разработанной автором структурной моделью системы реагирования на состояние энергетической безопасности расширяет компетенции обучающихся в выборе стратегии планирования мероприятий по повышению энергоэффективности автономных комплексов, формирует комплексный подход к организации мероприятий по снижению меры опасности до приемлемого уровня и заблаговременному предупреждению ее изменения к негативным тенденциям. Данный подход позволяет подготовить будущих специалистов к развитию компетенций по формированию системы управления рисками энергетической безопасности территорий децентрализованных зон электроснабжения со специфическими условиями существования.

Зав. кафедрой Электроэнергетики и электротехники

д.т.н., профессор
 Силин Николай
 Витальевич

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор Чукотского филиала
Северо-Восточного федерального
университета имени М.К.Аммосова,
доктор технических наук, профессор
Н.С. Бурянина
« 26 » ноября 2018 г.

АКТ

**внедрения результатов докторской диссертационной работы
Киушкиной Виолетты Рафик гызы**


Настоящий акт составлен в том, что разработанный под руководством к.т.н., доцента, зав. кафедрой ЭПиАПП ТИ(ф)СВФУ Киушкиной Виолетты Рафик гызы модуль «Информационная аналитическая система» в составе «Интегрированной информационной системы мониторинга энергетической безопасности Республики Саха (Якутия)» используется в учебном процессе и научно-исследовательской деятельности базовой кафедры Энергетики.

Созданная система позволяет производить расчеты значений индикаторов, которые отражают разные аспекты энергетической безопасности автономных энергетических комплексов, действующих в условиях Севера. Использование модуля в процессе исследования неблагоприятного сочетания факторов в обеспечении надежности функционирования и развития локальной энергетической системы позволяет выполнить анализ степени действия определенных угроз. Это позволяет сформировать у будущих специалистов системный подход и развить профессиональные компетенции в способности к заблаговременному выявлению возмущающих факторов и предупреждению возникновения различных несоответствий, аварийных ситуаций и вероятности появления риска снижения уровня защищенности объекта с точки зрения энергетической безопасности.

Зав. базовой кафедры «Энергетика»
Профессор кафедры «Энергетика»,
к.т.н., профессор

 /Проненков А.А./
 /Королюк Ю.Ф./

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
 образования «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К.Аммосова»
 Технический институт (филиал) в г. Нерюнгри

«УТВЕРЖДАЮ»
 Директор, кандидат геолого-
 минералогических наук, доцент

 Е. С. Павлов
 «17» октября 2018 г.

АКТ

внедрения в научно-исследовательскую деятельность кафедры электропривода и автоматизации производственных процессов Технического института (филиала) Северо-Восточного федерального университета результатов докторской диссертации Киушкиной Виолетты Рафик гызы на тему: «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон (на примере Республики Саха (Якутия))»

Настоящий акт свидетельствует о том, что результаты диссертационного исследования Киушкиной Виолетты Рафик гызы использовались в научной деятельности кафедры.

Выполнялись проекты по развитию методологии оценки энергетической безопасности децентрализованных энергозон северных регионов с осуществлением руководства подготовкой аспирантов. Основные результаты получены при выполнении работ по различным грантам - президента Республики (2010; 2012г.), ректора Северо-Восточного федерального университета / директора Технического института (2010-2018гг), стипендий Академии наук РС(Я) для молодых ученых, специалистов на выполнение исследований по направлениям физико-технические науки (2006, 2009-2010гг.), госзаказу Министерства образования РФ в области приоритетных направлений развития экономики (Энергоэффективность и энергосбережение) и критических технологий РФ (рег.№7.5245.2011, «Повышение эффективности реализации стратегии энергетической безопасности Республики Саха (Якутия) на основе диверсификации децентрализованного электроснабжения возобновляемыми источниками энергии»).

Результаты использованы при разработке предложений от ФГАОУ ВО СВФУ к резолюции Международного форума «Арктика – настоящее и будущее» по направлениям Энергетические проекты в Арктике / Научные исследования в Арктике.

Результаты исследования полезны для научных и инженерно-технических работников, которые заняты разработкой, проектированием и совершенствованием структуры децентрализованных систем электроснабжения, а также формированием программ развития и решением приоритетных задач энергетики северных и арктических зон, студентам и магистрантам, обучающимся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника», аспирантам по специальностям, соответствующим этому направлению,

заместитель директора по научной работе,
 доктор технических наук, профессор



Гриб Н. Н.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
 образования «Северо-Восточный федеральный университет имени М.К.Аммосова»
 Технический институт (филиал) в г. Нерюнгри



АКТ

внедрения в учебный процесс кафедры электропривода и автоматизации
 производственных процессов Технического института (филиала) Северо-Восточного
 федерального университета результатов докторской диссертации Киушкиной Виолетты
 Рафик гызы на тему: «Повышение энергетической безопасности децентрализованных зон
 электроснабжения регионов Северных территорий и Арктических зон (на примере
 республики Саха (Якутия))»

Настоящий акт составлен в том, что результаты диссертационного исследования
 Киушкиной Виолетты Рафик гызы внедрены в учебный процесс кафедры, а именно:

1. Материалы исследования включены в тематический план лекций по дисциплинам
 «Общая энергетика», «Надежность систем электроснабжения», «Надежность
 электрооборудования» «Основы научно-исследовательской деятельности».

2. Киушкиной В.Р. подготовлены и изданы методические разработки:

Киушкина В.Р. Учебно-методическое пособие по курсу «Общая энергетика». Раздел.
 «Энергетическая безопасность автономных систем электроснабжения северных регионов» к
 выполнению самостоятельных и индивидуальных работ для студентов энергетических
 направлений подготовки. Нерюнгри: Изд-во ТИ(ф)СВФУ, 2015г. – 82с.

Киушкина В.Р. Учебно-методическое пособие по курсу «Надежность электроснабжения».
 Раздел. «Оценка надежности автономных систем электроснабжения на базе возобновляемых
 источников энергии методом теории графов» к выполнению самостоятельных и индивидуальных
 работ для студентов энергетических направлений подготовки. Нерюнгри: Изд-во ТИ(ф)СВФУ,
 2015г. – 38с.

Киушкина В.Р. Учебно-методическое пособие «Исследование возможности построения
 автономного электротехнического комплекса электроснабжения для малых потребителей на базе
 НВИЭ (на примере районов Якутии)» Часть 1. По дисциплине «Нетрадиционные и
 возобновляемые источники энергии». Нерюнгри: Изд-во ТИ(ф)СВФУ, 2006г. – 48с.

Указанные разработки используются в учебном процессе по программам бакалавриата
 направления «Электроэнергетика и электротехника».

3. Направление исследования включено в тематику выпускных квалификационных работ.

4. Материалы исследования используются в НИРС и выполнении ВКР, а также включены в
 план работы заседаний студенческого научного кружка «Малая энергетика Севера» (руководитель
 Киушкина В.Р.). Участники кружка являются неоднократными победителями и лауреатами
 конкурсов и дипломантами конференций.

Эффект от внедрения заключается в повышении качества подготовки выпускников,
 подготовленных к восприятию современных тенденций в энергетике.

заместитель директора по учебной работе,
 кандидат филологических наук

Яковлева Л.А.