

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева
Сибирского отделения Российской академии наук

На правах рукописи



Баяр БАТ-ЭРДЭНЭ

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБОСНОВАНИЯ КОМПЛЕКСНОГО
РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОНГОЛИИ В НОВЫХ
УСЛОВИЯХ**

Специальность 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук
Подковальников Сергей Викторович

Иркутск – 2024

Оглавление

Введение	6
Глава 1. Современное состояние и проблемы развития электроэнергетики Монголии.....	21
1.1. Ретроспектива формирования энергетической отрасли и ЭЭС в Монголии.....	21
1.2. Современное состояние энергетики и ЭЭС Монголии.....	40
1.2.1. Состояние и функционирование ЭЭС.....	40
1.2.2. Состояние релейной защиты и автоматики в энергосистеме Монголии.....	47
1.2.3. Основные показатели, характеризующие электропотребление и спрос на электроэнергию.....	53
1.2.4. Анализ существующего спроса и прогнозов на электрическую и располагаемую мощность.....	56
1.2.5. Предположения по развитию энергоисточников с учетом импорта электроэнергии.....	66
1.3. Роль и значение энергетики в экономике Монголии и проблемные вопросы ее развития.....	69
1.4. Анализ вопросов энергетики, отраженных в директивном документе «Долгосрочная программа развития Монголии – Дальновидение-2050».....	81
1.5. Выводы по Главе 1.....	88
Глава 2. Анализ методических основ и подходов для обоснования развития электроэнергетических систем.....	92
2.1. Анализ общей методологии обоснования развития электроэнергетических систем.....	92
2.2. Аналитический обзор методических подходов для обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС.....	97
2.2.1. Ретроспектива развития методического подхода.....	97

2.2.2. Методология учета технологического развития энергетики.....	101
2.2.3. Методы и модели развития региональных ТЭК и ЭЭС.....	103
2.3. Анализ существующих математических моделей электроэнергетической системы.....	105
2.4. Выводы по Главе 2.....	108
Глава 3. Методические основы обоснования развития электроэнергетических систем.....	110
3.1. Основные положения методологии обоснования решений по развитию электроэнергетической системы.....	110
3.2. Вложенная иерархия задач обоснования развития ЭЭС.....	115
3.3. Методология развития ЭЭС с учетом специфики при прогнозировании электропотребления.....	118
3.4. Методология формирования электроэнергетических систем регионов и анализ их показателей.	123
3.5. Методология решения проблемы автоматизации управления, интеллектуализации и цифровизации ЭЭС.....	124
3.6. Методологические основы развития интеллектуальной энергетики в Монголии.....	128
3.7. Выводы по Главе 3.....	130
Глава 4. Разработка методики моделирования и формирование вычислительного инструментария для исследования развития ЕЭЭС Монголии.....	132
4.1. Предпосылки постановки задач по разработке методологической основы подхода к моделированию развития ЭЭС Монголии.....	132
4.2. Анализ факторов, влияющих на развитие электроэнергетической системы Монголии	136
4.3. Методический подход к уточнению прогнозов роста потребления электроэнергии в Монголии.....	140
4.4. Расчет основных показателей региональных ЭЭС.....	142

4.5. Математические модели развития ЭЭС Монголии.....	146
4.5.1. Оптимизационная модель развития ЭЭС.....	146
4.5.2. Оптимизационная модель развития системообразующей электрической сети ЭЭС.....	154
4.5.3. Моделирование электроэнергетических режимов совместной работы электроэнергетических систем разного уровня.....	158
4.5.4. Разработка комплексной методологии моделирования и исследования развития ЭЭС на основе ее иерархического представления.....	161
4.5.5. Формирование инструментария для исследования развития ЭЭС.....	166
4.6. Выводы по Главе 4.....	171
Глава 5. Прогнозирование электропотребления Монголии.....	173
5.1. Исследование внешних и внутренних влияющих факторов и режимов работы при выборе направлений развития электроэнергетической системы.....	173
5.2. Исследование по прогнозированию развития генерирующих мощностей и потребления электроэнергии до 2050 г.....	178
5.3. Выводы по Главе 5.....	185
Глава 6. Исследование перспектив развития ЕЭЭС Монголии и выхода на энергетическое пространство СВА.....	187
6.1. Исследование и анализ стратегий развития электроэнергетики Монголии без учета внешних международных электрических связей.....	187
6.2. Исследования развития электроэнергетической системы Монголии в направлении оптимизации ее электрических сетей.....	201
6.2.1. Техничко-экономические исследования развития электрической сети ЭЭС Монголии.....	201
6.2.2. Оценка технической реализации сформированных вариантов развития электрических сетей	211

6.2.3. Формирование укрупненных региональных ЭЭС.....	215
6.3. Долгосрочное развитие ЕЭЭС Монголии и ее совместная работа с ЭЭС сопредельных стран.....	218
6.4. Выводы по Главе 6.....	224
Глава 7. Формирование интеллектуальной иерархической ЭЭС.....	226
7.1. Перспективы развития интеллектуальной энергетики в Монголии.....	226
7.2. Внедрение системы мониторинга переходных режимов.....	229
7.3. Выводы по Главе 7.....	238
Заключение.....	239
Список сокращений и условных обозначений.....	245
Список литературы.....	255
Приложение А. Перспективные энергетические проекты, предусмотренные в программных документах «Алсын хараа - (Дальновидение) 2050».....	272
Приложение Б. Исходные данные.....	273
Приложение В. Расчетная схема электроэнергетических режимов, выполненная в системе RastrWin.....	278
Приложение Г. Расчетная схема для островов, выполненная с помощью программы Power Factory 15.1.3.....	279
Приложение Д. Перечень подстанций, установленных и планируемых к установке УСВИ.....	280
Приложение Е. Требования к СМНР.....	281
Приложение Ж. Акт о об использовании результатов диссертационной работы (Министерство энергетики Монголии).....	288
Приложение З. Акт об использовании результатов диссертационной работы (Национальный диспетчерский центр Монголии).....	289

Введение

Энергетика является ведущей отраслью экономики любой страны и способствует ее росту. В настоящее время и в перспективе невозможно представить благополучие и развитие общества и ежедневной жизни и деятельности населения без успешного развития энергетики. Со времен становления народной власти в Монголии и индустриализации страны под руководством единственной политической силы того времени – Монгольской народной революционной партии (МНРП), можно говорить о зарождении и развитии энергетической отрасли в стране.

В работе сделан анализ становления и развития монгольской энергетики, ее формирования как самостоятельной отрасли хозяйства и экономики, с применением системной методологии исследования. При этом выделяются два основных периода, которые существенно отличаются между собой не только системой планирования и финансирования, но и методическим подходом к рассмотрению самой энергетики [1]. В свою очередь, по содержанию периоды разделены на несколько конкретных и отличающихся между собой этапов времени.

Применяемые здесь термины «период» и «этап» с точки зрения системного анализа являются терминами, которые определяют отрезки времени, в течение которого происходили качественно отличающиеся между собой события в энергетике страны. Иначе говоря, первый период развития энергетики неразрывно связан с этапом строительства социалистической экономики и полностью завершился со сменой общественно-экономической формации. Второй период соответствует переходу на рыночную экономику, продолжающийся до настоящего времени. Под «этапом» понимается такой отрезок времени в рассматриваемом периоде, который ознаменовался каким-либо качественным изменением, например, использованием электроэнергии или образованием электроэнергетической системы (ЭЭС) в стране и т.п.

В первом периоде, особенно в его конце, в связи с индустриализацией страны, энергетика считалась основной движущей силой, которая должна развиваться опережающими темпами и занимать передовую позицию среди других отраслей экономики. Поэтому в Комплексной программе внедрения научно-технического прогресса (КПНТП) Монгольской Народной Республики (МНР) на период до 2005 г. [2], разработанной в 1986 г., энергетике выделялось особое место, и разрабатывалась генеральная схема развития ЭЭС Монголии [3].

Однако, в ходе реализации названной программы произошли известные коренные социально-экономические перемены, и наступил переломный момент во всех сферах жизни общества и страны. В результате страна перешла к рыночной экономике, и это, в свою очередь, привело также к изменению в подходе по отношению к энергетике. Однако, в связи с необходимым подъемом экономики страны правительством и органами государственной власти разрабатывались законодательные основы перестройки энергетической отрасли и программы расширения электроснабжения страны, также проводились конкретные мероприятия по укреплению топливной базы и обеспечению необходимой мощности энергетических источников, что послужило началу нового второго периода для энергетики Монголии.

Таким образом, после принятия вышеупомянутой комплексной программы [2], разработанной научными коллективами АН МНР и СССР, соответствовавшей первому периоду, довольно длительное время не уделялось должное внимание научно-обоснованному подходу к развитию энергетики в Монголии.

Первым, наиболее значимым, исследованием по разработке научно-обоснованного развития энергетики и электроэнергетики в новых экономических условиях стали совместные российско-монгольские научные проекты: «Прогнозирование стратегических направлений энергетического сотрудничества России и Монголии» (2011–2013 гг.) [4], «Комплексная энерго-экономическая оценка приоритетных проектов энергетического сотрудничества России и Монголии и механизмы их реализации» (2013–2014 гг.) [5] и грант РФФИ–АНМ «Разработка научных основ формирования приоритетных направлений

сотрудничества России и Монголии в энергетической сфере» (2018–2020 гг.) [6]. В Монголии научным коллективом Монгольского государственного университета науки и технологии (МГУНТ) выполнялся ряд фундаментальных исследований, научно-технологических и инновационных проектов по отдельным аспектам развития энергетики страны.

Проведенные исследования осуществлялись в рамках Соглашения между Российской академией наук, ее Сибирского отделения (СО РАН) и Академией наук Монголии (АНМ) при выполнении российско-монгольского проекта «Разработка научных основ формирования приоритетных направлений сотрудничества России и Монголии в энергетической сфере» (2018–2020 гг.) и научного проекта фундаментальных исследований Министерства высшего образования и науки Монголии «Разработка модели развития объединенной электроэнергетической системы Монголии» (2017-2019 гг.).

Актуальность темы диссертации. В разные периоды развития энергетики Монголии нередко ставилась цель создания самобалансирующегося энергоснабжения страны на основе сооружения нескольких крупных энергетических источников, базирующихся на собственных энергоресурсах, что позволило бы сократить импорт электроэнергии и в дальнейшем перейти из положения энергоимпортирующей страны в энергоэкспортирующую. Для реализации такой цели необходимо соответствующее научно-методическое обеспечение.

Настоящая диссертационная работа посвящена созданию научного подхода к разработке концепций и научно-методологического исследования вопросов развития электроэнергетики Монголии. Задачи, которые решаются в диссертационной работе, направлены на поиски научно-обоснованных направлений практического осуществления директивного документа «Дальновидение – 2050», действующих и разрабатываемых долго- и среднесрочных программ осуществления государственной политики в области энергетики и разработок технико-экономических и технологических основ создания Единой электроэнергетической системы (ЕЭЭС). Она должна обладать

возможностью параллельной (совместной) работы с электроэнергетическими системами (ЭЭС) сопредельных государств и обеспечивать в дальнейшем выход страны на экономико-энергетическое пространство Северо-Восточной Азии (СВА). Изложенное определяет несомненную актуальность диссертационной работы и ее востребованность, прежде всего, монгольским научным сообществом, инженерами и практиками, работающими в электроэнергетической отрасли, работниками государственных и отраслевых органов управления, а также для обоснования и принятия решений по развитию электроэнергетики в других развивающихся странах с аналогичной структурой данной отрасли.

В соответствии с характерными особенностями социально-экономического развития, пространственно-географическими условиями страны и спецификой энергопотребления, а также с учетом наличия первичных энергоресурсов, а также влияния внешних и внутренних факторов сформулирована цель и поставлены задачи настоящего диссертационного исследования.

Целью данной диссертационной работы является разработка научно-обоснованной концепции, методологии и вычислительного инструментария для обоснования комплексного развития электроэнергетической системы Монголии в условиях технологической трансформации и формирование на этой основе наиболее приемлемых перспективных направлений развития электроэнергетики страны с учетом различных внутренних и внешних факторов и использованием системного подхода.

Для достижения данной цели были поставлены и решены **следующие задачи:**

1. Ретроспективный анализ формирования электроэнергетической отрасли и ЭЭС в Монголии.
2. Оценка современного состояния электроэнергетики страны с учетом располагаемых первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).
3. Аналитические исследования развития методических основ и подходов для обоснования развития электроэнергетических систем.

4. Разработка методологии исследования развития ЭЭС Монголии на основе ее иерархического представления.
5. Формирование модельно-вычислительного инструментария для исследования и обоснования развития ЭЭС Монголии.
6. Разработка методики, исследование и оценка прогнозных уровней электропотребления Монголии.
7. Исследование перспектив развития и формирования региональных электроэнергетических систем Монголии.
8. Исследование и формирование Единой интеллектуальной электроэнергетической системы Монголии.

Каждая из представленных задач имеет комплексный характер и включает в себя целый ряд отдельных взаимосвязанных подзадач.

Степень разработанности научной проблемы. Научный подход к развитию электроэнергетики и методология ее исследования при централизованном управлении экономикой и в современных условиях разрабатывались в СССР и России такими учеными, как Л.А. Мелентьев, Ю.Н. Руденко, А.А. Макаров, Л.С. Беляев, Н.И. Воропай, А.Н. Зейлинер, В.Р. Окороков, И.М. Волькенау, Д.А. Арзамасцев, В.А. Ханаев, В.А. Савельев, В.В. Труфанов, С.В. Подковальников. В Монголии вопросы разработки методологии формирования энергосистемы рассматривались в исследованиях С. Батхуяга и Б. Нуурея. В других зарубежных странах заметный вклад в методологию интегрального планирования развития электроэнергетики внесли такие исследователи, как А. Аллен, Х. Карпентьер, М. Мунасингхе и другие. В настоящее время за рубежом с учетом рыночных условий, где имеет место дерегулирование, формируется новая методология обоснования развития электроэнергетики, получившая название холистического планирования. Большой интерес представляют вопросы международной кооперации электроэнергетики и создания межгосударственных электрических связей (МГЭС) и энергообъединений (МГЭО) в СВА. В этом направлении ведутся исследования в России, Японии, Республике Корея и Китае.

Вместе с тем, особенности монгольской экономики и электроэнергетики не позволяют однозначно принимать и переносить имеющиеся наработки в области методологии обоснования развития электроэнергетики, полученные в других странах, в т.ч. в России, на энергосистемы Монголии. Работы, выполненные монгольскими учеными в данной области, фрагментарны и охватывают только отдельные аспекты проблематики обоснования развития ЭЭС (режимы работы формирующихся ЭЭС, переход электроэнергетики на рыночные условия хозяйствования, распределенную генерацию). В связи с этим, для формирования целостной научной базы обоснования развития электроэнергетики Монголии требуется трансформация имеющихся в других странах научно-методических подходов, методик, вычислительных инструментов и разработка новых для широкого и конструктивного использования в стране в современных условиях и в перспективе. Этим обусловлены необходимость и важность в национальном масштабе выполнения исследований, представленных в данной диссертационной работе.

Объектом исследования является электроэнергетика Монголии, рассматриваемая в организационно-техническом аспекте, как совокупность всех видов энергопредприятий и энергопотребителей с учетом их территориального размещения; в структурно-технологическом аспекте, как развивающаяся взаимосвязанная целостная электроэнергетическая система, представленная несколькими территориально-технологическими уровнями иерархии, и которая находится в динамически изменяющемся состоянии под воздействием различных внутренних и внешних факторов.

Предметом исследования выступает методология обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС в современных условиях трансформации экономики Монголии с учетом международного энергетического партнерства в СВА.

Научная новизна.

1. С использованием системного подхода выполнен обширный комплексный анализ истории развития энергетики и электроэнергетики Монголии, в результате чего выделены два временных периода и пять

качественных этапов их развития и современного состояния. Понятия периодичности и этапности имеют терминологические особенности и означают временные интервалы, в течение которых происходили качественно отличающиеся между собой события в развитии электроэнергетики страны. При этом периоды относятся к принципиально отличающимся по содержанию временным интервалам, а этапы к интервалам, которые определяются каким-либо качественным изменением электроэнергетики.

2. Сформированы методы и получены результаты прогнозирования электропотребления в Монголии с учетом специфики, которая характеризуется малой плотностью территориального распределения, являющейся следствием низкой численности населения, масштабности территории, исторически сложившегося вида основной хозяйственной деятельности и слабого развития энергоемких отраслей промышленности.

3. Разработаны методологический подход, методика моделирования, а также вычислительный инструментарий для исследования и обоснования развития электроэнергетических систем Монголии в перечисленных специфических условиях по схеме с четырьмя уровнями иерархического представления, соответствующими региональному, ЕЭЭС страны, схеме с достаточными внешними электрическими связями, обеспечивающими совместную работу с ЭЭС сопредельных стран и в последующем с выходом на «супер-сеть» стран СВА.

4. В работе впервые сформирована и представлена концептуальная модель ЕЭЭС Монголии с оптимальной схемой системообразующих линий электропередачи и размещением энергоисточников в 12 энергоузлах с соответствующими им параметрическими показателями.

5. Впервые в рамках настоящей диссертации предложены теоретико-методологические основы комплексного обоснования направлений развития электроэнергетической системы и электроэнергетики Монголии, позволяющие многоаспектно рассматривать, исследовать и учитывать особенности (как

электроэнергетической системы, так и отрасли), в т.ч. с учетом экологических факторов.

Методология и методы исследования. Для решения поставленных в работе задач использовались теоретические подходы и методы математического моделирования. В основу теоретических исследований положена методология системных исследований в энергетике. Методология системных исследований применялась для всестороннего анализа истории развития и оценки современного состояния электроэнергетики Монголии, а также для изучения характерных особенностей и территориального распределения плотности потребления электроэнергии.

При составлении прогнозов электропотребления страны и ее регионов использовались корреляционно-регрессионный анализ и методы математической обработки статистических данных. Факторный анализ использовался при оценке воздействий, а иерархические принципы представления структуры и развития электроэнергетических систем и математическое моделирование применялись при выборе рациональных схем электрических сетей.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. *Научно-методические разработки:*

- методология исследования и обоснования формирования и развития ЕЭЭС, которая в полной мере учитывает специфические условия Монголии, базируется на вложенной многоуровневой иерархии электроэнергетических систем, включает формирование и комплексное исследование сценариев их перспективного развития, качественно различающихся между собой и охватывающих широкий спектр активно действующих внутренних и внешних факторов трансформации энергетики;

- методика и аппроксимационная модель расчета прогнозов роста внутреннего потребления электроэнергии с учетом постоянного и непрерывного увеличения макроэкономических показателей и возможных вводов незапланированных крупных промышленных мощностей с использованием

иностранных инвестиций, приводящих к резкому расширению диапазона неопределённости перспективного спроса на электроэнергию;

- целостный вычислительный инструментарий для исследования и обоснования развития ЭЭС Монголии, включающий в себя и гармонически сочетающий математические модели развития электроэнергетических систем и электрических сетей, расчета электроэнергетических режимов, вычислительные модули для выполнения прогнозов электропотребления на базе метода линейной регрессии, оценки показателей обеспеченности топливом, достаточности генерирующих мощностей и пропускной способности межузловых электрических связей региональных ЭЭС, качественной оценки проявления на разных уровнях иерархии ЭЭС внутренних и внешних факторов, активно влияющих на их развитие.

2. *Научно-технологические результаты:*

- разработана многоузловая иерархическая схема ЕЭЭС Монголии, состоящая из 12 энергетических узлов, представляющих собой энергопромышленные и социально-экономические образования, в которых сосредоточены потребители энергии, электрогенерирующие источники и местные распределительные сети первого иерархического уровня региональных ЭЭС;

- предложена модель создания ЕЭЭС Монголии, сформированная по результатам решения оптимизационной схемно-структурной задачи с соответствующими ограничениями по распределению энергопотребления и пропускным способностям межузловых электрических связей внутри страны (второй иерархический уровень), и схема системообразующих воздушных линий электропередачи между этими узлами, обеспечивающая выход на следующий международный уровень иерархии (третий уровень иерархии);

- предложен проект развития ЕЭЭС Монголии на период до 2030-2050 гг.

3. *Научно-обоснованные концептуальные разработки:*

- выявлены конкретные особенности монгольской электроэнергетики и их параметрические показатели, которые выражаются территориальными плотностями мощности и количественными оценками электрической нагрузки

энергопотребления, учитываемыми при исследовании и создании региональных и Единой энергосистем.

Теоретическая значимость работы состоит в том, что она вносит значимый вклад в укрепление и расширение научной базы системных энергетических исследований, в направлении совершенствования методического и модельного инструментария для обоснования развития электроэнергетических систем с учетом ряда специфических для развивающихся стран условий (на примере Монголии), включая низкую плотность электрической нагрузки, значительные расстояния между территориальными центрами электрической нагрузки, слабую связанность линиями электропередачи, существенную зависимость уровней перспективного электропотребления от прихода зарубежных инвесторов, доминирование маломаневренных тепловых угольных электростанций, наличие значительного потенциала возобновляемых энергоресурсов и некоторые другие.

Практическая ценность и реализация.

Результаты последовательного решения поставленных в диссертационном исследовании задач и реализации предложенных направлений позволят создать оптимальные по структуре комплексы региональных и Единой ЭЭС Монголии, которые станут базой для дальнейшего формирования мощного ТЭК страны.

Это в свою очередь обеспечит формирование в Монголии научно-обоснованной основы электроэнергетической системы с эффективной электросетевой и энергогенерирующей структурой, а также будет способствовать не только гармоничному развитию экономики регионов, но и обеспечению энергетической безопасности страны. Необходимыми первоочередными условиями при этом являются усиление электрических связей с сопредельными странами и рациональное размещение генерирующих источников в результате последовательного создания крупных промышленных образований в восточном, юго-восточном и западном районах страны.

Разработанные научно-методическая база и вычислительный инструментарий могут быть использованы в дальнейших исследованиях по обоснованию перспектив развития электроэнергетики Монголии.

Степень достоверности результатов определяется соответствием используемых математических моделей и методов реальным электроэнергетическим системам. Данное соответствие достигается за счет того, что математические модели построены на базе фундаментальных законов электротехники, включая закон Ома, первый и второй законы Кирхгофа, учитывают энергобалансовые соотношения, технологические системные ограничения, ограничения на расширение устанавливаемых генерирующих мощностей и линий электропередач в рассматриваемой перспективе. Проводимые исследования опирались на достоверные данные, полученные из надежных источников (государственных документов по развитию национальной электроэнергетической отрасли).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует следующим направлениям исследований паспорта научной специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы в следующих пунктах [7]:

Пункт 1: «Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования, методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования». Разработаны методологический подход, методика моделирования для исследования и обоснования развития электроэнергетических систем Монголии в характерных специфических условиях по схеме с четырьмя уровнями иерархического представления, соответствующего региональным и единой энергосистемам в рамках страны, и схеме с достаточными внешними электрическими связями, обеспечивающими совместную работу с ЭЭС

сопредельных стран и последующим выходом на «суперсеть» стран США. Разработан целостный вычислительный инструментарий для выполнения комплексных исследований по формированию и обоснованию развития интеллектуальной ЕЭЭС Монголии.

Пункт 3: «Разработка, исследование, совершенствование действующих и освоение новых технологий и оборудования для производства электрической и тепловой энергии, использования органического и альтернативных топлив, и возобновляемых видов энергии, водоподготовки и водно-химических режимов, способов снижения негативного воздействия на окружающую среду, повышения надежности и ресурса элементов энергетических систем, комплексов и входящих в них энергетических установок». Разработана оптимальная многоузловая комплексная структура электроэнергетической системы Монголии, объединяющая региональные электроэнергетические системы, имеющие достаточные генерирующие мощности с учетом первичных энергетических ресурсов соответствующих регионов для покрытия их энергопотребления и необходимые межсистемные электрические связи, обеспечивающие обмен мощности и энергии между ними во внештатных ситуациях.

Пункт 5: «Разработки и исследования в области энергосбережения и ресурсосбережения при производстве тепловой и электрической энергии, при транспортировке теплоты и энергоносителей в энергетических системах и комплексах». Проведены детальные исследования характеристик энергопотребления и динамики его роста за последние 20 лет в связи с поставленными задачами, отраженными в директивных документах развития страны, в т.ч. «Дальновидение – 2050», и получена математическая зависимость (уравнение линейной регрессии) для прогноза роста электропотребления. В результате этих исследований получена научно-обоснованная исходная информация в виде годового электропотребления страны и регионов на перспективу до 2050 г. по трем сценариям, необходимая для осуществления дальнейших исследований.

Пункт 7: «Исследование влияния технических решений, принимаемых при создании и эксплуатации энергетических систем, комплексов и установок на их финансово-экономические и инвестиционные показатели, региональную экономику и экономику природопользования». Предложена пирамида стратегии создания интеллектуальной ЭЭС – одного из ключевых механизмов в достижении целевой установки энергетической стратегии Монголии по трансформации отраслей энергетического комплекса в современную высокотехнологичную и эффективную инфраструктуру, обеспечивающую как количественный, так и качественный экономический рост.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на: международных форумах по стратегическим технологиям «IFOST-2013», г. Улан-Батор, Монголия, 2013 г. и «IFOST-2016», г. Новосибирск, РФ, 2016 г.; научно-практической конференции «Реформа энергетического сектора Монголии – 2017», г. Улан-Батор, Монголия, 2017 г.; научной конференции «Энергетика: техника и технология», г. Улан-Батор, Монголия, 2017 г.; 10-ой международной конференции по Энергетической кооперации в Азии / 10th International Conference on Asian Energy Cooperation (AEC 2017), г. Иркутск, РФ, 2017 г.; научно-технической конференции «Эрдэнэт – 40», посвященной 40-летию монголо-российского совместного предприятия - ГОК «Эрдэнэт», г. Эрдэнэт, Монголия, 2018 г.; семинарах кафедры «РЭиАЭС» МЭИ (ТУ), г. Москва, РФ, 2018 г., 2019 г.; международной конференции «Энергетика XXI века: Устойчивое развитие и интеллектуальное управление» / ENERGY-21: Sustainable Development & Smart Management, г. Иркутск, РФ, 2020 г.; 2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), Penang, Малайзия, 2020 г.; 2021 IEEE Region 10 Symposium (TENSymp 2021), Grand Hyatt Jeju, Республика Корея, 2021 г.; теоретико-практической конференции «Способы повышения надежности электроэнергетической системы», организованной Национальным Диспетчерским Центром совместно с МГУНТ, г. Улан-Батор, Монголия, 2021 г.; международной научной конференции «Россия и Монголия: результаты и перспективы научного сотрудничества», секция Энергетика, г. Иркутск, Россия,

2022 г.; III Всероссийской конференции «Региональная энергетическая политика Азиатской России», г. Иркутск, Россия, 2022 г.; Российско-Монгольском семинаре, организованном АНМ и РАН, «Озера Байкал и Хубсугул: экологические и экономические проблемы». Монголия, г. Улан-Батор, 9-10 ноября 2022 г.

Некоторые результаты диссертационного исследования отражены в совместной монографии «Монголо-Российское энергетическое сотрудничество: современное состояние и взгляд в будущее» (под ред. Б.Г. Санеева и С. Батмунха) (п. 1.4 и 3.1), в отчетах российско-монгольского гранта «Разработка научных основ формирования приоритетных направлений сотрудничества России и Монголии в энергетической сфере» (2018–2020 гг.) (РФФИ: №18-510-94006 и МОКиН: №ШуГх/ОХУ/-2018/26) и проекте фундаментальных исследований Министерства высшего образования и науки Монголии «Разработка модели развития объединенной электроэнергетической системы Монголии» (2017-2019 гг.) (ШуСс-2017/77).

Автор принимал участие в рабочих группах, созданных приказами министра энергетики по «Разработке закона об энергосбережении» (11 декабря 2012 г. приказ: №66) и по «Анализу общесистемной аварии, произошедшей в центральной энергосистеме Монголии 7 июля 2021 года» (09 июля 2021 г. Приказ: №А/126), им были внесены определенные положения и рекомендации в итоговые документы и акты.

Личный вклад соискателя. Все научно-методические и прикладные результаты, представленные в диссертации, получены автором самостоятельно, либо под его научным руководством и при его непосредственном участии. В частности, концептуально-методические работы, постановки задач выполнены автором самостоятельно, работы по математическому моделированию – совместно с д.т.н. В.В. Труфановым, к.т.н. В.В. Ханаевым, к.т.н. П.С. Драчёвым, обзорно-аналитические работы – совместно с д.т.н. С. Батхуягом, д.т.н. Б.Г. Санеевым, к.т.н. Ч. Зундуйсурэном, вычислительные работы – совместно с д.т.н.

В.В. Труфановым, к.т.н. В.В. Ханаевым, к.т.н. П.С. Драчёвым, к.т.н. Б. Батзаяа и к.т.н. Ч. Улам-Оргил.

Публикации по теме диссертационного исследования. Основное содержание диссертации опубликовано в 33 печатных работах, в том числе 11 статей издано в научных журналах из перечня ВАК по научной специальности 2.4.5., из них 10 статей категории К1, К2. В рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК по другим специальностям – 4 статьи, статьи на монгольском языке – 14, и 4 публикации в трудах конференций, входящих в международные базы данных (Web of Science, Scopus).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 7 глав, заключения и приложений. Полный объем составляет 289 страниц, включая 62 рисунка, 46 таблиц, 8 приложений. Список литературы содержит 141 наименование.

Автор выражает искреннюю признательность и глубокую благодарность научному консультанту доктору технических наук С.В. Подковальникову за помощь, оказанную при подготовке диссертации, а также профессорам ИСЭМ СО РАН д.т.н. Б.Г. Санееву, д.т.н. В.В. Труфанову, академику РАН В.А. Стенникову и другим сотрудникам института, коллегам Энергетического института МГУНТ за помощь в проведении исследований. Автор не может не отметить значительный вклад в постановку и организацию исследований, к сожалению, рано ушедшего из жизни чл.-корр. РАН Н.И. Воропая.

Глава 1. Современное состояние и проблемы развития электроэнергетики Монголии

1.1. Ретроспектива формирования энергетической отрасли и ЭЭС в Монголии

До начала XX века Монголия была страной, занимающейся в основном пастбищным скотоводством на обширной территории в Центральной Азии. Потребность в энергии ограничивалась в основном обычными хозяйственно-бытовыми и отопительными нуждами. Для ведения хозяйственной деятельности использовали исключительно мускульную силу (энергию) крупнорогатого скота и лошадей. В ограниченном масштабе в северной части страны, где занимались выращиванием зерновых культур, преимущественно для привода мельницы использовали гидравлическую энергию водотоков с применением «водного колеса». Электроэнергия применялась в весьма ограниченном масштабе на некоторых горнорудных предприятиях, а также кожевенных и спиртовых заводах, принадлежащих иностранному капиталу. Лишь после провозглашения в 1911 г. независимости страны Правительство Монголии стало уделять определенное внимание вопросу хозяйственного применения электроэнергии. В 1912 году была запущена первая электростанция и частично применено электроосвещение в столице Монголии г. Их Хурээ (в настоящее время г. Улан-Батор).

Формально это событие можно датировать как начало использования электроэнергии в Монголии. Но, тем не менее, надо обоснованно выделить значение победы народной революции в Монголии в 1921 г. и установление народной власти, которое открыло новую эру в истории страны. Формирование и развитие энергетического сектора в Монголии тесно связаны с результатами последовательно проведенных и претворенных в жизнь решений и конкретных мероприятий со стороны новой народной власти. Эти годы, как нам представляется, можно разделить на следующие этапы:

А. 1921-1940 гг. (начальный этап использования электроэнергии). С началом потребления электроэнергии для освещения постепенно росло число потребителей, коренным образом изменился образ жизни населения, в широком масштабе увеличилось энергопотребление малых производств, что в свою очередь способствовало увеличению мощности энергоисточников путем создания новых электрических станций. Для обеспечения населения г. Улан-Батора электроэнергией от вновь созданной электростанции при Металлическом заводе, которая начала действовать с 1927 года, были построены 200 опор, и это стало началом создания электросети. Начиная с этого времени появилось общественное наружное освещение, создана первая подстанция, также внедрены счетчики потребления электроэнергии. Для распространения электричества за пределами столицы и обеспечения быстрорастущих нужд потребителей в конце 1924 года на правительственном уровне было принято решение о создании новых электростанций, и в этом же году была построена и введена в эксплуатацию гидроэлектростанция с трехфазным напряжением 220 В, мощностью 110 кВт в пос. Цаган-Эрэг (в настоящее время г. Сухэ-Батор) в районе Орхоно-Селенгской дельты, работающая в режиме локомотива, благодаря чему жители поселка были обеспечены электроэнергией.

В 1931 году в г. Улан-Батор введена в эксплуатацию электростанция, оснащенная 4-мя котлами, производительностью 1 т/ч пара с давлением 1,3 МПа, температурой 300⁰С и 2-мя электрогенераторами немецкой фирмы Сименс-Шуккерт АЕГ, мощностью 250 кВт, напряжением 525 В. В 1934 году на этой же электростанции были запущены 2 паровых котла, производительностью по 12 т пара в час с давлением 2,2 МПа, с температурой 350-400⁰С и наряду с этим введена в действие 1-я электростанция, а именно центральная электростанция в составе промкомбината (основа Улан-Баторской ТЭЦ-1), в состав оборудования которой входил электрогенератор мощностью 1000 кВт германской фирмы АЕГ. После расширения станции в 1935 году ее суммарная установленная мощность достигла 2,5 МВт [8].

В этот период уровень развития промышленности в стране, если не считать заводов промкомбината, не выходил за рамки небольших предприятий по обработке животноводческого сырья, производству металлических изделий, обработке древесины и отдельных мелких ремесленных хозяйств.

Б. 1940-1960 гг. (этап создания основы электрических сетей). В эти годы зарождалась промышленность, росло городское население, созданы первые крупные энергоемкие производства и предприятия. Страна особо нуждалась в электрической энергии, возникала необходимость создания новой электрической мощности и расширения сетевого хозяйства.

После установки на станции ТЭЦ-1 в 1938 году котла СМ-16/22 (ТКЗ), производительностью 16-18 т. пара в час с давлением 2 МПа и генератором типа АП-22-5 мощностью 2,5 МВт, частотой 50 Гц, напряжением 6 кВ, ее установленная мощность стала 5 МВт. В этой связи построенные электрические сети 6 кВ позволили широко применять электрические установки, работающие на напряжении 220 В. В это время протяженность ЛЭП напряжением 6 кВ составляла 73,3 км, были введены в действие 41 трансформаторная подстанция общей мощностью 4530 кВА. В 1939 году к ТЭЦ-1 подключен поселок шахтеров Налайх по ЛЭП напряжением 35 кВ, протяженностью более 40 км. Построены и сданы в эксплуатацию подстанции с двумя трансформаторами мощностью 560 кВА, которые считались в то время самыми мощными.

По первому пятилетнему плану развития народного хозяйства и культуры МНР в 1948-1950 гг. в административных центрах 13 аймаков, таких как Завхан, Говь-Алтай, Южно-Гоби, Средне-Гоби, Увс, Ховд, Архангай, Убурхангай, Баянхонгор, Булган, Сухэ-Батор, Баян-Улгий, Хубсугул и в некоторых других городах были построены дизельные электростанции с генераторами типа ЖЭС-30 и ЖЭС-60 [9, 10].

В середине 1950-ых годов произведено повторное расширение ТЭЦ-1, в результате чего ее установленная мощность достигла 17 МВт. В связи с этим в Институте «Гидрокоммунэнерго» СССР (г. Москва) была разработана схема электрической сети г. Улан-Батора, которую реализовали в 1956-1960 годах.

К 1960 году для нужд электропотребления в Улан-Баторе действовали 214 трансформаторных подстанций общей мощностью 34,1 МВА и электрическая распределительная сеть 6 кВ, общей протяженностью ЛЭП 250 км.

За это время специалистами из КНР на реке Орхон была построена гидроэлектростанция мощностью 528 кВт в составе комплекса орошения. Также в эти годы шло строительство более 500 дизельных станций местного значения суммарной мощностью 22 МВт.

По данным ретроспективного анализа общего потребления электроэнергии и максимальной нагрузки в Монголии выявлено, что к 1960 году установленная мощность всех электростанций страны составляла 107 МВт, общее количество произведенной электроэнергии за год достигло 106,4 млн. кВт·ч [10].

В. 1960-1990 гг. (этап формирования энергетической системы и возникновения энергетической отрасли). Период отражает приоритетное развитие и усиление индустриального компонента экономики страны, что потребовало ввода новых генерирующих мощностей по тепловой и электрической энергии.

После третьего расширения ТЭЦ-1 в 1961 г. на 36 МВт возросла ее установленная мощность. В начале 60-х годов была построена и введена в эксплуатацию Толгойтская электростанция с 2-мя котлами типа ТС-35 и 2-мя турбогенераторами типа АК-6, в последствие названная как ТЭЦ-2. Кроме того, в 1961-1965 гг. в отдаленных регионах начали работать маломощные тепловые электрические станции, работающие на угле, например, в центре Баян-Улгийского аймака начала действовать электростанция мощностью 3 МВт, в сомоне Тосонцэнгэл – электростанция мощностью около 1 МВт, в аймачном центре Сухэ-Батор – электростанция мощностью 3 МВт и в железнодорожном поселке ст. Дзун-Хара – дизельная электростанция мощностью более 1 МВт. В результате этого в 1965 году по всей стране производилось 242 млн. кВт·ч электроэнергии.

В связи с интенсивным развитием промышленного производства в г. Дархан в 1966 году сдана в эксплуатацию Дарханская ТЭЦ установленной мощностью 48 МВт, оснащенная 6 котлами типа БКЗ-75-39ФБ и 4 турбинами типа ПТ-12-35/10. В это же время была увеличена установленная мощность Улан-Баторской

электростанции ТЭЦ-2, составившая 24 МВт и была построена ЛЭП напряжением 35 кВ, которая соединила ее с ТЭЦ-1, что обеспечило параллельный режим работы этих станции. По сути это стало началом возникновения ЭЭС в Монголии.

В 1967 году построена и введена в эксплуатацию ВЛЭП 110 кВ, соединившая гг. Улан-Батор, Дархан и Сухэ-Батор, что положило основу Центральной электроэнергетической системы (ЦЭЭС) Монголии.

В этом же году в Восточном регионе, в том числе в г. Чойбалсан была построена ТЭЦ мощностью 36 МВт, а в г. Улан-Баторе - ТЭЦ-3 мощностью 148 МВт. По данным 1970 г. в стране за год производилось 548,3 млн. кВт·ч электроэнергии. Отсюда видно, что производство электроэнергии возросло более чем в 2 раза по сравнению с 1965 годом. Благодаря параллельной работе Центральной электроэнергетической системы и Гусиноозерской ГРЭС энергетической системы Республики Бурятия РФ, связанных двухцепной линией электропередачи напряжением 220 кВ к 1976 году были решены проблемы снабжения электроэнергией Эрдэнэтского и Дарханского регионов и покрывалась переменная часть суточного графика нагрузки ЦЭЭС. В 1980 г. было произведено 1794,1 млн. кВт·ч электроэнергии, из чего следует, что за 10 лет производство электроэнергии в стране возросло еще более чем в 3 раза.

С середины 1980-х годов были введены в действие Улан-Баторская ТЭЦ-4 установленной мощностью 540 МВт, Эрдэнэтская ТЭЦ мощностью 28 МВт. Также были соединены системообразующей ВЛЭП напряжением 220 кВ наиболее крупные энергоузлы, такие как Баганурский, Улан-Баторский, Дарханский и Эрдэнэтский, образуя Центральную электроэнергетическую систему, которая охватила почти половину территории страны. Была разработана (совместно с российскими проектными организациями) схема энергоснабжения всей страны на перспективу 1985-1990 гг. и вплоть до 2000 г. [3], которая показана на Рисунке 1.1. Согласно генеральной схеме предусматривалось строительство Баганурской ГРЭС мощностью 1280 МВт, двух ГЭС в регионе Эрдэнэт на западе страны, а также сглаживающая пики нагрузки гидроаккумулирующая электростанция

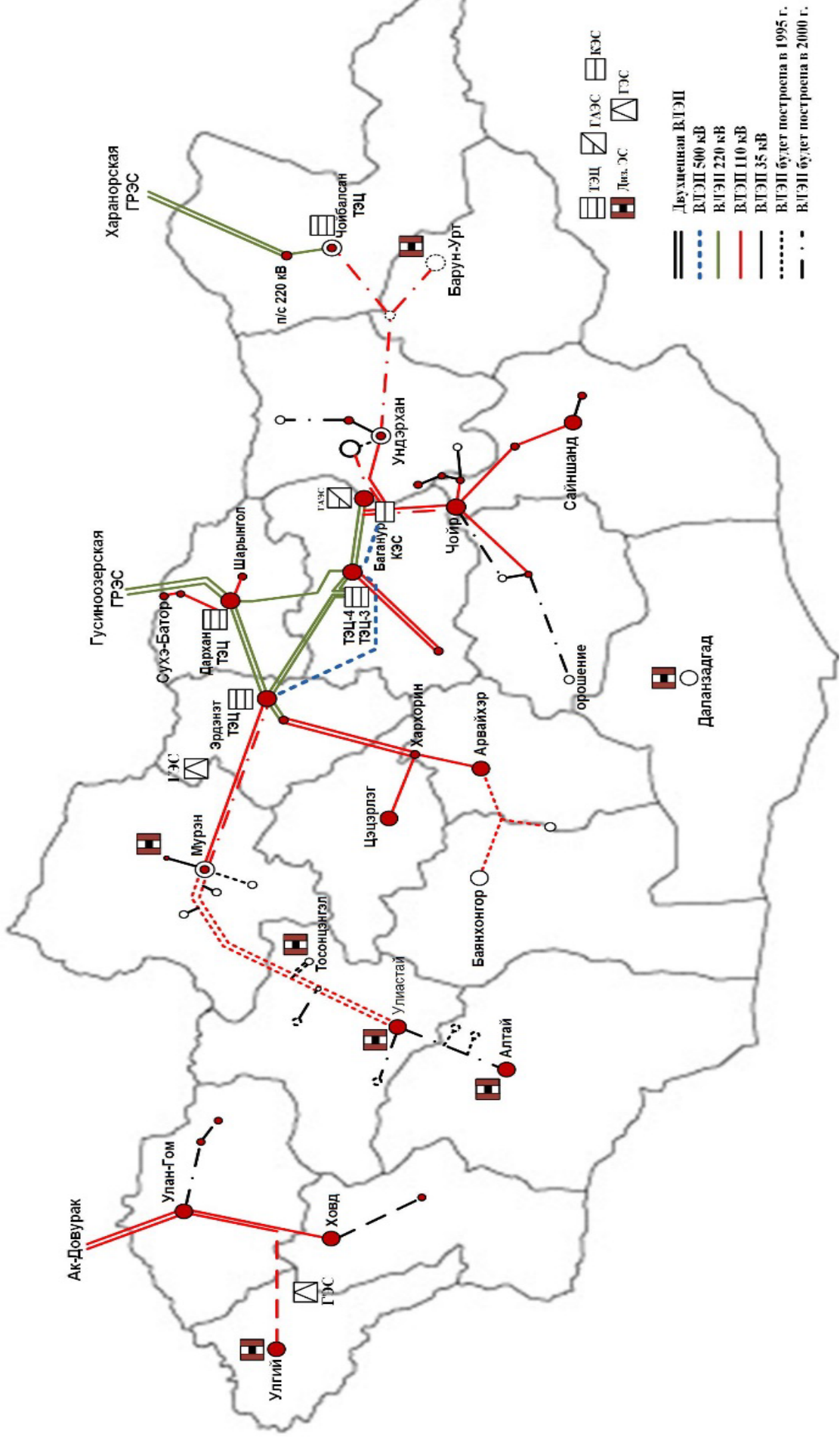


Рисунок 1.1 – Генеральная схема развития электрификации МНР на период 1985-1990 гг.

мощностью 260 МВт в районе Баганура. До 1990 г. планировался ввод дизельных электростанций в 7 аймачных центрах¹.

На данном этапе увеличился темп строительства сетевых объектов и дизельных электростанций по всей стране. Для расширения снабжения жителей сомонов и обеспечения электроэнергией производственно-технологических потребностей сельско-хозяйственных бригад были построены распределительные ЛЭП напряжением 6-35 кВ. Также территории отдельных аймаков были соединены между собой воздушными линиями электропередачи более высокого напряжения.

Таким образом, были достигнуты серьезные успехи в процессе формирования больших электроэнергетических систем и электрификации страны. По состоянию на 1985 год по всей стране производилось 2996,2 млн. кВт·ч электроэнергии, а в 1989 году – 3568,3 млн. кВт·ч. Последняя величина стала наибольшим показателем, достигнутым по производству электроэнергии при социализме, что сделало возможным обеспечить 95,8% потребления электроэнергии в стране за счет внутренних источников. Электровооруженность труда достигла 19,2 тыс. кВт·ч/чел., а потребление электроэнергии на душу населения достигло уровня среднемирового 1767,5 кВт·ч/чел. [11].

Г. 1990 - 2000 гг. (этап кризиса в энергетике). В эти годы страна пережила перемены в социально-политическом и экономическом отношениях: распад социалистической системы, переход от централизованно-плановой экономики к рыночной, приватизация государственной собственности и возникновение частной собственности, утрата внешне-экономических связей и прекращение материально-технического снабжения отраслей народного хозяйства, задержка в развитии промышленности и появление безработицы. В эти годы были потеряны возможности строительства энергетических объектов, предусмотренных в ранее разработанной генеральной схеме в указанные сроки. Но нельзя утверждать, что разработанные направления развития энергетики научно-необоснованны и

¹Тогда МНР имела 18 аймаков.

нецелесообразны. Их пришлось отложить до наступления благоприятного момента времени.

Эти тяжелые для экономики годы отрицательно повлияли на функционирование национальной промышленности: из-за повышения цен на импортное жидкое топливо, запчасти и другие материалы, из-за резкого сокращения потребления электро- и теплоэнергии в промышленности энергетика оказалась в затруднительном положении. Дизельные станции сельских регионов функционировали с перерывами до суток. Последнее связано с резким повышением себестоимости киловатт-часа электроэнергии (иногда до 800 тугриков за 1 кВт·ч), произведенной на этих станциях, вызванным увеличением цены на импортное дизельное топливо. В то же время, из-за сравнительно низкой себестоимости электроэнергии, произведенной на ТЭС, отпускная цена электроэнергии в ЦЭС составляла 40 тугр. / кВт·ч. Однако, согласно энергетическому законодательству, по всей стране электроэнергия должна была продаваться потребителям по единой цене. В результате энергосистемы с дизельными источниками оказались убыточными, и для них потребовалась высокая дотация из госбюджета. Этот факт очень сильно повлиял на работу местных предприятий, социальных объектов и уровень жизни населения. Из-за высокой стоимости электроэнергии, вырабатываемой на ДиЭС и увеличения расхода на доставку топлива автотранспортом, прекращалась работа котельных.

Начиная с 1990 г., объем потребляемой по всей стране электроэнергии снижался и составил в 1991 г. – 3312,7 млн. кВт·ч, в 1992 г. – 3030,6 млн. кВт·ч, в 1993 г. – 2779 млн. кВт·ч. Таким образом, за 3-4 года годовое потребление электроэнергии снижалось в среднем на 8 %/год.

С 1996 г. наблюдался небольшой рост потребления электроэнергии. В 1997 г. за год было потреблено 2997 млн. кВт·ч, в 2000 году - 3091 млн. кВт·ч, потребление электроэнергии повышалось в среднем на 2,8% за год. В последующие годы производство электроэнергии в стране постепенно увеличилось и, начиная с 2003 года, начался его резкий рост. Период 90-х годов

был особенно тяжелым для экономики страны, что можно четко увидеть на графике, представленном на Рисунке 1.2.

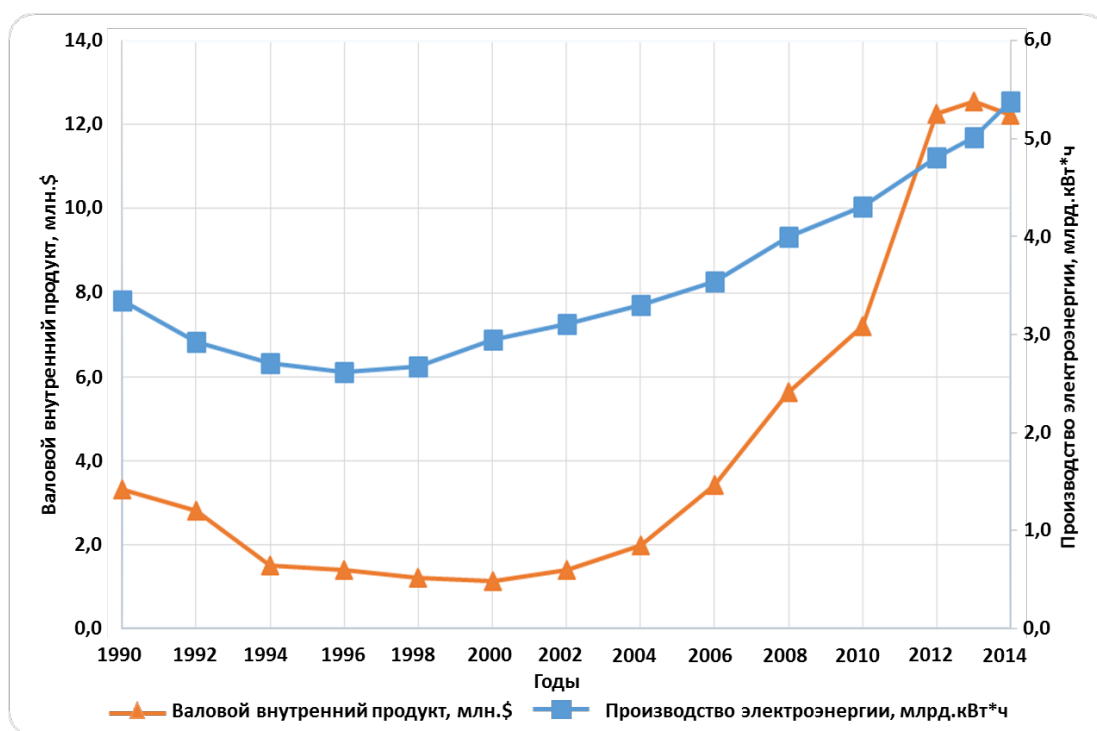


Рисунок 1.2 – Динамика изменений производства электроэнергии и валового внутреннего продукта (1990-2014 гг.)

Резкое снижение валового внутреннего продукта (ВВП) объясняется, как выше было отмечено, почти полной остановкой промышленности и значительным (почти двукратным) сокращением посевных площадей сельскохозяйственных угодий. До 1990 г. в стране имелось более 650000 гектаров оборотной посевной площади в госхозах. В связи с приватизацией госхозов и образованием мелких компаний размер посевных площадей снизился до 300000 гектаров.

Вследствие уменьшения общего объема производства электроэнергии и практического отсутствия ремонтных работ на энергетических объектах за 1991-1996 гг. увеличились как потребление электроэнергии на собственные нужды электростанций, так и потери электроэнергии в электрических сетях. В 1990 г. потери производства электроэнергии составили 24,9%, из которых расход на собственные нужды электростанций – 15,9%, а потери электроэнергии в

электрических сетях – 9%. В 1995 г. расход на собственные нужды электростанций составил 22,8%, а потери электроэнергии в электрических сетях – 16,7%, что в итоге равно 39,5%. В дальнейшем эти показатели оставались фактически на одном уровне вплоть до 1999 г. – 21,4%, 16,7%, и 38,1% в сумме соответственно. Таким образом, в этот период до потребителей доходило только 60% выработанной электроэнергии, что стало основной причиной повышения тарифа на электроэнергию.

Если подводить итоги развития энергетики Монголии за прошлый век, то можно увидеть следующую общую картину. В Таблице 1.1 и на Рисунке 1.3 показаны динамика производства электроэнергии и рост максимальной нагрузки за первые 4 этапа развития (XX в.) энергетического сектора Монголии.

Таблица 1.1 – Производство электроэнергии в Монголии и рост максимальной нагрузки (до 2000 года)

Показатели	Годы					
	1910	1920	1940	1960	1980	2000
1	2	3	4	5	6	7
Производство электроэнергии, млн. кВт·ч	0,3	0,47	11,5	106,4	1794,1	3091,0
Максимальная нагрузка, МВт	0,8	0,35	4,8	30,3	402,6	589,6

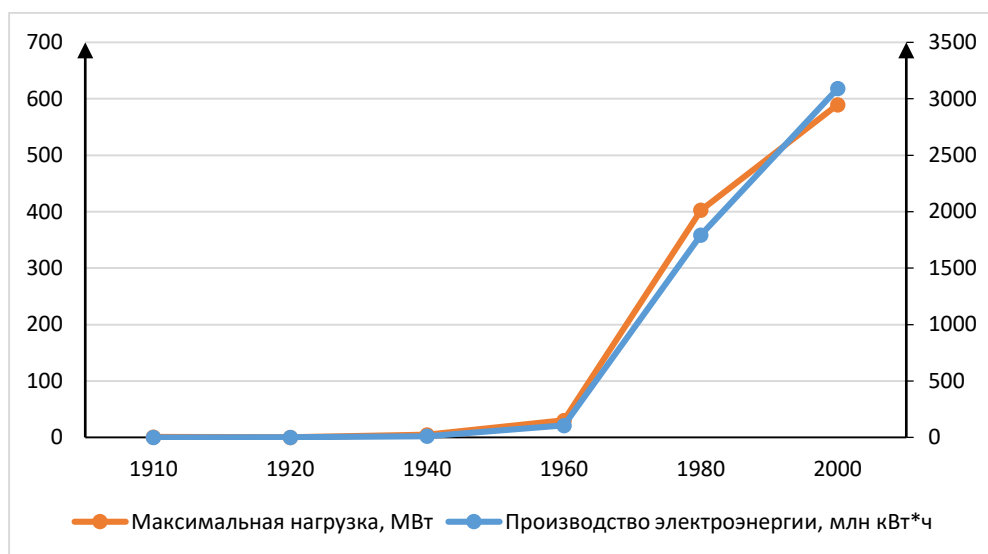


Рисунок 1.3 – Производство электроэнергии в Монголии и рост максимальной нагрузки (до 2000 года)

Видно, что в Монголии за эти периоды сформировалась основа энергетической отрасли народного хозяйства, которая неразрывно связана с индустриализацией страны. Это подтверждается быстрым ростом производства электроэнергии, начиная с 1960-го года, что является началом реализации программы МНРП по переходу страны от аграрной к индустриально-аграрной. В структуре генерирующих мощностей ЦЭС преобладают угольные ТЭС, что является следствием образования городов - промышленных центров с многочисленным населением и одновременным сосредоточением административных и социально-культурных центров, и связанной с этим резким ростом в потребности тепловой энергии.

Д. С 2000-х годов до наших дней (этап восстановления и подъема энергетического сектора). Первым шагом для восстановления нормальной работы всего ТЭК был пересмотр цен на уголь Баганурского и Шивэ-Овоского угольных разрезов. В 2001 году Великим Государственным Хуралом был принят закон «Об энергетике Монголии», вследствие чего произошла реорганизация энергогенерирующих и электросетевых предприятий в акционерные компании. Этот факт коренным образом изменил порядок их взаимодействия, в результате чего были созданы выполняющий функции системного оператора «Национальный диспетчерский центр» и Правительственное регулирующее агентство «Координационное управление энергетике» (ныне Координационный совет энергетике), в функции которого входят назначение тарифов на энергоносители и утверждение основных технико-экономических показателей энергетических компаний. В 2002 г. ЦЭС перешла на рыночную систему по «модели с одним покупателем» и были разработаны и утверждены программные документы «Единая энергетическая система Монголии» (см. Рисунок 1.4) и «Национальная программа возобновляемой энергетике». За эти годы энергетическая промышленность оснастилась современной техникой и оборудованием, были внедрены новые технологии, произошло много положительных сдвигов. Тем не менее, осталось немало нерешенных проблем,

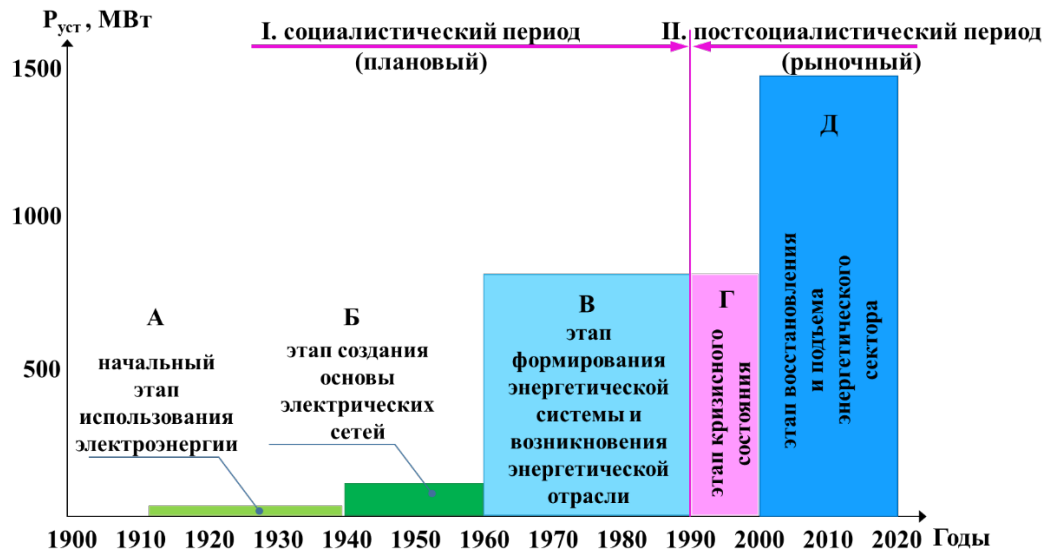


Рисунок 1.4 – Ретроспектива развития энергетического сектора Монголии

связанных с расширением мощностей энергоисточников и территорий, охватываемых в обслуживании энергосистем.

В связи с улучшением финансового положения страны и при поддержке Азиатского банка развития и Мирового банка, а также при помощи стран-доноров появилась возможность провести широкомасштабные работы по укреплению топливной базы энергетики, реконструкций на ТЭЦ с внедрением новой техники и технологий, а также по расширению и увеличению передаваемой мощности электрических сетей городов и сельских районов. При этом основные мероприятия были направлены на техническое перевооружение энергетических объектов и повышение их технико-экономических показателей. Только в 2005 и 2006 годах были использованы кредитные средства в объеме 116 млн. долл. для финансирования проектов «Реконструкция ТЭЦ-4», «Уменьшение потерь в распределительных сетях» и строительства Тайширской и Дургунской ГЭС. В 2007 г. был принят «Закон о возобновляемой энергии», после чего в стране появились сначала небольшие, а в дальнейшем сравнительно мощные ВЭС и СЭС. В 2000 - 2009 гг. по стране были построены 690,8 км ЛЭП 110 кВ.

В результате принятых мер увеличилась надежность и производство электроэнергии. В 2009 г. на тепловых электростанциях Центральной, Восточной и Западной ЭЭС производилось 3989,7 млн. кВт·ч, на гидравлических – 11,0 млн.

кВт·ч электроэнергии. Тем самым производство электроэнергии по сравнению с 2000 г. увеличивалось на 29,1 %. Ежегодный средний прирост производства электроэнергии за этот период составил 3,23 %.

С 2010 г. осуществлен технический проект по обновлению сетевой инфраструктуры ЦЭЭС и установлены 76 элегазовых выключателей на 15 подстанциях, 17 трансформаторов тока, 1 реактор и построено открытое распределительное устройство (220 кВ) на подстанции «Улан-Батор» (220/110/35кВ). Здесь же полностью реконструировано все электрооборудование подстанции «Восток-2» (110/35/10 кВ), при этом ее мощность увеличилась на 50 МВА. В 2012 г. в г. Даланзадгад введена в эксплуатацию ТЭЦ мощностью 9 МВт и начато расширение на Дарханской ТЭЦ (на 35 МВт) и Улан-Баторской ТЭЦ-4 (123 МВт). В 2013 г. начато расширение на Улан-Баторской ТЭЦ-3 (50 МВт) и введены в эксплуатацию ТЭС в Ухаа-Худаге (18 МВт) и ВЭС «Салхит» вблизи г. Улан-Батор (50 МВт). С 2010 по 2015 г. по стране были построены 249,8 км ЛЭП-220 кВ, 496,3 км ЛЭП-110 кВ и 12 подстанций общей мощностью 1148 МВА.

В конце рассматриваемого периода, т.е. в 2020 г., общее производство электроэнергии составило 7 145,7 млн. кВт·ч, а удельное потребление электрической энергии – 2 101,7 кВт·ч/чел, что на 31,8% ниже среднемирового значения 3081 кВт·ч/чел. Ретроспектива общего развития электроэнергетики Монголии с выделением периодов и этапов показана на Рисунке 1.4 в виде диаграммы временной зависимости, где приведены значения достигнутой в конце каждого этапа установленной мощности энергоисточников (см. Таблицу 1.2). Таковы краткие характеристики развития энергетической отрасли и формирования электроэнергетических систем в Монголии. Разделение на этапы определено временными интервалами при которых на передний план выдвигались различные цели экономического преобразования. Таковы краткие характеристики развития энергетической отрасли и формирования электроэнергетических систем в Монголии. Разделение на этапы определено временными интервалами при которых на передний план выдвигались различные цели экономического преобразования.

Таблица 1.2 – Краткая историческая хронология развития энергетики Монголии

Этап	Годы	Название	Особенность и примечание
А	1912-1940	Начальный этап производства электроэнергии	Электроэнергия использовалась в основном для освещения и для нужд мелких ремесленных хозяйств. В 1934 году были запущены 2 паровых котла, производительностью 12 т пара в час с давлением 2,2 МПа и температурой 350-400 ⁰ С и введена в действие ТЭЦ-1.
Б	1940-1960	Этап создания основы электрических сетей	Создано необходимое условие потребления электрической и тепловой энергии в производственном процессе и для нужд народного хозяйства. Установка котла СМ-16/22 (ТКЗ), производительностью 16-18 т/ч пара с давлением 2 МПа дала возможность поставки пара на некоторые предприятия промышленного комбината и пищевой промышленности. С созданием трансформаторных подстанций сформировалось Улан-Баторское электросетевое хозяйство. В административных центрах 13 аймаков установлены дизельные электростанции, тем самым положена основа сельских и местных электросетей.
В	1960-1990	Этап создания энергетического сектора	За этот период построены и введены в эксплуатацию действующие ныне 6 ТЭЦ общей мощностью 832 МВт. Создана ЦЭЭС. Начата параллельная работа ЦЭЭС и Гусиноозерской ГРЭС энергетической системы Республики Бурятия РФ по двухцепной ВЛЭП напряжением 220 кВ. Аймачные центры соединены ВЛЭП, создана основа региональных электроэнергетических систем. Максимальная мощность единичного оборудования ТЭЦ достигла 100 МВт и уровень напряжения ВЛЭП -220 кВ.
Г	1990-2000	Этап кризисного состояния в энергетике	Годы перехода страны от централизованно-плановой экономики к рыночной стали для энергетического сектора кризисными. Резко сокращено финансирование капиталовложений, энергетика в целом находилась в кризисном состоянии. Строительство новых объектов не велось.
Д	С 2000-х годов до наших дней	Этап восстановления и подъема энергетического сектора	Вследствие возрождения экономики страны увеличилась потребность в электроэнергии и резко возросла ее выработка из собственных источников. Тем не менее, Монголия ежегодно импортирует около 20% потребляемой электроэнергии. В структуру генерируемых мощностей вошел новый вид – источники возобновляемой энергии (солнце, ветер, вода и т.д.). Интенсивно внедряются современные установки и технологии в производство энергии и системы его управления.

Среди которых основным для нашего исследования являются этапы развития энергетики с 1940-х годов, когда она стала основной движущей силой и определяющим фактором экономики страны до принятия в 2015 г. Великим Государственным Хуралом Монголии программного документа «Политика правительства в области энергетики 2015-2030 гг.» [12]. В программном документе сформулировано, что энергетическая отрасль является базовой отраслью, обеспечивающей безопасность и устойчивое развитие общества и экономики, которая должна развиваться ускоренными темпами.

На Рисунке 1.5 представлена схема ЕЭЭС Монголии, которая будет создана при условии завершения инвестиционных и строительных работ. Схема показывает, что будет построено 12 электростанций вместе с соединяющими их высоковольтными линиями. Установленная мощность будет равна порядка 2 768 МВт, а в разрезе источников составит:

- ТЭЦ - 610 МВт,
- КЭС - 1390 МВт,
- ГЭС - 768 МВт.

Кроме того, на базе угольного месторождения Шивэ-Овоо намечается строительство КЭС большой мощности (9 ГВт) для экспорта электроэнергии [13]. Этот проект в определенной степени соответствует 14-му пятилетнему плану КНР [14], в котором принят импорт электрической мощности из Монголии в размере 8 ГВт (см. Рисунок 1.6). В заключение, в Таблице 1.2 показаны особенности выделенных выше этапов развития энергетического сектора Монголии. Временной интервал с 1940 г. по 2015 г., научно-обоснованно проанализирован автором в работах [15-17], где впервые выделены наиболее характерные и отличающиеся по политико-экономическому содержанию три периода развития страны, а именно: период социалистического оптимизма, пост-социалистического романтизма, капиталистического прагматизма. При таком разделении в первом периоде (1940 - 1990 гг.) развитие энергетики происходило в тесной связи с социалистическим преобразованием в сельском хозяйстве и индустриализацией страны.

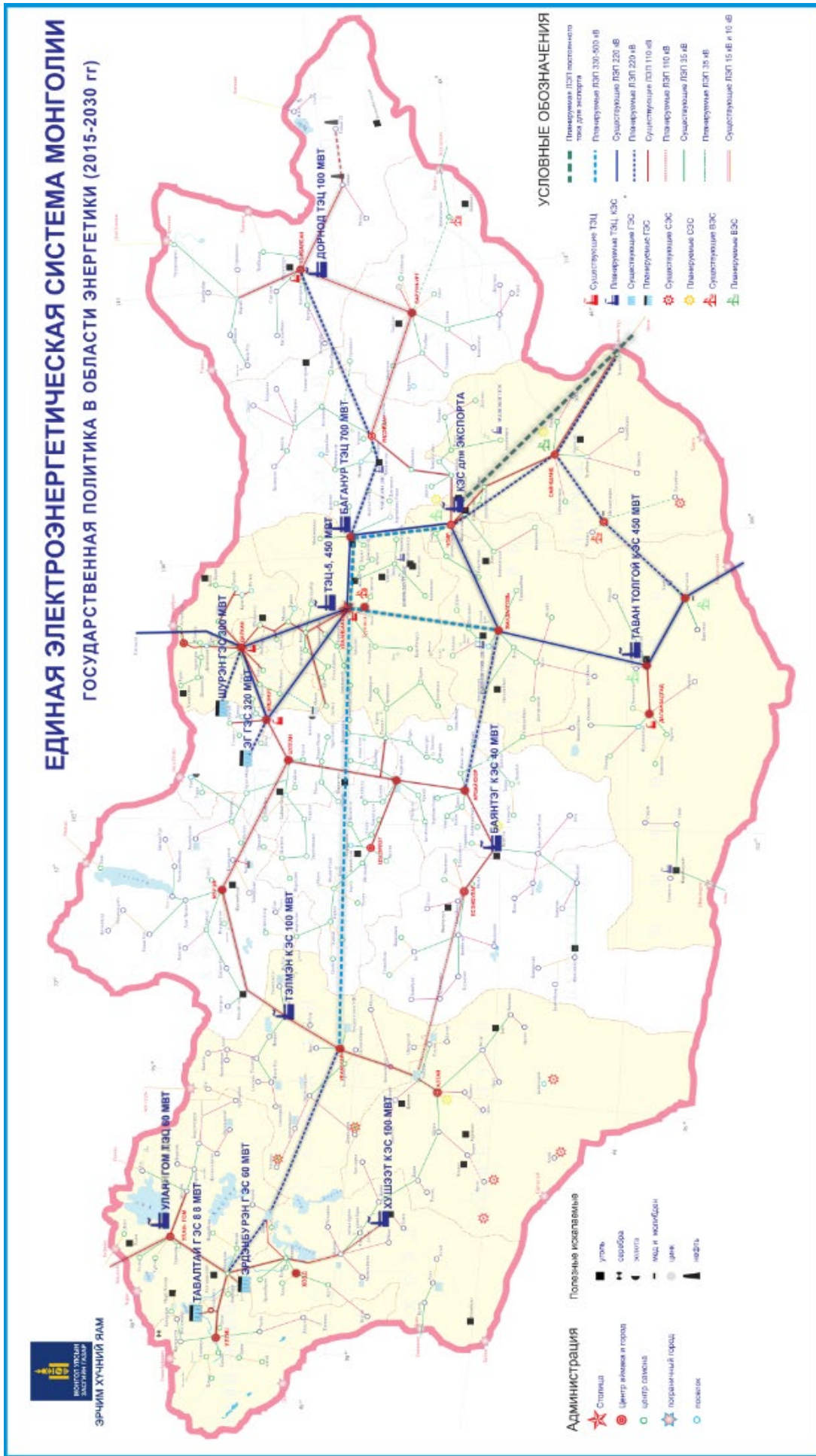


Рисунок 1.5 – Предполагаемая карта-схема Единой электроэнергетической системы Монголии



Рисунок 1.6 – Схематическая диаграмма транснациональных, межрегиональных и межпровинциальных потоков электроэнергии Китая в 2025 г. (единица измерения мощности в 10 тыс. кВт)

Эти события происходили под девизом перехода от животноводческой страны к сельскохозяйственной стране с развитым аграрным сектором. В это время (до 1960 г.) появилось множество сельско-хозяйственных объединений (СХО) и земледельческих госхозов, связанных с кормовыми и техническими базами, которым требовалась электроэнергия и, тем самым, начался процесс сельской электрификации.

Потом с 1960 г. начался процесс индустриализации под девизом перехода от сельскохозяйственной в аграрно-индустриальной системе развития страны и появились промышленные образования в виде современных городов и промышленных поселков. Примером можно считать гг. Дархан, Чойбалсан, Шарын-гол, Хутол, Баганур и Эрдэнэт с ТЭЦ и другими энергоисточниками. Весь этот процесс непрерывно происходил вплоть до 1990 г.

В качестве самого последнего примера можно назвать создание в 1989 г. предприятия «Баганур энергострой» для строительства ГРЭС мощностью 1280 МВт в г. Баганур (135 км от г. Улан-Батора). В этот период развитие энергетики

происходило при оптимистическом взгляде «ускоренными темпами роста» согласно научно-обоснованной и разработанной в соответствии с реальными преобразованиями, происходящими согласно программе партии (МНРП) и Государственному плану развития народного хозяйства и культуры страны на очередной пятилетний срок, под общей эгидой Комплексной программы научно-технического прогресса МНР. В годы уверенно повышенного темпа развития экономики Монголии (1970-1990 гг.) показатель эластичности электропотребления по отношению ВВП находился в пределах 1,0-2,1.

Второй период прошел вне зависимости от нашей воли и сознания и проходил в виде внезапного стихийного процесса, охватившего всю социалистическую систему. В этот период общественное отношение коренным образом изменилось и были подорваны основы функционирования народного хозяйства, в том числе энергетики. При этом страна и ее новое руководство искали пути приостановления этого хаотического явления и выдвигались различные программы с целью введения в хозяйственные обороты своих сырьевых ресурсов. В качестве примеров можно назвать выдвинутые правительством программы «Золото», «Уголь», «Уран», «Шерсть» и другие, которые с определенным риском за краткий срок разрабатывались на основе ранее установленных и имеющихся сырьевых ресурсов. В эти годы, вследствие уменьшения внутренней валовой продукции, снизилось производство электроэнергии и ее коэффициент эластичности упал до своего минимального значения, равного 0,7 в 1995 г. Тем не менее, вышеназванные инициативы правительства дали свои положительные результаты и страна выходила из кризисных ситуаций, можно сказать, с наименьшими потерями и за короткий срок.

Третий период, который начинается примерно с 2000 г. характерен тем, что для укрепления топливной базы энергетики и увеличения установленных генерирующих мощностей энергосистем стало необходимым найти приемлемые пути их осуществления. Прежде всего для научной оценки состояния электроэнергетики Монголии на рассматриваемый момент была определена электроемкость продукции основных отраслей экономики (Таблица 1.3) [18].

Таблица 1.3 – Электроемкость отраслей экономики (по оценке 2005 г.)*

Отрасль экономики	Объем продукции, млрд. долл.	Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	Электроемкость продукции, кВт·ч/тыс. долл.
1	2	3	4
Промышленность и строительство	3,74	1058,6	283,04
Сельское хозяйство	3,59	24,0	6,68
Жилищно-коммунальный сектор и бытовое обслуживание	5,63	760,2	135,02
Транспорт и связь	1,80	17,2	9,55
Топливо и энергетика	0,53	840,0	1584,90
Итого	15,29	2700,0	176,58

* Курс на 2005 год составляет 1 тугр.= 0,023\$.

В этот период разрабатывались различные программы развития энергетической отрасли в целом и отдельных ее секторов, например, создание объединенной электроэнергетической системы, программа электрификации сельских регионов с использованием возобновляемых энергоресурсов и другие. Все эти программы были разработаны отдельно по инициативе групп специалистов и различных зарубежных партнеров и носят прагматический характер. Тем не менее, вскоре некоторые из этих программ дали определенные положительные результаты, вследствие чего увеличился объем производства ВВП и электроэнергии в стране (см. Рисунок 1.2).

Вслед за этим в Монголии начался процесс преобразования энергетики в новых экономических условиях, и в результате сложилась экономико-правовая среда для успешного развития энергетики на принципах партнерства правительства и частных секторов в свете всестороннего международного сотрудничества со странами СВА и всего мира. При этом шла разработка таких документов как «Государственная политика в области энергетики» (2015 г.) и средне- и долгосрочные программ развития энергетической отрасли. Заключительным документом является принятая в 2020 г. государственная программа развития экономики и всей социальной сферы «Алсын хараа -

(Дальновидение) 2050», в которой определены директивные показатели развития страны до 2050 года. Эти документы последовательно определяли основные направления развития энергетики и других отраслей экономики.

1.2. Современное состояние энергетики и ЭЭС Монголии

1.2.1. Состояние и функционирование ЭЭС

Электроэнергетика МНР представлена 5-ю региональными электроэнергетическими системами, как показано на Рисунке 1.7.

Список:

1. Центральная электроэнергетическая система (ЦЭЭС).
2. Восточная электроэнергетическая система (ВЭЭС).
3. Западная электроэнергетическая система (ЗЭЭС).
4. Алтайско-Улиастайская электроэнергетическая система (АУЭЭС).
5. Южная электроэнергетическая система (ЮЭЭС).

Сведения об этих системах и их основные характеристики приведены в Таблицах 1.4 – 1.5.

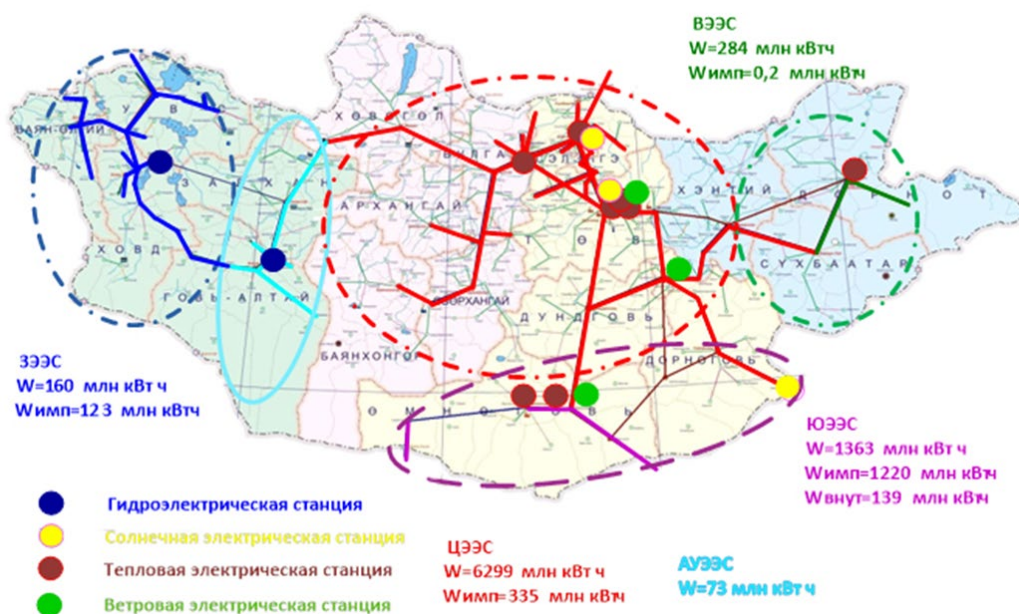


Рисунок 1.7 – Электроэнергетические системы Монголии

Отсюда видно, что в ЦЭЭС находится 83,1% всех генерирующих мощностей, покрывающих 70% территории Монголии. Почти все источники ЦЭЭС (86% генерирующих мощностей) являются тепловыми электростанциями, в основном ТЭЦ.

Таблица 1.4 – Характеристика генерирующих источников электроэнергетических систем Монголии

№	ЭЭС	Наименование источника	Установленная мощность, МВт
1	2	3	4
1	ЦЭЭС	ТЭЦ-2	24
		ТЭЦ-3	198
		ТЭЦ-4	746
		Дарханская ТЭЦ	83
		Эрдэнэтская ТЭЦ	36
		ТЭЦ-ГОКа	53
		Салхитинская ВЭС	50
		СЭС «Нар»	10
		СЭС «Моннаран»	10
		СЭС «Бухуг»	15
		Буянт-Ухааская СЭС	0,4
		по системе	1225,4
2	ЗЭЭС	Дургунская ГЭС	12
		по системе	12
3	ВЭЭС	Чойбалсанская ТЭЦ	36
		по системе	36
4	ЮЭЭС	Даланзадгадская ТЭЦ	9
		Ухаахудагская КЭС	18
		ВЭС «Сайншанд»	50
		ВЭС «Цогтцэций»	50
		СЭС «Сайншанд»	30
		СЭС «Гэгээн»	15
		СЭС «Сумбэр»	10
		по системе	182
5	АУЭЭС	Тайширская ГЭС	11
		ГЭС «Богдын гол»	2
		ГЭС «Госонцэнгэл»	1
		ГЭС «Гуулин»	0,2
		ГЭС «Галуутай»	0,2
		ГЭС «Хунгуй»	0,1
		ДиЭС «Улиастай»	2,4
		ДиЭС «Говь-Алтай»	2,0

1	2	3	4
		ДиЭС «Баянтоорой»	0,1
		СЭС «Баянтоорой»	0,1
		по системе	19,1
		Всего	1474,5

Таблица 1.5 – Характеристика сети электроэнергетических систем Монголии

№	ЭЭС	Воздушные ЛЭП, км				
		220 кВ	110 кВ	35 кВ	15 кВ	10-6 кВ
1	2	3	4	5	6	7
1	ЦЭЭС	651*	3261,6*	6197	1694	9619
		1481**	564,4**			
		2132***	3826***			
2	ЗЭЭС	-	913,7	977,8	912,8	1495
3	ВЭЭС	-	845	1232	604,5	694,2
4	АУЭЭС	-	253	929	533	525
5	ЮЭЭС	-	-	431	161	236
Всего		2132	5837	9767	3905	12572

* - суммарная длина одноцепных линий; ** - суммарная длина двухцепных линий; *** = *+**

Если подробно рассмотреть всю энергосистему Монголии в целом, то 80,33% генерирующих мощностей приходится на ТЭЦ, 1,22% – на КЭС (Ухаа-Худагский КЭС), работающих на бурых углях, 10,2% – на ВЭС, 1,8% – на ГЭС, 6,15% – на СЭС (возобновляемые источники энергии – 18,15%) и 0,31% – на ДиЭС. Вышеуказанные данные показывают, что практически выполнена «задача обеспечения возобновляемыми источниками энергии к 2020 г. до 20% генерирующих мощностей», предусмотренная в программном документе «Государственная политика в области энергетики», утвержденном 19 июня 2015 г. Великим Государственным Хуралом [12].

Надо отметить, что в приведенных выше материалах не включены данные о резервных дизельных электростанциях аймачных и сомонных центров, работающих в периоды аварийных отключений централизованного электроснабжения, и гидроэлектростанций местного значения. Также нее

включены данные об электрогенерации от солнечных панелей и ветрогенераторов у малых изолированных потребителей, которые были полностью обеспечены таковой в рамках проектов развития малой распределенной генерации, включая целевые проекты типа «100000 солнечных крыш» (действующего с 2000 года). К сожалению, из-за отсутствия достоверной статистики по результатам проекта, рассмотреть данные солнечных панелей и включить их в общие показатели энергоисточников не представляется возможным. Если мощность потребления электроэнергии одной семьи скотоводов децентрализованных районов оценить примерно в 100 Вт, то суммарная мощность потребления 180000 таких семей-скотоводов составит 18 МВт. Иными словами, разрозненные децентрализованные солнечные источники составляют около 1,2% общего объема генерирующих мощностей ЭЭС Монголии [19].

В Таблице 1.5 указана протяженность ВЛЭП 220-110 кВ, территориально входящая в ЮЭЭС, однако, отнесена к ЦЭЭС, так как ВЛЭП 220-110 кВ в данный момент находится в собственности Государственной акционерной компании «Национальная электропередающая сеть» («НЭПС» АК) (см. Рисунок 1.8).

На сегодняшний день на линиях электропередачи Монголии используются напряжения 110, 220 кВ, также 0,4; 6; 10, (15); 35 кВ. Пропускная способность воздушных линий электропередачи зависит от количества цепей и протяженности линий. Данные показаны в Таблице 1.6 [20, 21].

Таблица 1.6 – Характеристики высоковольтных линий электропередачи

Номинальное напряжение	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км	Фактическая мощность, МВт
110	25 - 50	50 - 150	30
220	100 - 200	150 - 250	120
330	300 - 400	200 - 300	270
400	500 - 700	600 - 1000	400
500	700 - 900	800 - 1200	600

Из анализа схем ЭЭС Монголии видно, что ВЛ-220 кВ находится в допустимой норме, а протяженность ВЛ-110 кВ несколько больше значения,

указанных в Таблице 1.6, что снижает ее пропускную способность и нарушает рабочий режим линии [22]. Например, ЛЭП «Мурэн-Улиастай» с напряжением 110 кВ имеет длину 700 км (см. Рисунок 1.8.). Данная ЛЭП соединяет ЦЭЭС с АУЭЭС, максимальная пропускная мощность линии 8 МВт, при этом потеря мощности составляет 25%. Поэтому существующие ЛЭП с напряжением 110 кВ с большой потерей мощности, необходимо преобразовать в двухцепные линии, указанные в Таблице 1.6.

В конце 1990-х годов были построены слишком длинные ВЛЭП низкого напряжения. С одной стороны, обеспечивая широкую массу населения электроэнергией, принятые меры, в определенной степени, оправдывают себя, т.е. их социальное значение высоко, а с другой стороны, именно в качественной области электроэнергетики появились отрицательные последствия: ухудшилось качество электроэнергии, возникли трудности в режиме общей деятельности системы и ограничилась возможность внедрения в диспетчерское управление и регулирование автоматизированной системы.

По расчетам режимов длинных линий низкого напряжения должны быть установлены регулируемые статические компенсаторы реактивной мощности SVC (усовершенствованные батареи конденсаторов на основе тиристоров, обеспечивающие скоростную компенсацию реактивной мощности в высоковольтных сетях передачи электроэнергии) на конечных подстанциях, но, к сожалению, общие капитальные затраты при этом возрастут [23, 24]. Например, недавно был установлен SVC 15 МВАр на стороне 110 кВ подстанции 110/35/10 кВ «Тэлмэн».

До этого наблюдались нарушения взаимной зависимости релейной защиты и автоматики, возникали изменения значений уставки и изменения в принципах защиты заземления в линиях с изолированной нейтралью. Дополнительно в длинных линиях обычно сложнее определить места повреждений из-за роста погрешности измерений. В результате установления SVC удалось устранить вышеназванные проблемы.

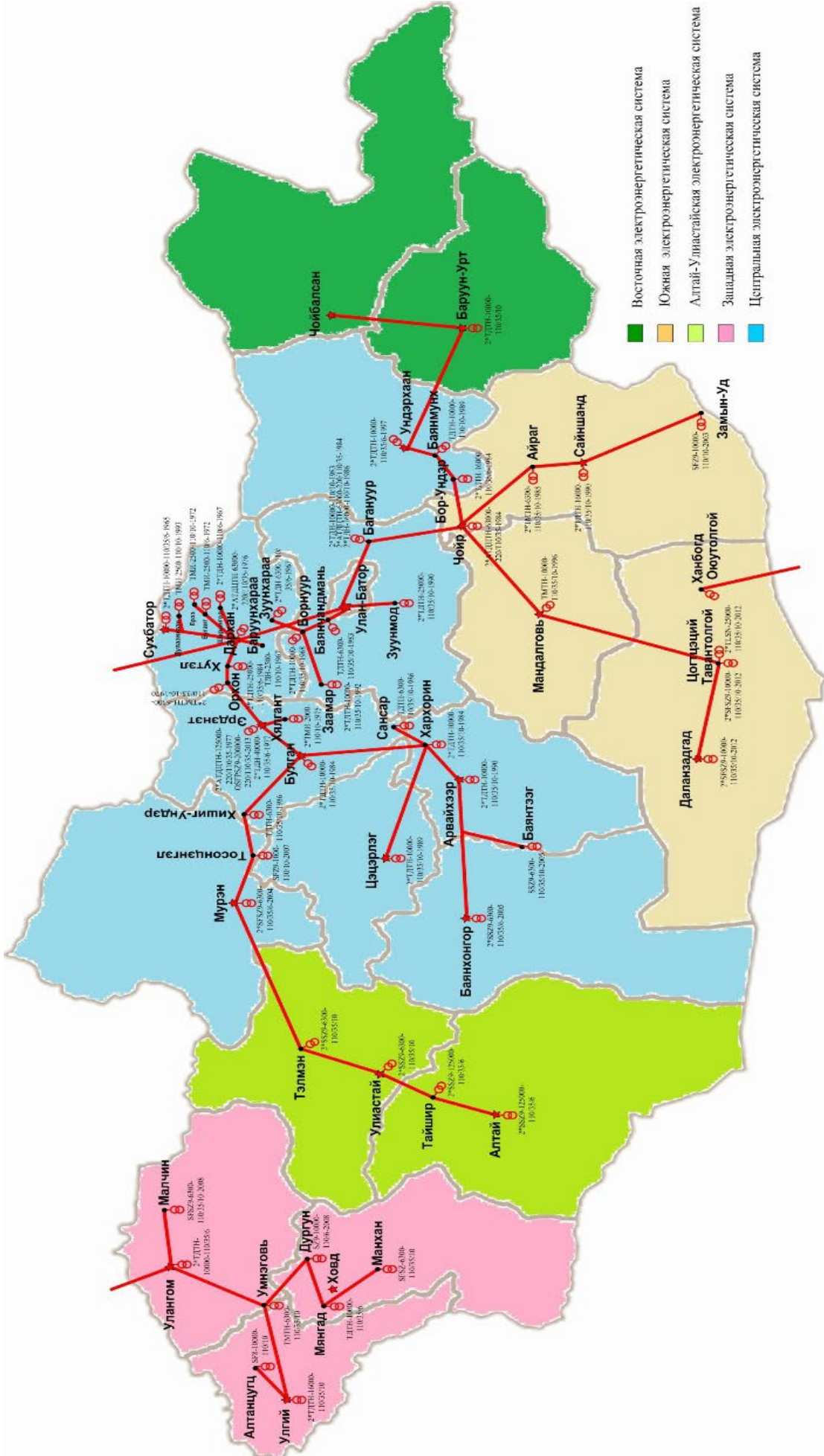


Рисунок 1.8 – Схема ВЛ-110-220 кВ энергосистем Монголии

На сегодняшний день в Монголии действует 101 подстанция 110 кВ и выше (см. Таблицу 1.7), из них всего 18 являются системообразующими, а остальные промежуточные и конечные. То, что они в географическом отношении удалены друг от друга, отрицательно влияет на потоки мощностей. Поэтому необходимо создать дополнительные системообразующие подстанции и энергоисточники. В случае затруднения создания дополнительных источников и подстанций проблемы можно решить путем увеличения напряжения ВЛ.

Таблица 1.7 – Классификация подстанций по напряжению подстанций, кВ

Система	220 кВ	110 кВ	35 кВ	15 кВ	6 – 10 кВ
ЦЭЭС	9	69	207	94	3811
ЗЭЭС		9	21	75	716
АУЭЭС		4	21	45	191
ВЭЭС		10	20	76	329
ЮЭЭС			15	11	117
Всего	9	92	284	301	5164

Источник: Статистическая информация Центрального диспетчерского управления

В Монголии продолжается процесс урбанизации. Города Улан-Батор, Эрдэнэт, Дархан – это 70% населения, что дает рост потребления электроэнергии именно в центральных районах страны и поэтому уменьшается надежность ЦЭЭС. Резерв генерирующих мощностей по данным 2019 года составляет – 10 %. Это приводит к дефициту электроэнергии, тем самым снижается безопасность энергетики. Согласно постановлению [12] «Задача государственной политики в энергетике состоит в бесперебойном, надежном обеспечении электроэнергией и переходе от импортирующей к экспортирующей электроэнергию стране» (раздел 1.2), что требует ввода дополнительных источников электроэнергии с развитием сопутствующей инфраструктуры.

Вновь создаваемая ЕЭЭС Монголии должна включать 5 действующих ЭЭС. При этом надежность работы и единой системы, и каждой отдельной системы должна остаться на высоком уровне. В связи с предполагаемым ростом

электропотребления также требуется наиболее эффективное размещение мощностей и подстанций в рамках системообразующей структуры высоковольтных линий электропередач. Из Рисунка 1.8 видно, что некоторые из 5 существующих энергосистем хоть и связаны между собой, однако, для полноценного функционирования связей, обеспечивающих совместную работу этих систем, как указано в [23], требуется четкое выполнение необходимых дополнительных технических условий.

1.2.2. Состояние релейной защиты и автоматики в энергосистеме Монголии

Автоматизированное управление электроэнергетическими системами основано на широком применении устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), которые обеспечивают защиту от опасных последствий аварийных повреждений и аномальных режимов. Состояние устройств релейной защиты и автоматики было проанализировано на основании данных по ЦЭС – это более 90% генерирующих мощностей страны. При этом необходимо отметить, что все основное и вспомогательное оборудование в Монголии импортное. В частности, большинство устройств релейной защиты и автоматики на базе микропроцессоров поставляется компаниями Siemens (Германия), АВВ (Швеция), MD (Италия), SEL (США), Nanjing Nara (КНР), а также рядом российских компаний.

На рисунке 1.9 представлено распределение устройств релейной защиты и автоматики по категориям элементной базы по состоянию на 2010 год и на 2020 год. Динамика изменений показывает значительный рост внедрения устройств на основе микропроцессоров и замещение устройств на базе электромагнитных и механических элементов, что в целом ведет к повышению надежности управления.

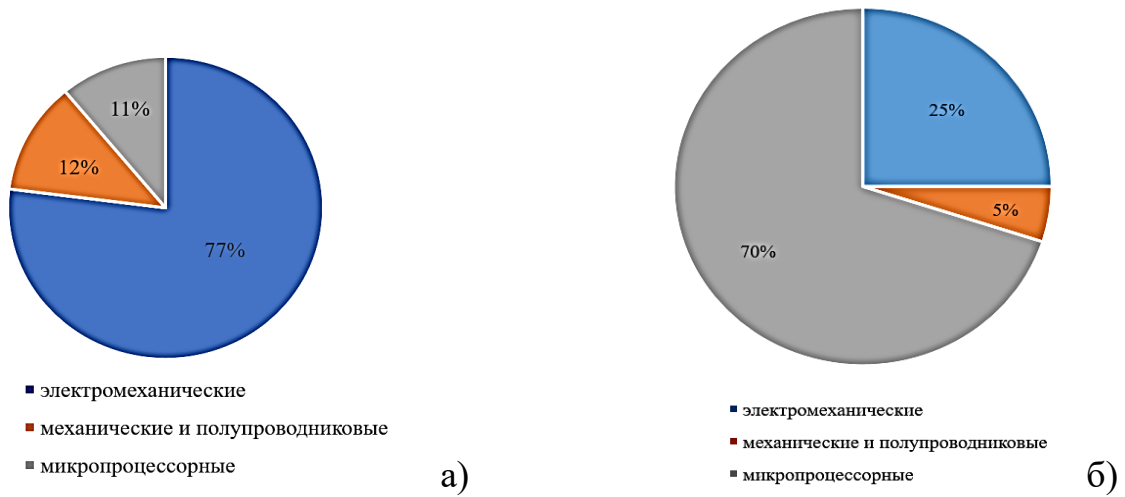


Рисунок 1.9 – Элементные базы устройств РЗиА Центральной электроэнергетической системы Монголии: а) 2010 г.; б) 2020 г.

Рисунок 1.10 иллюстрирует прирост корректности работы действий устройств релейной защиты и автоматики по годам.

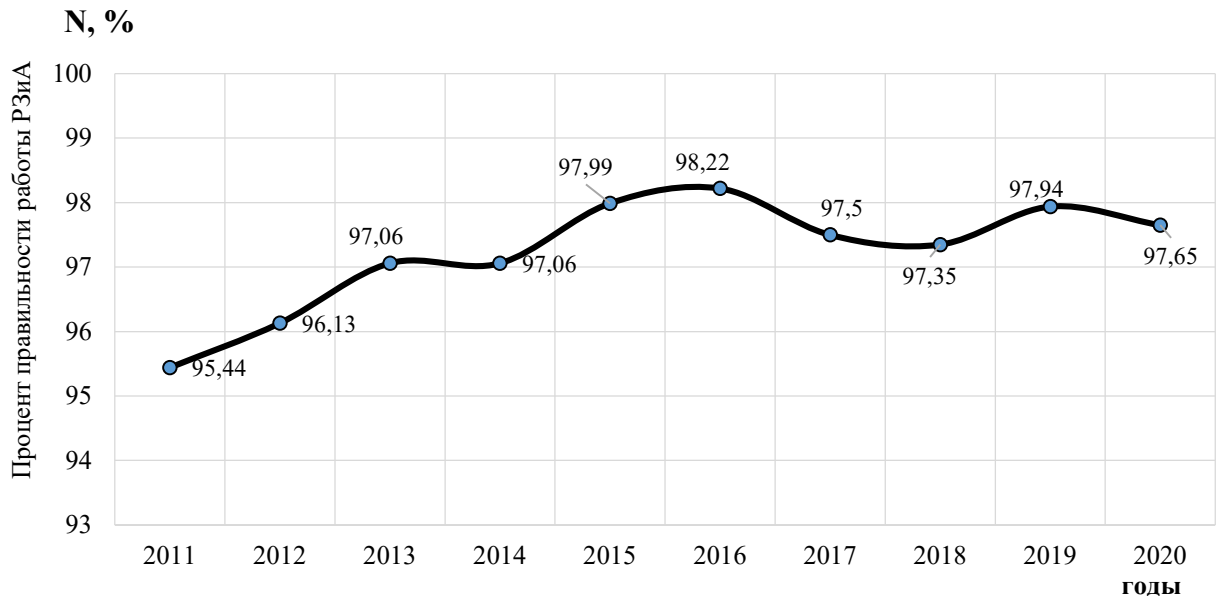


Рисунок 1.10 – Правильность работы устройств РЗиА

Не на всех энергообъектах оборудование полностью обновлено. Задержка происходит по разным причинам, в том числе и из-за недостатка финансирования. Разнообразие поставщиков устройств, имеющих разные технические стандарты, также затрудняет создание общей системы контроля и обмена данными. Хотя

устройства РЗиА имеют высокую надежность работы, это не исключает полностью серьезные аварийные ситуации в ЭЭС Монголии.

На рисунке 1.11 показано оборудование, получившее внедрение и используемое в настоящее время в энергосистеме (оно выделено желтым цветом). Одна из актуальных задач текущего и ближайшего времени состоит в полноценном и комплексном внедрении устройств релейной защиты и автоматики в ЭЭС Монголии во всех точках и узлах [25]. Также необходимо произвести модернизацию технологически устаревшего оборудования 1960-80-х годов, поставленного еще из СССР.

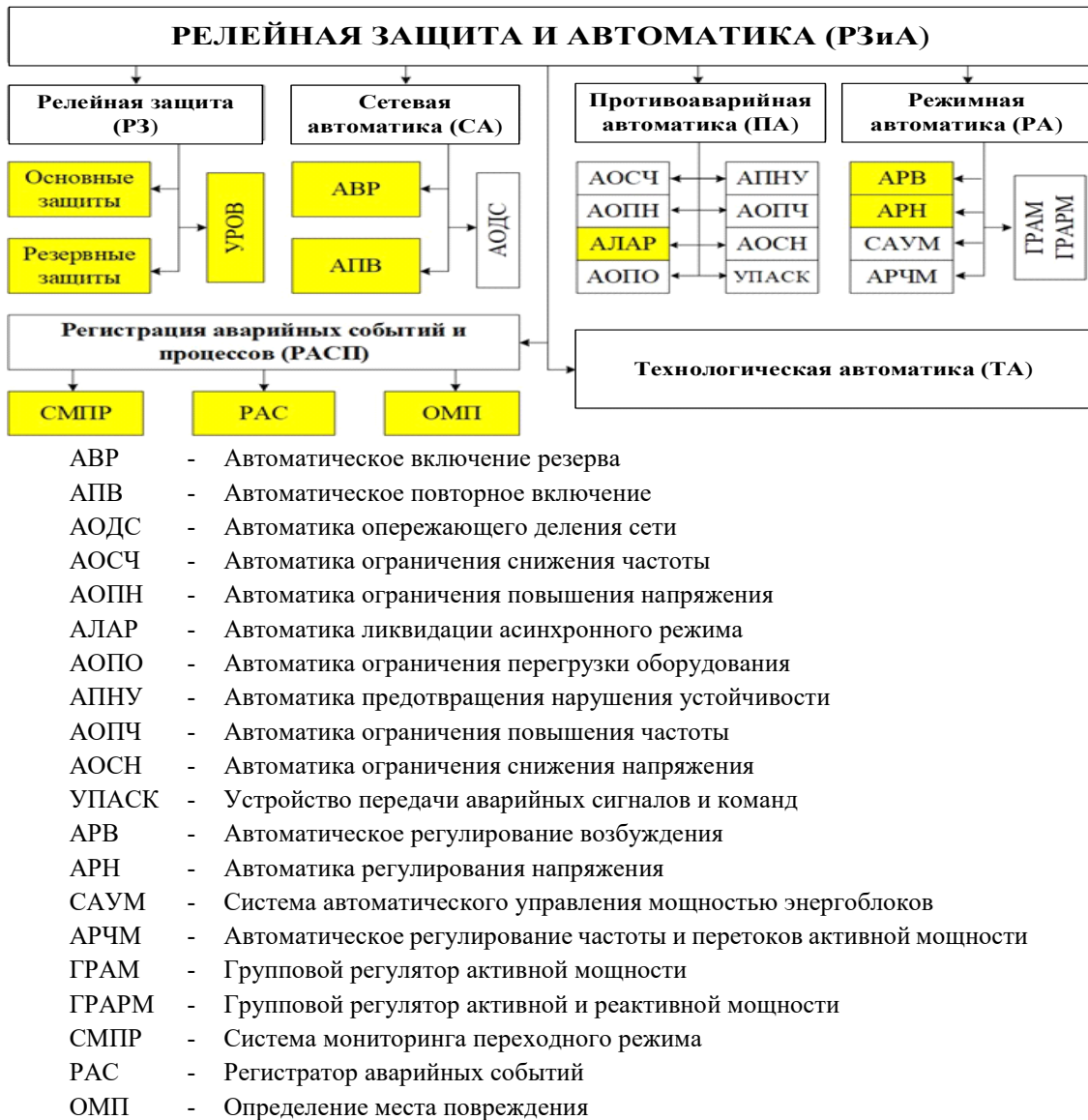


Рисунок 1.11 – Классификация релейной защиты и автоматики

Для обеспечения высокого уровня надежности работы электроэнергетической системы Монголии следует выполнять регулярный анализ динамической устойчивости всех ее подсистем с целью корректировки уставки противоаварийной автоматики. До 2008 года расчет статической и динамической устойчивости выполнялся иностранными специалистами ввиду отсутствия у монгольских энергетиков соответствующего программного инструментария (см. Таблицу 1.8). К настоящему времени эта проблема решена и расчет производится на специализированных программных продуктах DAKAR, DigSilent, Power Factory.

Таблица 1.8 – Расчеты динамической устойчивости энергосистемы Монголии

Годы	Исполнитель	Выполнение	Результаты
1	2	3	4
1980-е	Российские организации	Расчеты статической и динамической устойчивости Монгольской ЭЭС для развития промышленности Монголии (ТЭЦ-4 и ГОК)	Определены базовые уставки ПА
2000-е	Проекта SIDA, Швеция	Расчеты статической и динамической устойчивости Монгольской ЭЭС, программный продукт PSS/E.	Консалтинговый отчет, рекомендации
2008	Национальный диспетчерский центр энергетики Монголии	Расчеты статической и динамической устойчивости Монгольской центральной и западной электроэнергетической системы, программное обеспечение DAKAR.	Отчет с рекомендациями по уставкам системной автоматики и релейной защиты
2013	Специалисты Германии, по заказу «Национальной электропередающей сети» (НЭПС)	Расчет устойчивости энергосистемы Монголии, программное обеспечение «DigSilent»	Определены параметры статической и динамической устойчивости Монгольской ЭЭС для 2012 и 2020 гг. Разработаны рекомендации.
С 2016 года	Национальный диспетчерский центр энергетики Монголии	Анализ устойчивости энергосистемы Монголии в разных режимах и подсистемах, программное обеспечение «DigSilent»	Определены параметры статической и динамической

1	2	3	4
С 2020 года	Национальный диспетчерский центр энергетики Монголии	Анализ устойчивости энергосистемы Монголии, программное обеспечение «DigSilent» и «WAMS»	Определены параметры статической и динамической, сравнительные исследования

Рисунок 1.12 отражает последовательность основных этапов планирования и расчета режима работы ЭЭС, выполняемых на разных иерархических уровнях управления с учетом разных временных разрезов. Также уставки автоматики автоматически настраиваются на зимние и летние режимы работы. Энергосистема страны оснащена следующими элементами системной автоматики постоянной готовности:

1. Автоматическая частотная разгрузка (АЧР1, АЧР2).

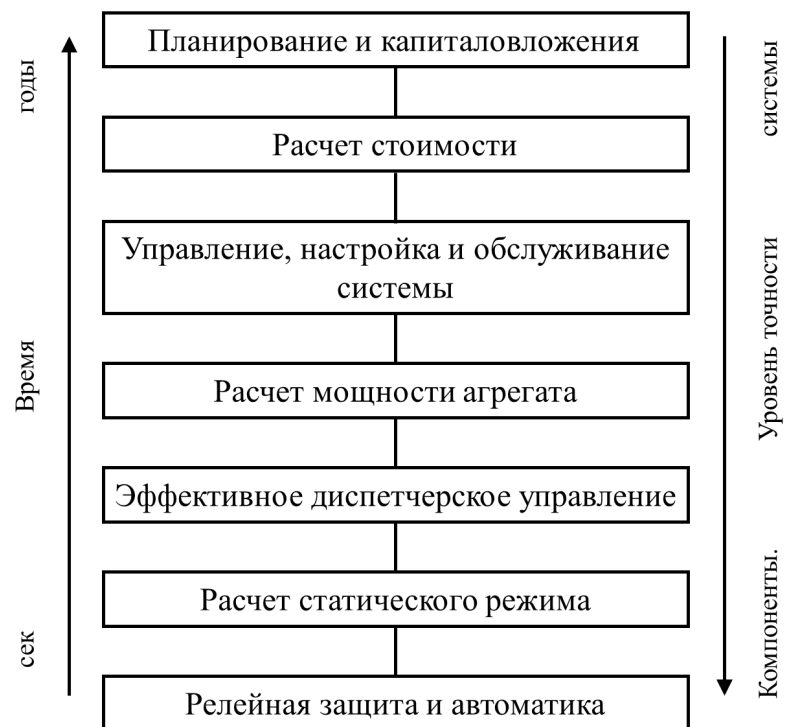


Рисунок 1.12 – Общая схема расчета и планирования режима ЭЭС

1. Автоматика выделения собственных нужд станции по частоте (ЧВА, ЧДЗ), АПАХ.
2. Частотная делительная автоматика (ЧДА).

Ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, особенно на основе возобновляемых источников энергии, расположенных на большом расстоянии 800-1000 км от Центральной электроэнергетической системы Монголии, в течение последних лет требует пересмотра структуры используемой противоаварийной автоматики, расчета новых параметров уставок. При этом важно учитывать факт того, что монгольская энергосистема работает согласованно с российской, которая задает общую рабочую частоту и тем самым обеспечивает совместную устойчивость режимов объединенной системы.

Комплекс противоаварийной автоматики включает следующие компоненты:

1. Автоматика прекращения нарушения устойчивости (АПНУ) – это устройства противоаварийной автоматики, обеспечивающие координированную работы энергосистем России и Монголии. Представляется совершенно необходимым установка такой автоматики на линии 220 кВ в Республике Бурятия, соединяющей энергосистемы двух стран, так как при остановке одного блока ТЭЦ-4 в г. Улан-Батор объединенная система может потерять устойчивость.

2. Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) и автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) для предотвращения снижения и повышения напряжения в узлах энергосистемы в послеаварийных режимах до значений, недопустимых по условиям устойчивости нагрузки и возникновения лавины напряжения. Эффект сильного изменения напряжения при небольшом изменении нагрузки, которое негативно влияет на срок службы энергетического оборудования, может возникать в электронергетической системе Монголии после подключения удаленных источников ВИЭ. Автоматика такого вида автоматически отключает и подключает шунтирующие реакторы или конденсаторы продольной компенсации не только в аварийных ситуациях, но и в суточном режиме.

3. Система мониторинга переходных режимов (СМПР), длительность которых достаточна мала (секунды). Важно, отметить что анализ динамических свойств энергосистемы возможен только при полностью синхронном измерении

параметров в различных географических точках энергосистемы. Кроме того, обеспечить достаточную точность возможно только при использовании современных спутниковых систем единого времени и волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Таким образом, традиционные системы сбора и передачи информации, имеющиеся на многих объектах, ввиду совершенно иных временных характеристик, не способны решать задачи мониторинга переходных режимов.

1.2.3. Основные показатели, характеризующие электропотребление и спрос на электроэнергию

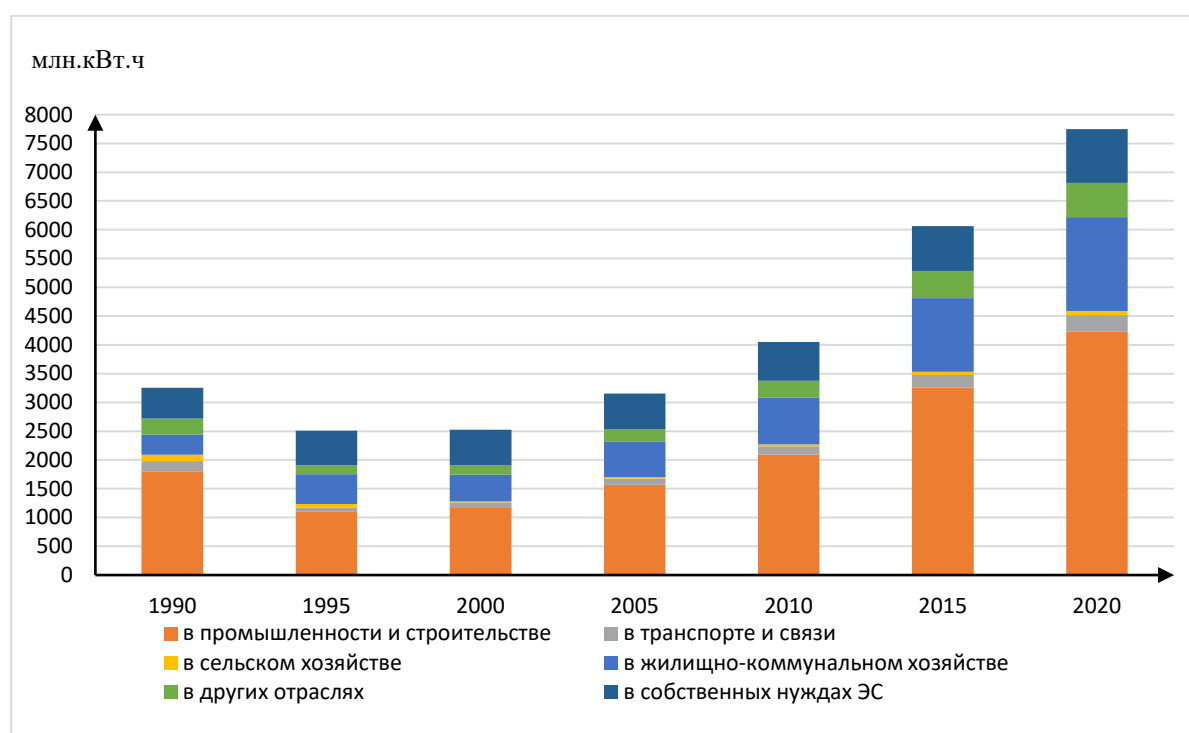
Отправной точкой для изучения динамики электропотребления может стать баланс электроэнергии в конкретные временные сроки. Таковым для Монголии являлся баланс электроэнергии, выполненный в 2004-2005 гг. по методике МАГАТЭ в научно-исследовательской корпорации «Энергия». Указанный баланс может дать ясную картину состояния электроэнергетики и экономики в момент перехода страны на рыночную экономику. Опираясь на это с учетом балансов электроэнергии за последующие годы можно провести анализ структуры электропотребления в стране.

Для учета и анализа потребления электроэнергии различными отраслями страны по данным балансов электроэнергии (Таблица 1.9) [26] были построены графики, показанные на Рисунке 1.13.

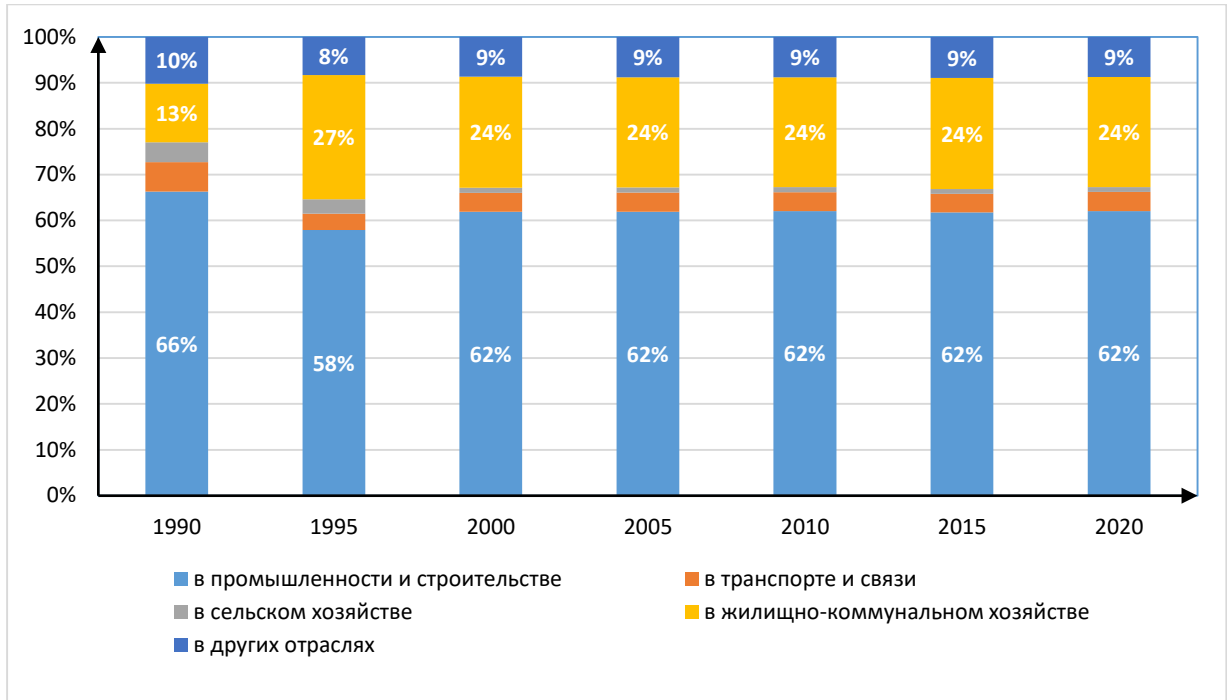
Здесь можно увидеть, что закономерное минимальное общее потребление электроэнергии соответствует постсоциалистическому периоду (1995-2000 гг.) развала народного хозяйства, когда почти полностью остановилось развитие промышленности. Если проанализировать структуру электропотребления, то, начиная с 2000 г., по сей день сохранились стабильные соотношения для всех отраслей экономики.

Таблица 1.9 – Потребление электроэнергии отраслями социально-экономической структуры страны (млн. кВт·ч)

Отрасль	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Промышленность и строительство	1803	1105	1182	1569,1	2093,8	3261,4	4230,8
Транспорт и связь	175	69	79	105,8	140,4	216,5	283,6
Сельское хозяйство	116	59	21	27,5	35,6	54,8	72,0
Жилищно-коммунальное хозяйство	349	518	463	609,3	809,7	1277,5	1634,7
Прочие	276	158	165	222,3	296,2	473,3	595,7
Энергетика (собственные нужды электростанций)	534	598	616	620,8	672,2	778,2	933,7



а)



б)

Рисунок 1.13 – Динамика потребления электроэнергии отраслями экономики Монголии (1990-2020): а) - млн. кВт·ч, б) - в процентах

Для общего представления показателей нынешнего состояния экономики и энергетики страны в Таблице 1.10 приведены данные 2018 г., так как этот год является базовым сроком расчета для всех показателей, приведенных в рассматриваемой ниже программе долгосрочного развития Монголии «Дальновидение – 2050».

Таблица 1.10 – Показатели экономики и энергетики Монголии (по состоянию на 2018 г.)

Показатели	Регион						
	Восточный	Гобийский	Алтайский	Западный	Хангайский	Центральный	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
Численность населения, тыс. чел.	222,6	202,9	263,3	275,8	681,9	1539,7	3186,2

1	2	3	4	5	6	7	8
ВВП, млн. тугр./чел.	7,8	7,0	2,6	4,4	5,98	15,2	10,2
Производство электроэнергии, кВт·ч / чел.	866,5	4805,9	388,7	233,1	699,3	3954,4	2479,4

1.2.4. Анализ существующего спроса и прогнозов на электрическую энергию и располагаемую мощность

Представлен график ежедневной электрической нагрузки на зимний период крупнейшей Центральной энергосистемы Монголии за 2021 год (Рисунок 1.14).

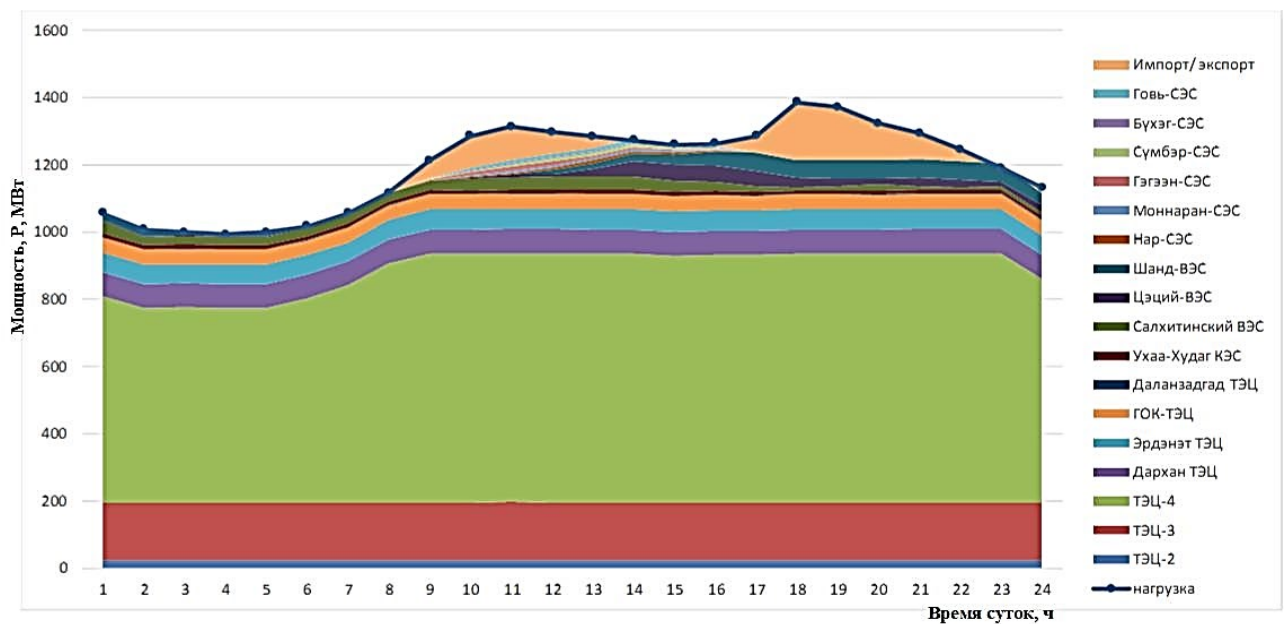


Рисунок 1.14 – График электрической нагрузки Центральной электроэнергетической системы Монголии и структура ее покрытия в период зимнего максимума (16.12.2021)

Он характеризуется выраженной неравномерностью – значительными колебаниями нагрузки между пиком в вечернее время и минимальной нагрузкой ночью. Разница в нагрузке может составлять от 300 до 350 МВт или от 22 до 25 процентов. Стоит отметить, что в условиях зимнего периода ТЭЦ неспособны

адаптировать отпускаемую мощность под минимальную и максимальную нагрузку. Это возможно делать только в условиях летнего периода, когда нет необходимости жестко следовать теплофикационному режиму с обязательной выработкой тепловой энергии, и тогда можно гибко снизить выработку электроэнергии в часы низкой нагрузки.

При этом работают в неизменном режиме ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 в г. Улан-Батор, ТЭЦ г. Дархан и ТЭЦ г. Эрдэнэт. Основная станция ТЭЦ-4, покрывающая большую часть нагрузки, испытывает колебания мощности в диапазоне 50-150 МВт.

Ветряные и солнечные электростанции, а также ГЭС работают в пиковых режимах. Из графика ежедневной нагрузки Центральной энергосистемы (см. Рисунок 1.14) видно, что в пиковые ($P_{\max} = 1387$ МВт) и минимальные ($P_{\min} = 994$ МВт) периоды ежедневное потребление электроэнергии составляет 28,7 млн. кВт·ч. В то же время собственные источники обеспечивают 1215 МВт, а оставшиеся 172 МВт поставляются извне. В часы пиковых нагрузок (утро и вечер) часть электрической энергии импортируется из России. При этом небольшое количество электроэнергии экспортируется обратно в часы низкой нагрузки.

В летние периоды минимальной нагрузки ежедневное потребление электроэнергии составляет от 12,0 до 15,0 млн. кВт·ч. Разница между вечерним пиком и ночным минимумом нагрузок составляет 150 – 190 МВт.

Летний график электрических нагрузок (см. Рисунок 1.15) характеризуется двумя практически одинаковыми пиками – утренним и вечерним. Суточный график электрической нагрузки на 03.07.2021 г., представленный на Рисунке 1.15, демонстрирует суточное электропотребление, которое составляет 14,7 млн. кВт·ч.

Его максимальное значение равно 703 МВт (P_{\max}), а минимальное составляет 494 МВт (P_{\min}), разница между ними достигает 209 МВт. В связи с недостатком мощности в часы утреннего и вечернего пика она импортируется в объеме до 61 МВт мощности, в то время как ночью, когда мощности системы избыточны, она экспортируется в пределах 28 МВт.

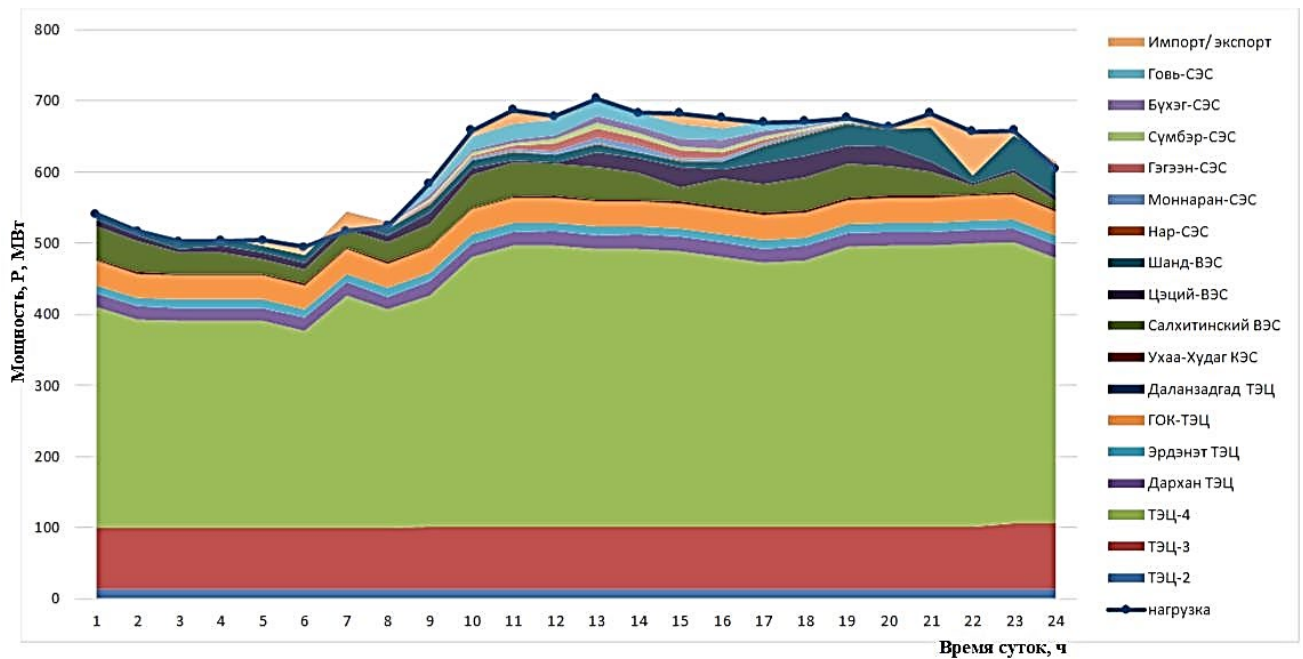


Рисунок 1.15 – График электрической нагрузки Центральной электроэнергетической системы Монголии и структура ее покрытия в летний период (03.07.2021)

Для характеристики суточного графика нагрузок используются два коэффициента: α – отношение минимальной нагрузки к максимальной; β – отношение средней нагрузки к максимальной. Для ЦЭЭС они составляют (зима/лето): $\alpha = 0,75/0,69$ и $\beta = 0,88/0,86$.

Показатель неравномерности (α) показывает величину регулируемой мощности. Если минимум существенно отличается от максимума, например, в некоторых системах коэффициент равен 0,3...0,4, то в системе непременно должны быть ГЭС или другие станции, приспособленные к пиковым нагрузкам. Показатель плотности (β) суточного графика нагрузок в различных энергосистемах меняется от 0,4 до 0,9.

Чем больше доля тяжелой промышленности, тем показатель выше. Например, в энергосистемах Центра РФ он равен примерно 0,5, а в энергосистемах Урала 0,8...0,9. В основном β показывает, как используются установленные мощности электростанций. Проблема пиковых нагрузок

появляется при увеличении доли бытового потребления и легкой промышленности с односменным производством.

Различия зимних и летних графиков электрических нагрузок обусловлены множеством факторов, таких как климатические условия, тепловые нагрузки и структура энергопотребления. Эти факторы определяют индивидуальные режимы работы для каждой теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Нередко годовые графики функционирования оборудования ТЭЦ не соответствуют установленным техническим нормам.

При этом коэффициент использования установленной мощности ТЭЦ определяется величиной тепловой нагрузки (см. Таблицу 1.11). В период летнего функционирования Центральной электроэнергетической системы (ЦЭЭС), когда теплофикационная нагрузка отсутствует, теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) переходят на конденсационный режим работы.

Таблица 1.11 – Коэффициент использования установленной мощности ТЭЦ, %

Год	2019	2020	2021
ТЭЦ-2	75,6	73,8	73,2
ТЭЦ-3	64,7	64,4	68,1
ТЭЦ-4	66,4	61,0	67,1
ДарТЭЦ	73,8	47,7	45,7
ЭрдТЭЦ	64,8	62,7	76,9
ГОК-ТЭЦ	69,1	65,1	72,3
ЧойТЭЦ	75,2	74,2	77,9

Это ограничивает их возможность поддерживать дальнейший рост электрических нагрузок из-за ухудшения вакуума в конденсаторе. Рассмотрим годовой график электрических нагрузок ЦЭЭС за 2021 год (см. Рисунок 1.16) без учета импорта. Максимальная пиковая нагрузка была зафиксирована 16 декабря и составила 1286 МВт, а значения полупиковых нагрузок колебались в диапазоне 800 - 1000 МВт при длительности такого периода порядка 4 тысяч часов ежегодно.

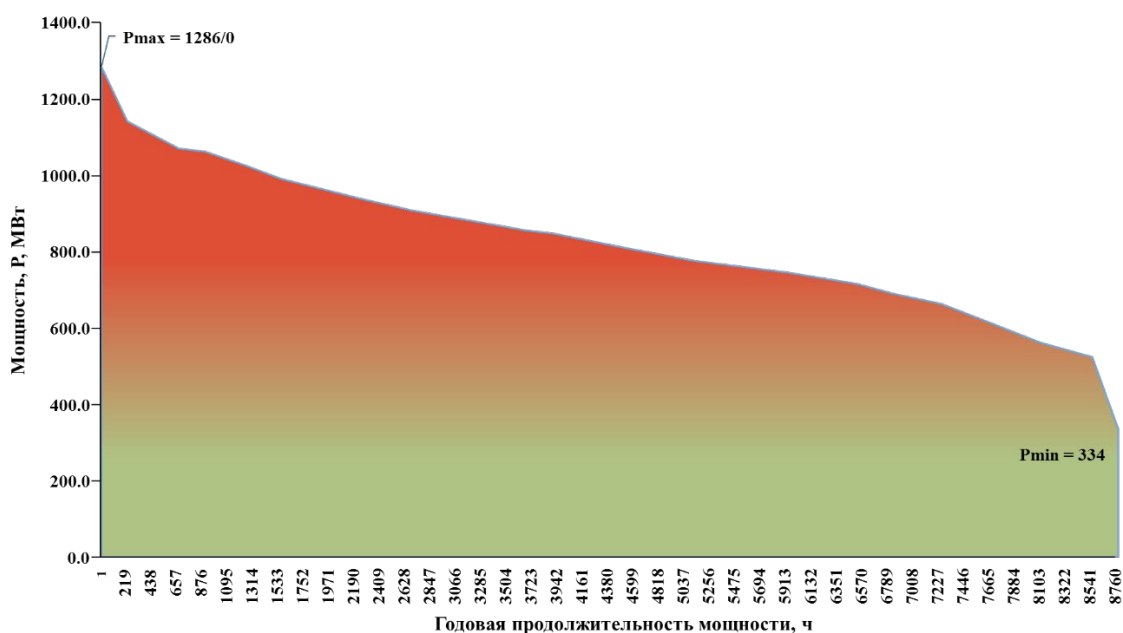


Рисунок 1.16 – График электрической нагрузки Центральной электроэнергетической системы (2021 г.)

В маневренных режимах работы ЦЭЭС с мощностью от 1000 до 1286 МВт продолжаются 1095 часов в год, при этом производится 1,2 миллиарда кВт·ч электроэнергии, что составляет 15,2% годового объема производства. В пиковый режим, который длится около 450 часов в год, генерируется всего 0,6 миллиарда кВт·ч, это не превышает 10% годового объема производства. Минимальная нагрузка была зафиксирована 3 июля и составила 334 МВт. Анализ графиков электрической нагрузки (посуточный и годовой) имеет большое значение на решения по эффективному развитию электроэнергетической системы в целом, особенно на ближайшую и среднесрочную перспективу. В настоящее время покрытие максимальных нагрузок (в пиковой и полупиковой нагрузках) в ЦЭЭС Монголии осуществляется посредством изменения режимов работы ТЭЦ-4, а также через поставки электроэнергии из России. Поэтому на характерные сезонные режимы работы этой основной ТЭЦ стоит обратить особое внимание.

Соотношение между электрической и тепловой нагрузками, отличающееся по сезонам, имеет решающее значение на текущие режимы функционирования Улан-Баторской ТЭЦ-4. Важную роль играет также фактор, какие именно турбогенераторы являются активными, и то, как часто происходит остановка или

переключение между ними. Высокая вариативность при изменении режимов турбогенераторов отрицательно влияют на эффективность, надежность и ресурс работы котлов и другого основного оборудования.

Рисунок 1.17 представляет ключевые сезонные различия между средней почасовой электрической нагрузкой Улан-Баторской ТЭЦ-4.

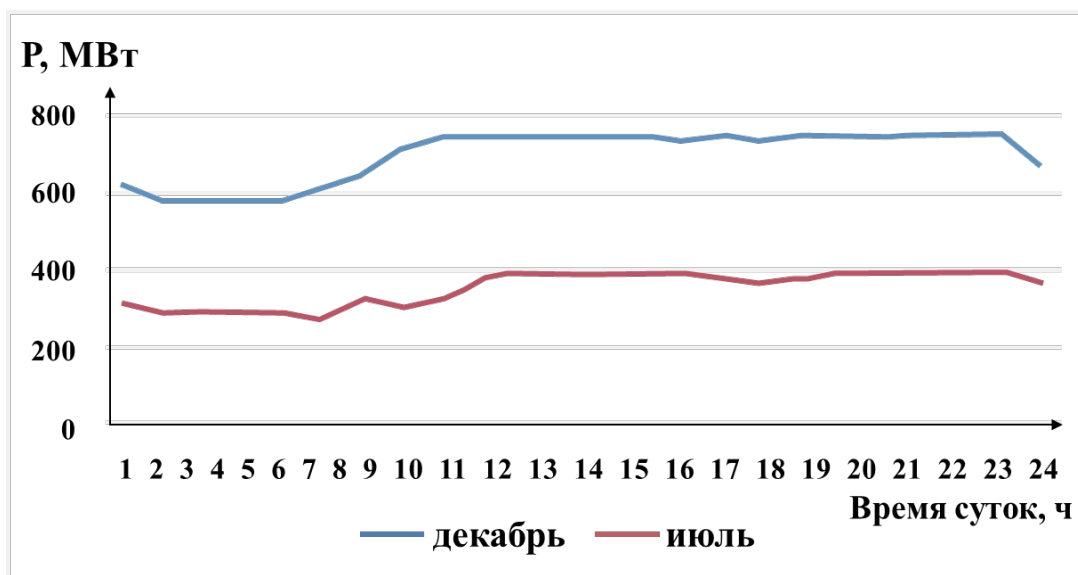


Рисунок 1.17 – Усредненные суточные графики электрической нагрузки ТЭЦ-4 г. Улан-Батор в летний (красный) и зимний (синий) периоды.

Причем 65% – ее базовая нагрузка в ЦЭЭС Монголии, а остаток используется для покрытия максимумов – пиковых и полупиковых нагрузок системы. Поэтому представляется целесообразным использовать вновь вводимые мощности генерации по большей части для покрытия пиков и полупиков. Это предъявляет к новым мощностям определенные требования, такие как гибкость и маневренность. В этой связи необходимо внедрение дополнительных гибких конденсационных электростанций на угольных разрезах или других источников, которые могут эффективно справляться с пиковой нагрузкой. Для обеспечения интересов энергетических источников при участии в покрытии пиковой нагрузки могут быть введены стимулирующие меры, такие как система тарифов.

Представленные факты в большей степени относятся к самой крупной Центральной электроэнергетической системы (ЦЭЭС) Монголии, которая

обеспечивает потребности более двух третей территории от всей страны. При этом мощность пиковой нагрузки в ЦЭЭС продолжает увеличиваться. По итогам 2021 года она составила почти 1,4 ГВт, а разница нагрузки в течение суток может достигать значений 0,35 ГВт. Подобные нагрузки невозможно компенсировать поставками электроэнергии из России. В результате остро стоит проблема обеспечения надежности энергоснабжения через создание необходимого резерва мощности в ближнесрочной перспективе.

Для решения необходимо разработать инструменты инвестиционного планирования и мер стимулирования для развития новых генерирующих мощностей, специально ориентированных на обеспечение максимальных пиковых и полпиковых нагрузок. Для этого можно использовать существующий успешный опыт Монголии в стимулировании строительства источников на основе ВИЭ, которое набрало большие обороты в последние годы (например, к 2021 году введено более 0,25 ГВт источников ветровой и солнечной генерации электроэнергии) в том числе и благодаря целевым программным документам [27].

В настоящее время прогнозы электропотребления, существующие в стране, сделаны при разработках среднесрочного (до 2023 г.) [28] и долгосрочного развития энергетики (до 2030 г.) [12], а также перспективного направления развития экономики Монголии «Алсын хараа (Дальновидение) – 2050» [29], которые разрабатывались в разные временные периоды с использованием различных источников информации и, помимо этого, разных методик обработки исходных данных. В них отражены отличающиеся между собою представления того времени о развитии экономики и энергетики.

Прогноз роста потребления электроэнергии до 2030 года представлен в Таблице 1.12 и на Рисунке 1.18 с учетом трех основных сценариев. Предполагаемый годовой прирост составляет в среднем 15-20%, это означает, что к концу рассматриваемого периода потребление увеличится в 3,5 – 4,6 раза. Эти прогнозы были сделаны в 2015 году в рамках разработки государственной энергетической политики на период до 2030 года.

Таблица 1.12 – Потребление электроэнергии на человека (10^3 кВт·ч/чел.)

Годы	Сценарий		
	Низкий	Средний	Высокий
2012	1,739	1,739	1,739
2015	2,269	2,272	2,503
2020	3,914	4,232	5,015
2025	4,994	5,408	6,425
2030	6,172	6,692	7,959

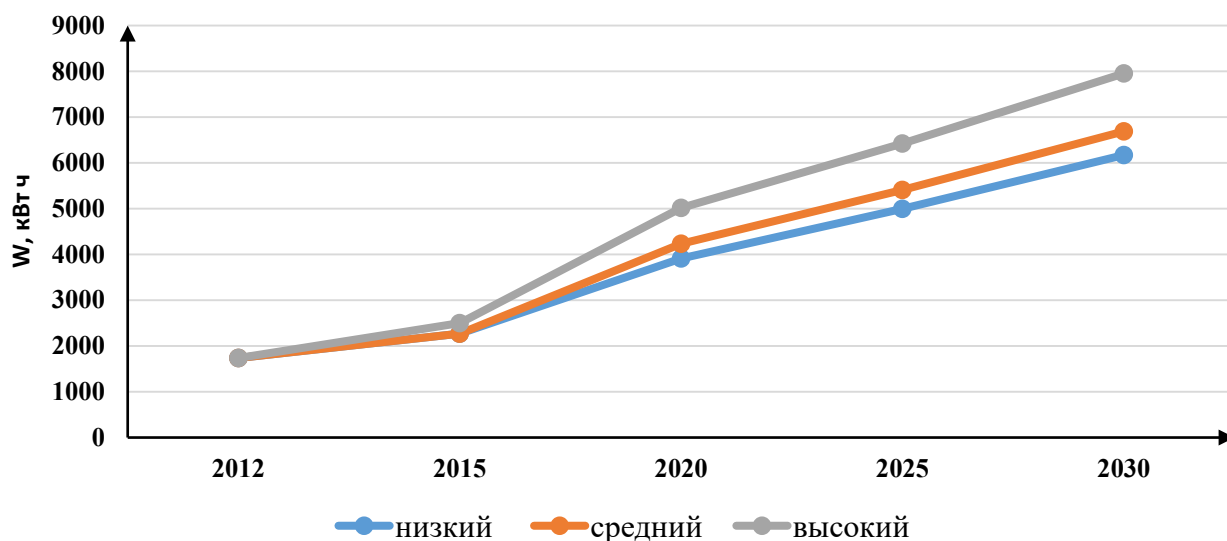


Рисунок 1.18 – Сценарии роста потребления электроэнергии на человека (кВт·ч)

На Рисунке 1.19 приведены прогнозы потребления электроэнергии, которые получены в результате инициативного проекта, профинансированного Азиатским банком развития [30]. Проект выполнен совместным коллективом зарубежной экспертной и монгольской консультативной компаниями в рамках проекта «Разработка обновленного генерального плана развития энергетики Монголии» (шифр: ТТ №7619-MON). Здесь прогнозы электропотребления были разработаны также для трех сценариев, соответствующих низкому, среднему и высокому темпам роста развития экономики страны с учетом энергопотребления крупных горных предприятий (ГП) Оюутолгойского медно-молибденового (ОТ)² и угольного месторождения (ТТ), и без учета энергопотребления этих предприятий (Рисунок 1.19) также на период до 2030 г.

²ОТ является горным предприятием с иностранными инвестициями.

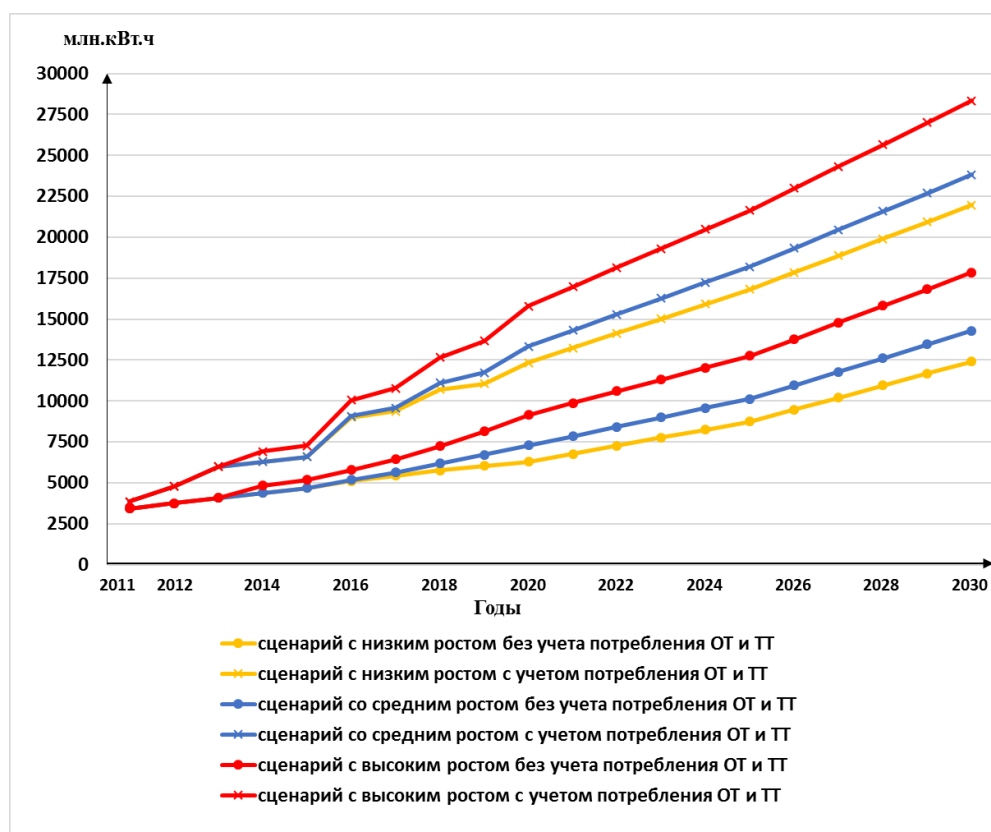


Рисунок 1.19 – Сценарии среднесрочного прогноза электропотребления

Из Рисунка видно, что с 2020 года потребление электроэнергии только ОТ и ТТ составляет 60-70% от общего потребления электроэнергии Монголии. Здесь нужно отметить, что в 2015 году Тавантолгойское угольное месторождение и его предприятия углеобогащения работали по договору между государственными компаниями двух стран только на экспорт угля в КНР по предварительно согласованной цене и добыча угля достигала высокого уровня. В то время экспорт монгольского коксующегося угля занимал более 90%, а в китайском импорте коксующегося угля он составлял 45% [31].

Таким образом, объем потребления электроэнергии ТТ целиком и полностью зависит от количества экспортируемого угля, поэтому его учет в прогнозировании на длительный и даже на средний сроки являются затруднительными.

На Рисунке 1.20 показаны фактические изменения доли электропотребления этих крупных потребителей электроэнергии за прошедшие годы в общем энергопотреблении страны и его предполагаемая динамика до 2030 г.

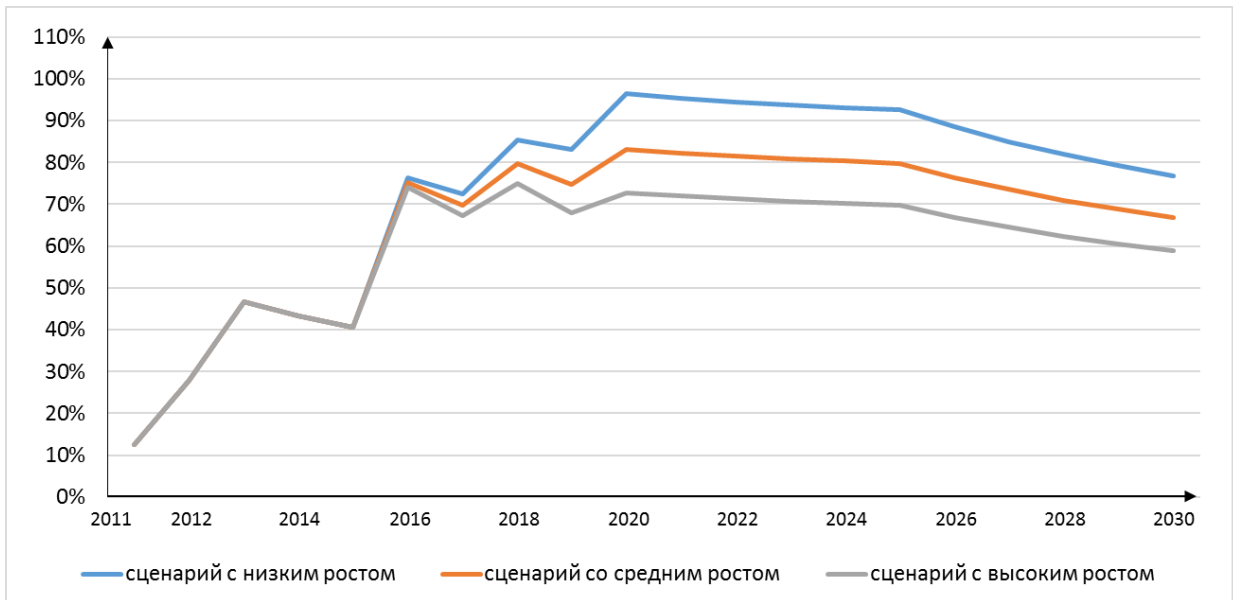


Рисунок 1.20 – Тенденция изменения электропотребления ОТ и ТТ по отношению к общему объему внутреннего потребления электроэнергии Монголии

Можно увидеть, что суммарное среднее потребление электроэнергии ОТ и ТТ, взятое по показателям импорта в 2016 г., равнялось 1097,76 млн. кВт·ч, что составляло более 74% энергопотребления страны, и в дальнейшем оно имело тенденцию увеличения, достигая в 2020 г. своего максимального значения (96%) а в последующем периоде несколько уменьшилось за счет роста внутреннего потребления Монголии. Однако общий объем электропотребления ОТ и ТТ все время растет (Таблица 1.13). При высоком сценарии в дальнейшем объем электропотребления не превосходит 70%, при низком сценарии превосходит даже 90% и только начиная с 2025 г. наблюдается понижение примерно на 10%.

Таблица 1.13 – Объем потребления электроэнергии ОТ и ТТ (млн. кВт·ч)

ГП	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ОТ	27,0	760,5	987,7	1090,0	1095,6	1130,7	1241,8	1312,3	1361,4
ТТ	-	-	0,72	2,32	2,16	2,52	2,97	4,13	4,39
Всего	27,0	760,5	988,42	1092,32	1097,76	1133,22	1244,77	1316,43	1365,79

1.2.5. Предположения по развитию энергоисточников с учетом импорта электроэнергии

Стабильное и устойчивое развитие Монголии является ключевой целью государственной стратегии, которая, в первую очередь, предусматривает увеличение доли возобновляемых источников энергии в общей генерирующей мощности до 30% к концу текущего десятилетия в целях сокращения выбросов CO₂ [12]. В настоящее время наиболее практичными и широко внедряемыми источниками возобновляемой энергии в Монголии являются ветровые и солнечные электростанции на фотоэлементах. На данный момент выработка электроэнергии на ветровых и солнечных электростанциях составляет 563,0 миллиона киловатт-часов. Однако, из-за действующих ограничений на производство электроэнергии с использованием этих источников, они в 2021 году обеспечили всего 7,1% от общего объема производства электроэнергии.

С 1991 года встал вопрос о возможном строительстве гидроэлектростанции (ГЭС) на реке Селенге и ее притоке – реке Эгийн-Гол. Этот вопрос многократно обсуждался на различных уровнях во время переговоров между Монголией и Россией. Однако пока не удается достичь консенсуса, поскольку имеются разногласия относительно потенциального негативного воздействия таких ГЭС на экосистему озера Байкал. Проектная мощность ГЭС на р. Эгийн-Гол - это 0,315 ГВт. Даже при ее вводе проблема энергодефицита в ЦЭЭС Монголии не будет решена полностью, хотя можно прогнозировать положительный эффект на режимы функционирования энергосистемы особенно при покрытии пиковых и полупиковых нагрузок.

За десять лет, предшествующие 2021 году, объем произведенной электроэнергии вырос в 1,64 раза, причем темпы роста генерации от собственных энергоисточников – 10 процентов в год. Такие явно недостаточные темпы роста связаны с низкой установленной мощностью собственных энергоисточников, чем это предусматривалось в прогнозе спроса и предложения мощностей на период с 2010 по 2025 год.

Согласно этому прогнозу, к 2017 году дефицит генерирующей мощности должен был быть устранен, однако этого не произошло из-за задержки ввода в эксплуатацию генерирующей мощности, предназначенной для обеспечения электроэнергией горного предприятия Оюутолгой.

Горное предприятие "Оюу-Толгой" является крупнейшим месторождением меди и золота в мире, расположенным на юге Гоби в Монголии и открытым в 1983 году. Эксплуатационные запасы оцениваются на 60 лет. В рамках договора с зарубежными компаниями Рио Тинто и Айвенхоу Майнз, подписанного в 2009 году, начиная с 2013 года "Оюу-Толгой" начало поставку медного концентрата, а с 2018 года — золота на международный рынок. По договору [32] инвесторы должны были перейти на электроснабжение собственного энергоисточника Монголии с 01.07.2017 г. Однако "Оюу-Толгой" до сих пор продолжает импортировать электроэнергию из Китая, несмотря на растущее потребление электроэнергии.

В настоящей ситуации для временного решения проблемы обеспечения ЦЭЭС достаточным объемом генерирующей мощности необходимо строительство маневренных гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и конденсационных электростанций (КЭС) мощностью не менее 200 МВт. Такие станции могут покрыть пиковые и полупиковые максимумы нагрузок энергетической системы Монголии. Кроме того, технически необходимо усилить электрическую связь с энергосистемой России, так как существующая структура генерирующей мощности энергосистемы, состоящая в основном из крупных теплофикационных источников, не обеспечивает возможность оперативной загрузки этих источников, имеющих в качестве основного оборудования энергоблока большой мощности. В связи с этим, вопрос импорта электроэнергии из России остается ключевым для ЦЭЭС и других энергосистем, таких как западная ЭЭС Монголии.

Рисунок 1.21 показывает динамику трансграничных обменов электроэнергией между РФ и Монголией за последнее десятилетие.

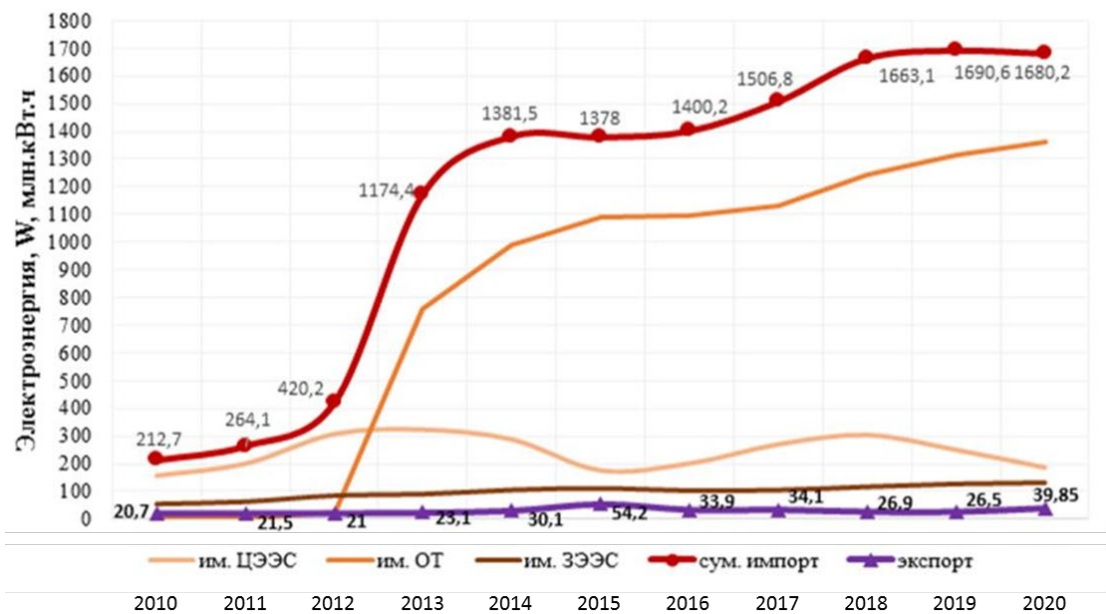


Рисунок 1.21 – Тенденция изменений импорта и экспорта электроэнергии Монголии

Рост импорта сохраняется, хотя и замедлился в последние годы в связи с увеличением внутренней генерирующей мощности в стране. Различные проекты по возведению конденсационных электростанций на крупных угольных разрезах предлагают энергетические компании. Однако ни один из этих предложенных проектов до сих пор не был запущен в работу, главным образом из-за нехватки финансирования.

В настоящее время строительство крупных конденсационных мощностей, представляется нецелесообразным. Это объясняется несколькими причинами, во-первых, конечные потребители не готовы принимать от них значительные объемы электрической энергии. Во-вторых, графики тепловой нагрузки, по которым работают в энергетической системе существующие электростанции, существенно зависят от сезонных (зима-лето) условий климата, и, как следствие, часто не совпадают с режимами новых проектируемых больших конденсационных электростанций. Ярким примером служит проект строительства двухблочной Баганурской КЭС суммарной мощностью 700 МВт.

Сравнительный анализ импортируемых и экспортируемых объемов электрической энергии в зимний и летний периоды (Рисунок 1.22) показывает, что летом значительно возрастает необходимость в импортной электроэнергии, так как снижается выработка электрической энергии на ТЭЦ из-за малой отопительной нагрузки. Один из возможных путей преодоления этой проблемы состоит в вводе новых мощных аккумулирующих электростанций, таких как ГАЭС, что сможет повысить маневренность энергосистемы.

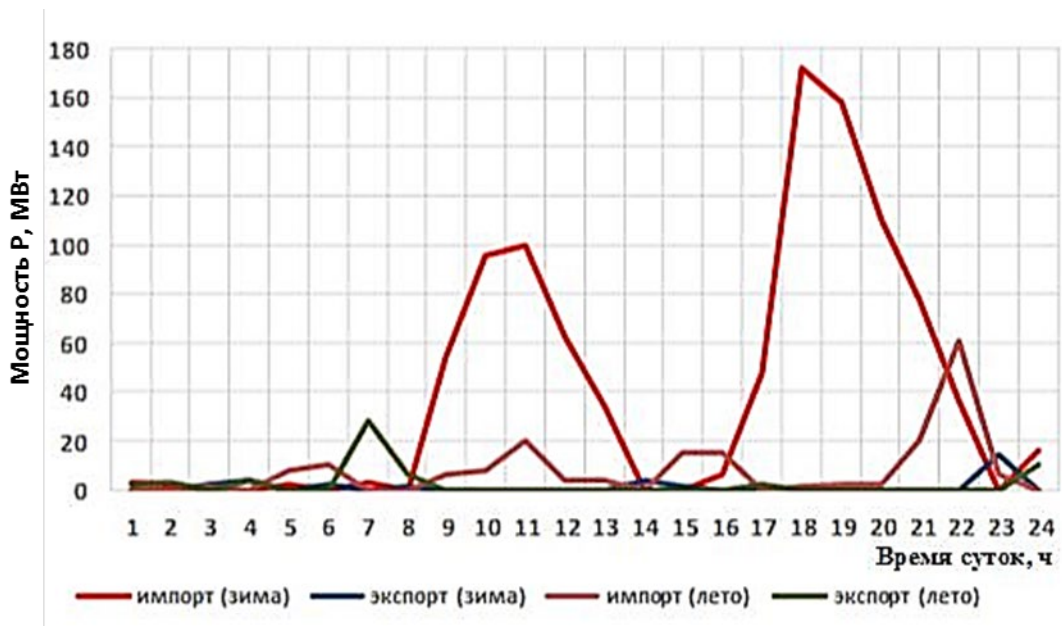


Рисунок 1.22 – Суточные графики экспорта и импорта электроэнергии ЦЭЭС

1.3. Роль и значение энергетики в экономике Монголии и проблемные вопросы ее развития

Из изложенного в предыдущих пунктах следует, что в настоящее время энергетическая сфера Монголии находится в сложном состоянии по обеспечению растущих потребностей в электроэнергии внутренних потребителей. Основная причина такого положения дел – это развитие промышленных горнодобывающих предприятий, дальнейший процесс урбанизации имеющих

Это в основном связано с недостаточностью новых генерирующих мощностей электростанций по сравнению с увеличением электрической нагрузки

в некоторых регионах в связи с развитием горнодобывающих и энергоемких производств, а также увеличением численности населения и его концентрации в крупных городах в период перехода к рыночной экономике.

Это вызывает неотложные задачи для развития энергетики, включая создание Единой электроэнергетической системы, охватывающей всю территорию страны, интеграцию региональных сетей и расширение связей с энергосистемами соседних стран, а также участие в межгосударственном энергетическом сотрудничестве со странами Северо-Восточной Азии. Эти задачи требуют не только политических и международных соглашений, но и технических решений для развития и модернизации энергетической отрасли страны, что подчеркивает необходимость научного обоснования и методологии, учитывающих специфику Монголии.

Энергетика, включая электроэнергетику, является ключевым фактором для дальнейшего развития экономики и социальной сферы Монголии и создает основу для международного сотрудничества с Россией, Китаем и другими странами региона, а также для интеграции в энергетическое и экономическое пространство Северо-Восточной Азии и Азиатско-Тихоокеанского региона.

Что касается развития электроэнергетики, то на данный момент установленная мощность всех источников энергии составляет 1,54 ГВт. При этом доля распределенной генерации от возобновляемых источников энергии составляет 0,27 ГВт. В стране широко используются малые солнечные и ветровые электростанции с общей мощностью около 18 МВт. В 2021 году потребление электроэнергии достигло 9,8 млрд кВт·ч., однако при текущей тенденции роста потребления, составляющем около 5% ежегодно, возникает дефицит мощности. Данная нехватка компенсируется импортом в объеме 1,86 млрд кВт·ч в 2021 году.

На сегодня в Монголии подушевое потребление электроэнергии составляет 2740 кВт·ч/чел. А по прогнозу оно должно было находиться на значительно более высоком уровне, превышая 4000 кВт·ч/чел (см. Рисунок 1.18). Это, прежде всего, связано с тем, что за последние 30 лет не были введены новые крупные генерирующие мощности, как предполагалось ранее.

В результате урбанизации 70% населения сосредоточено в городах Улан-Батор, Эрдэнэт и Дархан, что приводит к значительному увеличению потребления электроэнергии в центральных районах страны. Это в свою очередь снижает надежность крупнейшей из пяти существующих электростанций, Центральной электроэнергетической системы (ЦЭЭС), и создает дефицит электроэнергии, что влияет на безопасность энергетической сети Монголии в целом.

Это также привело к ослаблению и потере ведущей роли энергетики в экономике страны, которую она имела в период социализма. Сейчас энергетика приравнивается по значимости к другим отраслям, потребляющим энергию. Однако для успешной реализации концептуальных задач, поставленных в директивных документах по развитию социально-экономической сферы, в том числе и в энергетике, необходимо существенно увеличить мощности электростанций и расширить сетевую инфраструктуру Монголии в ближайшие годы.

Только таким образом энергетика сможет занять передовую позицию в экономике и сыграть ключевую роль в развитии социально-экономических и производственных сфер страны. Это также позволит реализовать стратегические задачи, содержащиеся в документах по развитию экономики до 2050 года, и стать полноправным участником региональных энергетических рынков и рынков сырья. Для этого необходимо провести исследование и разработать концепцию развития энергетики, основанную на системном подходе, учитывая ее стратегическое значение, и использовать научно обоснованные методы для ускорения темпов развития этой отрасли.

Законодательная основа и правовая сфера функционирования и расширения деятельности, связанные с использованием всех видов энергии и работой энергопредприятий в стране, полностью созданы и отражены в «Законе об энергетике» (2001); «Законе о возобновляемой энергии» (2007); «Законе о ядерной энергии» (2009); «Законе об энергосбережении» (2015); «Законе об инвестициях» (2013); «Законе о концессии» (2010); «Законе о компании» (2011) и в документах, привязанных к «Политике правительства в области энергетики 2015-2030 гг.»

(2015). Нормативные акты, разработанные соответствующими агентствами и ведомствами с участием общественности и заинтересованных сторон, должным образом приняты и в настоящее время действуют на территории страны.

Эти законы и законодательные акты обеспечивают правовую основу преобразования энергетики из сектора с централизованным управлением и планированием в сектор рыночной экономики, санкционируют создание независимого органа регулирования энергетики и определяют полномочия и ответственность основных учреждений, участвующих в руководстве энергетическим сектором и его функционировании. Кроме того, закон Монголии «О возобновляемой энергии» предусматривает регулирование отношений в области производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии. С утверждением настоящего закона понятие «зеленой энергии» в полном смысле вошло в энергетический сектор, введены в эксплуатацию множество СЭС и ВЭС со сравнительно большой мощностью (50 и более МВт).

Стратегия, цели и задачи развития энергетического сектора страны также отражены в программных документах «Политика стабильного развития Монголии» и «Долгосрочная политика развития Монголии (Дальновидение-2050)».

Вызовы современности, которые сегодня стоят перед энергетикой Монголии, достаточно сложны и многообразны. Проведенный некоторыми исследователями анализ энергохозяйства страны показал, что монгольская энергетика по отдельным критериям безопасности уже находится в предкризисном состоянии [34].

Для дальнейшего развития энергетики и своевременного осуществления поставленных в Программных документах директивных показателей и для достижения основной цели и выполнения первостепенных задач, в первую очередь необходимо провести научные исследования, направленные на выявление концептуальных основ поэтапного преобразования электроэнергетических систем с учетом распределения первичных

энергоресурсов и размещения основных производительных сил страны и механизмов их реализации. Такие исследования должны проводиться на базе системного подхода с использованием методов системного анализа [35, 36]. Последние годы такого рода исследования национальной энергетики проводились в России и ряде зарубежных стран [37]. Переход от плановой экономики к рыночной никоим образом не исключает необходимость государственного регулирования, особенно в таких важных отраслях, как энергетика. Начиная с 90-х годов прошлого века на начальной стадии проведения рыночных реформ, а также впоследствии в условиях экономического кризиса работа по стратегическому планированию развития энергетики была крайне ослаблена. Это подробно рассмотрено в работах [38-41]. Однако, в 2010-х годах и в последующие годы на высшем уровне власти начали понимать необходимость разработки программных документов по развитию основных отраслей экономики, в том числе энергетики, для чего требуются научно-обоснованные механизмы их реализации. Механизмы могут быть разделены на институциональные, экономические и инновационно-технические. Институциональные механизмы включают в себя систему нормативно-правовых и распределительных актов, программные документы органов государственного и исполнительного управления в области функционирования компаний, заинтересованных и участвующих в добыче, производстве, передаче и использовании энергоносителей и энергетических ресурсов. Как было изложено ранее, на современном этапе можно считать, что при создании законодательной базы и формировании правовой среды энергетики эти механизмы в основном разработаны, приняты и уже действуют.

К экономическим механизмам относятся налоговое регулирование, бюджетная и таможенная политика, тарифно-ценовая политика, техническая и лицензионная политика, в принципе, и инвестиционная политика. На современном этапе можно выделить инвестиционную политику, так как в монгольской энергетике она занимает особое место, и необходимо расширить ее

технико-технологическое содержание, позволяющее обеспечить развитие энергетической отрасли страны в нужном направлении.

И, наконец, обязательно требуется комплекс взаимосвязанных мер по созданию структуры, обеспечивающей интеллектуальное оперативное и технологическое управление Единой электроэнергетической системой, отвечающей всем требованиям современности. Таким образом, вопросы создания ЕЭЭС Монголии, способной выйти на уровень СВА, являются проблематичными и масштабными по составу мероприятий и по срокам их реализации, требующими разработки научно-обоснованной методики исследования, методов ее реализации и содержащими несколько уровней иерархии. Масштабность вопросов создания ЕЭЭС выражается в укреплении и дальнейшем развитии ныне существующих региональных ЭЭС, как ее будущих составных частей, путем усиления межсистемных электрических связей, по возможности внедрения распределенной генерации и рационализации ее территориального формирования с учетом развития региональных производительных сил. Что касается сроков создания ЕЭЭС, то требуется выделить несколько этапов развития в зависимости от числа ее иерархических уровней, где каждый уровень иерархии имеет свои задачи. Среди внутренних факторов (см. Рисунок 1.23) основное влияние оказывают неопределенность в прогнозе электропотребления страны, которая сильно зависит от непредвиденных вводов и выводов производственных мощностей; жесткая тарифная политика, проводимая правительством в социальной сфере; большая неравномерность суточных графиков электрических нагрузок зимой и летом для некоторых контингентов потребителей, их значительные отличия; чрезмерная задержка и частое прекращение предложенных инвестиционных проектов по строительству базисных энергоисточников частными компаниями при угольных разрезах, находящихся в их собственности и собственности иностранных инвесторов; а также непоследовательность и непреемственность решений, принимаемых правительством и ведомствами в энергетической и иных сферах экономики.



Рисунок 1.23 – Классификация факторов, оказывающих существенное влияние на развитие энергетики Монголии

Обоснование и развитие энергетической отрасли Монголии были тесно связаны с зарубежным техническим партнерством, кадровой политикой и капиталовложениями, преобладающая часть которых приходилась на внешнеэкономическую связь с СССР. Поэтому энергетическая отрасль Монголии изначально была основана на советских энергетических технологиях и энергооборудовании.

В свое время отечественные энергетические специалисты, преимущественно, были подготовлены в вузах и техникумах СССР. Лишь единичные объекты были построены в рамках экономического сотрудничества с КНР (ТЭЦ-2 г. Улан-Батор, ТЭЦ в г. Сухэ-Батор и ГЭС в Хархорине). С 1960-х годов, когда МНР вошла в состав Совета экономической взаимопомощи (СЭВ) социалистических стран, постепенно расширилось экономическое сотрудничество со странами-членами этого сообщества. Внешние экономические связи с другими капиталистическими странами ограничивались лишь отраслями легкой промышленности и торговли.

В результате преобразований, которые произошли в 1990-е годы, внешнеэкономические связи Монголии существенно расширились и наступил период открытого сотрудничества во всех сферах жизнедеятельности страны. Такой процесс вызвал интерес не только самой Монголии, но и других стран

Азиатско-тихоокеанского региона (АТР) и всего мира. При пересечении взаимных интересов сторон с этого времени значительно расширились экономические, культурные и политические взаимоотношения. Этому еще в определенной степени способствовали распад СССР и политические перемены в странах Восточной Европы. Сильно увеличилось всестороннее экономическое и торговое сотрудничество с КНР. Таким переменам также способствовали геополитические интересы стран СВА и других стран, в том числе США.

Монголия, практически не имеющая собственной базовой промышленности, вынуждена была обращаться к внешней поддержке при вступлении в рыночную экономику. Наша страна полностью импортирует основные наименования стратегических товаров и товаров широкого потребления, таких как переработанные энергоносители (нефтепродукты), энергетическое и другое оборудование, все технические и потребительские товары, готовые строительные материалы и изделия, и многие виды продовольственных товаров. Взамен Монголия экспортирует животноводческие виды сырья, продукцию легкой, горно-добывающей и горно-обогатительной промышленности (шерсть, шерстяные изделия, необработанные кожи, уголь, сырая нефть, медно-молибденовые концентраты, катодная медь, железная руда и некоторые благородные металлы).

Географическое положение Монголии, а также обширная территория и богатые природные ресурсы делают ее важным игроком на мировой арене и в регионе Северо-Восточной Азии. Развитие монгольской энергетики может иметь положительное воздействие на стабильность и интеграцию энергетических систем в регионе Северо-Восточной Азии. Кроме того, уникальные природные экосистемы Монголии оказывают значительное влияние на экологическую обстановку в Центральной Азии и в соседних регионах.

В рамках настоящего диссертационного исследования в первую очередь был поднят вопрос о развитии взаимовыгодного сотрудничества в сферах ТЭК и генерации электроэнергии. Развитие энергетики Монголии необходимо рассматривать в контексте внешних вызовов и изменяющейся внутренней

ситуации. Влияние на развитие энергетической сферы Монголии можно разделить на внешние и внутренние факторы (см. Рисунок 1.23) [42].

Среди внешних факторов следует отметить глобальные мировые тенденции в развитии энергетики, энергетические стратегии соседних стран, объемы импорта/экспорта электроэнергии. Эти факторы могут значительно повлиять на состояние энергетической отрасли и функционирование энергосистем Монголии. Внешнеэкономическая политика России в рамках Азиатско-Тихоокеанского региона, известная как "Восточный вектор энергетической стратегии России", может оказать как положительное, так и отрицательное воздействие на международные интересы Монголии в этом стратегически важном регионе.

Активизация политики России на восточном направлении, рост значимости Азиатско-Тихоокеанского региона в целом могут оказать положительное воздействие. Однако негативными факторами могут стать столкновение интересов Монголии и России в экономическом и энергетическом пространстве Азиатско-Тихоокеанского региона, а также реакции других стран, в первую очередь Китая.

Что касается КНР, в директивном документе по дальнейшему развитию страны намечено увеличение импорта энергоносителей из сопредельных стран (Монголия, Россия, Казакстан). Здесь предусмотрены увеличение импорта электроэнергии из Монголии от 8,0 ГВт (2025 г.) до 24,0 ГВт (2050 г.). Из РФ соответственно от 0,75 до 16,75 ГВт [14].

На развитие ТЭК Монголии оказывает сильное, практически решающее, значение внешнеэкономическая политика КНР и ее потребности в ТЭР. Китай имеет повышенный интерес к импорту наиболее дешевой электроэнергии с рынков Азии. Это является благоприятным внешним вызовом для Монголии и, в связи с этим, появляется необходимость строительства нескольких экологически чистых теплоэлектростанций (ЭЧТЭС) [44] в ближайшем будущем. Наряду с высоким потреблением электроэнергии КНР является крупным потребителем коксующегося и энергетического угля. Основными экспортёрами угля в Китай являются Австралия, Индонезия, Россия и некоторые страны Ближнего Востока. Например, в 2020 г. 29,4 млн. т. угля поставила Россия, что составляло 15%

китайского импорта. Следует обратить внимание на российские Сибирь и Дальний Восток, которые располагают огромными неосвоенными сырьевыми и энергетическими ресурсами. Россия, имеющая высокий экономический потенциал и развитую транспортную инфраструктуру впредь может стать главным соперником в монгольском экспорте угля в США. Поставка угля на китайский рынок резко увеличилась с 2008 г. (см. Рисунок 1.24). В настоящее время монгольский экспорт занимает более 10% в китайском импорте угля. Например, в 2020 г. он составил 25,1 млн. т.

На графике (см. Рисунок 1.24) отмечено резкое увеличение, на 50-300%, добычи угля в стране, сопровождающееся стабильным производством электрической и тепловой энергии, что свидетельствует о значительном влиянии экспорта.

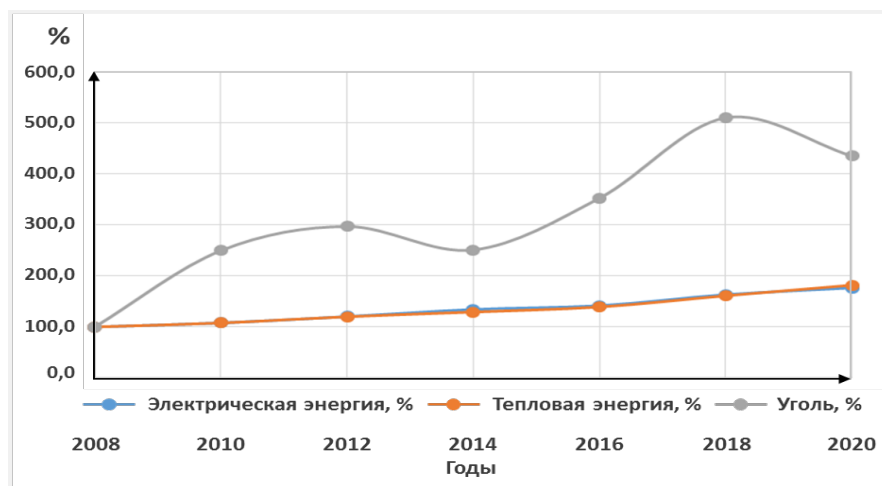


Рисунок 1.24 – Динамика добычи угля в Монголии и растущее производство электро- и теплоэнергии

В настоящее время удельный вес угольной энергетики в Китае преобладает над всеми другими видами, и на ней производится 67% электроэнергии. Тем не менее, в Китае начали политику резкого сокращения производства электроэнергии на тепловых электрических станциях, работающих на угле, под девизом «зеленого перехода», в результате которого поставлена цель достичь углеродной нейтральности в энергетике и решить проблему снижения выбросов

CO₂ и других парниковых газов к 2060 г. По последним данным в результате сокращения производства электроэнергии на тепловых электрических станциях, работающих на угле, наступило некоторое «кризисное состояние» в энергетической сфере и промышленности из-за возникшего дефицита электроэнергии в отдельных провинциях страны. Но руководство КНР считает, что такая обстановка является временной и в скором времени наладится тем или иным способом, не слишком отразившись на объеме китайского импорта угля.

Газовая политика стран СВА также может оказать определенное влияние на энергетический сектор Монголии. Наиболее весомым фактором здесь является трубопроводная система доставки сибирского природного газа через территорию Монголии в северные районы Китая (см. Рисунок 1.25) в рамках российской программы «Сила Сибири-2».



Рисунок 1.25 – Схема монгольского участка газопровода «РФ-Монголия-Китай»

Строительство и эксплуатация газопровода может играть весомую роль в развитии ТЭК Монголии, обеспечивая прямой доступ российского газа к монгольским потребителям, расположенным в зоне прохождения трассы. В будущем может появиться возможность использования природного газа в энергетических источниках и тем самым решить проблему загрязнения городской среды. Монгольские и российские специалисты провели оценку потребления природного газа в зоне прохождения газопровода «Россия-Китай»

(см. Рисунок 1.25) и получили предварительный результат в объеме 2,7–2,8 млрд. м³ в год [45]. Предполагается, что в будущем будет возможен импорт в Монголию трубопроводного газа по отводу от транзитного газопровода «Россия – Китай» [46].

В качестве наиболее весомого внешнего вызова можно назвать создание Энергетического объединения стран СВА в виде межстрановой электроэнергетической сети «Asian Super Grid», которая будет состоять из кольцевых линий электропередачи: континентального энергокольца, кольца Японского моря и объединяющего их большого Восточно-Азиатского энергокольца (см. Рисунок 1.26).

Инициаторами этого проекта являются Россия, имеющая возможность поставить электроэнергию в страны СВА, Япония, у которой возрастает интерес к получению электроэнергии извне, и Республика Корея, которая хоть и располагает мощной энергетической базой, но также заинтересована в импорте электроэнергии.



Источник: (KERI, ESI) N.Voropaï, S.Podkovalnikov. APERC Annual Conference, Tokyo, February 26-27, 2013

Рисунок 1.26 – Схема сценариев создания межгосударственного энергообъединения стран СВА

Начиная с 1990-х годов, когда впервые был затронут вопрос развития межгосударственных электрических связей, прошло уже немало времени, но до сих пор нет ощутимых сдвигов вперед, вопрос оценки эффективности их создания все еще находится на стадии исследования. В будущем, по мере появления и развития межгосударственных электрических связей стран региона, Монголия также будет участвовать в сотрудничестве в энергетической сфере, как страна, располагающая значительными первичными энергоресурсами.

Таким образом, развитие ТЭК и повышение эффективности электроэнергетической системы Монголии с учетом внешних вызовов в ближайшие годы будут идти путем увеличения собственных источников и укрепления сетевой структуры, обеспечивая вслед за этим собственные потребности в электроэнергии, и на последующих этапах – усиление внешних электрических связей, прежде всего с ближайшими соседями – Россией и Китаем.

1.4. Анализ вопросов энергетики, отраженных в директивном документе «Долгосрочная программа развития Монголии – Дальновидение-2050»

В этом параграфе ставилась задача проанализировать и сделать выводы по основным целям, задачам, проектам и программам, связанным с энергетическим сектором, которые содержатся в данном программном документе [29]. В соответствии с руководящими принципами глобального развития основополагающей для долгосрочной политики развития Монголии является, так называемое «зеленое развитие» экономики и социальной сферы. Экономика, инфраструктура, регионы страны будут развиваться на основе ее природных ресурсов и преимуществ географического положения. Отсюда перспективное развитие энергетики Монголии будет направлено на проведение политики усиления роли возобновляемых источников энергии, с одной стороны, и политики энергосбережения, с другой.

Следовательно необходимо сфокусироваться на таких приоритетах как: региональное развитие, использование местных первичных материально-сырьевых и энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых; внедрение инновационной техники и экологически чистой технологии для генерации электроэнергии и энергосбережение при ее передаче и потреблении и, тем самым, покрытие определенной части прогнозируемого роста потребления электроэнергии за счет ее экономии во всех сферах жизни. Также при развитии экономики и энергетики следует достичь наилучшего и наиболее эффективного использования преимуществ сопредельного расположения с Россией и Китаем.

В рассматриваемом долгосрочном программном документе вместе с новой намечаемой схемой регионального развития экономики, которая имеет 6 макроэкономических зон (см. Рисунок 1.27), приведены их основные показатели (см. Таблицу 1.14) и наброски по наиболее крупным инвестиционным проектам (см. Таблицу 1.15). Здесь рассмотрены наиболее представительные директивные показатели, отраженные в указанном документе.



Рисунок 1.27 – Новая схема экономического зонирования Монголии с указанием географического размещения намечаемых новых энергетических источников и воздушных линий электропередачи

В результате чего в определенной степени изменятся показатели территориального распределения электрической мощности и электропотребления (см. Таблицу 1.15).

Таблица 1.14 – Намечанные для осуществления железнодорожные проекты

Наименование показателей	Железнодорожные проекты					
	Таван-толгой-Гацуун сухайт	Нарийн сухайт-Шивээ-хурэн	Ж/д «Богдхан»	Эрдэнэт-Овоот	Хоог-Бичигт	Зуун-баян-Ханги
Длина магистралей, км	267	44,7	171	542	222	281
Ширина колеи, мм	1435	-	1520	1520	1435	1520
Сметная стоимость, млн. долл.	1300	146,7	846,6	1300	1250	1000
Срок строительства, лет	2020-2021	1-1,5	3-4	4-5	2-3	2-3
Грузооборот, млн. т/год	30	30	30	12	23	10

Таблица 1.15 – Планируемые проекты по разработке горнорудных месторождений и развитию предприятий местной промышленности

№	Наименование проекта	Место расположения	Срок реализации	Электрическая нагрузка, МВт
1	2	3	4	5
1	Месторождение золота и полиметаллов	Восточный аймак, с. Цагаан-Овоо	2020-2030	16
2	Гацууртское месторождение золота	Сэлэнгинский аймак, с. Мандал	2020-2030	10
3	Урановое месторождение	Восточный аймак, с. Уланбад-рах	2020-2042	16
4	Овоотское угольное месторождение	Хубсугульский аймак, с. Цэцэрлэг	2020-2048	10
5	Оюу-Толгойская группа месторождений меди и золота	Южно-Гобийский аймак, с. Ханбогд	2012-2060	350
6	Таван-Толгойское угольное месторождение (Западно-Цанхинский участок)	Южно-Гобийский аймак, с. Цогтцэций	2020-2050	16
7	То же (Восточно-Цанхинский участок)	Южно-Гобийский аймак, с. Цогтцэций	2020-2050	16

8	Хармагтайское месторождение меди и золота	Южно-Гобийский аймак, с.Цогтцэций	2020-2045	100
9	Цагаан-Субаргаское медно-молибденовое месторождение	Восточно-Гобийский аймак, с. Мандах	2017-2031	100
10	Баганурский промышленно-технологический парк	Улан-Батор, Баганурский район	2020-2026	10
11	Предприятие по нефтепереработке	Восточно-Гобийский аймак, с. Алтанширээ	2017-2023	250
12	Металлургический комплекс в Дархан-Сэлэнгинском районе	Дархан-Уулский аймак, г. Дархан	2020-2025	63
13	Предприятие по переработке медного концентрата	Южно-Гобийский аймак, с. Ханбогд	2020-2024	25
14	Предприятие по производству угольного сингаза	Улан-Батор, Баганурский район	2020-2050	10
15	Производство по очистке и переработке благородных металлов	Улан-Батор, Сонгинохайрханский район	-	10
16	Сталеплавильный и металлургический коксо-химический завод в Чойре.	Гобисумбэрский аймак, с. Баянтал	2020-2024	63
17	Багахангайский производственно-технологический парк легкой промышленности	Улан-Батор, Багахангайский район	2019-2025	16
18	Цементовое производство в Западном регионе	Хободский и Баян-Улгийский аймаки	2020-2023	16
19	Дарханский кожаный комплекс	г. Дархан	2019-2034	10
20	Налайхинский производственно-технологический парк строительных материалов	Улан-Батор, Налайхинский район	2015-2030	16
21	Стекольное производство	Улан-Батор, Багахангайский район	2020-2025	10
22	Эмээлтский производственно-технологический парк легкой промышленности	Улан-Батор, Хан-Уулский район	2020-2024	10
Итого				1143

В разделе «Региональное развитие» директивного документа [29] рассмотрены следующие факторы при определении регионального развития экономики Монголии, а именно:

1. Социально-экономические.
2. Административно-политические.
3. Социально-культурные и исторические.
4. Функциональные (функционирование или местонахождение производства и услуг, диверсификация).
5. Пространственная структура и организация и т.д.

Основываясь на этих факторах, определены вышеприведенные (см. Рисунок 1.27) шесть макроэкономических зон для регионального развития страны и размещения производительных сил, производственных, транспортных и социальных инфраструктур с целью создания интегрированных, конкурентоспособных, относительно сбалансированных и обладающих возможностью более или менее самостоятельного развития территорий. Здесь главное внимание уделено железнодорожной инфраструктуре [47], которая должна способствовать развитию горной и горноперерабатывающей промышленности в освоении и введении в экономический оборот минерально-сырьевых ресурсов страны [48-50]. На Рисунке 1.28 показана карта-схема развития, а в Таблице 1.14 приведены намеченные и частично реализованные проекты строительства железнодорожной сети в Монголии.

В развивающихся странах, переходящих к рыночной экономике, государством должна проводиться промышленная политика, которая направлена на переработку внутреннего сырья с целью превращения его в товарную продукцию с прибавочной стоимостью, чтобы тем самым обеспечить этой продукцией внутренние потребности, и реализовать экспорт на внешние рынки. Например, Организация объединенных наций по развитию промышленности (UNIDO) рекомендует направление промышленной политики государства на развитие тех отраслей промышленности, которые могут оказать наибольшее

влияние на улучшение структуры экономики и повышение благосостояния общества. Для этого необходима поддержка со стороны государства.

В государственной политике развития промышленности Монголии [51] говорится о поэтапном развитии сельского хозяйства, промышленности по переработке горного сырья, нефтепродуктов, углехимического производства, цветной и черной металлургии с их сопутствующими предприятиями.

При этом должны поддерживаться инновации, высокие технологии, производство продукции с высокой прибавочной стоимостью с привлечением специально созданных для этого фондов. На Рисунке 1.28 также указаны наиболее крупные проекты, связанные с разработкой горных месторождений и намечаемых предприятий, которые отражены в [29] до 2030 и 2050 гг. (см. Таблицу 1.15).

Также намечено развивать различные местные промышленные предприятия и образовывать новые населенные пункты, промышленные поселки, увеличить популяцию городов – аймачных центров.

В Таблице 1.16 и на Рисунке Приложения А показаны новые энергетические объекты, которые предусмотрено ввести в эксплуатацию до 2050 г. Также в рамках «зеленой энергетики» по освоению возобновляемых энергетических ресурсов приводятся следующие показатели: доля производства электроэнергии на ВЭИ составит в 2025 г. – 25%, в 2030 г. – 30% и в 2050 г. – 40%. В результате освоения и вовлечения в хозяйственный оборот имеющихся первичных топливно-энергетических ресурсов Монголия планирует на рубеже 2040 г., по возможности, стать страной, экспортирующей электроэнергию.

Таблица 1.16 – Планируемые энергоисточники и электросети (на период до 2050 г.)

Регион	Объект		Показатель	Срок
Центральный	ТЭЦ-3	Улан-Батор (УБ)	225+75 МВт*	2020-2060
	КЭС	Баганур (БН)	400 МВт	2020-2030
	ЭАЭС	В зоне ЦЭЭС	100 МВт	2020-2030
	ГАЭС	То же	220 МВт	2020-2030
	ВЛЭП	УБ-БН	220 кВ**	2020-2030
Восточный	ТЭЦ	г.Чойбалсан	50 МВт*	2020-2030
	ВЛЭП	Чойбалсан-Ундэрхаан-БН	220 кВ, 220 км	2020-2030
Гобийский	ТЭЦ	Тавантолгой	500 МВт	2020-2030
	ТЭЦ	Тавантолгой	500 МВт*	2031-2040
	ТЭЦ	ивээ-Обо	5280 МВт	2020-2030
	ВЛЭП	БН-Чойр	220 кВ	2020-2030
	ВЛЭП	Чойр-СШ-З.Удэ	220 кВ	2020-2030
	ВЛЭП	ШО-КНР	660 кВ	2020-2030
Алтайский	ВЛЭП	А.Хээр-Б.Хонгор	220 кВ, 44 км	2031-2040
	ВЛЭП	Улиастай-Е.Булаг	220 кВ, 194 км	2031-2040
Западный	ГЭС	Эрдэнэбүрэн	100 МВт	2031-2040
	ВЛЭП	Мянгад-Дургэн-Улиастай	220 кВ, 380 км	2020-2030
Хангайский	КЭС	Тэлмэн	100 МВт	2020-2030
	ТЭЦ	Эрдэнэт	35 МВт*	2020-2030
	ГЭС	Эгийн-Гол	315 МВт	2031-2040
	ВЛЭП	Булган-Эрдэнэт	220 кВ, 60 км	2020-2030
	ВЛЭП	УБ-Улиастай	400 кВ, 1000 км	2031-2040
	ВЛЭП	Улиастай-Мурэн	220 кВ,	2031-2040
	ВЛЭП	Новая столица-Цэцэрлэг	220 кВ	2031-2040

Примечание: *-расширение, **-реконструкция.

1.5. Выводы по Главе 1

1. На основании анализа истории возникновения и развития Монгольской энергетической отрасли и электроэнергетических систем и их современного состояния можно сделать естественный вывод о том, что процесс формирования энергетики в стране тесно связан с последовательно проводимой политикой правительства по переходу народного хозяйства страны от аграрного к аграрно-

индустриальному развитию и последующему строительству материально-технической базы социализма. Эти преобразования осуществлялись изначально при помощи Советского Союза, а с 1960-х годов с участием стран-членов СЭВ. Поэтому до 1980-х годов технические основы формирования энергетической отрасли Монголии были разработаны в соответствии с 5-летними планами развития народного хозяйства и культуры страны. Они диктовались поэтапным решением вопросов энергоснабжения вновь создаваемых народно-хозяйственных объектов, при этом попутно решались задачи постепенного укрепления топливно-энергетической базы страны. Так происходило возникновение и расширение энергетических мощностей и ЛЭП, формирование электроэнергетической системы и создание международной электрической связи с энергосистемой России.

2. С переходом страны на рыночную экономику энергетическая отрасль претерпела сильное изменение, носящий кризисный характер, и благодаря проведенной правительством открытой экономической политики и установлению законодательной и нормативно-правовой среды, позволяющих привлекать внешние инвестиции в страну, за сравнительно короткий срок энергетика вышла из сложившейся ситуации с определенным подъемом. В дальнейшем, начиная с 2007 г. происходит непрерывное увеличение производства электроэнергии. Однако, из-за роста экономики, располагаемая мощность ЭЭС Монголии на сегодняшний день не обеспечивает внутреннее энергетическое потребление и снова наступает критический момент, требующий коренным образом пересмотреть всю энергетическую отрасль страны с новой позиции с учетом перспектив роста энергопотребления страны до 2050 г.

3. Результаты исследования нынешнего состояния структур и схем электроэнергетических систем страны показывают, что по основным показателям энергогенерирующих источников и основных ЛЭП из ныне существующих пяти ЭЭС страны только ЦЭЭС является, в определенной степени, отвечающей основным технико-технологическим и экономическим требованиям, предъявляемым к электроэнергетическим системам, а остальные ЭЭС, как по

показателям генерирующих мощностей, так и сетевым структурам не удовлетворяют им.

4. Основным условием дальнейшего благоприятного развития экономики Монголии является укрепление ее топливно-энергетической базы путем создания региональных ЭЭС, способных самостоятельно функционировать, и на этой основе – формирование Единой ЭЭС и усиление электрических связей с ЭЭС сопредельных стран при учете последующего подключения к будущему Азиатскому суперэнергообъединению. Поэтому обеспечение ведущей роли электроэнергетики среди других отраслей экономики имеет решающее значение во всестороннем развитии страны.

5. Анализ технического состояния и технологического уровня ЭЭС показали, что основную долю (80%) генерирующей мощности составляют угольные станции в виде ТЭЦ, расположенные в нескольких крупных городах-промышленных центрах, на которых вырабатывается более 90% электроэнергии и около 40% тепловой энергии. Остальная часть (20%) приходится на ВИЭ в виде СЭС, ВЭС и небольших ГЭС. Отсутствие крупных конденсационных и гидравлических мощностей в ЭЭС является основной причиной недостатка располагаемой, регулирующей и резервной мощностей вследствие чего возникает необходимость импорта электроэнергии в значительном количестве. Также уровень и технологическое состояние автоматизации и управления ЭЭС Монголии недостаточны для создания интеллектуальной электроэнергетической системы, хотя автоматические системы управления, такие как SCADA и СМНР, частично внедрены.

6. Проведение мероприятий по усилению всесторонних взаимовыгодных отношений, с учетом географического расположения и максимальным использованием преимуществ в наличии минерально-сырьевых и первичных энергетических ресурсов Монголии, является благоприятным фундаментом для дальнейшего сотрудничества со странами СВА и АТР. Однако, при определении концепции развития монгольской энергетики нельзя не рассматривать ее

зависимость от внешних вызовов и меняющейся внутренней ситуации, особенно, от экономической и энергетической политики, проводимой РФ и КНР в регионе.

7. Современные вызовы, которые стоят сегодня перед энергетикой Монголии, достаточно сложны и многообразны. Исследования некоторых специалистов показали, что монгольская энергетика по отдельным критериям безопасности уже находится в предкризисной ситуации. Поэтому сейчас настало время разработать новый подход и научно-обоснованную методологию исследования и, тем самым, решить проблемы электроэнергетической системы Монголии с учетом ее особенностей и специфики, что явилось главным предметом настоящей диссертационной работы.

Глава 2. Анализ методических основ и подходов для обоснования развития электроэнергетических систем

2.1. Анализ общей методологии обоснования развития электроэнергетических систем

В ходе развития электроэнергетических систем в промышленно развитых странах возникла необходимость их теоретического исследования на основе научно-обоснованной методологии, что в свою очередь стало предпосылкой возникновения самой методологии. По-видимому, практически такая же ситуация возникла в России после октябрьской революции 1917 г., где наряду с восстановлением экономики был поднят вопрос электрификации страны и разработан государственный план по электрификации России (ГОЭЛРО). Именно здесь была отмечена ведущая роль электрификации в народном хозяйстве, а электроэнергетики – в топливно-энергетическом комплексе. Это остается справедливым, в широком понимании, и в настоящее время. Комплексно-энергетический метод, разработанный для составления плана ГОЭЛРО, был первой научно-обоснованной методологией и системным подходом создания ЭЭС, еще в 1920-х годах в Советской России.

Только в конце 1940-х и 1950-х годов ряд ученых западных стран, таких как Л. Берталанти [52] и американский математик Н. Винер [53] начали публиковать работы на тему системного подхода и применения системных исследований, как научно-обоснованной методологической основы для исследования сложных систем различной природы. Изучение в научном плане любой проблемы, независимо от того, касается ли это конкретной стороны определенных предметов или явлений, или большого круга технических, экономических и социальных вопросов, всегда требуют систематизированного подхода и основанной на нем методологии, которая включает в себя соответствующие методики и методы исследования.

Начало разработки методологической основы системных исследований в виде упомянутого выше комплексно-энергетического метода было положено научной энергетической школой Г.М. Кржижановского, когда еще не было современной вычислительной техники с ее программным обеспечением. Без этого указанные исследования не могли проводиться на должном уровне, что препятствовало их использованию в практике энергетики. Появление БЭСМ-1 (1952), БЭСМ-2 (1959) и IBM, а также языков их программирования (Фортран, 1955 г. и Алгол, 1960 г.) [54] положили начало научному направлению системных исследований в развитых странах, и прежде всего в СССР, где, как отмечалось, были сформулированы их основы, которые продуктивно вошли в энергетическое, а затем и общеэкономическое планирование.

Энергетика страны, регионов и отдельных социально-экономических образований с развитой структурой ТЭК и энергоснабжения, например, в виде сетевой структуры, включающей источники и потребителей электроэнергии, т.е. электроэнергетической системы, может быть тщательно изучена только при помощи научно-обоснованной методики и с привлечением соответствующих математических и иных методов с учетом влияющих на них внешних и внутренних факторов, чтобы выяснить закономерности изменений состояния самих систем и их определяющих параметров.

Исследованиями в энергетической области, в основном в методологической части создания и развития энергетических объектов и систем, формирующих сложные комплексы в России, занимались и в настоящее время занимаются научные коллективы ряда академических и отраслевых институтов и ученые профильных высших учебных заведений. На ранних стадиях проблемами комплексного изучения энергетики в СССР занимались ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, Сибирский энергетический институт СО АН СССР (СЭИ) под руководством академика Л.А. Мелентьева, Институт энергетических исследований ГКНТ и АН СССР (ИЭИ) под руководством сначала академика Л.А. Мелентьева и затем академика А.А. Макарова, Всесоюзный институт комплексных топливно-энергетических проблем (ВНИИКТЭП) при Госплане

СССР (1974-1991 гг.). В настоящее время исследование продолжили ИСЭМ СО РАН, некоторые институты энергетического профиля РАН, а также зарубежные институты экономики энергетики Японии и Республики Корея, институт энергетики при Госплане КНР и другие. Ведущие места по системным исследованиям в электроэнергетике занимают научно-исследовательские коллективы институтов, таких как Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН (г. Иркутск) под руководством академика В.А. Стенникова, а ранее чл.-корр. Н.И. Воропая, Институт энергетических исследований (ИНЭИ) РАН (г. Москва) под руководством академика С.П. Филиппова (ранее академика А.А.Макарова), Институт энергетической стратегии (ЗАО «ГУ ИЭС») (г. Москва) под руководством проф. В.А.Бушуева.

В результате многолетних фундаментальных исследований больших систем энергетики (БСЭ) учеными СЭИ (ныне ИСЭМ) СО РАН и ИНЭИ РАН разработаны теория управления БСЭ и методология их системных исследований, а также целый арсенал методов [55 - 59], позволяющих изучить иерархические структуры и внешние связи ЭЭС. Эти исследования развивались с начала 60-х годов прошлого века, когда в научной общественности мира начали обсуждать представления о системности мироздания, соответственно, системном подходе к изучению явлений, проблем и особенно сложных объектов любой природы. Для подведения итогов ранних исследований этого нового направления энергетической науки и обсуждения полученных результатов в 1974 г. проводился научный симпозиум по БСЭ в СЭИ СО АН СССР [60].

Согласно [57] системный подход в энергетике состоит из 4-х компонентов:

1. Учет внешних факторов и взаимосвязей системы.
2. Представление системы как иерархической структуры сложных объектов.
3. Учет неопределенности, вызванной неполнотой и противоречивостью исходной информации, многокритериальностью и другими факторами.
4. Применение математических методов и компьютерной техники.

Для изучения развития конкретной системы электроэнергетики и систем энергетики вообще под системным подходом нужно подразумевать набор методов, методик, процедур и правил. Обобщая вышеизложенное, в [57] дается следующая укрупненная структурная схема системных исследований в энергетике (Рисунок 2.1). С развитием областей охватываемых системными исследованиями, приведенная схема обновляется и может дополняться новыми направлениями.



Рисунок 2.1 – Основные направления и области системных исследований в энергетике

На сегодняшний день основные вызовы, стоящие перед развитием систем энергетики, могут быть выделены в следующих направлениях [61]:

- балансирование развития систем энергетики, включая распределение потребления энергии в различных отраслях экономики;
- прогресс научно-технического развития в области энергетики;

- повышение эффективности использования разнообразных энергетических ресурсов;
- обеспечение гибкости в топливно- и энергообеспечении потребителей и регионов;
- перспективное прогнозирование экологических последствий развития энергетики.

Если мы рассмотрим методологию, модели и методы системных исследований с акцентом на исследования электроэнергетических систем, то можно заметить, что в конце 1970-х годов была сформулирована структура и содержание системного подхода к их развитию. На тот момент уже на основе собранного опыта моделирования развития электроэнергетических систем была создана базовая комплексная математическая модель для оптимизации структуры генерирующих мощностей и пропускных способностей межсистемных связей. Эта модель была реализована в виде программно-вычислительного комплекса (ПВК) под названием «СОЮЗ», в составе которого была создана достаточно полная база данных [62].

В период централизованно-плановой экономики системный подход к развитию электроэнергетики заключался в рассмотрении моделирования как важной составной части топливно-энергетического комплекса региона и страны. Далее, данные, полученные в результате комплексного системного анализа, относящиеся к электроэнергетике, уточнялись с помощью детальных моделей развития ЭЭС и моделей развития магистральных электрических сетей. Специальные модели использовались для моделирования и оптимизации функционирования электроэнергетических систем, для оценки их надежности, и выработки оптимальных управляющих воздействий.

Однако, с переходом к рыночной системе значительно изменились принципы функционирования и организации электроэнергетических структур. Это повлекло за собой изменения в методологии развития топливно-энергетического комплекса и электроэнергетики в целом, а также в методах моделирования развития электроэнергетических систем. Новые проблемы, такие

как неопределенность исходных данных и неоднородность структур электроэнергетических систем, требовали новых подходов. Это связано, в первую очередь, с организационной структурой энергетической отрасли, новыми законодательными условиями и интересами участников рынка, включая производителей, потребителей, органы власти и инвесторов.

Обоснование развития электроэнергетики нужно рассматривать с двух точек зрения: с технологической и с организационной. Технологический ракурс дает понимание горизонтальной связности электроэнергетической системы, состоящей из генерации, сетей и потребителей. Организационное представление дает понимание вертикально интегрированных структур от блоков электростанций до сетевых компаний, находящихся в технологическом взаимодействии между собою и связанных совпадающими и несовпадающими интересами [63, 64].

2.2. Аналитический обзор методических подходов для обоснования развития электроэнергетики и ЭЭС

2.2.1. Ретроспектива развития методического подхода

В ранних исследованиях по развитию ЭЭС Монголии вопросы и проблемы обоснования развития ЭЭС не были рассмотрены в методологическом плане, а лишь затронуты в аспектах изучения режима работы формирующейся ЦЭЭС Б. Нуурэем [65]. В работе С. Батхуяга [66] рассматривался вопрос прогнозирования развития ЭЭС Монголии на этапе ее перехода на рыночные экономические отношения в период с 1990-х годов. Проведенное Б. Бат-Ундралом исследование посвящено созданию распределенной генерации у отдаленных от ЦЭЭС потребителей [67]. Также имеются отдельные исследования, касающиеся конкретных сторон данной проблемы [68-71].

Из вышеизложенного следует, что методы, применяемые при обосновании развития электроэнергетического сектора в период централизованного

управления экономикой, в сущности были органически связаны со структурой экономического строя того времени и заключались, как выше было отмечено, в целостном рассмотрении всех аспектов энергетики и использованием методики экономического сравнительного анализа возможных вариантов развития [72].

Нельзя сказать, что такая электроэнергетическая система функционировала только при социалистической экономике с централизованным управлением и планированием. Близкая по сущности организационная форма в электроэнергетике присутствовала за рубежом в виде вертикально-интегрированной энергокомпании. Для обоснования решений по таким энергокомпаниям была разработана методология интегрированного планирования ресурсов (ИПР) [73].

Однако эти методические инструментариумы и сейчас не теряют своего значения и с успехом могут использоваться при исследованиях по развитию электроэнергетики в сложившихся новых условиях управления отраслью, которые выражаются в виде смешанной государственно-частной структуры в рамках единой электроэнергетической системы.

Разработка методологии обоснования развития электроэнергетики продолжается, в том числе часть новых концепций, положений, математических моделей и методов обоснования представлены в [62, 74, 75]. В тех национальных электроэнергетических системах, где управление электроэнергетикой осуществляется через механизмы рынка, используется холистическое планирование [62, 76], которое также рассматривает ЭЭС как технически единую систему.

Тем не менее, в условиях реализации процессов реструктуризации ЭЭС и либерализации энергетической отрасли, которые происходят, начиная с 90-х годов прошлого века, наблюдаются значительные изменения. Так, в Монголии эти перемены связаны с приватизацией распределительных электросетей и возникновением генерирующих мощностей, основанных на частной собственности, а также созданием отдельных энергетических и топливных (угольных) компаний, имеющих собственные месторождения и разработки.

Таким образом, топливно-энергетическую отрасль, в том числе электроэнергетику стали составлять различные субъекты с несовпадающими интересами, что привело к затруднению применения ранее используемых интеграционных методов при прогнозировании и планировании развития ТЭК органами государства и ведомств. В энергетике происходят структурно-организационные и информационно-технологические трансформации, которые активно влияют на свойства ТЭК и ЭЭС, причем не всегда положительно, снижая целостность системы, повышая автономность ее подсистем и при этом расширяются неполнота информации и влияющие факторы по сравнению с периодом централизованного управления [77]. Это требует новых подходов к планированию и управлению энергетикой страны, а также электроэнергетической системой. Интегрированный метод планирования по большей степени рассматривает объект в целом с учетом комплексных аспектов, таких как экономическая эффективность, техническая надежность и воздействие на окружающую среду, включая социальные аспекты и выгоды.

Для обоснования развития электроэнергетики осуществляется двухаспектное планирование как ресурсов, так и электрической сети [62]. Однако в настоящее время не существует механизмов для согласования коммерческих интересов энергетических компаний с общесистемными интересами в рамках такого подхода [78].

Поэтому важно использовать математическое моделирование – мощный инструмент для обоснования развития электроэнергетики. Это позволяет проектировать пути оптимального развития ЭЭС на основе технико-экономических характеристик, режимов функционирования и внешних факторов. Широкая неопределенность последних может быть исследована через набор вероятных сценариев развития.

Например, важная характерная черта развития ЭЭС сегодня – переход интеллектуальным энергосистемам на новой технологической платформе. Методологической особенностью интеллектуализации ЭЭС является, прежде всего, широкое применение современных информационных и

телекоммуникационных систем и интернет-технологий. Пока существует различное понимание интеллектуальной ЭЭС. Для полноты понимания, дополнительно к указанным выше информационно-технологическим особенностям, можно выделить следующие аспекты, а именно: применение возобновляемых энергоресурсов; распределенная генерация; системное аккумулирование энергии; энергетический интернет; всеохватывающий энергосервис с применением нового поколения компьютерной технологии и т.д.

В Монголии на данном этапе развития ЭЭС, в рамках выдвинутой Минэнерго программы по интеллектуализации системы, на первом этапе идет повсеместное внедрение учета электроэнергии с применением smartсчетчиков и на втором этапе – широкомасштабный мониторинг режимов в системообразующих электрических сетях с использованием систем мониторинга (СМПП) и управления (WACS) функционированием ЕЭЭС.

В Монголии с момента возникновения основ отечественных отраслевых опытно-производственных и научно-исследовательских организаций в 1971 г. началось исследование практических вопросов и разработка направлений развития народного хозяйства страны. Первым крупным всесторонним исследованием явилась разработка комплексной программы внедрения достижений научно-технического прогресса в народное хозяйство Монгольской народной республики на период до 2005 г., которая выполнялась силами Института экономики АН МНР и Институты АН СССР с участием всех научных коллективов Монголии в 1981-1985 гг. В рамках этого важного документа были проведены исследования и разработана Генеральная схема развития энергетики МНР.

Стоит отметить ряд передовых работ в данном направлении. Так, МГУНТ совместно с ИСЭМ СО РАН было выполнено прогнозирование стратегических направлений энергетического сотрудничества России и Монголии в начале 21 века. Эти исследования впервые вовлекали в рассмотрение возможные пути энергетического сотрудничества стран Северо-Восточной Азии, включая Монголию. Был выполнен системный анализ преимуществ такого сотрудничества

и выделены его основные приоритетные направления. Другой важной работой стала комплексная энерго-экономическая оценка приоритетных проектов энергетического сотрудничества России и Монголии и механизмы их реализации далее. Выполнена разработка научных основ формирования приоритетных направлений сотрудничества Монголии и России в энергетической сфере (при поддержке международного гранта РФФИ).

В настоящее время проводятся совместные научные исследования по разработкам научно-обоснованных методологий, методик и методов развития электроэнергетики и ЭЭС в новых внутренних и международных условиях для осуществления проводимой Правительством Монголии экономической и энергетической политики.

2.2.2. Методология учета технологического развития энергетики

В начале XXI века в энергетике возникли две основные задачи. Первая связана с концепцией устойчивого развития, которая заключается в экономном использовании природных ресурсов; вторая задача заключается во всемирном сокращении выбросов парниковых газов в экономике и энергетике, согласно сегодняшней ситуации на планете. В настоящее время на технологическое развитие энергетики сильное влияние оказывают политические и, особенно в Монголии, геополитические факторы. Часто при принятии отдельных проектных решений по развитию энергетических объектов и систем выдвигаются необоснованные технические, инвестиционные и экологические требования, что в итоге приводит к увеличению экономических расходов как при капитальном вложении, так и при эксплуатации. Появляющееся в настоящее время большое количество конкурирующих инвестиционных технологий требует их основательного изучения и проведение технико-экономического сопоставления, в т.ч. используя методы экспертных оценок и системно-технологического моделирования с учетом конкретных требований исследуемого энергетического объекта. Методы экспертных оценок являются относительно простыми, мало

затратными, быстро реализуемыми для применения при разработке различных документов по развитию энергетики. Однако, эти методы должны сочетаться с формализованными подходами, основанными на математическом моделировании. Наиболее глубокая разработка энергетической политики может быть сделана при помощи программных пакетов, например, с использованием энергетических моделей IIASA³ (Рисунок 2.2), включая различные известные модели (MACRO**, IMPACT, MEDEE-2, MESSAGE и др.).

В таком исследовании выбор энергоносителей и топлива, и их цены являются самостоятельными вопросами. Однако, в отдельных случаях можно рассматривать их и как известные величины.

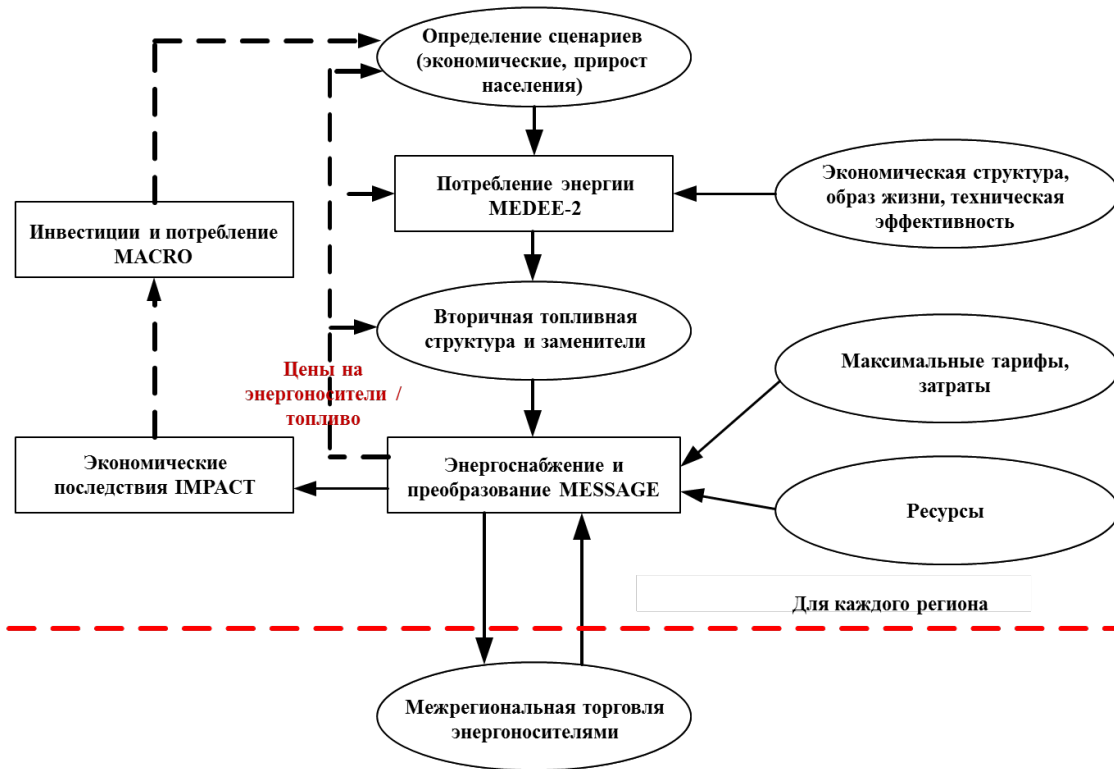


Рисунок 2.2 – Устранение неопределенности в процессе моделирования при разработке энергетической политики

Например, для Монголии выбор первичных энергоресурсов может быть ограничен ВЭР (в глобальном масштабе: солнечная и ветровая энергия, и

³ IIASA-Международный институт прикладных системных исследований

отдельно энергия водотока) и углем. Однако, продуктов переработки угля и других видов энергоносителей (природные газы, нефтепродукты и ядерное топливо) пока в готовом для использования виде нет.

Системное сопоставление энергетических технологий с использованием математических моделей является сложным процессом, требующим особого методического подхода, разработанного, в частности, в ИСЭМ СО РАН [77].

В рамках настоящего исследования по развитию монгольской энергетики и ЭЭС совместно с математическими моделями может представлять интерес использование метода экспертных оценок при определении предпочтительности базовых и выборе пиковых генерирующих мощностей для РЭЭС и ЕЭЭС, ценовых границ импорта / экспорта электроэнергии, оптимизации создаваемых в будущем РЭЭС и учета неопределенностей внешних и внутренних факторов, влияющих на выбор тех или иных обосновываемых решений.

2.2.3. Методы и модели развития региональных ТЭК и ЭЭС

В новых социально-экономических условиях, когда присутствуют и оказывают влияние множество внутренних и внешних факторов, принятие однозначных решений по тем или иным вопросам функционирования и развития энергетических объектов на заданные периоды времени и в перспективе становятся затруднительными. Поэтому требуются разработка и применение более совершенных методов и моделей, позволяющих учитывать инновационные, экологические и ресурсоиспользующие проблемы с учетом, с одной стороны, экономических и финансовых возможностей и, с другой – особенности и специфики регионов и страны в целом. При этом задаются определенные критерии и показатели принятия решений.

В ИСЭМ СО РАН в рамках схемы исследований разработаны несколько методов и моделей по прогнозированию развития региональных ТЭК России [79-83], которые имеют цель обеспечить эффективное и надежное энергоснабжение потребителей регионов и развития собственных топливно-энергетических баз,

основанные на своих ресурсах. Подход к прогнозированию развития ТЭК и ЭЭС обосновывается комплексным применением ряда научных методов исследования, которые, дополняя друг друга, позволяют выявить наиболее значимые факторы и направления эффективного развития ТЭК и ЭЭС с учетом структуры и особенностей топливно-энергетического баланса (ТЭБ) региона. Примерами могут служить разработанные в ИСЭМ СО РАН стратегические направления развития ТЭК многих субъектов РФ. Прогнозирование развития ТЭК и ЭЭС регионов осуществлялось по схеме, которая с некоторыми несущественными изменениями приведена на Рисунке 2.3. Имеются ПВК для ее реализации.

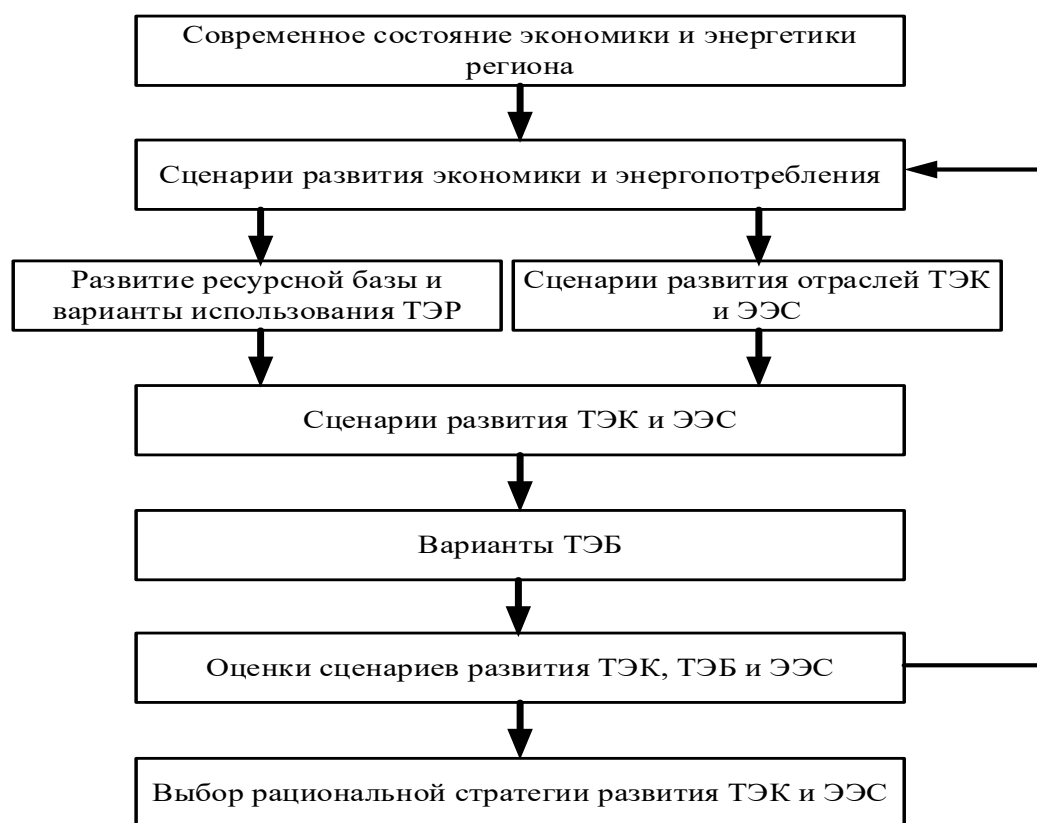


Рисунок 2.3 – Схема прогнозирования развития ТЭК и РЭЭС

Применение подобных методов и моделей, которые в наиболее полной мере учитывают влияющие на развитие регионов страны факторы, с применением соответствующих известных или вновь разработанных ПВК позволяет, на наш взгляд, исследовать ныне существующие ЭЭС страны и, в свете новых концепций и программ регионального развития Монголии [33, 84], с учетом ТЭР и ТЭБ

данного региона, которым территориально принадлежат изучаемые ЭЭС, их проанализировать и тем самым создать полноценные РЭЭС, способные самостоятельно функционировать и стать основой будущей ЕЭЭС страны.

2.3. Анализ существующих математических моделей электроэнергетической системы

Электроэнергетические системы (ЭЭС) – сложно организованные пространственно распределенные и связанные структуры, имеющие множество параметров и работающих в разных режимах. В связи с этим, обоснование развития таких систем также является комплексным трудно формализуемым процессом. Дополнительно необходимо учитывать, что на работу ЭЭС накладываются требования на надежное энергоснабжение потребителей, влияние внешних технико-экономических и иных факторов, неопределенность возможных условий будущего состояния и других. Разработка математической модели ЭЭС адекватной основной задаче, а именно – выбору рациональной технологической и пространственной структуры электроэнергетической системы на период вперед, это серьезный вызов для любого исследователя [85-89]. Математическая модель ЭЭС должна достаточно точно описывать режимы работы электростанций и их сетевых взаимодействий, чтобы корректно оценить оптимальные затраты на развитие системы в течение всего горизонта планирования.

Было предложено немало подходов для решения данной проблемы. Например, в [90] рассмотрен так называемый метод «позонной» оптимизации. Существенным продвижением стала математическая модель ЭЭС, разработанная при реализации программного комплекса СОЮЗ [86, 91]. Она более точно моделировала режимы функционирования генерирующих элементов, межсистемных перетоков мощности и электроэнергии за счет моделирования покрытия множества представительных суточных графиков электрической нагрузки ЭЭС. Таким образом, были более корректно учтены требования к пропускным способностям межсистемных электрических связей, системные

эффекты от интеграции и совместного функционирования ЭЭС (например, совмещения максимумов нагрузки). Оригинальный подход к учету неопределенности предложен в [92], он позволяет осуществить выбор наиболее адаптивного варианта развития электроэнергетической системы, удовлетворяющего всем условиям с минимальными затратами. Дальнейший анализ методических подходов и инструментов для учета неопределенности при планировании развития электроэнергетических систем сделан в [93, 94].

Другое методологическое направление по развитию электроэнергетической системы – это метод интегрированного планирования ресурсов [85]. Метод предполагает два этапа. Первый этап рассматривает развитие энергетики в составе более общей территориально-экономической модели топливно-энергетического комплекса. Второй этап уточняет полученные данные оптимального развития посредством детализированной модели ЭЭС.

В [95] проблематика развития электроэнергетической системы и соответствующий аппарат математического моделирования были расширены через введение новых компонентов таких как энергосбережение, управление потребительским спросом на электроэнергию и рыночными механизмами.

Резюмируя, основная идея планирования развития ЭЭС как с использованием системного подхода, развиваемого в ИСЭМ СО РАН, так и с применением метода интегрированного планирования ресурсов состоит в уменьшении долгосрочных социальных расходов на обеспечение энергетических потребностей страны или рассматриваемой локальной территории. Это включает в себя рассмотрение всех возможных вариантов решения проблемы снабжения электроэнергией с учетом различных ресурсов и последствий их использования.

В 1980-е годы в некоторых зарубежных странах началась реформа централизованных систем управления энергетикой, с переходом к рыночной модели. Это потребовало введения изменения в методах планирования развития в сторону большей адаптивности, чтобы скоординированно учитывать сектора генерации, передачи, распределения и сбыта энергии наряду с интересами потребителей в других секторах экономики. В результате возникла концепция

холистического планирования (ХП), которая учитывает интересы различных участников и стремится максимизировать общественную полезность. Принципы холистического планирования развития энергетических систем включают анализ системы на различных уровнях – от местного до глобального, максимизацию общественной выгоды при сравнении различных сценариев развития, учет затрат и выгод для всех участников, а также согласование интересов с общей целью системы [76].

Если рассматривать математические модели и программные комплексы, предназначенные для решения задач развития электроэнергетических систем (ЭЭС), которые получили широкое распространение за рубежом, то можно упомянуть:

1. Программно-вычислительный комплекс разработанный энергокомпанией "Electricite de France" [96].
2. Математическая модель WASP (Wien Automatic System Planning Package) [97], разработанная МАГАТЭ.

Система WASP разрабатывается для оптимизации стратегии развития генерирующих мощностей, применяемой вертикально-интегрированными энергетическими компаниями (ВИЭК), которые обслуживают определенные регионы.

Следует отметить, что существуют более современные математические модели, такие как комплекс UPLAN-Generator X, разработанный американской консалтинговой фирмой LCG Consulting и применяемый энергокомпаниями при планировании их развития [98], а также информационно-вычислительная система PLEXOS Integrated Energy Model, созданная австралийскими специалистами [99].

UPLAN-Generator X позволяет оптимизировать развитие генерирующих мощностей и электрических сетей на перспективу, учитывая загрузку существующих генераторов-участников электроэнергетического рынка и вхождение в этот рынок новых участников, прогнозировать режимы и объемы потоков между зонами/узлами, оптимизировать рынки электроэнергии и

вспомогательных услуг, а также учитывать ограничения на вредные выбросы в атмосферу от электростанций и другие аспекты.

PLEXOS Integrated Energy Model решает широкий круг электроэнергетических задач, включая планирование и анализ электрических сетей, интеграцию возобновляемых источников энергии, анализ надежности и безопасности системы, оптимизацию функционирования, предоставление вспомогательных услуг, а также анализ рынка и его архитектуры.

2.4. Выводы по Главе 2

1. Существует множество методик и методов по исследованию развития электроэнергетики страны и ее регионов. Среди них важное место занимают российские методики исследований БСЭ, основанные на системном подходе в энергетике. Хотя они были в основном разработаны с учетом централизованного планирования и управления электроэнергетикой, тем не менее, основная концепция и системный подход к рассматриваемым объектам энергетики не теряют своей актуальности и продолжают развиваться и в настоящее время. Также разработаны новые методологические подходы применительно к новым рыночным условиям функционирования электроэнергетики и ЭЭС.

2. В настоящее время в новых экономических условиях в стране и в свете международного положения Монголии настало время пересмотреть и научно обосновать концепцию развития энергетики и электроэнергетики страны в соответствии с принятым Великим Государственным Хуралом директивным документом «Дальновидение-2050» по развитию всей сферы деятельности страны и с учетом изменяющихся внутренних факторов и внешних вызовов, возникающих под влиянием новой обстановки в мире и СВА.

3. При этом основной целью развития энергетической отрасли Монголии, как основополагающей отрасли экономики, должно стать создание в стране в будущем целостной и самодостаточной структуры топливно-энергетического комплекса, рационально использующего имеющиеся в наличии

собственные богатые первичные энергоресурсы, обеспечивающего бесперебойное электроснабжение от РЭЭС потребителей создаваемых экономических регионов и позволяющего создание интеллектуальной ЕЭЭС с последующим выходом на экономико-энергетическое пространство СВА через электросетевую и транспортную инфраструктуру РФ и Китая.

Глава 3. Методические основы обоснования развития электроэнергетических систем

3.1. Основные положения методологии обоснования решений по развитию электроэнергетической системы

Как отмечается в изложенном в Главе 1 анализе современного состояния, в Монголии функционируют 5 отдельных ЭЭС, имеющих между собой слабые электрические связи, среди которых ЦЭЭС является более или менее сформированной как в плане генерирующих мощностей, так и электросетевых структур. Остальные энергосистемы пока не отвечают классической формулировке, и требуется их дальнейшее формирование. ЦЭЭС, успешно функционирующая в настоящее время и справляющаяся с энергообеспечением в стране, с ее основными элементами (см. Рисунки 1.7 и 1.8) и параметрами (см. Таблицы 1.4 - 1.6) была взята за основу и стала отправным пунктом для дальнейшего исследования развития электроэнергетики Монголии.

Для всестороннего рассмотрения проблем развития электроэнергетики необходимо было принять во внимание совокупность трех ее составных частей, а именно: располагаемые мощности генерирующих источников, сетевая структура энергосистемы и характеристики потребителей электроэнергии.

При этом исходным являлся спрос на электроэнергию потребителей, подключенных к ЭЭС, который определяется такими количественными и качественными характеристиками, как суммарные электрические нагрузки страны и ее регионов; средние темпы роста электрических нагрузок различных потребителей в определенные периоды времени и прогнозы электропотребления по отраслям народного хозяйства, территориальные плотности электрических нагрузок регионов; динамика изменения электропотребления в виде зависимости от ВВП и численности населения; электроемкость продукции основных отраслей промышленности. При этом отдельно учтена тенденция изменения

электропотребления отдельных, особо крупных промышленных объектов (см. Таблицу 1.15).

На следующем месте стоят генерирующие источники, структура которых зависит от располагаемых или находящихся в наличии первичных энергоресурсов и места расположения существующих и вновь создаваемых энергоисточников, которые увязаны с планируемыми вводами, предполагаемыми сроками и территориальным размещением производительных сил. Наконец, структура системообразующих и распределительных сетей и их параметры, включая схему связей энергоисточников и потребителей.

Таким образом, изначальное территориальное расположение потребителей являлось определяющим условием при формировании электроэнергетической системы. Обычно после конфигурирования структуры новых генерирующих мощностей идет выработка решений по структуре и развитию электрической сети энергосистемы, поскольку они требуют меньших сроков и ресурсов для реализации.

Месторасположение и выдаваемая мощность генерирующих источников зависят от их типов и определяется местами расположений первичных энергоресурсов, если это ГРЭС (КЭС) или ГЭС, и потребителей, если это ТЭЦ. Для энергоисточников на органическом топливе при недостаточно развитой топливной транспортной инфраструктуре регионов это также должно быть учтено. Так, например, транспортировка угля автомашинами при использовании импортных нефтепродуктов (для заправки автомобилей) сопровождается высокими затратами. Определение месторасположения для ВЭС и СЭС, также для АЭС, имеет более свободный подход к выбору мест их строительства. В любом случае выдача мощности источников энергосистемы должна обеспечить баланс мощности и нагрузки потребителей с учетом собственных нужд самих источников и потерь в сети.

Из сделанного в Главе 2 настоящей диссертации анализа существующих общей методологии и методов исследования развития ЭЭС можно увидеть, что в научном плане разработаны и используются разные методы применительно к

БСЭ. Здесь с методологической точки зрения общим является системный подход к рассматриваемым, как общим, так и частным проблемам ЭЭС. Тем не менее, подходы при этом могут быть разные в рамках конкретных исследований в зависимости от особенностей ЭЭС.

ЭЭС Монголии имеет уникальные масштаб и пространственную плотность электрических нагрузок наряду со значительной их неравномерностью на обширной территории страны, связанной с разной электроемкостью потребителей и их удаленностью. Таким образом, к выбору методов изучения в конкретных аспектах надо подходить с учетом перечисленных особенностей в общем и в свете возникающих под влиянием внутренних и внешних факторов новых проблем. В методологической основе сохраняется комплексный системный подход рассмотрения задачи.

С методологической точки зрения в основе моделирования развивающейся ЭЭС лежит оптимизационная задача с последующим созданием систем алгебраических и дифференциальных уравнений тех или иных видов, т.е. узловых напряжений или потоковой модели, в зависимости от того, что рассматривается - статическое или динамическое состояние электроэнергетической системы, отражающееся балансами потоков мощности и энергии между ее источниками и потребителями.

Для большой Единой ЭЭС потоки мощностей рассматриваются между энергоузлами или местными энергосистемами, которые имеют свои достаточные генерирующие источники и группы потребителей. Для территориально объединенной электроэнергетической системы с ограниченными энергоисточниками (и возможно не рациональным их расположением) таковой является ныне существующая ЭЭС страны, в качестве энергоузлов которой выступают крупные промышленные и административные образования. Это означает, что при исследовании развития ЭЭС следует принять, по меньшей мере, двухуровневое представление (текущее и желаемое).

Таким образом, рассмотрение и моделирование электроэнергетической системы, в общем случае, всегда представляется в иерархической форме, имеющей несколько уровней.

В 1960-е годы, как отмечалось в п.2.3, были заложены основы системных исследований, которые стали неотъемлемой частью всех исследований в народном хозяйстве, в том числе в энергетике, и было положено начало их успешного и плодотворного применения как целостной научной методологии в исследованиях развития БСЭ [100].

В свете новых форм функционирования экономики при моделировании электроэнергетики нужно учитывать рыночные условия, отражающие несовпадающие интересы субъектов энергетической отрасли страны. Это в определенной степени изменяет содержание проблемы принятия решений по развитию электроэнергетики в целом.

Таким образом, выбор методов исследования в значительной степени зависит от содержания решаемых задач. Для задачи, при решении которой одновременно рассматриваются вопросы рационализации структур системообразующей сети ОЭЭС и локальных сетевых структур РЭЭС, необходимо использовать двухуровневую схему с вложенной иерархией, позволяющей учитывать размещение ТЭР и крупных потребителей электроэнергии. Сверх того, отдельные задачи, связанные с прогнозированием будущего развития, как региональных, так и Единой ЭЭС, электропотребление в масштабах экономики регионов и страны требуют увеличения надежности прогнозов электрических нагрузок с учетом динамики их развития, в частности, различного рода экстремальных условий и влияний неопределенностей. Кроме того, при значительной разнице в мощностях ЭЭС, например как ЕЭЭС России и Монголии и в режимах их параллельной работы появляются дополнительные вопросы, связанные со спецификой этих систем. Для Монголии подобная разница присутствует и для создаваемой в будущем ЕЭЭС и входящих в нее РЭЭС. В современных условиях создания ЕЭЭС и развития РЭЭС встают вопросы их интеллектуализации с целью увеличения надежности работы и гибкости

управления. Также ставится задача контроля и управления характеристиками энергосистемы в нормальных и переходных процессах, в состоянии установившегося режима, работы системы регулировки режимов, срабатывания релейной защиты при ненормальных и аварийных режимах. Все эти вопросы и проблемы в определенной мере впервые рассматриваются, как в методологическом, так и инструментальном плане, в рамках настоящего диссертационного исследования ЭЭС Монголии с учетом ее масштабности и специфических особенностей.

Таким образом, в настоящем исследовании сделаны первые попытки рассмотреть перечисленные проблемы развития и формирования РЭЭС с одновременным созданием ЕЭЭС Монголии в комплексном плане, и при этом в определенной мере затронуты вопросы экономического развития до 2050 г. сопровождаемого значительным ростом электропотребления в стране, и расширением использования располагаемых первичных ТЭР, в свете мировых тенденций развития электроэнергетики. Также, впервые рассматриваются вопросы выхода энергетики Монголии на международный уровень путем усиления электрических связей с ЭЭС сопредельных стран с последующим входом в создаваемую в будущем азиатскую электроэнергетическую суперсеть со своими крупными электрогенерирующими источниками.

Исследования проведены в соответствии со следующей методологией (см. Рисунок 3.1), каждый этап который описан в соответствующей главе настоящей работы. Основой исследования являлась разработка совокупности математических моделей, позволяющих решить задачи по развитию электроэнергетики Монголии с получением оптимальных схемных решений модернизации и усиления системообразующих ВЛЭП с использованием иерархической технологии и привлечением существующих методов моделирования и программных инструментов.

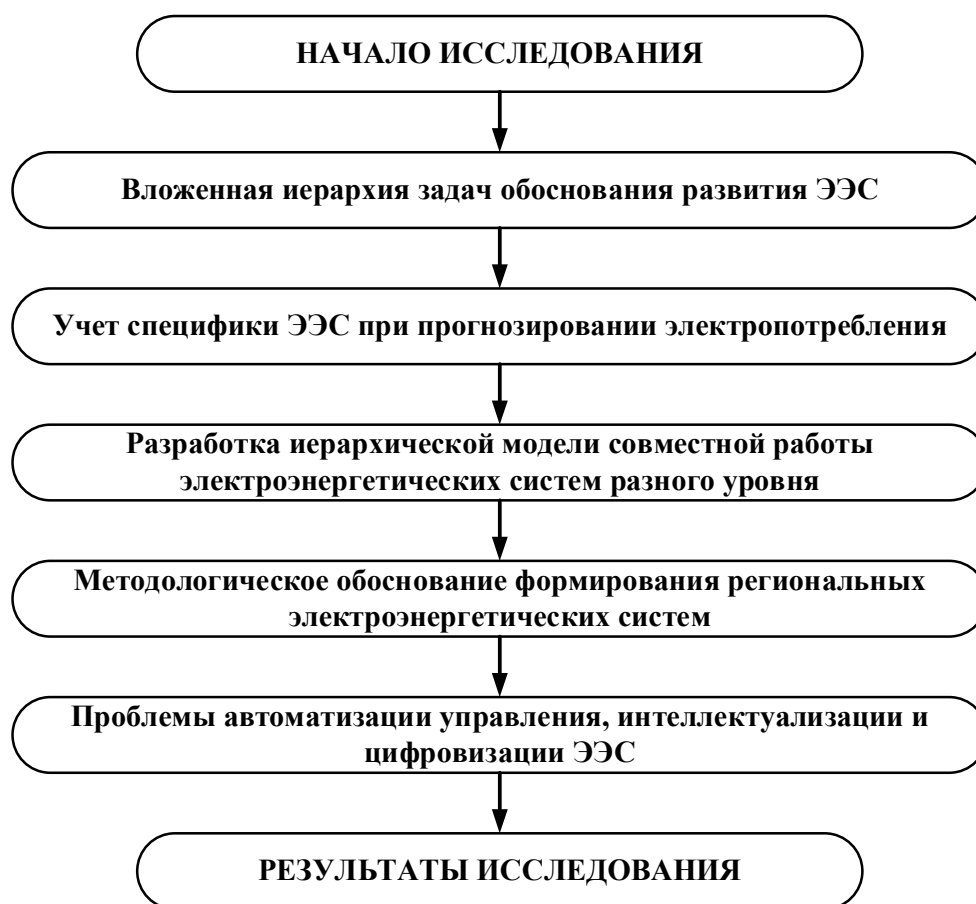


Рисунок 3.1 – Этапы методологии исследования

3.2. Вложенная иерархия задач обоснования развития ЭЭС

Для создания научно-обоснованной методологии была выдвинута идея применения четырехуровневой, так называемой, вложенной иерархии ЭЭС. При этом вложенная иерархия представляет собой некоторое объемное представление исследуемого объекта, когда иерархические уровни как бы находятся один в другом (вложены один в другой), причем внутренние и одновременно более низкие уровни охватываются более высокими уровнями. В таком представлении в рамках настоящего исследования рассматривается вся иерархическая структура ЭЭС.

Если рассматривать структурную модель ЭЭС, то ее иерархическое представление заключается в следующем (см. Рисунок 3.2):



Рисунок 3.2 – Общая методическая схема многоуровневой иерархии развития энергетики Монголии

- первый уровень – формирование на базе существующих локальных ЭЭС Монголии региональных электроэнергетических систем, что соответствует концепции регионального развития экономики и размещения производительных сил, предусмотренной в директивном документе «Дальновидение – 2050»;

- второй уровень – создание ЭЭС Монголии с развитием системообразующей сетевой структуры и централизованным диспетчерским управлением, основанным на цифровой технологии с применением систем автоматизации, управления и мониторинга;

- третий уровень – разработка приемлемой схемы электрических связей с ЭЭС сопредельных стран, прежде всего с ЭЭС РФ, для увеличения надежности и улучшения режимов работы ЭЭС Монголии с последующим электрическим соединением, позволяющим осуществить экспорт электроэнергии на рынки КНР;

- четвертый уровень – подключение к электроэнергетической суперсети стран СВА и выход ЕЭЭС страны на экономико-энергетическое пространство АТР.

Таким образом, здесь образуется четырехуровневая схема с вложенной иерархией. При этом надо обратить внимание на территориально-технологическое иерархическое построение ЕЭЭС и учесть различие горизонтов планирования при развитии ЭЭС с дополнительным рассмотрением временной иерархии задач обоснования.

Причем каждый уровень вложенной иерархии может иметь параметры, определяющие его качественные и количественные признаки, и также связь с временной иерархией. Например, этими параметрами могут стать наличие или отсутствие источников генерации и внешних связей, уровни напряжения, род тока и т.п. Также уровни иерархии могут иметь свои островные структуры и их электрические связи (возможно и межуровневые) внутри охватываемого пространства и за его пределами.

Затем, используя иерархическое представление, решаются задачи обоснования развития ЭЭС для всех рассматриваемых уровней иерархии. На Рисунке 3.2 схематически показаны вложенные иерархические уровни ЭЭС/ЕЭЭС Монголии в условиях последовательного развития этих систем и с итоговой интеграцией в суперэнергообъединение СВА.

Для оценки текущего состояния электроэнергетики в стране было проведено предварительное исследование, в рамках которого существующая централизованная электроэнергетическая система (ЦЭЭС) рассматривалась как полностью изолированная система. Анализ графиков нагрузки в различных временных разрезах – сутки, квартал, год – играет здесь ключевую роль в принятии решений о планировании ввода новых генерирующих мощностей на ближайшие и среднесрочные периоды развития электроэнергетической системы. Это исследование должно проводиться для четырех сценариев, отличающихся в определенной степени самостоятельностью, что в конечном итоге позволяет оптимизировать сетевую структуру и режимы работы системы. Согласно

предложенной методологии первые три сценария рассматриваются как предельные случаи последнего, который считается оптимальным. Данные сценарии, включенные в общую методологию, подробно описаны ниже.

3.3. Методология развития ЭЭС с учетом специфики при прогнозировании электропотребления

Широкий спектр методов традиционно применяется для решения задач прогнозирования потребностей в энергетических ресурсах [101]. Они включают метод прямого счета, который получил наибольшее распространение [62], метод экспертной оценки, сравнительные методы по странам, предиктивный анализ с выделением долгосрочных трендов, эконометрический подход на основе производственных функций, метод полных затрат энергии.

Для учета влияния структурных изменений в производственной сфере на потребности экономики в топливе и энергии часто применяются модели отраслевых балансов. Их главное преимущество заключается в возможности анализа и учета не только прямых, но и косвенных энергетических связей. Прогнозное электропотребление, формирующееся под влиянием сложных и меняющихся во времени взаимосвязей между экономическим развитием и отраслевыми системами топливно-энергетического комплекса на уровне регионов и страны, обычно представляет собой многоэтапный процесс, выполняемый итерационным методом по различным схемам [62]. В качестве примера такого подхода можно привести схему, показанную на Рисунке 3.3 из [62].

При прогнозе должны учитываться особенности конкретной страны, особенно ее социально-экономические условия и электроемкость экономики. Здесь важное значение имеют сравнения уже существующих долго- и среднесрочных прогнозных данных электропотребления между собою и с действительными значениями энергопотребления за прошедший период для выявления и уточнения их тенденций.

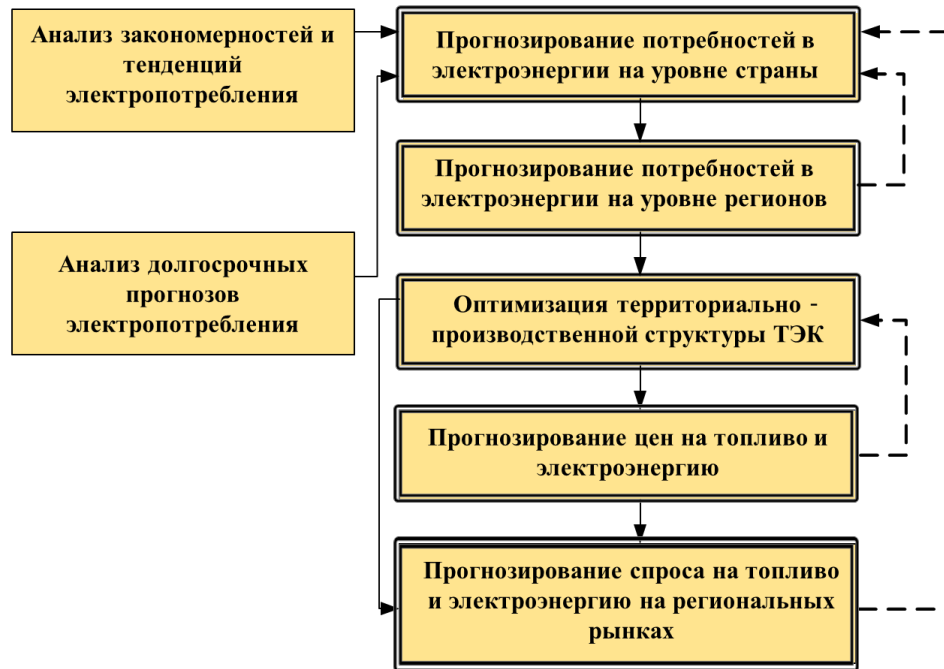


Рисунок 3.3 – Общая схема основных этапов прогнозирования спроса на электрическую энергию.

При этом нужно учитывать изменения влияющих на электропотребление факторов, макроэкономических показателей и плановые вводы крупных электропотребителей на рассматриваемом временном интервале. Кроме того, для составления основы прогноза роста электроэнергии в Монголии необходимо концептуально рассмотреть вклад в перспективное электропотребление крупных промышленных объектов (например, горно-добывающего предприятия Оюутолгой).

В настоящее время в стране существует несколько вариантов прогноза роста потребления электроэнергии и максимума электрической нагрузки. Здесь рассматриваются методические стороны составления прогноза роста электропотребления и электрической нагрузки как для страны в целом, так и для 6 экономических регионов с учетом специфики Монголии, который определяется такими характеристиками, как территориальная плотность мощности, уровень электрической нагрузки, численность населения и ввод новых производственных

объектов, предусмотренных в перспективных документах развития экономики страны до 2030, 2040 и 2050 гг.

Исследования показывают, что из-за большой удаленности населенных пунктов и малой численности их жителей, а также слабого развития местной промышленности, большая часть территории Монголии обладает весьма низкой плотностью энергопотребления. Кроме того, в отдельные периоды времени может возникать резкий рост потребления электроэнергии в связи с вводом добывающих и перерабатывающих полезные ископаемые крупных горных и горно-обогатительных предприятий, что создает дополнительную и существенную неопределенность в потреблении электроэнергии. Причем эти изменения достигают больших значений, отражаясь в существенном росте перспективного электропотребления. Эти важные и специфические для нашей страны факторы должны быть рассмотрены как концептуальные основы для определения и выбора оптимальной структуры электроэнергетических систем. Согласно [29], развитие регионов и основной рост их электропотребления будут происходить за счет развития местных промышленных парков и энергоемкой промышленности переработки горного сырья. В результате прогнозного исследования будут получены количественные показатели роста электропотребления в стране в виде результатов расчета регрессионной зависимости спроса на электроэнергию от количества населения и роста ВВП с дополнением их результатами расчетов электрических нагрузок вновь создаваемых потребителей, что в совокупности может использоваться в качестве опорных данных для дальнейших исследований.

С учетом специфичности характеристик распределения территориальных плотностей мощности и электрической нагрузки, значительных расстояний между населенными пунктами, в связи с неравномерностью вводов новых производственных объектов в удаленных районах страны по отношению к развитию электроэнергетики, наряду с созданием мощной ЕЭЭС страны с надежными межсистемными электрическими связями, необходимо рассматривать самостоятельно работающие РЭЭС с распределенной генерацией электроэнергии, как ее составные части с последующим, по мере необходимости, усилением

межсистемных электрических связей. При этом, общий подход к созданию ЕЭЭС и оценке ее перспективных оптимизированных параметров полностью сохраняется, а задачи развития решаются с учетом пространственных и временных разрезов.

В принципе такой подход, т.е. иерархическая технология решения задачи по выбору оптимальной структуры ЭЭС, можно осуществить двумя путями, а именно: снизу вверх, или сверху вниз, т.е. либо создавая из ныне существующей схемы электроснабжения путем сбора по пространственному принципу ее элементов в отдельные энергоузлы и по мере системного моделирования их укрупнять (объединять,) либо разделять и, тем самым, организовать оптимальную структуру ЭЭС, либо, наоборот, предварительно создавая на основе предполагаемого или возможного предельного развития ЕЭЭС с избыточными элементами также путем системного моделирования, получить на рассматриваемом временном горизонте наиболее оптимальную схему ЕЭЭС, включающую в себя соответствующие РЭЭС. Забегая вперед, можно сказать, что в настоящем исследовании было выбрано направление решения задачи снизу вверх, используя существующую топологию (см. Рисунок 1.8) как исходную схему.

Сказанное укладывается в общую схему иерархической технологии решения задачи развития ЭЭС с учетом территориального размещения вновь появляющихся производственных мощностей и по мере агрегирования и дезагрегирования энергоузлов и межузловых связей в рассматриваемых временных разрезах. Такой подход, как было сказано выше, может использоваться в задачах развития ЭЭС разных периодов времени, как бы с временной иерархией. Это особенно важно для рассмотрения развития электроэнергетики и создания РЭЭС и ЕЭЭС в современных условиях Монголии, когда для этих целей наряду с государственным финансированием требуется партнерство с частными секторами и привлечение иностранных инвесторов.

Задачи обоснования развития и эффективного управления работой электроэнергетических систем характеризуются большой размерностью

математических моделей, имеющих значительное количество связанных между собой элементов, а также большой степенью вариативности и неопределенности внешних факторов. Такие задачи имеют много критериев эффективности. Для их решения имеет смысл делать декомпозицию такой сложной задачи, что позволяет разделить ее на количество более малых и простых иерархически связанных подзадач, что в целом соответствует технологической организации ЭЭС.

Подробно методология обоснования развития больших электроэнергетических систем рассматривается в [101] где подразумевается выбор наиболее эффективного по конечному набору критериев варианта развития (из некоторого множества альтернативных) вместе с определением соответствующих оптимальных параметров системы. Каждому варианту системы соответствует вполне определенный набор параметров элементов, наиболее рациональный с точки зрения совокупности заданных критериев.

Методологически важную роль играет совместимость целей уровня иерархии на достижение которых направлено решение подзадач. При этом цели главной системы и ее подсистем согласованы между собой. Решения на нижних уровнях иерархии соответствуют своим целевым установкам, а глобальная цель также достигается с их учетом.

Дальнейшее постепенное развитие ЕЭЭС Монголии должно быть направлено к выходу на более высокий иерархический уровень развития с пространственным расширением, который заключается в создании условий, позволяющих по технологическим и режимным параметрам совместно работать с крупными ЭЭС сопредельных стран, прежде всего с ЭЭС РФ. Одной из наиважнейших задач является постепенный переход на параллельную работу с ЭЭС КНР через электрическую связь горного предприятия Оюу-Толгой и/или путем создания самостоятельных внешних электрических связей между ЭЭС двух стран.

При этом основной научной задачей является исследование устойчивости и совместимости сначала РЭЭС, а потом ЕЭЭС Монголии в единых режимах с большими системами электроэнергетики вообще.

3.4. Методология формирования электроэнергетических систем регионов и анализ их показателей

Электроэнергетическая система региона входит в состав топливно-энергетического комплекса и характеризуется рядом ключевых параметров: наличие топливной базы; обеспечение достаточной генерирующей мощностью; необходимая маневренность оборудования; способность осуществлять диспетчерское управление в оптимальном режиме работы региональной ЭЭС и в единой ЭЭС; наличие межсистемных связей для обмена потоками мощности и энергии с соседними энергосистемами в чрезвычайных и экстренных ситуациях, а также для обмена режимными перетоками. При этом центральное диспетчерское управление единой ЭЭС должно базироваться на передовых технологиях, а для управления развитием системы должны быть созданы соответствующие организационные структуры.

Для количественной характеристики указанных показателей энергосистем и обеспечения предварительного (до выполнения оптимизационных расчетов на соответствующих моделях развития энергосистем, см. далее) анализа этих систем (результаты которого показывают потенциальные возможности развития региональных ЭЭС) вводится целый ряд соответствующих индикаторов. К ним относятся годовое производство электроэнергии на угольных тепловых электростанциях ($E_{эл}^{ТЭС}$), годовое потребление угля региона ($B_{топл}$), годовая добыча угля ($B_{топл}^{доб}$), возможность снабжения региона собственными первичными топливно-энергетическими ресурсами ($\alpha_{топл}$), доля преобладающих топливных ресурсов в общем потреблении ТЭР региона ($\alpha_{пр.топл}$), отношение суммарной располагаемой мощности генерирующих станций к мощности максимальной нагрузки электропотребления региона ($\alpha_{уст.м}$), доля самой мощной электростанции в электроэнергетических источниках региона ($\alpha_{круп.ЭС}$), отношение общей располагаемой и передаваемой по межсистемным линиям мощности при максимальной потребительской нагрузке к мощности максимальной нагрузки данного региона ($\alpha_{мс.св}$) и некоторые другие.

Индикаторы, характеризующие региональные ЭЭС, будут представлены в виде соответствующих формальных выражений в Главе 4.

Результаты исследования с учетом указанных выше индикаторов позволяют сформировать целесообразную предварительную структуру районных энергосистем, удовлетворяющих нормативным требованиям.

3.5. Методология решения проблемы автоматизации управления, интеллектуализации и цифровизации ЭЭС

Развитие электроэнергетических систем представляет собой не только процесс последовательного роста их количественных показателей (количества и объемов установленной мощности электростанций и пропускной способности электрических связей и пр.), но также и качественное улучшение свойств ЭЭС. Важнейшим направлением качественного развития ЭЭС является их интеллектуализация, т.е. оснащение энергосистем интеллектуальными приборами и устройствами учета, контроля, управления, обмена информацией. Однако, в то же время, повышая качество учета, контроля, управления и обмена информацией в ЭЭС, интеллектуализация в конечном итоге приводит к более рациональному использованию имеющихся в ЭЭС генерирующих, электросетевых, распределенных ресурсов для покрытия растущего спроса на электроэнергию, выступая не альтернативой, а дополнением к росту только количественных/объемных показателей энергосистем.

Техническая структура современных электроэнергетических систем представляет собой сложную сеть взаимосвязанных компонентов, распределенных пространственно и обеспечивающих производственные процессы, передачу и распределение электроэнергии в реальном времени. Основная цель этой инфраструктуры заключается в обеспечении надежного электроснабжения потребителей. Старые методы управления электроэнергией в монгольской электроэнергетической системе оказались ненадежными, что подтверждают несколько аварийных ситуаций за последние годы. В свете этого

была предложена новая концепция управления электроэнергией на основе "умной" или интеллектуальной энергосистемы (ИЭС).

ИЭС – это новый уровень в развитии электроэнергетических систем. Ее управление планированием и оперативными режимами работы строится на базе многоагентного подхода, который подразумевает эффективную интеграцию всех природных, социальных, технических, промышленных ресурсов через настройку взаимодействия всех акторов системы, отвечающих за генерацию, транспорт и распределение энергии и потребительский сектор [102].

Внедрение интеллектуальных энергетических систем представляет собой сложную задачу, требующую инженерно-экономических, научных и организационных усилий. Она включает обширную модернизацию и замену оборудования энергетической инфраструктуры, такой как электросети, генераторы и потребители электроэнергии. Также необходим переход на новое поколение цифровых систем управления технологическими процессами и экономическими взаимодействиями, включая рыночные операции, на всех уровнях энергетической системы (Рисунок 3.4) [103, 104].

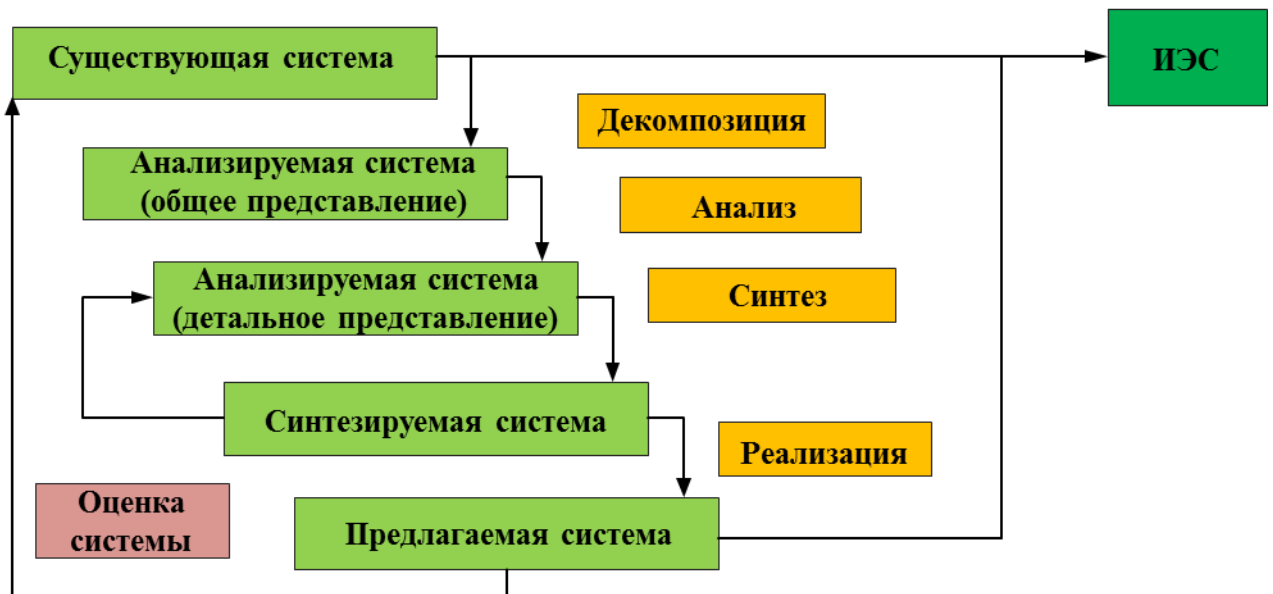


Рисунок 3.4 – Общая схема системного исследования для создания ИЭС

Для внедрения и развития интеллектуальных электроэнергетических систем требуется выполнить следующие шаги:

- Разработать и применить новые виды электрооборудования, которые придают электрической сети активные свойства.
- Создать новые средства и системы защиты, управления и диагностики оборудования.
- Разработать системы учета энергоресурсов.
- Создать системы управления и мониторинга нового поколения.
- Развить существующие и внедрить новые иерархические системы координации и управления потоками энергии и частотой.
- Обеспечить мониторинг параметров надежности и качества предоставляемых услуг по электропередаче.

В процессе изменения методов и инструментов управления в электроэнергетике выделяют три ключевые стадии:

- Усиление систем автоматизированного контроля, чтобы обеспечить более оперативную реакцию системы управления на различные ситуации.
- Повышение информатизации для более эффективного и детального мониторинга-контроля состояния энергосистемы.
- Внедрение интеллектуальности на всех уровнях управления, что позволит системе перейти в парадигму проактивного управления, т.е. предсказывать и адаптироваться к будущим изменениям.

Это позволит вести гармоничную работу сразу по всем эффективным и необходимым направлениям развития электроэнергетики и перейти к интенсивному сценарию развития, который ориентирован на трансформацию функциональности энергосистемы вместо традиционного количественного наращивания мощностей генерации и сетевых комплексов. (см. Рисунок 3.5). Вследствие этого, задача создания интеллектуальных энергетических систем требует предварительного проведения глубоких комплексных исследований текущих структур и характеристик энергосистемы страны.

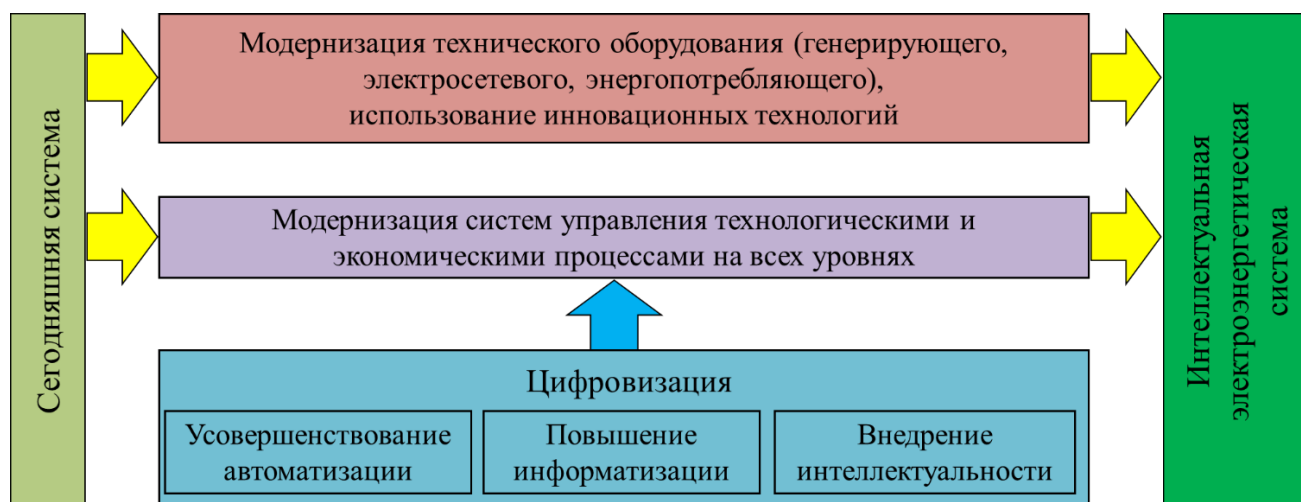


Рисунок 3.5 – Общая схема перехода к ИЭС

На основе этих исследований разрабатывается научно обоснованная концепция, которая предполагает переход к саморегулирующейся системе с оперативным единым управлением на всех уровнях иерархии. Для того, чтобы будущая Единая ИЭС отвечала этим характеристикам (свойствам), следует решить комплекс задач, направленных на рационализацию структуры системы, модернизацию систем управления с использованием цифровой техники.

Также внутренняя ИЭС страны должна быть подготовлена, чтобы ответить требованиям в случае присоединения ее к межгосударственной суперсистеме и легко вписаться в структуру транснационального энергообъединения Северо-Восточной Азии. Для полного решения поставленной задачи необходимы интеллектуализация энергетики и разработка согласованных между собой поэтапных программ, обеспечение их выполнения правительством страны.

Поэтому развитие интеллектуальных энергетических систем должно стать одним из основных механизмов реализации стратегии Монголии в области энергетики. Эта стратегия направлена на трансформацию отраслей энергетического комплекса в современную, высокотехнологичную и эффективную инфраструктуру. Ее основная цель – обеспечить не только количественный, но и качественный экономический рост, что приведет к улучшению показателей экономической и энергетической безопасности страны [105, 106].

На заключительных этапах иерархического исследования впервые в методологическом плане открывается возможность рассмотрения ЕЭЭС Монголии и ее внешних электрических связей с ЭЭС соседних стран. Также при соответствующем учете внешних факторов появляется возможность рассмотреть выход на более дальние рубежи. В таком представлении и решении проблемы Монголия может стать надежным элементом в едином энергетическом пространстве стран СВА, с выдачей электроэнергии в МГЭЭС. Только тогда обоснованным становится вопрос о строительстве крупных генерирующих мощностей, использующих первичные ТЭР в виде угля и возобновляемой энергии. В случае использования угля в качестве энергоисточника встает вопрос об экологически чистой тепловой электрической станции, которая должна стать центральным элементом энерго агро-промышленного комплекса, работающего по безотходной технологии и выпускающего наряду с электроэнергией широкую гамму товарной продукции потребительского назначения.

3.6. Методологические основы развития интеллектуальной энергетики в Монголии

В данной работе рассмотрена стратегия построения интеллектуальных энергетических систем в Монголии, которая может быть представлена в виде иерархии задач как на Рисунке 3.6.



Рисунок 3.6 – Предлагаемая пирамида стратегии создания ИЭС

В рамках этого подхода проведен анализ текущей ситуации в сфере энергетики страны, который выявил потребность в разработке методологии для создания математической модели интеллектуальных энергетических систем, учитывающей взаимосвязь с будущими иерархическими подсистемами (см. Рисунок 3.4). Очевидно, что для успешной реализации государственной программы по созданию интеллектуальных энергетических систем необходимо подготовить новое поколение энергетиков с глубокими знаниями в области электроники, компьютерной техники и программирования.

Для улучшения производства электро- и теплоэнергии следует внедрять энергоэффективные технологии в промышленности, создавать условия для эффективного использования энергии потребителями и установки соответствующих энергоаккумулирующих устройств. Введение комплексной интеллектуальной системы управления и менеджмента в энергетический сектор также крайне важно.

Необходимо разработать эффективную модель, которая учитывает как первичные, так и преобразованные энергоресурсы, а также потребление энергии. Это должно быть подкреплено созданием нового метода составления единого топливно-энергетического баланса страны, что позволит выявить общую картину энергетических потоков в различных отраслях экономики и разработать стратегию развития топливно-энергетического комплекса. В Монголии пока не создан единый топливно-энергетический баланс на основе единой методики, что затрудняет разработку общенационального энергетического баланса и стратегии развития топливно-энергетического сектора.

Таким образом, в основе стратегии создания интеллектуальных энергетических систем лежит проведение комплексного системного анализа для разработки теоретических и методологических основ этого процесса.

Как будет видно из представленных далее результатов исследования, формирование ИЭС Монголии является многоэтапным процессом, охватывающим не только процесс функционирования, но и развития. Поэтому данный вопрос был включен в рассмотрение в рамках диссертации. Учет в данном

случае стадии функционирования ЭЭС и внедрения мероприятий по ее интеллектуализации необходимо т.к. это является отправной точкой для формирования новой системы мониторинга, защиты и управления (WAMPAC), создание которой в перспективе, по мере развития ЕЭЭС Монголии, превратит последнюю действительно в интеллектуальную энергосистему в том смысле, в каком это формулируется в начале данной главы. Таким образом, интеллектуализация ЕЭЭС Монголии непосредственно связана с ее развитием и происходит в процессе ее развития.

3.7. Выводы по Главе 3

1. Разработан методологический подход исследования в комплексном плане развития и формирования РЭЭС с одновременным созданием ЕЭЭС Монголии, при этом в определенной мере затронуты вопросы экономического развития до 2050 г. и расширения располагаемых первичных ТЭР в свете мировых тенденций развития электроэнергетики. В подходе рассматриваются вопросы выхода энергетики Монголии на международный уровень путем усиления электрических связей с ЭЭС сопредельных стран с включением в перспективную азиатскую электроэнергетическую суперсеть.

2. С учетом масштабности экономики и особенностей этапов ее развития до 2030 и 2050 гг. для прогнозирования электропотребления страны нужно использовать методологию, учитывающую наряду с традиционными влияющими на электропотребление факторами, такие макроэкономические показатели как рост населения и ВВП, также принимать во внимание предполагаемые плановые вводы крупных электропотребителей на рассматриваемом временном интервале.

3. Для создания научно-обоснованной методологии использовалась иерархическая четырехуровневую технология: первый уровень – формирование региональных электроэнергетических систем; второй уровень – создание ЕЭЭС Монголии с оптимальной системообразующей сетевой структурой и

централизованным диспетчерским управлением; третий уровень – разработка приемлемой схемы связей электроэнергетической системы Монголии с электроэнергетическими системами соседних стран; четвертый – подключение к электроэнергетической суперсети стран Северо-Восточной Азии и выход ЕЭЭС страны на экономико-энергетическое пространство АТР.

4. Разработана методология исследования и обоснования формирования и развития ЕЭЭС, которая учитывает специфические условия Монголии, базируется на вложенной многоуровневой иерархии электроэнергетических систем, включает формирование и комплексное исследование сценариев их перспективного развития, качественно различающихся и охватывающих широкий спектр внутренних и внешних условий этого развития.

5. При проведении исследований по развитию ЭЭС с использованием разработанной вложенной иерархической технологии, предполагающей совместное представление электроэнергетических систем в виде систем разного иерархического уровня, включенных друг в друга, необходимо учитывать их автоматизацию и интеллектуализацию с трансформацией ЕЭЭС Монголии в конечном итоге в интеллектуальную высокотехнологичную и эффективную систему.

Глава 4. Разработка методики моделирования и формирование вычислительного инструментария для исследования развития ЕЭЭС Монголии

4.1. Предпосылки постановки задач по разработке методологической основы подхода к моделированию развития ЭЭС Монголии

Целью данного раздела было создание инструментария для оценки перспектив развития электроэнергетической системы Монголии, учитывающего факторы, представленные в предыдущем разделе. Вместе с тем, инструментарий должен быть нацелен также на определение оптимальной технологической структуры и выявление направлений развития Единой электроэнергетической системы Монголии, отражающих специфику экономического развития страны. Для достижения этой цели была разработана методология, включающая четыре сценария развития электроэнергетической системы, причем три из них можно охарактеризовать как "идеализированные".

Сценарий I представляет собой закрытую систему, замкнутую на обеспечение электроэнергией потребителей Монголии без внешних связей с энергосистемами других стран. Сценарий II - полузакрытую систему, способную обеспечить потребность в энергии за счет импорта в аварийных ситуациях. Сценарий III - открытую систему, экспортирующую энергию на внешний рынок. Сценарий IV представляет собой реальную модель энергетической системы, соответствующей особенностям и потребностям страны и способной функционировать в различных режимах в зависимости от спроса на электроэнергию и возможностей его обеспечения, как показано на Рисунке 4.1.

Отмечается, что в настоящее время Монголия отстает в развитии генерирующих мощностей для полного удовлетворения растущего потребления электроэнергии.

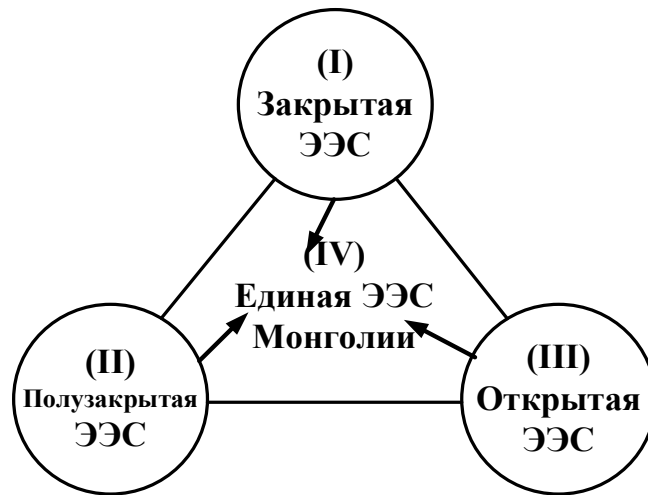


Рисунок 4.1 – Схема разработки оптимального сценария развития Единой электроэнергетической системы Монголии

Этому же способствует старение основного оборудования электростанций и сетей. В результате было установлено, что энергетическая система Монголии находится на грани кризиса [106]. Ввод новых источников ВЭС и СЭС сравнительно большой мощности от 50 до 100 МВт делает режимы работы электроэнергетической системы Монголии более сложными в управлении при недостаточной регулируемой базисной мощности.

Для повышения надежности и улучшения работы системы необходимо разработать теоретические подходы, математические модели и методы для получения обоснованных решений по развитию энергетики, учитывающие требования и условия энергетического рынка страны и региона, в том числе и с учетом возможностей будущей интеграции с энергосистемами соседних стран Северо-Восточной Азии [38, 107].

Три первых сценария служат предельными условиями при формировании 4-го сценария, который разрабатывался на основе комплексного системного анализа. Рисунок 4.1 иллюстрирует отношение 4-го сценария развития Единой электроэнергетической системы Монголии по отношению к другим.

Энергетическая система, соответствующая этому сценарию, представляет собой динамичное состояние, изменяющееся в зависимости от ситуационных и временных изменений влияющих факторов. С точки зрения научных постановок

задач и методологии их решения, представленная схема исследований может быть кратко описана в следующем виде. В рамках электроэнергетической системы можно выделить четыре уровня развития. Первый уровень - это энергетические системы, исключаящие импорт энергии, второй - национальная энергетическая система Монголии с внешними связями трансграничных территорий, третий - совместная работа с соседними странами, а четвертый - участие в международных энергетических проектах, основанных на концепции "супер-сети" стран Северо-Восточной Азии [108, 109].

Для исследования и анализа этого динамического состояния необходимо использование методики системного исследования с иерархическим представлением энергетической системы на разных уровнях [110] и выделением энергетики Монголии. Однако одной из основных проблем, затрудняющих решение этой задачи, является неопределенность и неточность исходных данных о влияющих факторах.

Есть внешние и внутренние факторы, оказывающие влияние на развитие энергетического сектора и энергетической системы Монголии. Среди последних особое значение имеют подходы к развитию электроэнергетики, которые были проанализированы в предыдущих разделах (см. п. 1.3, Рисунок 1.23).

Системный анализ факторов, представленных на Рисунке 1.23, по отношению к схеме построения оптимального сценария на Рисунке 4.1, показывает, что они могут быть классифицированы по уровням иерархии (см. Рисунок 3.2). Это дает возможность правильно оценить их воздействие и определить перспективы развития энергетики Монголии.

Кратко уровни иерархии энергосистемы выглядят так:

I уровень - электроэнергетические системы региона в составе топливно-энергетического комплекса. На этом уровне проводится анализ первичных энергоресурсов региона, оцениваются перспективы и эффективность их использования. При этом важно учитывать влияние внешних факторов, таких как тенденции развития мировой энергетики, включая развитие экологически чистых источников энергии.

II уровень - Единая электроэнергетическая система Монголии. Этот уровень предназначен для рассмотрения аспектов обеспечения надежного функционирования и путей интеграции региональных систем. Обсуждаются вопросы о полном обеспечении внутреннего энергопотребления отечественными источниками после сооружения гидроэлектростанций, а также возможности экспорта электроэнергии. Оптимизация территориального распределения генерирующих мощностей также становится предметом обсуждения.

III уровень - межгосударственные связи. Здесь рассматривается модель совместного функционирования национальной энергосистемы Монголии с системами соседних стран, таких как Россия и Китай. Целью является разработка сценария оптимального сочетания импорта и экспорта электроэнергии. На этом этапе, кроме усиления электрической связи Монголии, принципиально встает вопрос создания оптимальных межгосударственных электрических связей с учетом внешних факторов в энергетической стратегии Монголии, России и Китая и возможного создания экономического и энергетического коридора в рамках трех стран.

IV – глобальный с выходом на супер сеть Северо-Восточной Азии. На этом уровне целесообразно обратить внимание на создание и использование энергоисточников больших мощностей для участия в качестве стейкхолдера-экспортера в рамках межстранового энергообъединения региона. Особый фокус внимания обращается на разработку решений по оперативному управлению ЕЭЭС Монголии в условиях совместной работы с энергосистемами стран СВА. Этот уровень представляет собой стратегическую перспективу для энергетики Монголии и отражает ее потенциальное участие в международной энергетической интеграции.

Рассматривая перспективное развитие энергетики Монголии на первых двух уровнях будут созданы балансово и режимно-надежные и эффективные интеллектуальные РЭЭС, формирующие ЕЭЭС страны, обладающие возможностью полного покрытия электропотребления регионов в штатном режиме.

Реализация задачи третьего уровня по созданию ЕЭЭС страны с совместной работой с ЭЭС сопредельных стран, прежде всего Сибирской объединённой энергосистемой РФ, позволит обеспечить аварийные перетоки мощности извне (из зарубежных энергосистем), что может дать положительный экономический эффект, освобождая от поддержания дорогих аварийных резервов генерирующей мощности. Также вновь решаемой главной задачей станет обеспечение электроэнергией таких крупных электропотребляющих объектов, как Оюу-Толгой, от внутренних энергоисточников. Только при наличии нескольких крупных электрогенерирующих мощностей, как отдельный вопрос, станет возможным регулярный экспорт электроэнергии в том или ином варианте.

Наконец, выход на четвертый уровень иерархии развития ЭЭС и энергетики страны при наличии крупных электрогенерирующих источников и вхождении в состав МГЭЭС/МГЭО, на которое сильно влияют международные факторы, и которое не в полной мере зависит от инициативы одной или двух стран, позволит реализовать выход Монголии на энергетический рынок СВА.

4.2. Анализ факторов, влияющих на развитие электроэнергетической системы Монголии

При анализе условий и перспектив энергетического развития критически важно оценить каждый из индикаторов влияющих факторов и представить полную картину развития электроэнергетической системы на каждом уровне ее структуры. Для этой цели используется методика, основанная на сопоставлении расчетных значений индикаторов, выраженных в различных единицах измерения (например, установленная мощность [МВт], объем инвестиций [млн. долларов], экономические и безопасностные показатели и т.д.), для получения комплексной оценки в относительных единицах. Состав внутренних и внешних факторов, влияющих на процесс развития энергетики, определяется ранее и представлен в Таблице 4.1, а также изображен на Рисунке 1.23. Факторы, имеющие значимое

действие на каждом иерархическом уровне, отмечены знаком плюс, а не имеющие значения знаком минус.

Таблица 4.1 – Влияние факторов на иерархических уровнях рассмотрения перспективного развития электроэнергетической системы

№	Факторы	Уровень иерархии			
		I	II	III	IV
1.	Потребление топлива – ресурсы источников энергии	+	+	+	+
2.	Социальный показатель – энергосбережение	+	+	-	-
3.	Экономический рост – потребление электроэнергии	+	+	-	-
4.	Политика – стабильность политики развития	+	+	+	+
5.	Экономика – инвестиции	+	+	+	+
6.	Экспорт электроэнергии	-	+	+	+
7.	Импорт электроэнергии	+	+	+	+
8.	Мировые тенденции развития энергетики	+	+	+	+
9.	Стратегия энергетики соседних стран	-	+	+	+

В контексте Монголии, с ее обширной территорией и невысокой плотностью населения, энергетический сектор представляет несколько конкурентоспособных альтернатив (в пределах треугольника на Рисунке 4.1). Для выбора наиболее оптимального варианта необходимо разработать математическую модель, которая позволит оценить оптимальное сочетание факторов на каждом уровне иерархии.

Важные аспекты анализа включают:

1. Оценка эффективности инвестиций, которая зависит от стабильной государственной политики и поддержки. Для обеспечения стабильности электроэнергетической системы требуется бюджетное финансирование на строительство регулирующих станций, например, таких как газопоршневая электростанция на импортном сжиженном газе, предназначенная для покрытия пиковых нагрузок (ГПЭС), гидроаккумулирующая электростанция (ГАЭС) или другая электроаккумулирующая станция (ЭАС) (см. п. 4 и 5 в Таблице 4.1).

2. Активное участие в энергетической интеграции регионов Северо-Восточной Азии с использованием линии с высокой пропускной способностью, и установление оптимального баланса импорта и экспорта электроэнергии для обеспечения энергетической безопасности (см. п. 6, 7, 8, 9 в Таблице 4.1).

На основе предыдущих описаний и с применением иерархического подхода к анализу и синтезу систем, методология разработки модели развития энергетики Монголии может быть представлена в виде систематизированной схемы, приведенной на Рисунке 4.2.

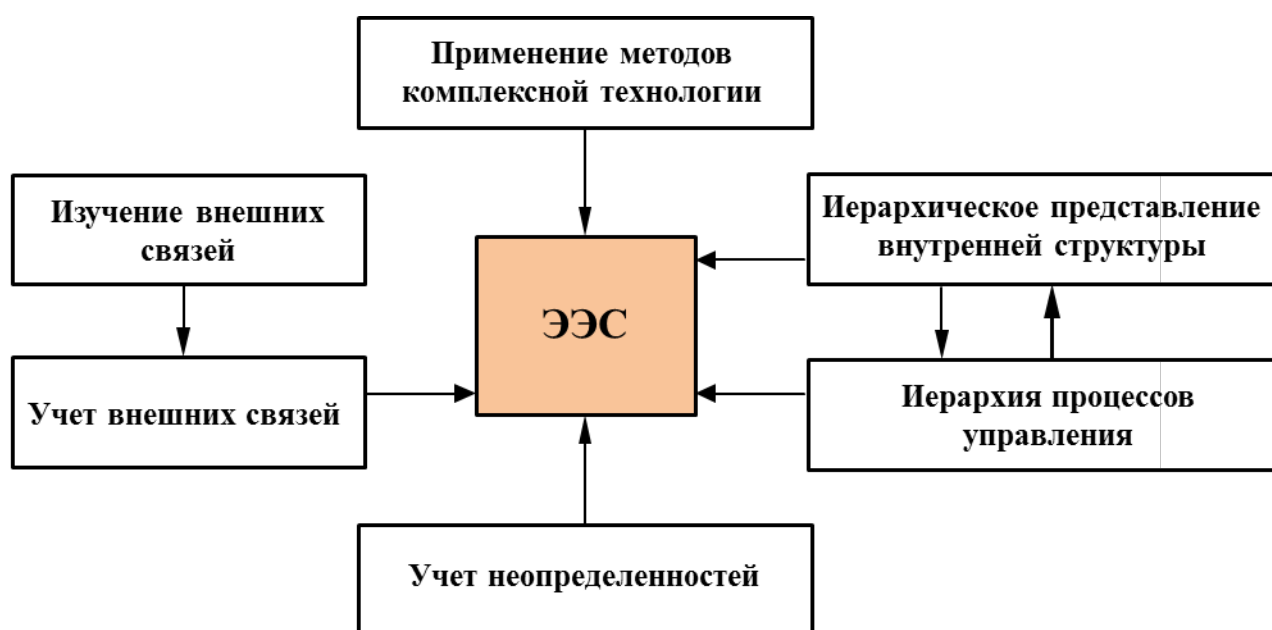


Рисунок 4.2 – Структурная схема методологии моделирования развития ЭЭС

На схеме внешние связи включают технологическую и финансово-экономическую составляющие, которые определяются интересами инвесторов. Первая из них связана с объемом импорта/экспорта энергоресурсов, а вторая - с окупаемостью капитальных вложений, особенно в контексте участия частных и иностранных инвесторов в строительстве энергетических объектов.

Многофакторный анализ, учитывающий влияние различных факторов на развитие электроэнергетической системы, основан на данных Таблицы 4.2, где выделено ограниченное количество основных влияющих факторов.

Таблица 4.2 – Взаимосвязь факторов, иерархических уровней и критериев

№	Факторы	Иерархические уровни			
		I	II	III	IV
1.	Потребление топлива – первичные ресурсы энергии	Топливо-энергетические ресурсы конкретного региона	Расположение источников	Баланс экспорта и импорта	Возобновляемые источники энергии
2.	Социальный показатель -энергосбережение	Энергосбережение	Внедрение энергосберегающих технологий	-	-
3.	Экономический рост – потребление электроэнергии	Надежность сетей	Передача электроэнергии по ЛЭП	-	-
4.	Политика – стабильность политики развития	Единая политика развития	Долгосрочная политика развития	Энергетическая политика соседних стран	Политика СВА
5.	Экономика – инвестиции	Покрытие инвестиций за короткий срок	Интересы внутренних и иностранных инвесторов	Поддержка инвестиций	Экономическая эффективность
6.	Экспорт электроэнергии	-	Создание оптимального соотношения экспорта и импорта	Повышение экспорта	Становление страны-экспортера
7.	Импорт электроэнергии	Сокращение импорта энергии	-	Сокращение импорта	Сокращение импорта
8.	Мировые тенденции развития энергетики	Создание распределенных источников	Внедрение цифровых технологий	Инфраструктура цифровых технологий	Интеллектуальная ЭЭС
9.	Стратегия энергетики соседних стран	-	Стратегия развития ЕЭЭС	Международные (межгосударственные) ВЛЭП	Становление страны-экспортера

В рамках исследования решается многокритериальная оптимизационная задача развития электроэнергетической системы Монголии, которая преобразуется в однокритериальную путем выделения основного критерия [78]. Универсальный критерий – обычно годовые общие затраты в электроэнергетическую систему.

4.3. Методический подход к уточнению прогнозов роста потребления электроэнергии в Монголии

Методология прогноза роста электропотребления Монголии базируется на том факте, что электропотребление складывается из двух существенно различающихся по своему содержанию составляющих. Первая – закономерное увеличение потребления электроэнергии за счет увеличения количества населения страны и связанные с ним рост ВВП местной промышленности и развития социально-культурной сферы, предусмотренные в соответствии с программой регионального развития экономики. Вторая обусловлена появлением новых энергоемких объектов горно-добывающих и перерабатывающих отраслей промышленности и транспортной инфраструктуры, которые хотя и предусмотрены в директивном документе «Долгосрочная программа развития Монголии-Дальновидение – 2050», но их ввод в определяющей степени зависит от решения иностранных инвесторов, что, соответственно, вносит дополнительную существенную неопределенность в прогнозируемые уровни электропотребления. Таким образом, рост электропотребления страны можно при его прогнозировании условно разделить на две части и общий рост представить в виде суммы этих двух составляющих.

Тогда первую часть электропотребления для шести регионов страны можно подсчитать по основным показателям будущего развития экономики (см. Таблицы 1.15 и 1.16). При этом использовалось уравнение линейной регрессии (4.1), которое определяет зависимость потребления электроэнергии на душу населения от численности населения и ВВП для региона.

$$P_{q,k} = 511,6 + 0,29N_{\text{насел},k} + 0,058 \text{ ВВП}_k, \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (4.1)$$

где $N_{\text{насел}}$ – численность населения в рассматриваемом регионе в году k , тыс. чел.; ВВП – валовая внутренняя продукция на душу населения в рассматриваемом регионе в году k , тыс. тугр.; k – индекс, характеризующий номер года. Здесь для определения постоянных коэффициентов, входящих в уравнение (4.1)

использовался метод статистической обработки первичных данных за 2000-2018 гг. [30].

Вторая часть перспективного электропотребления в регионах, связанная с появлением крупных промышленных и инфраструктурных объектов ($P_{н.х}$) определялась экспертно с учетом их технико-экономических показателей и степени реализации в виде укрупненных величин, соответствующих периодов времени. Эти объекты приведены в Таблицах 1.14 и 1.15. Часто реализация такого рода мероприятия зависит от внешних инвестиций и многих других факторов, что, как отмечалось, делает их в существенной степени неопределенными по времени. Поэтому при прогнозировании вторая часть электропотребления рассматривалась в трех вариантах по степени реализации (100, 75 и 50%) на том или ином временном интервале.

$$P_{н.х,k} = K \cdot \sum_t^{T_k} \sum_i^I P_{н.х,ti} , \quad (4.2)$$

где K – коэффициент, учитывающий степени появления объектов ($K = 1,0; 0,75$ и $0,5$); $P_{н.х,ti}$ – электропотребление объектов; i – индекс, относящийся к предприятиям (I - общее число предприятий, вводы которые намечаются на рассматриваемом временном интервале); t – месяц расчетного года, $t = 1, \dots, 12$ ($T_k = 12$). Тогда итоговое прогнозируемое электропотребление рассматриваемого региона в году k (P_k) может представляться в виде суммы электропотребления ($P_{q,k}$), рассчитанное для рассматриваемого года и электропотребления, связанной с появлением крупных народно-хозяйственных объектов ($P_{н.х,k}$).

$$P_k = P_{q,k} + P_{н.х,k} \quad (4.3)$$

Следует отметить, что с использованием описанного методического подхода оцениваются объемы электропотребления для расчетного года в целом. В то же время, в математических моделях развития, представленных далее, требуется также учесть и режимы электропотребления, включая суточные и сезонные (внутригодовые). Этот учет в модели выполняется с использованием суточных графиков нагрузки для разных сезонов года. В связи с этим в

диссертационной работе специально анализировались суточные графики нагрузки (см. параграф 1.2.4 Главы 1) ЭЭС Монголии с обобщением и формированием типовых перспективных суточных графиков нагрузки, которые использовались затем в математических моделях развития. Переход от суточных графиков нагрузки для разных сезонов к прогнозному годовому электропотреблению, полученному с использованием указанного выше методического подхода, осуществлялся суммированием указанных суточных графиков нагрузки (точнее, определяемого ими суточного электропотребления) по сезонам и году с итеративной увязкой. При этом требовалось оценить сезонные максимумы электрических нагрузок для расчетного года. Указанные работы не описываются здесь подробно, поскольку представляют собой некоторую последовательность технических приемов, не содержащих научной новизны.

4.4. Расчет основных показателей региональных ЭЭС

Для обеспечения устойчивого развития и надежной работы региональной электроэнергетической системы (РЭЭС) необходимо иметь достаточную топливную базу и ресурсы первичной энергии в рамках ее расположения.

Достаточная топливная база подразумевает наличие угледобывающих предприятий, способных удовлетворить потребность в топливе для всех тепловых электростанций и других потребителей региона на продолжительное время, например, в течение года. При этом следует учитывать растущее производство электроэнергии на возобновляемых источниках.

Для Монголии важно учитывать прогнозный рост производства электроэнергии на возобновляемых источниках, который, согласно данным [12], составит 30% к 2030 году и 40% к 2050 году. Для этого в уравнение введен параметр β , который учитывает уменьшение доли электроэнергии, производимой на тепловых электростанциях и других топливных источниках. Таким образом, можно определить годовое производство электроэнергии на угольных тепловых электростанциях по соответствующей формуле:

$$E_{\text{эл}}^{\text{ТЭС}} = E_{\text{эл}}^{\text{рег}} (1 - \beta) + E_{\text{эл}}^{\text{пот}} \quad (4.4)$$

где $E_{\text{эл}}^{\text{рег}}$ – годовое региональное электропотребление, кВт·ч/год; $E_{\text{эл}}^{\text{пот}}$ – потери электрической энергии в системе, кВт·ч/год. Остальные виды потребления угля в регионе, например, для производства тепловой энергии и его переработки, ($B_{\text{топл}}^{\text{отрс}}$) рассчитываются на основе регионального годового баланса угля:

$$B_{\text{топл}}^{\text{отрс}} = \sum_{j=1}^J B_{\text{топл},j}^{\text{отрс}}, \quad (4.5)$$

Тогда годовое потребление угля региона:

$$B_{\text{топл}} = E_{\text{эл}}^{\text{ТЭС}} \cdot b_{\text{у.т}}^{\text{эл}} + E_Q^{\text{ТЭЦ}} \cdot b_{\text{у.т}}^Q + B_{\text{топл}}^{\text{отрс}} + \Delta B_{\text{топл}}^{\text{пот}}, \quad (4.6)$$

где: $E_{\text{эл}}^{\text{ТЭС}}$ – производство электроэнергии тепловыми электростанциями региона, кВт·ч/год; $b_{\text{у.т}}^{\text{эл}}$ – удельные расходы угля на производство электроэнергии (в переводе на т у.т.) т у.т./кВт·ч; $E_Q^{\text{ТЭЦ}}$ – производство электроэнергии на ТЭЦ на тепловом потреблении региона, кВт·ч/год; $b_{\text{у.т}}^Q$ – удельные расходы угля на производство электроэнергии на ТЭЦ на тепловом потреблении (в переводе на т у.т.) т у.т./кВт·ч; $B_{\text{топл},j}^{\text{отрс}}$ – потребление угля других отраслей, т.у.т/год; J – количество социально-экономических отраслей, включенных в угольный, также в единый энергетический баланс; $\Delta B_{\text{топл}}^{\text{пот}}$ – потери при транспортировке угля, т.у.т/год.

Годовая добыча угля определяется как сумма добычи всех ($k = 1, \dots, K$) угольных предприятий региона:

$$B_{\text{топл}}^{\text{доб}} = \sum_{k=1}^K B_{\text{шахты},k}^{\text{уголь}} \quad (4.7)$$

В связи с этим, условием создания и работы ЭЭС в составе ТЭК региона является наличие достаточных запасов и фактической добычи первичных энергоресурсов (угля), который можно записать в следующем виде:

$$B_{\text{топл}}^{\text{доб.ф}} > K_{\text{зап}} B_{\text{топл}} \quad (4.8)$$

Здесь коэффициентом запаса ($K_{\text{зап}}$) топлива учитываются нормированные запасы, которые должны находиться на ТЭС в штатном режиме и аварийные запасы. Также в (4.8) могут быть учтены замещающие топлива региона.

Одним из основных показателей ЭЭС является величина потерь электроэнергии $E_{\text{эл}}^{\text{пот}}$, которая входит в (4.4), и зависит от параметров передачи электроэнергии по ВЛЭП, например, уровня напряжения и общей протяженности линий. При анализе ЭЭС на уровне регионального ТЭК в качестве индикаторов снабжения топливно-энергетическими ресурсами можно использовать следующие параметры:

1. Соотношение ($\alpha_{\text{уст.м}}$) суммарной располагаемой мощности электрических станций ($P_{\text{расп}}$) и мощности максимальной нагрузки потребления электроэнергии в пределах региона (P_{max}):

$$\alpha_{\text{уст.м}} = \frac{P_{\text{расп}}}{P_{\text{max}}}. \quad (4.9)$$

2. Отношение ($\alpha_{\text{мс.св}}$) суммы всей располагаемой и передаваемой по межсистемным линиям мощностей при максимальной нагрузке потребителей ($P_{\text{мс.св}}^{\text{max}}$) к мощности максимальной нагрузки данного региона (P_{max}):

$$\alpha_{\text{мс.св}} = \frac{P_{\text{расп}} + P_{\text{мс.св}}^{\text{max}}}{P_{\text{max}}}. \quad (4.10)$$

3. Пропускная способность системообразующих ЛЭП высокого напряжения (110 кВ и 220 кВ) межсистемных связей:

$$P_{\text{мс.св}} = \sum_{i=1}^N P_{\text{мс.св.}i}, \quad (4.11)$$

где N – количество межсистемных связей.

Возможность снабжения региона собственными первичными топливно-энергетическими ресурсами выражается следующей формулой:

$$\alpha_{\text{топл}} = \frac{\sum R_{\text{топл},i}}{\sum B_{\text{топл},i}} 100 \%, \quad (4.12)$$

где $R_{\text{топл},i}$ и $B_{\text{топл},i}$ – производство и потребление i -ого первичного энергетического ресурса.

При расчете индикаторов надежности снабжения топливно-энергетическими ресурсами ТЭК региона надо учитывать способность обеспечения топливно-энергетических ресурсов при нормальном режиме и в случае экстремальных условий, т.е. при резком росте потребления топлива из-за возникших непредвиденных условий, например, вследствие неучтенного в расчете тепловых нагрузок похолодания и т.д. Здесь будут рассмотрены следующие три индикатора: доля преобладающих топливных ресурсов ($\alpha_{\text{пр.топл}}$) в общем потреблении ТЭР региона; доля самой мощной электростанции в электроэнергетических источниках региона ($\alpha_{\text{круп.ЭС}}$): количество запасных ресурсов, необходимых для покрытия потребления в экстренных условиях, например, способность снабжения 10 %-ый рост топливопотребления ($\alpha_{\text{зап.топл}}$).

Они выражаются следующим образом:

$$\alpha_{\text{пр.топл}} = \frac{\sum R_{\text{топл},i}^{\text{max}}}{\sum B_{\text{топл},i}} 100 \% ; \quad (4.13)$$

$$\alpha_{\text{круп.ЭС}} = \frac{P_{\text{круп.ЭС}}}{P_{\Sigma.\text{уст}}} 100 \% ; \quad (4.14)$$

где $R_{\text{топл},i}^{\text{max}}$ – максимально возможное производство i -ого первичного энергетического ресурса на добывающих предприятиях региона. Показатель запаса ресурсов топливоснабжения в экстремальных условиях определяется следующей формулой:

$$\alpha_{\text{зап.топл}} = \frac{R_{\text{топл.экс}}}{B_{\text{экс}}} 100 \% , \quad (4.15)$$

где $R_{\text{топл.экс}}$ - максимально возможное количество поставок первичных топливных ресурсов для нужд региона, млн. т у.т.; $B_{\text{экс}}$ – максимальное (с 10%-ым увеличением) количество потребления топлива регионом, в экстремальных условиях, млн. т у.т.

4.5. Математические модели развития ЭЭС Монголии

4.5.1. Оптимизационная модель развития ЭЭС

Единая электроэнергетическая система может быть представлена в виде объединенного набора связанных между собой региональных подсистем. Для оптимизации развития в ИСЭМ СО РАН разработан специализированный программно-вычислительный комплекс «СОЮЗ», который позволяет производить математическое моделирование таких систем. Математическая модель состоит из нескольких важных блоков [64], реализующих:

1. Расчет балансов мощности;
2. Расчет балансов зон посуточных графиков нагрузки по узлам;
3. Расчет перетоков по связям между узлами;
4. Описание разных типов генерирующего оборудования.

Модели распределительных сетей включены в узлы структурной схемы системообразующей сети второго уровня иерархии и не присутствуют в явном виде.

В моделировании энергетического режима Монгольской электроэнергетической системы возникает потребность в обмене энергии и мощности между узлами II уровня иерархии и соответствующими точками I и III уровней. Электростанции, предназначенные для экспорта и расположенные на крупных угольных месторождениях, будут не только поставлять электроэнергию на внешний рынок, но и обеспечивать дополнительную надежность Монгольской электроэнергетической системы в аварийных ситуациях и при пиковых нагрузках [111, 112].

Дальнейшие исследования должны учитывать результаты анализа предыдущего варианта с учетом особенностей системы, таких как избыток мощности в некоторых районах и дефицит в других, и соответствующим образом изменять расчетную схему. Отмечается, что отсутствие электроемких отраслей в экономике сильно влияет на оптимальное размещение генерирующих мощностей

и режим работы Монгольской электроэнергетической системы. Поэтому развитие индустриальной, транспортной и коммуникационной инфраструктуры является необходимым условием для создания электроэнергетической системы в стране [47-48, 113].

Оптимизационная модель развития ЕЭЭС Монголии отражает, с одной стороны, единое диспетчерское управление энергетическими режимами в системе, а, с другой-согласованный подход к управлению развитием электрогенерирующих и электросетевых мощностей (Рисунок 4.3).

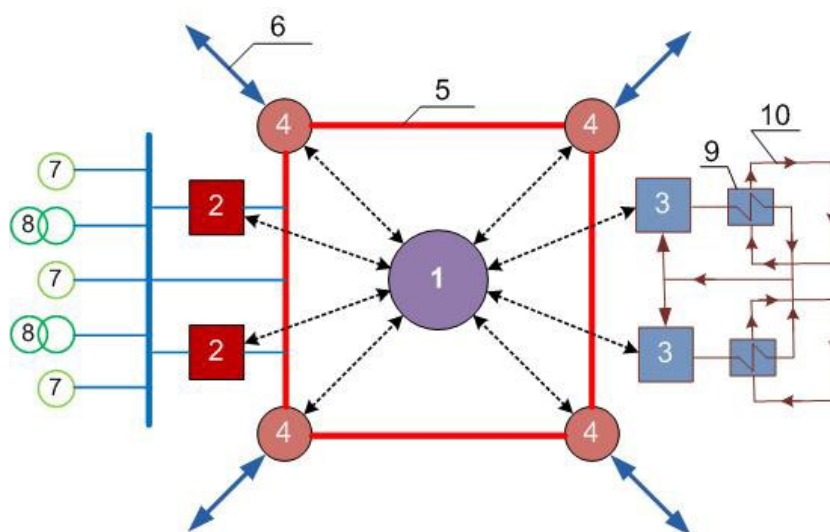


Рисунок 4.3 – Концепция управления электроэнергетическими системами
 1 – пункт Центрального диспетчерского управления и орган управления развитием; 2 – электрические станции (КЭС, ГЭС, СЭС т.д.); 3 – тепло-электростанции (ТЭЦ); 4 – распределительные подстанции; 5 – кольцевые линии; 6 – линии, соединяющие со смежными системами; 7 – распределительные сети; 8 – потребители электроэнергии; 9 – потребители теплоэнергии; 10 – тепловая сеть.

Эти аспекты отражаются в целевой функции модели, которая направлена на минимизацию общих затрат на развитие и функционирование энергосистемы. Прерывание и нарушение режима работы ЕЭЭС имеют серьезные экономические и социальные последствия. С одной стороны, ЕЭЭС подвержено оперативному диспетчерскому управлению, которое регулирует выработку мощности и потоки

активной энергии взаимосвязанных энергетических систем. С другой стороны, ЕЭЭС определяет границы отдельных электроэнергетических систем (точки сопряжения), учитывая структуру электрических сетей, базирующуюся на размещении генерирующих мощностей, распределении потребителей по территории и их экономических показателях, а также учете административных границ. Математическая модель программного комплекса "СОЮЗ" [91] для развития электроэнергетической системы представляет сеть из множества узлов, где каждый узел соответствует определенной территориальной электроэнергетической системе. Связи между узлами отображают существующие линии электропередачи между ними. Электростанции в каждом энергоузле описываются группами агрегатов со схожими технико-экономическими характеристиками.

Модель включает фиксированную часть, описывающую начальную структуру генерирующих мощностей, объемы демонтажа и модернизации оборудования, а также объекты нового строительства на начало расчетного периода. С ее помощью можно оптимизировать установленные мощности генерирующего оборудования и пропускные способности линий электропередачи к концу расчетного периода, а также прогнозировать энергетические режимы работы ЭЭС.

Структура модели "СОЮЗ" имеет блочное построение и включает блоки балансов электрической мощности узлов и их зон суточных графиков нагрузки, а также блоки, описывающие функционирование и развитие различных типов генерирующего оборудования, таких как КЭС, АЭС, ТЭЦ, ГЭС, и ГАЭС.

В модель включены модули, описывающие потребителей электроэнергии, и в зависимости от цели исследования может использоваться следующий их состав:

- *Модуль дефицита потребителей электроэнергии* предназначен для анализа сценариев развития ЭЭС в условиях дефицита и критических ситуаций.

- *Модуль электросбережения* используется при решении комплексных задач оптимизации структуры ЭЭС и потребителей для оценки эффективности мероприятий по снижению энергопотребления.

- *Модуль потребителей-регуляторов* математически описывает функционирование и развитие потребителей, аналогично традиционному элементу гидроаккумулирующей электростанции, учитывая технико-экономические показатели, такие как затраты на строительство и эксплуатацию, а также параметры, определяющие режимы использования.

При решении классических задач выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей ЭЭС, потребность в электроэнергии предполагается заданной и фиксированной, и включение модуля потребителей-регуляторов не требуется.

Минимизируемый функционал в общем случае представляет суммарные приведенные затраты на развитие и функционирование ЭЭС:

$$Z = \sum_{jint} Z_{jint} S_{jint} + \sum_{ji} Z_{ji}^{\Sigma} S_{ji}^{\Sigma} + \sum_{ji} Z_{ji}^N S_{ji}^N + \sum_{ii'} Z_{ii'}^{\Sigma} S_{ii'}^{\Sigma} + \sum_{jint} Z_{ii'}^N S_{ii'}^N \rightarrow \min. \quad (4.16)$$

Здесь j - номер группы однотипного генерирующего оборудования; i - номер энергоузла; n - номер характерного суточного графика нагрузки; t - индекс зоны нагрузки в суточном графике (продолжительность); S_{jint} - нагрузка j -го типа оборудования в узле i в суточном режиме n в зоне продолжительностью t часов, МВт; Z_{jint} - соответствующие удельные переменные затраты; S_{ji}^{Σ} , S_{ji}^N - выбираемые установленная мощность и новая (вводимая) мощность j -го оборудования в узле i , МВт; Z_{ji}^{Σ} , Z_{ji}^N - удельные постоянные ежегодные издержки и приведенные капиталовложения в это оборудование; $S_{ii'}^{\Sigma}$ - пропускная способность межсистемной связи между узлами i и i' , МВт; $Z_{ii'}^{\Sigma}$ - удельные постоянные ежегодные затраты на эту связь; $S_{ii'}^N$ - новая пропускная способность межсистемной связи между узлами i и i' , МВт; $Z_{ii'}^N$ - соответствующие удельные приведенные капиталовложения. Первые две суммы в целевой функции определяют годовые переменные и постоянные издержки на электростанциях,

третья сумма соответствует приведенным капиталовложениям в их реализацию, последние две суммы определяют годовые постоянные издержки и приведенные капиталовложения в межсистемные электрические связи.

В контексте плановой экономики, капиталовложения, для приведения их к годовой размерности, умножаются на коэффициент эффективности капиталовложений. Однако, в современных рыночных условиях, этот подход изменяется, и коэффициент эффективности заменяется на ставку дисконтирования. Ставка дисконтирования представляет собой взвешенную стоимость капитала на финансовом рынке. Она зависит от ряда факторов, в т.ч. от ставки рефинансирования, устанавливаемой регулирующими органами государства. Основные ограничения модели имеют следующий вид.

Баланс мощности узла i в час t :

$$\sum_j \alpha_{ji} S_{ji}^{\Sigma} - \sum_{i'} S_{ii't}^{\text{бал}} + \sum_{i'} S_{i'it}^{\text{бал}} \geq S_{it}^{\text{непер}} + S_i^{\text{авар}}; i = 1, \dots, I, \quad (4.17)$$

где S_{ji}^{Σ} – установленная мощность электростанций, МВт; α_{ji} – коэффициент готовности оборудования; $S_{ii't}^{\text{бал}}, S_{i'it}^{\text{бал}}$ – балансовые перетоки мощности в час t из узла i в i' и обратно, МВт; $S_{it}^{\text{непер}}$ – нерегулярная нагрузка узла i в час t , МВт; $S_i^{\text{авар}}$ – аварийный резерв мощности узла i , МВт. Балансы мощности узлов формируются для часа совмещенного максимума нагрузки ЭЭС в целом и отличных от него часов максимумов нагрузки отдельных узлов, входящих в ЭЭС.

Необходимый аварийный резерв мощности:

$$S_i^{\text{авар}} = S_i^{\text{изол}} - \sum_{i'} k^{\text{рез}} S_{ii'}^{\text{рез}}, \quad (4.18)$$

где $S_i^{\text{изол}}$ – требуемый аварийный резерв мощности узла i при его изолированной работе, а сумма описывает возможное снижение потребности в резерве узла i за счет развития $S_{ii'}^{\text{рез}}$ пропускных способностей связей этого узла со смежными узлами i' :

$$\sum_{i'} k^{\text{рез}} S_{ii'}^{\text{рез}} \leq S_i^{\text{изол}} - S_i^{\text{конц}}, \quad (4.19)$$

где $k^{\text{рез}}$ – удельное снижение требуемого резерва узла на единицу прироста пропускной способности межсистемной связи; $S_i^{\text{конц}}$ – часть резерва ЭЭС, рассматриваемая как концентрированная, приходящая на долю электростанций узла i .

Модель учитывает различия во времени пиковых нагрузок в разных энергоузлах системы. Это позволяет оптимизировать необходимый резерв мощности за счет развития межсистемных связей и их оптимального распределения, а также учитывать участие гидроэлектростанций в балансе мощности в условиях ограниченности гидроэнергетических ресурсов.

Вкаждом узле учитывается не только объём, но и режим электропотребления в сезонном, недельном и суточном разрезах. Для этого используется набор суточных графиков нагрузки, который включает различные сценарии для зимних и летних выходных и рабочих дней.

Годовой баланс энергии энергоузлов описывается через балансы зон суточных графиков нагрузки, преобразуемых в годовые показатели с помощью коэффициентов, отражающих эквивалентное число суток в году. При моделировании суточного режима применяется принцип оптимизации по характерным временным зонам в течение суток, который учитывает изменения нагрузки в разные часы суток, разбивая сутки на интервалы продолжительностью t часов.

Для учета календарного времени суток, где это необходимо, используются соответствующие переменные с индексом t – календарным часом графика нагрузки. Ниже приведен фрагмент записи балансов зон суточных графиков нагрузки двух узлов i и i' с учетом перетоков $S_{ii'}^{t_1}$, $S_{ii'}^{t_2}$ из узла i в узле i' в часы t_1 и t_2 обратных перетоков $S_{i'i}^{t_1}$, $S_{i'i}^{t_2}$.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_j S_{jit-2} + S_{ii'}^{t_1} - S_{i'i}^{t_1} = S_{it-2}; \\ \sum_j S_{jit-1} - S_{ii'}^{t_1} + S_{i'i}^{t_1} + S_{ii'}^{t_2} + S_{i'i}^{t_2} = S_{it-1}; \\ \sum_j S_{jit} - S_{ii'}^{t_2} + S_{i'i}^{t_2} = S_{it}; \\ \sum_j S_{ji't-1} - S_{ii'}^{t_2} + S_{i'i}^{t_2} = S_{i't-1}; \\ \sum_j S_{ji't} - S_{ii'}^{t_1} + S_{i'i}^{t_1} + S_{ii'}^{t_2} - S_{i'i}^{t_2} = S_{i't}; \\ \sum_j S_{ji't+1} + S_{ii'}^{t_1} - S_{i'i}^{t_1} = S_{i't+1}. \end{array} \right. \quad (4.20)$$

Здесь первая сумма в каждом уравнении – участие всех электростанций узла в покрытии зоны отдельного суточного графика, а правые части – мощности зон суточного графика. Как видно из этой записи, при описании часовых перетоков мощности используется «трансформация» зон графика нагрузки. Такое описание режима работы ЭЭС позволяет оптимизировать в модели синхронный во времени режим работы генерирующего оборудования всех узлов и электрических связей между ними, в частности, учитывать несовпадение времени прохождения пиков нагрузки в различных узлах системы.

Суммарная суточная нагрузка каждой группы однотипного генерирующего оборудования в простейшем случае ограничивается величиной мощности, готовой к несению нагрузки:

$$\sum_t S_{jint} \leq \alpha_{jin} S_{ji}^{\Sigma}. \quad (4.21)$$

Для разных типов генерирующего оборудования учитываются специфические ограничения режимов их работы: возможность пусков-остановов, технический минимум и др. Для КЭС – максимальная базисная нагрузка и возможность выработки электроэнергии по сезонам года для ГЭС, режимы загрузки ТЭЦ по теплофикационному циклу и др. [114].

Условия развития всех типов электростанций:

$$S_{ji}^{\Sigma} - S_{ji}^N \leq S_{ji}^{\text{сущ}} \quad \text{при} \quad S_{ji}^{\text{min}} \leq S_{ji}^{\Sigma} \leq S_{ji}^{\text{max}}, \quad (4.22)$$

где $S_{ji}^{\text{сущ}}$ – существующая установленная мощность; S_{ji}^{min} , S_{ji}^{max} – минимальное и максимальное значения установленной мощности данного типа оборудования.

Использование ЛЭП в балансах зон графиков нагрузки ограничивается их пропускной способностью

$$S_{ii'n}^t + S_{i'in}^t \leq S_{ii'}^{\Sigma}; \quad (4.23)$$

на балансовые перетоки в балансах мощности

$$S_{ii't}^{\text{бал}} + S_{i'it}^{\text{бал}} + S_{ii'}^{\text{рез}} \leq S_{ii'}^{\Sigma}; \quad (4.24)$$

при ограничениях на развитие электрических связей

$$S_{ii'}^{\Sigma} - S_{ii'}^N \leq S_{ii'}^{\text{сущ}} \quad \text{при} \quad S_{ii'}^{\text{min}} \leq S_{ii'}^{\Sigma} \leq S_{ii'}^{\text{max}}, \quad (4.25)$$

где $S_{ii'}^{\text{сущ}}$, $S_{ii'}^{\text{min}}$, $S_{ii'}^{\text{max}}$ – существующее, минимальное и максимальное значения пропускной способности электрической связи.

Для всех электростанций вводятся также интервальные ограничения по годовому расходу топлива разных видов и на развитие отдельных видов генерирующего оборудования в различных энергоузлах или группах узлов, определяемые по местным условиям, или, исходя из возможностей по производству оборудования, предприятиями энергомашиностроения, или его покупки.

Поскольку, как отмечалось ранее, в Монголии предполагается широкомасштабное развитие нетрадиционных возобновляемых источников энергии на базе солнечных и ветровых ресурсов (проект Гобитэк), то в модели СОЮЗ предусматривается оптимизация вводов этих ВИЭ. Данные источники выдают свою энергию в переменном режиме, зависящем от наличия этих ресурсов в каждый конкретный момент времени и представлены в модели своими установленными мощностями, как оптимизируемыми переменными, и характерными суточными профилями своей энергоотдачи (которые выражаются в долях (относительных единицах – о.е.) этой мощности. Эти профили разбиваются на интервалы (в пределе – часовые). Таким образом, данные суточные профили «привязаны» к мощностям указанных ВИЭ (точнее, выдача ими

мощности в каждом интервале выражается в доле (о.е.) от установленной мощности ВИЭ). Эти профили различаются по сезонам года и по территориям размещения ВИЭ (энергоузлам принятой для расчетов схемы) и задаются в о.е. в качестве исходных данных модели. На переменные установленной мощности ветровых и солнечных установок накладываются сверху ограничения на развитие (раздельно). Кроме того, в модели задаются капиталовложения и эксплуатационные издержки ВИЭ. Таким образом, формально ВИЭ представлены в модели соответствующими переменными, константами и ограничениями. Эти переменные, константы и ограничения входят в состав представленных выше соответствующих выражений модели, включая целевую функцию, балансовые соотношения и ограничения. Поэтому здесь не приводятся отдельные соотношения, формально описывающие ВИЭ.

4.5.2. Оптимизационная модель развития системообразующей электрической сети ЭЭС

В основе оптимизации развития электрических сетей энергосистемы лежит экономико-математическая модель. В этой модели параметры объектов представлены в виде переменных, а производственные связи и ограничения системы описываются уравнениями и неравенствами. Целевая функция определяется с использованием заданного критерия оптимальности [115]. Далее приводится описание математической модели, предназначенной для оптимизации развития системообразующей сети.

Критерием оптимальности задачи развития межсистемной сети является минимум затрат на функционирование электростанций, строительство и эксплуатацию новых электросетевых объектов, приведенных к одному моменту времени при условии обеспечения потребности нагрузок в узлах, выбранной структуры энергосистемы.

Математическая формулировка задачи:

$$З = \sum_{n,k,i} (S_{ni} \lambda_{ni} \tau^{\text{реж}} + (K_{nk}^{\text{ЛЭП}} E + И_{nk}^{\text{ЛЭП}})) \rightarrow \min(S, K^{\text{ЛЭП}}, И^{\text{ЛЭП}}), \quad (4.26)$$

узловые балансы:

$$\sum_i S_{ni} - \sum_k L_{nk} + \sum_k L_{kn} (1 - \mu_{kn} g_{kn}) = \bar{C}_n, n \in N, \quad (4.27)$$

ограничения на генерацию:

$$\underline{S_{ni}^{\text{ТЭЦ}}} \leq S_{ni}^{\text{ТЭЦ}} \leq \overline{S_{ni}^{\text{ТЭЦ}}} (1 - \beta_{ni}^{\text{ТЭЦ}}) (1 - \kappa_{ni}^{\text{ТЭЦ}}) \varepsilon_{ni}^{\text{ТР}}, i \in I, n \in N, \quad (4.28)$$

$$\underline{S_{ni}^{\text{ТЭЦ}}} \leq S_{ni}^{\text{ТЭЦ}} \leq \overline{S_{ni}^{\text{ТЭЦ}}} (1 - \beta_{ni}^{\text{ТЭЦ}}) (1 - \kappa_{ni}^{\text{ТЭЦ}}) (1 - \varepsilon_{ni}^{\text{ТР}}), i \in I, n \in N, \quad (4.29)$$

$$\underline{S_{ni}^{\text{КЭС}}} \leq S_{ni}^{\text{КЭС}} \leq \overline{S_{ni}^{\text{КЭС}}} (1 - \beta_{ni}^{\text{КЭС}}) (1 - \kappa_{ni}^{\text{КЭС}}), i \in I, n \in N, \quad (4.30)$$

$$\underline{S_{ni}^{\text{ГЭС}}} \leq S_{ni}^{\text{ГЭС}} \leq \overline{S_{ni}^{\text{ГЭС}}} (1 - \beta_{ni}^{\text{ГЭС}}) (1 - \kappa_{ni}^{\text{ГЭС}}), i \in I, n \in N, \quad (4.31)$$

$$S_{ni}^{\text{ГЭС}} \tau^{\text{реж}} \leq W_{ni}^{\text{ГЭС ср.мн.лет.}}, i \in I, n \in N, \quad (4.32)$$

$$\underline{S_{ni}^{\text{АЭС}}} \leq S_{ni}^{\text{АЭС}} \leq \overline{S_{ni}^{\text{АЭС}}} (1 - \beta_{ni}^{\text{АЭС}}) (1 - \kappa_{ni}^{\text{АЭС}}), i \in I, n \in N, \quad (4.33)$$

сетевые ограничения:

- пропускная способность линий:

$$L_{nk} (1 + \mu_{nk} g_{nk}) \leq \overline{L_{nk}} (\sigma_{nk} + Q_{nk}), n, k \in N, \quad (4.34)$$

и пропускная способность сечений между зонами свободного перетока:

$$\sum_{(n,k) \in N_d} L_{nk} (1 + \mu_{nk} g_{nk}) \leq \overline{L_d}, d \in D, \quad (4.35)$$

и ЛЭП:

$$Q_{nk} \leq \overline{Q_{nk}}, n, k \in N, \quad (4.36)$$

где множества: I – электростанции, N – узлы, D – совокупность ЛЭП, составляющих сечение, N_d – множество пар узлов, входящих в сечение d ;

переменные: S_{ni} – нагрузка электростанции, МВт; $S = \{S^{\text{ТЭЦ}}, S^{\text{КЭС}}, S^{\text{ГЭС}}, S^{\text{АЭС}} \dots\}$,

C_{nt} – нагрузка потребителя, МВт; L_{nk} – поток мощности по ЛЭП, МВт·ч; Q_{nk} –

число вводимых цепей линии (целочисленная переменная); $K_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ – капитальные

вложения в новые ЛЭП, долл; $И_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ – текущие ежегодные издержки ЛЭП,

долл/год;

константы: $\tau^{\text{реж}}$ – длительность режима в году, ч; E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений (ставка дисконтирования); μ_{nk} – коэффициент потерь электроэнергии, о.е./км; g_{nk} – протяженность линии, км; λ – топливные затраты электростанции, долл/(МВт·ч); $\underline{S}_{ni}, \overline{S}_{ni}$ – загрузка станций в режимах минимальной и максимальной выработки, МВт; \overline{C}_n – максимальная прогнозируемая нагрузка потребителя, МВт; \overline{L}_{nk} – максимальная пропускная способность ЛЭП, МВт; \overline{L}_d – максимальная пропускная способность ЛЭП, входящих в сечение d , МВт; $W_{ni}^{\text{ГЭС ср.мн.лет.}}$ – средняя многолетняя (для новых ГЭС – проектная) выработка ГЭС в году, МВт·ч; β_{ni} – доля оборудования, выведенного в ремонт, о.е.; $\varepsilon_{ni}^{\text{TP}}$ – доля выработки ТЭЦ по тепловому графику, о.е.; κ_{ni} – коэффициент разрывов, о.е.; σ_{nk} – количество цепей существующей ЛЭП; \overline{Q}_{nk} – максимальное число вводимых цепей ЛЭП.

Следует отметить, что на величины $K_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ и $I_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ формально не накладывается каких-либо ограничений. Однако, они зависят от перетоков мощности по линиям, которые включены в балансовое ограничение (соотношение) (4.27) и ограничения на развитие пропускных способностей линий и сечений между зонами свободного перетока (4.34)-(4.36). Поэтому величины $K_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ и $I_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ фактически связаны этими же системами ограничений.

При рассмотрении задачи развития сети моделируется один или ограниченное число статических режимов работы энергосистемы, которые в значительной мере определяют состояние электрической сети. Например, такие режимы могут включать в себя годовой максимум нагрузки. В данной постановке известны параметры вновь вводимых электростанций и места их размещения, а также объемы годового электропотребления в узлах энергосистемы (см. Рисунок 4.4).

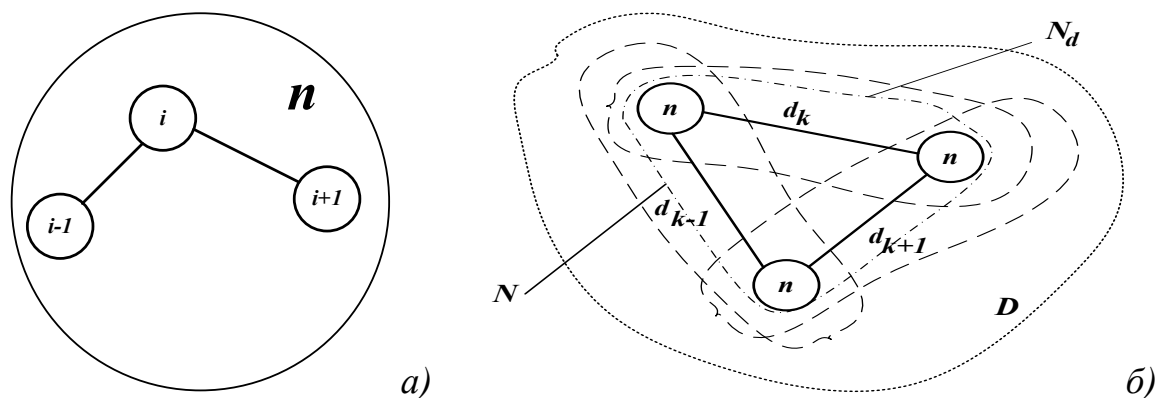


Рисунок 4.4 – К моделированию ЭЭС: а) схема энергоузла с изображением источников, б) схема ЭЭС, состоящая из энергоузлов с указанием их связей

В указанном режиме электрическая сеть должна обеспечивать полное покрытие нагрузки в узлах энергосистемы и способствовать снижению производственных затрат электростанций за счет "режимного" эффекта. Поскольку постановка задачи оптимизации развития электрической сети исходит из предположения, что на горизонте планирования электрические станции уже построены и введены в эксплуатацию, т.е. выбор их типов и состава уже выполнен в рамках решения другой задачи – оптимизации развития генерирующих мощностей, то предполагается, что такие статьи постоянных затрат электростанций, как амортизация, техническое обслуживание, налоги и т.п., будут иметь место вне зависимости от направлений развития сети.

Таким образом, в данном случае решается задача развития электрической сети при известных условиях ввода новых генерирующих мощностей, поэтому в модели развития сети оптимизируются только переменные (топливные) расходы электростанций, определяемые стоимостью топлива (угля) и его удельным расходом для двух видов станций - ТЭЦ и КЭС. Для нетопливных электростанций заданы минимальные значения переменных издержек, зависящие от объема производимой энергии. Так как постоянная часть затрат в расчетах не учитывается, значения стоимости производства электроэнергии существенно ниже тех, что фигурируют в литературе, а в рамках критерия минимизации общесистемных затрат оптимизируются только постоянные затраты новых ЛЭП и переменные (топливные) затраты электростанций.

4.5.3. Моделирование электроэнергетических режимов совместной работы электроэнергетических систем разного уровня

Дальнейшее развитие ЕЭЭС Монголии должно быть направлено на достижение более высокого иерархического уровня, что заключается в создании условий, позволяющих по технологическим и режимным параметрам совместно работать с крупными ЭЭС сопредельных стран, прежде всего с ЭЭС РФ. Также одной из первоочередных задач является, по возможности, постепенное согласование работы с ЭЭС КНР через электрическую связь горного предприятия Оюу-Толгой и/или путем создания самостоятельных внешних электрических связей между двумя странами.

При этом основной научной задачей на третьем уровне рассматриваемой модели является исследование устойчивости и совместимости сначала ЦЭЭС, потом ЕЭЭС Монголии в единых режимах с большими системами электроэнергетики вообще и с ЭЭС РФ в частности. На втором уровне иерархии задача представляет исследование ЦЭЭС Монголии в рамках национальной энергосистемы. В принципе, к первому уровню иерархии относится совместная работа локальных энергосистем с распределенной генерацией электроэнергии на возобновляемых электроэнергетических источниках (ВЭИ) отдельно взятых потребителей и группы потребителей.

В общих условиях целью управления нормальными и послеаварийными режимами электрической сети, включающей распределенную генерацию, является реконфигурация сети путем размыкания контуров, при этом в качестве критерия рассматривается минимум потерь активной мощности в сети

$$\sum_{l \in L} R_{lk} I_{lk}^2 \rightarrow \min, \quad k \in K, \quad (4.37)$$

где k – множество рассматриваемых нормальных режимов в соответствии с графиками нагрузки потребителей и загрузкой установок распределенной генерации; L – число ветвей в сети; R_{lk}, I_{lk} – активное сопротивление и ток в ветви l для режима k , K – число рассматриваемых режимов.

В послеаварийном режиме при потере основного пункта питания возникает задача обеспечения электроэнергией ответственных потребителей путем выделения «островов» (islanding) [67, 116], включающих установки распределенной генерации, работающие на сбалансированную нагрузку. Критерием islanding при этом является минимум дефицита мощности в послеаварийных режимах:

$$\left(\sum_{i \in N} P_{ik} - \sum_{i^* \in N} P_{i^*j} \right) \rightarrow \min, \quad k \in K, \quad j \in J, \quad (4.38)$$

где J – множество рассматриваемых послеаварийных режимов при потере основного пункта питания; P_{ik} – нагрузка в узле i сети в нормальном режиме k ; P_{i^*j} – нагрузка в узле i^* в послеаварийном режиме J части сети, включающей N^* узлов, принадлежащих всем островам; N – число узлов сети.

В процессе координации управления нормальными и послеаварийными режимами распределительной электрической сети важной задачей является проверка выполнения ограничений по уровням напряжений в узлах и токов в ветвях сети, как в нормальных, так и в послеаварийных режимах

$$U_{ik,min} \leq U_{ik} \leq U_{ik,max}, \quad (4.39)$$

$$U_{ij,min} \leq U_{ij} \leq U_{ij,max}, \quad (4.40)$$

$$I_{lk} \leq I_{lk,max}, \quad (4.41)$$

$$I_{lj} \leq I_{lj,max}. \quad (4.42)$$

При оптимизации критериев (4.37) и (4.38) в процессе проверки ограничений (4.39)–(4.41) применяются расчеты установившихся режимов радиальной сети. Эти расчеты выполняются с использованием метода обратного/прямого хода [117], учитывая установки распределенной генерации в распределительной сети. Для уменьшения объема расчетов может применяться интервальный метод, который позволяет получать диапазоны значений напряжений и токов.

При формировании островов учитываются два аспекта. Во-первых, имеются ограничения (4.39), (4.40) и (4.41), (4.42), отражающие различия в требованиях к напряжениям в узлах и предельной нагрузке ветвей сети в аварийных режимах по сравнению с нормальными. Во-вторых, обеспечивается электроснабжение наиболее важных потребителей в узлах распределительной сети.

Помимо вышеупомянутого метода расчета режимов электрической сети с распределенной генерацией, существуют различные математические методы, описанные в [118-123]. Стандарт подключения распределенной генерации к энергосистеме основан на принципе, что распределенная генерация не должна влиять на нормальное функционирование системы защиты, регулирования и управления энергосистемой. Одно из важных требований к распределенной генерации заключается в ее немедленном отключении от основной сети в случае аварии в энергосистеме. Это обеспечивает точную работу защитных устройств, сохраняя их чувствительность в автономном режиме работы. Тем не менее, такое отключение может негативно сказаться на нормальной работе распределенной генерации. В дополнение к релейной защите, применяется противоаварийная автоматика, такая как автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ), автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) и другие, как это указано в главе 7.

"Островной режим" (islanding) – это оперативный метод повышения надежности электроснабжения потребителей при отключении основного источника питания. В случае системных аварий, сопровождающихся падением напряжения и частоты, распределенная генерация должна продолжать работать нормально и переходить в автономный режим [116]. Она должна обеспечивать часть нагрузки и гарантировать требуемое качество и надежность электроснабжения потребителей.

Если схема электроэнергетической системы Монголии рассматривается как нижний уровень исследуемой электрической сети (при совместной работе ЭЭС РФ и Монголии), включающей распределенную генерацию, то ее схему можно разделить на несколько островов на основе вышеуказанных критериев (4.37),

(4.38) и условий узлового напряжения (4.39) и (4.40). Для чего считаем, что основной является электроэнергетическая система РФ, а распределенными генерациями выступают энергоисточники отдельных электроэнергетических систем Монголии.

4.5.4. Разработка комплексной методологии моделирования и исследования развития ЭЭС на основе ее иерархического представления

Для Монголии на данном этапе развития ЭЭС важным является организация и повышение надежности электроснабжения больших городов и промышленных районов городского типа, аймачных центров с численностью населения в несколько десятков тысяч человек, населенных пунктов, представляющих в основном центры сомонов, где проживают не более тысячи человек, занимающихся сельским хозяйством и расположенных на больших расстояниях друг от друга. Поэтому круг задач, как в качественном, так и в количественном отношении совершенно иной по сравнению с промышленно развитыми странами с многомиллионным населением. Таким образом, прямой перенос методологии прогнозирования электропотребления и развития ЭЭС, уже разработанных, например в России, и в других странах нецелесообразен, хотя в свое время это дало определенный успех для быстрого создания энергетической базы в стране на раннем периоде, когда осуществлялось централизованное планирование и управление в экономике, но в настоящее время ситуация кардинально изменилась и начали действовать рыночные законы экономики, при которых не возможно получить желаемых результатов.

Общая задача развития электроэнергетики и ЭЭС по сущности состоит из целого множества подзадач со своей вложенной иерархией, каждая из которых решает конкретную проблему, являющуюся фрагментом из их общей совокупности и тем самым создают предпосылки для комплексного представления и охвата по возможности в полной мере всех присутствующих влияющих факторов. Именно такой подход является основой разработанной в

диссертации методологии. Он позволяет учитывать разнонаправленные воздействия современности на энергетическую сферу, интересы присутствующих и участвующих субъектов во всех аспектах развития и функционирования энергетики и ЭЭС.

Разработка комплексной методологии должна соответствовать цели рассматриваемой общей задачи и последовательно решать входящие в нее подзадачи, которые являются отдельными сегментами исследования, с использованием разработанной здесь методологии. На каждом этапе и сегментах при решениях используются представление и технология, именуемые вложенными иерархиями (п.3.2).

Поэтому из рассмотрения поставленной цели исследования и с учетом многофакторности задач, некоторые из факторов, которые однозначно не могут быть учтены методами математического моделирования, могут быть учтены при помощи методов экспертных оценок. К числу таковых могут быть отнесены внешние и внутренние факторы (см. Рисунок 1.23) и прогнозируемые данные электрических нагрузок. Для учета таких аспектов задачи использовались экспертные методы и методы аппроксимаций статических данных.

Классические задачи моделирования решались методами математического моделирования ЭЭС и ЕЭЭС при соответствующих исходных данных и ограничениях. Таким образом, методология решения общей задачи развития ЭЭС может быть представлена следующей процедурной блок-схемой (см. Рисунок 4.5) с выделением этапности или уровней общей иерархии и выполняться с привлечением математических моделей и ПВК.

Вообще говоря, методология моделирования развития ЭЭС проводится по рамочной схеме, показанной на Рисунке 4.2, которая включает в себя целый арсенал сегментных исследований, начиная от подготовки ввода данных и заканчивая получением результатов решения множества подзадач, рассмотренных в п. 4.1 настоящей главы.

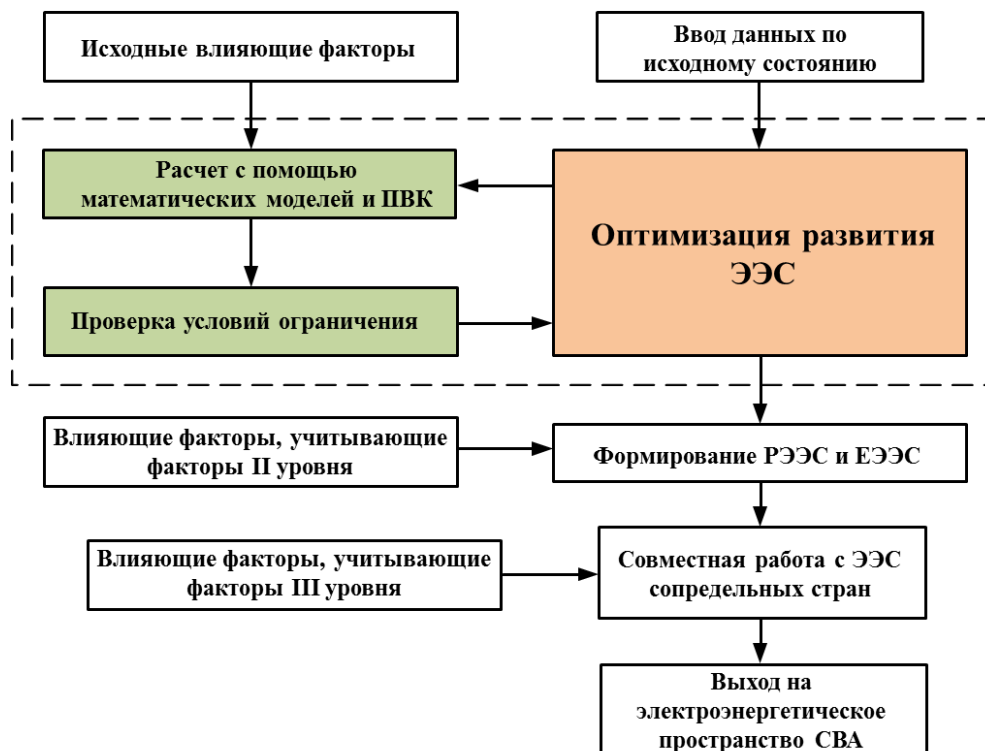


Рисунок 4.5 – Блок-схема методической процедуры исследований, включая вычислительный блок

Если обобщить разработанную на основе системного подхода и рассмотренную в предыдущих параграфах настоящей главы методологию моделирования, относящуюся к отдельным аспектам ЭЭС, то можно получить комплексную иерархическую методологию, позволяющую проводить целенаправленные и цельные исследования по развитию РЭЭС, созданию ЕЭЭС Монголии и ее дальнейшей рационализации с учетом национальной специфики.

В блок-схеме (см. Рисунок 4.5) главной компонентой, с использованием которой выполняется оптимизация объемных, структурных и режимных параметров ЭЭС на всех уровнях иерархии, является выделенный пунктирной линией вычислительный блок, который, в свою очередь, может быть представлен в виде алгоритма, приведенного на Рисунке 4.6.

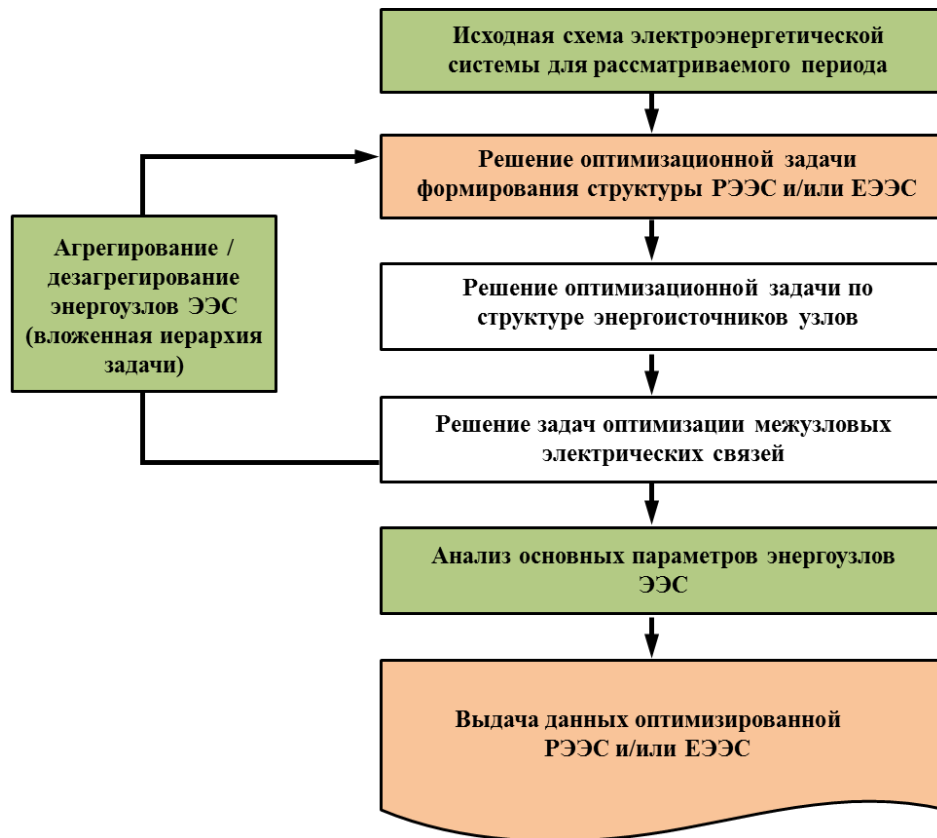


Рисунок 4.6 – Алгоритм иерархической технологии решения задачи развития ЭЭ

В принципе, блок-схема используется на всех четырех уровнях иерархии, каждый из которых соответствует определенным этапам исследования по развитию электроэнергетики страны, указывающим на присутствие или отсутствие импорта и экспорта электроэнергии в ЭЭС на данном этапе. Следует отметить, что четвертый уровень или перспективный выход ЕЭС Монголии на энергетическое пространство СВА показан, в определенной мере, условно (см. Рисунок 4.5), и он непосредственно не моделируется. Поэтому, исследования с использованием блок-схемы проводились для первых трех уровней иерархии, в соответствии с поставленными в диссертационной работе целью и задачами. На ранее приведенной в п. 4.1 структурной схеме (см. Рисунок 4.2), представляющей методологию, моделирование развития ЭЭС показано блоком «ЭЭС».

На первом уровне иерархии, который соответствует существующей структурной схеме ЭЭС Монголии, по мере реализации вычислительного исследования и по условиям действия соответствующих ограничений выдается рациональная схема ЭЭС, представленная энергетическими узлами с их

существующими электрическими связями. Очевидно, что задачи на каждом этапе решаются итеративно, и для первого уровня иерархии в итоге получается оптимизированное количество энергоузлов. При этом накладываются параметры напряжения сети, межузловые перетоки мощностей и соотношение мощности генерации и потребления для каждого энергоузла.

Причем на последующих этапах (II и III уровни иерархии) формируются как укрупненные энергоузлы, так и, в частности, могут быть РЭЭС. Тогда они будут иметь свои ограничения и возможные новые факторы, соответствующие более высоким уровням иерархии, которые учитывают особенности рассматриваемого этапа. Например, для II уровня иерархии при проведении исследований в качестве таковых принималось рассмотрение, в первую очередь, внутренних, а затем внешних факторов. На этом этапе рассматриваются, с учетом временного отрезка, различные варианты по выбору сетевых структур (ЛЭП первого уровня) вновь формируемых РЭЭС, и обосновываются параметры схемы системообразующей сети (ВЛЭП второго уровня) ЕЭЭС Монголии. Таким образом, на II уровне решается задача оптимизации ЕЭЭС с уменьшением импорта электроэнергии извне.

Следующий, III уровень исследования, направлен на усиление внешних электрических связей с энергосистемами сопредельных стран, таких как подготовка к крупномасштабному экспорту электроэнергии, генерируемой на экспортоориентированных энергоисточниках страны. Здесь в качестве ограничения выступают прежде всего внешние факторы.

Причем при рассмотрении и выборе схем РЭЭС и ЕЭЭС выступает фактор времени, например: 2030 и 2050 гг. Для чего сделан прогноз электропотребления по методической схеме «снизу в верх» с учетом директивного документа по общему развитию социально-экономической сферы и регионального развития экономики страны «Дальновидение-2050» [29].

Такой подход отдельного поэтапного моделирования развития ЭЭС может использоваться в задачах развития ЭЭС разных периодов времени, как бы с временной иерархией. Однако ввиду того, что здесь присутствует большое

количество факторов, не предоставляется возможным рассмотреть моделирование развития ЭЭС как цельную задачу с временной иерархией. Поэтому такую задачу лучше всего решать поэтапно, где каждый этап представляет собой как самостоятельное исследование.

4.5.5. Формирование инструментария для исследования развития ЭЭС

На основе разработанной комплексной методологии моделирования развития ЭЭС и математических моделей, рассмотренных выше, формируется вычислительный инструментарий с соответствующими составляющими в виде расчетно-аналитических блоков и математических моделей (ПВК), представленный в виде укрупненной схемы на Рисунке 4.7.

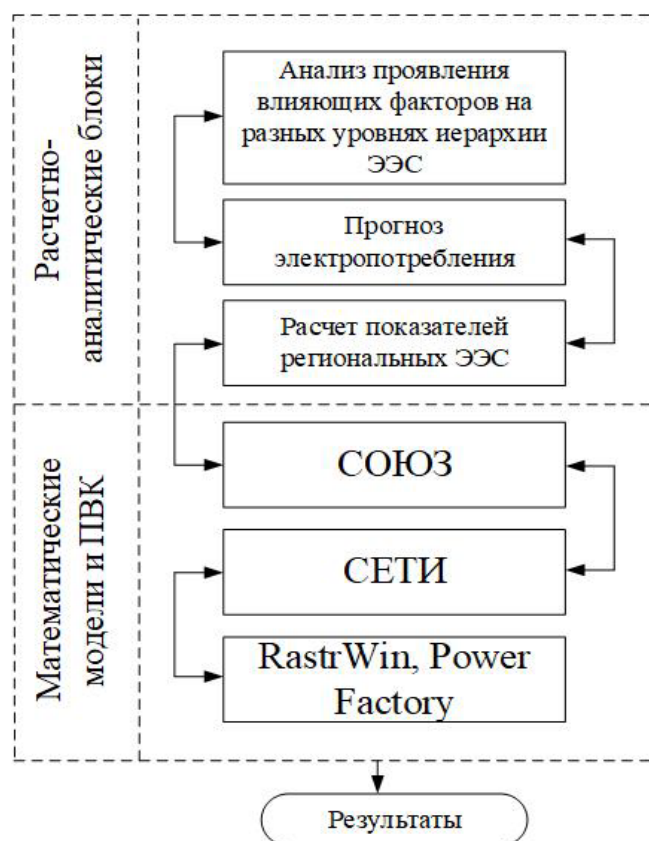


Рисунок 4.7 – Составляющие и схема их взаимодействия в рамках вычислительного инструментария

Как видно из рисунка, вычислительный инструментарий, сформированный для исследования и обоснования сценариев перспективного развития ЭЭС Монголии, разделяется на расчетно-аналитическую и модельно-вычислительную части, иерархически соподчиненные между собой. Такое же иерархическое соподчинение присутствует и внутри этих частей, между составляющими их блоками/математическими моделями.

Первая часть представлена блоками для анализа внутренних и внешних факторов, влияющих на развитие ЭЭС, оценки перспективных уровней электропотребления и предварительных расчетов показателей региональных энергосистем. Данные блоки, объединенные прямыми и обратными информационными связями, как между собой, так и с используемыми далее математическими моделями/ПВК, в совокупности представляют собой некий расчетно-аналитический инструментарий для выполнения исследований, результатом которых является уточненная (детализированная) информация о будущих условиях развития ЭЭС (и самих ЭЭС), в частности, перспективных уровнях электропотребления, основных показателях ЭЭС, в т.ч. о развитии разных типов электростанций, межсистемных, в т.ч. внешних электрических связях, наличии и объемах топливно-энергетических ресурсов и др.

Вторая часть представлена математическими моделями/ПВК развития энергосистем СОЮЗ, развития электрических сетей СЕТИ и исследования электроэнергетических режимов RastrWin и Power Factory, которые также объединены между собой прямыми и обратными информационными потоками, а также информационно объединены с предшествующими им расчетно-аналитическими блоками. ПВК СОЮЗ, как было показано выше, определяет общие направления развития ЭЭС на перспективу, основные пропорции и объемы развития разных типов генерации, режимы их работы, конфигурацию и основные параметры электрической сети. ПВК СЕТИ уточняет конфигурацию и основные параметры электрической сети, а также режимы работы электростанций. При этом, в результате уточняющих расчетных исследований с использованием ПВК СЕТИ могут появиться (или, наоборот, исчезнуть из состава оптимальных

решений) отдельные электрические связи, либо изменятся их параметры. Сформированная ранее на ПВК СОЮЗ перспективная структура генерирующих мощностей остается неизменной. ПВК RastWin и Power Factory позволяют выполнять расчеты электроэнергетических режимов, сформированных с использованием ПВК СОЮЗ и СЕТИ сценариев развития ЭЭС для проверки их технической реализуемости. ПВК RastWin и Power Factory дополнительно к 1-му закону Кирхгофа (который учитывается в ПВК СОЮЗ и СЕТИ) учитывают также 2-й закон Кирхгофа и, кроме того, используемая ими расчетная схема гораздо более детализирована, чем на предыдущих этапах исследования, поэтому параметры отдельных электрических связей могут измениться (уточниться). Кроме того, расчет электроэнергетических режимов позволяет выявить наиболее рациональные места размещения и основные характеристики интеллектуальных приборов измерения и регулирования параметров режима при формировании интеллектуальной ЭЭС и системы ее управления. Таким образом, в результате последовательного использования указанных ПВК формируются постепенно уточняемые сценарии развития ЭЭС и оцениваются их основные параметры.

Следует отметить, что помимо собственно вопросов развития ЭЭС при исследовании и обосновании соответствующих сценариев (вариантов) такого развития, ПВК СОЮЗ и СЕТИ позволяют изучать также вопросы ведения оптимальных режимов работы ЭЭС, точнее, режимов оптимальной загрузки оборудования в узлах рассматриваемых энергосистем, оптимальных потоков мощности и электроэнергии между этими узлами для обеспечения оптимального покрытия изменяющегося (в суточном, сезонном и годовых разрезах) перспективного электропотребления. Таким образом, указанные ПВК дают возможность детально исследовать энергетические режимы ЭЭС на перспективу, оптимизируя как краткосрочные (суточные), а также среднесрочные (сезонные) и долгосрочные (годовые) режимы работы ЭЭС. При этом для выявления оптимального варианта развития ЭЭС в моделях минимизируются затраты в целом по энергосистеме, включая затраты на развитие (капвложения на ввод новых и модернизацию существующих электростанций и электрических сетей) и

функционирование (на эксплуатацию электроэнергетических объектов и топливные затраты для электростанций).

Если, как было видно из представленного выше описания, энергетические режимы рассматриваются весьма детально, что необходимо, в т.ч. для более обоснованного выбора перспективной структуры генерирующих мощностей, то расчет электроэнергетических режимов, используя инструменты RastWin и Power Factory, проводится для отдельных (характерных) состояний ЭЭС, в частности, для периодов максимальных (зимних) и минимальных (летних) нагрузок. Данные состояния ЭЭС являются в определенном смысле (для условий нормальных режимов) крайними (предельными). Поэтому, рассчитывая для них электроэнергетические режимы (при условии, что эти режимы могут быть реализованы в сформированной с помощью ПВК СОЮЗ и СЕТИ перспективной ЭЭС), мы фактически охватываем весь диапазон режимов, существующих между указанными (и которые являются менее напряженными, поскольку реализуются для менее напряженных, не предельных, состояний ЭЭС). Расчет электроэнергетических режимов для ограниченного количества указанных предельных состояний ЭЭС при исследовании и обосновании развития ЭЭС представляется достаточным, поскольку эти расчеты позволяют проверить техническую реализуемость сформированных перспективных сценариев (вариантов) ЭЭС для данных предельных состояний. Если техническая реализуемость ЭЭС в указанных состояниях обеспечивается, то она обеспечивается и в менее напряженных (промежуточных между максимальными и минимальными нагрузками) состояниях.

Необходимо отметить также еще один важный аспект, возникающий при использовании указанной системы математических моделей/ПВК. Частично он затрагивался ранее и состоит в том, что разные модели по-разному и с разной степенью детализации описывают ЭЭС. Во-первых, в ПВК СОЮЗ к ПВК СЕТИ учитываются только активные мощности, а в ПВК RastWin дополнительно учитываются также реактивные мощности и напряжения. Во-вторых, в ПВК СОЮЗ и ПВК СЕТИ ЭЭС представляется совокупностью узлов, содержащих

установленные генерирующие мощности и электрическую нагрузку, и междуузловыми электрическими связями, обобщенно включающими линии электропередачи. В ПВК RastrWin генерация представлена детально отдельными генерирующими блоками со своими активными и реактивными мощностями, электрическая нагрузка также задается активной и реактивной составляющими, а электросетевой комплекс представлен электрическими подстанциями и конкретными ЛЭП/цепями разных классов напряжения. При этом детализация увеличивается по мере перехода от ПВК более высокого иерархического уровня к ПВК более низкого иерархического уровня (см. Рисунок 4.7). СОЮЗ и СЕТИ являются инструментами технико-экономической оптимизации и, с точки зрения представления и описания ЭЭС они близки друг к другу. Поэтому при переходе от ПВК СОЮЗ к ПВК СЕТИ детализация проявляется только в возможном увеличении количества узлов и междуузловых электрических связей. При переходе от ПВК СЕТИ к ПВК RastrWin детализация является принципиальной, когда вместо узлов ЭЭС, появляются шины электрических станций со своим набором генераторов и подстанций с трансформаторами и коммутационными аппаратами, а вместо обобщенных электрических связей возникают конкретные ЛЭП/цепи разного класса напряжения.

Таким образом, в связи с тем, что на вышестоящем иерархическом уровне информация представляется довольно обобщенно, требуется детализация информации, передаваемой от ПВК вышестоящего иерархического уровня на нижестоящий. Например, при выполнении оптимизационных технико-экономических расчетов (с использованием таких инструментов, как СОЮЗ или СЕТИ) информация по электрическим связям задается довольно агрегировано в виде ограничений на пропускные способности, коэффициентов удельных затрат на их сооружение и эксплуатацию. В то же время в указанных коэффициентах в совокупности учитываются род тока, уровни напряжения, предварительная длина трассы, пропускная способность, стоимость конкретной линии. Информация по генерирующим мощностям на иерархических уровнях ПВК СОЮЗ и СЕТИ также задается агрегировано в виде ограничений на развитие генерирующих мощностей,

диапазонов регулирования рабочей мощности, коэффициентов удельных затрат на строительство и эксплуатацию. При этом указанные данные обобщенно учитывают тип станции (в части используемых электрогенерирующих технологий и энергооборудования), мощности отдельных агрегатов, вид используемого топлива, его стоимость и затраты в станцию. При переходе на нижестоящий иерархический уровень и выполнении расчетов с использованием инструмента RastrWin, указанные выше данные по генерации и междузловым электрическим связям и представленные ранее в обобщенном виде, детализируются, «разворачиваясь» в совокупность конкретных технических показателей, необходимых для расчета электроэнергетических режимов (хотя, при этом важную роль играют неформализованные экспертные процедуры). При этом часть данных, которые не поставляются «сверху», как результат расчетов на ПВК СОЮЗ и СЕТИ, привлекаются дополнительно. Тем не менее, как видно из сказанного, несомненно существует преемственность в части передаваемых от инструментов вышестоящего уровня нижестоящим, представленным на Рисунке 4.7, потоков (массивов) информации с соответствующим ее дезагрегированием, дополнением и, при необходимости, уточнением.

В результате всех расчетов, последовательно проводимых с использованием рассмотренного выше вычислительного инструментария (хотя при этом могут быть и итерационные обратные связи, когда требуется корректировка некоторых параметров перспективной электроэнергетической системы на предыдущем этапе/уровне вычислительных исследований, проводимых с помощью того или иного из указанных выше составляющих/элементов инструментария) определяется конфигурация и основные параметры экономически эффективной и технически реализуемой перспективной энергосистемы.

4.6. Выводы по Главе 4

1. В результате системного анализа основных свойств и характеристик электропотребления и возможных способов электроснабжения сформирован

методический подход и разработана общая методология математического моделирования иерархического развития ЭЭС Монголии, включающие создание новых генерирующих мощностей и системообразующих ЛЭП, формирование региональных ЭЭС, совместную работу ЭЭС разных уровней и их оптимизации. При этом разработанные модели могут реализоваться с использованием существующих программных инструментариев.

2. Разработан вычислительный инструментарий для выполнения комплексных исследований по формированию и обоснованию развития ЕЭЭС Монголии. Этот инструментарий включает математические модели / ПВК для развития энергосистем СОЮЗ и развития электрических сетей СЕТИ, расчета электроэнергетических режимов RastrWin и Power Factory. Эти модели / ПВК, объединенные друг с другом системой входных/выходных информационных связей, дополняются расчетными блоками по оценке перспективных уровней электропотребления страны и регионов с использованием уравнения линейной регрессии, расчету и анализу показателей обеспеченности топливом, достаточности генерирующих мощностей и пропускной способности межузловых электрических связей региональных ЭЭС, качественной оценке роли внутренних и внешних факторов на разных уровнях иерархии развития ЕЭЭС. Указанные модели, ПВК и блоки формируют целостный инструментарий для исследований.

3. На последующих уровнях иерархического моделирования ЭЭС Монголии основную задачу исследования целесообразно решать в аспекте самостоятельных задач, соответствующих отдельным временным этапам. Этот аспект моделирования электроэнергетики и ЭЭС особенно важен для рассмотрения развития электроэнергетики и создания РЭЭС и ЕЭЭС в современных условиях Монголии, когда для этих целей наряду с государственным финансированием требуется партнерство с частным сектором и привлечение иностранных инвесторов.

Глава 5. Прогнозирование электропотребления Монголии

5.1. Исследование внешних и внутренних влияющих факторов и режимов работы при выборе направлений развития электроэнергетической системы

Как было отмечено ранее, ожидаемый рост числа горнодобывающих и горноперерабатывающих предприятий, а также увеличение электропотребления в социальной сфере в различных регионах страны, приводят к существенному увеличению общего электропотребления. Этот рост, вместе с планируемым вводом новых генерирующих мощностей, требует соединения отдаленных электроэнергетических систем страны с основной централизованной энергосистемой через строительство новых линий электропередачи. Это является необходимым условием для создания базы для формирования Единой электроэнергетической системы Монголии.

Выполненные в работе расчетные исследования плотностей электропотребления и их мощностей выявили низкие значения этих важных показателей для создания местных сетевых структур (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Средние плотности электропотребления и мощности потребителя

ЭЭС	Показатель			
	Плотность электропотребления, кВт·ч/км ² ·год	Мощность потребителя, кВт/км ²		
		Промышленность и хоз. единица	Домашнее хозяйство	Суммарное значение
ЦЭЭС	11004,27	0,76	0,49	1,25
АУЭЭС	272,90	0,01	0,02	0,03
ЗЭЭС	716,33	0,04	0,04	0,08
ВЭЭС	774,35	0,07	0,02	0,09
ЮЭЭС	8851,47	0,99	0,02	1,01

Отсюда можно увидеть, что средняя плотность годового электропотребления ЦЭЭС составляет 11004,27 кВт·ч/км²·год (максимальное значение), АУЭЭС – 272,9 кВт·ч/км²·год (минимальное значение), а в среднем по энергосистемам составляет 6112,31 кВт·ч/км²·год.

Для более детального рассмотрения эти показатели подсчитаны по основным административным единицам (аймакам), результаты приведены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Средние плотности электропотребления и мощности потребителя

Столица и аймак	Площадь территории, км ²	Показатель			
		Годовая плотность электропотребления, кВт·ч/км ² ·год	Мощность потребителя, кВт/км ²		
			Промышленность и сельское хозяйство	Домашнее хозяйство	Суммарное значение
Архангайский	55314	560,78	0,03	0,03	0,06
Баян-Улгийский	45705	967,67	0,04	0,07	0,11
Баянхонгорский	115978	370,45	0,02	0,02	0,04
Булганский ⁴	49577	20809,71	2,25	0,12	2,37
Вост.-Гобийский ⁵	115014	1876,45	0,18	0,03	0,21
Восточный	123597	1510,16	0,14	0,03	0,17
Гоби-Алтайский	141448	215,30	0,01	0,01	0,02
Завханский	82456	371,70	0,02	0,02	0,04
Селенгинский ⁶	44428	7704,35	0,66	0,21	0,88
Средн.-Гобийский	74690	419,12	0,03	0,02	0,05
Сухэ-Баторский	82287	425,02	0,02	0,02	0,05
Убснурский	69585	581,26	0,03	0,03	0,07
Убур-хангайский	62895	1225,41	0,07	0,07	0,14
Хобдский	76133	688,90	0,04	0,04	0,08
Хубсгульский	100629	472,93	0,03	0,03	0,05
Хэнтийский	80325	1339,70	0,12	0,03	0,15
Центральный ⁷	78746	73081,73	4,43	3,89	8,32
Южн.-Гобийский ⁸	165380	8851,47	0,99	0,02	1,01
Монголия	1564187	6112,31	0,46	0,23	0,70

⁴С учетом Орхонского аймака, т.е. с г.Эрдэнэт

⁵То же с Гоби-Сумбэрском аймаком (г.Чойр)

⁶То же с Дарханом

⁷То же с г.Улан-Батором

⁸То же с ГП «Оюутолгой». Электропотребление ГП «Оюу-Толгой» составляло 1361,4 млрд.кВт.ч в 2020 г.

Если в отдельности взять г. Улан-Батор, то при площади его территории 4707 км², плотность электрических нагрузок составляет 68,08 кВт/км² и Орхонский аймак с площадью всего 844 км², где находится г. Эрдэнэт с ГОК «Эрдэнэт» – 135,24 кВт/км². Для крупного промышленного центра Дархан-Уулского аймака – 5,59 кВт/км². Также подобную картину можно увидеть для Южно-Гобийского аймака, на территории которого расположен ГП «Оюу-Толгой».

Таким образом, показатель территориальной плотности энергопотребления Монголии низок по причине разбросанности населенных пунктов и малочисленности их жителей, в особенности – слабого развития местной промышленности и ограниченного количества крупных промышленных объектов и местоположения существующих крупных промышленных предприятий (ГОК «Эрдэнэт» и «Оюутолгой» и других угольных месторождений), в основном, в центральном и южном районах страны. Поэтому в тех местах, где имеются крупные потребители, этот показатель имеет высокое значение. В Таблице 5.2 показан Орхонский аймак, занимающий небольшую (всего 1,7%) территорию в составе Булганского аймака. Также при подсчете плотности электропотребления г. Улан-Батор отнесли к Центральному, Дархан-Уулский аймак (гг. Дархан и Шарынгол) к Селенгинскому и Гобисумбэрский (г. Чойр) – к Восточно-Гобийскому аймакам. Суть такого подсчета показателей электропотребления заключается в том, чтобы более четко выразить уровень его территориального распределения.

Для сравнительной оценки уровня электропотребления Монголии использовались данные энергетических сайтов зарубежных стран и регионов РФ. Если сравнить вышеназванные показатели с аналогичными некоторых территорий США (шт.Техас), РФ (Западная и Восточная Сибирь, Дальний Восток) и ряда республик Средней Азии (Кыргызстан, Туркменистан), можно обнаружить следующую картину (Таблица 5.3 и Рисунок 5.1).

Таблица 5.3 – Сравнение плотности электропотребления и мощности электрических нагрузок некоторых стран и регионов РФ

Страны и регионы	Показатели			
	Площадь территории, км ²	Потребление электроэнергии, млн.кВт·ч	Плотность электропотребления, кВт·ч/км ² ·год	Мощность потребителя, кВт/км ²
Монголия	1564187	9565,95	6112,31	0,70
Техас (США)	695662	36870,8	53001,0	6,05
Туркменистан	491200	15090	30720,7	3,51
Кыргызстан	199951	1716,9	8586,6	0,98
Республика Алтай	92903	688,6	7412,0	0,85
Республика Тыва	168604	824,3	4889,0	0,56
Алтайский край	167996	10304,3	61336,6	7,00
Красноярский край	2366797	54734,2	23125,9	2,64
Иркутская область	774846	55146,9	71171,4	8,12
Кемеровская область	95725	34165,5	356913,0	40,74
Новосибирская область	177756	16056,3	90327,8	10,31
Омская область	141140	10351,1	73339,2	8,37
Томская область	314391	8220,8	26148,3	2,98
Республика Бурятия	351334	5057,2	14394,3	1,64
Республика Саха (Якутия)	3083523	9431,6	3058,7	0,35
Забайкальский край	431892	8192,5	18968,9	2,17
Камчатский край	464275	1970,1	4243,4	0,48
Приморский край	164673	13419,3	81490,6	9,30
Хабаровский край	787633	8953,2	11367,2	1,30
Амурская область	361908	8722,2	24100,6	2,75
Магаданская область	462464	2793	6039,4	0,69
Чукотский автономный округ	769250	779,5	1013,3	0,12

источник: <https://www.rosstat.gov.ru/>

Из Таблицы можно увидеть, что за исключением отдельных регионов показатели территориального распределения электропотребления Монголии низкие, и этот фактор должен учитываться при дальнейшей разработке концепции развития ЭЭС и ЕЭЭС. На Рисунке 5.1 для наглядности приведена диаграмма, на которой четко выделяются вышеобозначенные отдельные регионы Монголии.

Из Рисунка 5.1 можно увидеть, что усредненные показатели электропотребления Кыргызстана, Туркменистана, а также некоторых субъектов РФ находятся близко к средним показателями Монголии. Однако, если вникнуть глубже, то для отдельных аймаков Монголии эти значения сильно расходятся и находятся на очень низком уровне. Высокие удельные показатели для Центрального аймака, взятого вместе с г. Улан-Батор, являются следствием того, что здесь проживает около половины (50,3%) населения и производится 66,5% ВВП страны (см. Таблица 5.4).

Следует отметить, что для областей и регионов РФ, которые приведены в Таблице 5.3 и на Рисунке 5.1, рассматриваемые показатели имеют высокие значения в основном за счет наличия энергоемких промышленных предприятий и развитой сети ВЛЭП (напряжением до 500 кВ включительно), позволяющих обмениваться электрической мощностью и энергией с другими регионами страны.

Таблица 5.4 – Население и ВВП Центрального аймака, взятого вместе с г. Улан-Батор

	Население		ВВП	
	Количество, тыс. чел.	%	млрд. тугр.	%
Монголия	3357,5	100,0	37453,3	100,0
Улан-Батор	1597,3	47,5	24187,8	64,6
Центральный аймак	93,2	2,8	703,8	1,9
Центральный аймак в месте с г.Улан-Батор	1690,5	50,3	24891,6	66,5

источник: <https://www.1212.mn/>

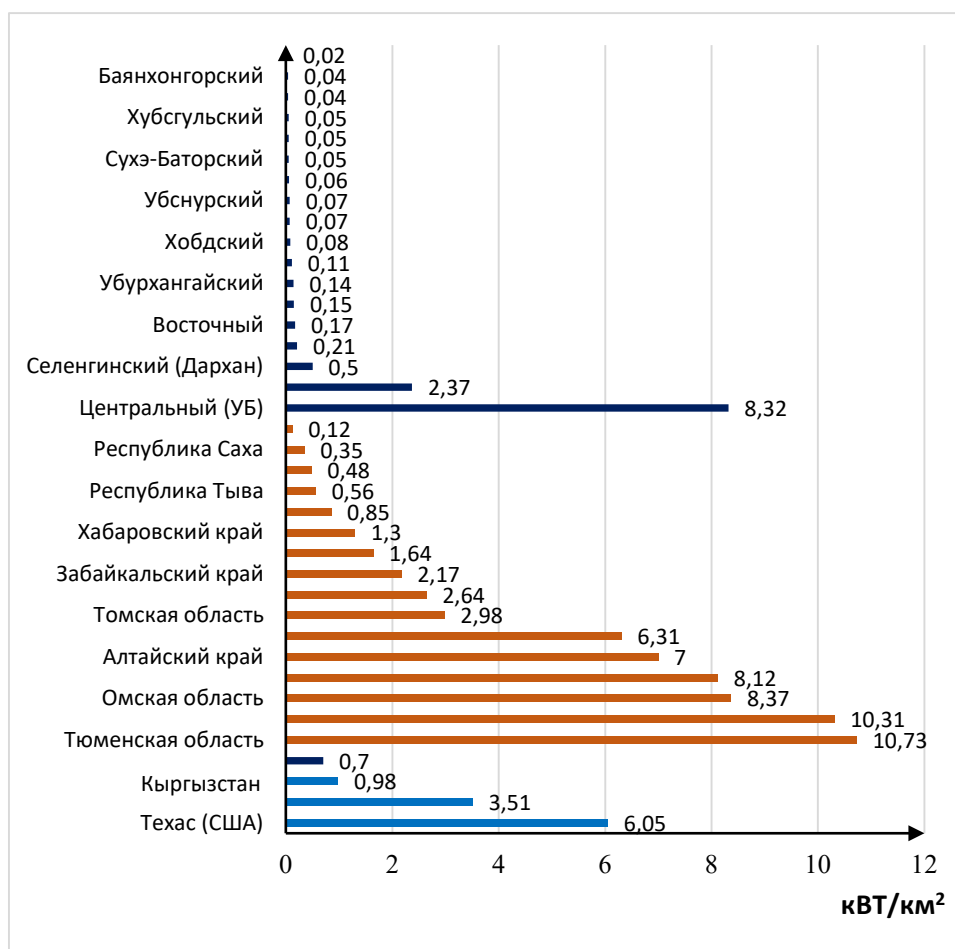


Рисунок 5.1 – Диаграмма сравнения мощностей электрических нагрузок районов Монголии с некоторыми районами РФ, штатом США и рядом зарубежных стран, кВт/км²

5.2. Исследование по прогнозированию развития генерирующих мощностей и потребления электроэнергии до 2050 г.

На сегодняшний день в Монголии работают 34 кожевенных, 38 шерстяных производств и 59 малых предприятий, 2 фабрики производят шерстяные и ковровые изделия. В пищевой отрасли имеется 123 мясных и 230 молочных предприятий, и 985 предприятий по производству мучных изделий. Работают 6 цементных заводов и 760 предприятий строительных материалов. В горной промышленности 2 предприятия занимаются обогащением меди, 3 крупных предприятия – добычей угля. В сфере строительства функционирует 6700

хозяйственных единиц. Земледелием занимаются 1422 хозединицы. Железнодорожным транспортом занимается единственная монополярная компания «Улан-Баторская железная дорога». В автотранспорте более 100 хозединиц ведут активную деятельность, а в воздушном транспорте функционирует 4 крупных компаний, которые делят авиационный рынок страны. Таким образом, в энергетике и железнодорожном транспорте господствует государственная монополия. В горной промышленности, в строительном секторе (в том числе в сфере строительных материалов) и в сфере связи присутствует олигополия. По состоянию на 2021 г. перерабатывающая промышленность произвела 8,5%, а горно-добывающая отрасль – 25,4% ВВП. Указанные предприятия формируют текущий спрос на энергоресурсы, в т.ч. на электроэнергию. Перспективный спрос рассчитывался с использованием специальной методики, изложенной в главе 3.

Полученные с использованием (4.1) расчетные данные по прогнозам для 2030, 2040 и 2050 гг. представлены в Таблице 5.5. Прогноз электропотребления, рассчитанный по трем сценариям, которые учитывают степень реализации вводов производственных мощностей (50, 75 и 100%), представлен в Таблице 5.6 и на Рисунке 5.2.

Таблица 5.5 – Динамика роста некоторых социально-экономических показателей шести регионов

Регионы	Население ($N_{\text{насел}}$), тыс. чел.				ВВП на душу населения (ВВП), тыс.тугр			
	2018	2030	2040	2050	2018	2030	2040	2050
А.Восточный	220,3	227,9	249,1	266,8	6028,9	16929,4	24159,5	31389,6
Б. Гобийский	200,5	208,1	230,9	249,4	7210,7	12705,9	17497,2	22288,4
В.Алтайский	263,9	282,9	310,3	331,9	4748,5	10313,1	14726,5	19145,8
Г. Западный	277,7	309,7	360,9	396,4	4176,6	8260,1	11534,0	14811,9
Д.Хангайский	688,9	699,5	744,4	784,1	6954,8	11465,0	15368,5	19272,1
Е.Центральный	1587,1	2134,7	2599,3	2870,9	14412,8	25886,9	35832,0	45777,0
Итого	3238,4	3862,8	4494,9	4899,5	10144,7	19482,9	27446,4	35246,8

Регионы	Производство электроэнергии на душу населения (P_q), кВт·ч/чел				Потребление электроэнергии, млн. кВт·ч		
	2018	2030	2040	2050	2030	2040	2050
А. Восточный	925,2	1559,6	1985,1	2409,6	355,4	497,5	642,9
Б. Гобийский	988,0	1308,9	1593,4	1876,7	272,4	367,9	468,0
В. Алтайский	863,5	1191,8	1455,7	1718,3	337,2	451,7	570,3
Г. Западный	834,4	1080,5	1285,2	1485,6	334,6	463,8	588,9
Д. Хангайский	1114,8	1379,4	1618,8	1856,8	964,9	1205,1	1455,9
Е. Центральный	1807,8	2632,1	3343,7	3999,2	5618,8	8691,2	11481,4
Итого	2039,1	2761,8	3407,0	3976,8	7883,3	11674,2	15207,4

Таблица 5.6 – Электропотребление по сценариям с разной степенью реализации, млрд. кВт·ч

	2030			2040			2050		
	100	75	50	100	75	50	100	75	50
Степень реализации, %	100	75	50	100	75	50	100	75	50
Прогнозное, согласно (4.1)	7,9	5,9	4,0	11,7	8,8	5,9	15,2	11,4	7,6
Рост энергопотребления за счет ввода новых производственных мощностей, согласно (4.2)	7,5	5,6	3,7	8,5	6,3	4,2	10,0	7,5	5,0
Итого	15,4	11,5	7,7	20,2	15,1	10,1	25,2	18,9	12,6

Также следует отметить, что мобильные потребители, расположенные в сельских местностях, повсеместно в широких масштабах используют малые распределенные источники возобновляемой энергии (солнечные PV-панели, ветрогенераторы). В Монголии в 2021 г. насчитывалось 188610 животноводческих семей 100%, использующих малые источники возобновляемой энергии.

Их общая мощность составляла примерно 18 МВт (для сравнения, в 2013 г. этот показатель составлял 87,8%). Эти источники выдают электроэнергию объемом 26,2 млн. кВт·ч в год примерно за 4 ч работы в сутки. Эта выработка не учитывается в расчетах баланса электроэнергии и поэтому не входит в результат, полученный с помощью уравнения (4.1).

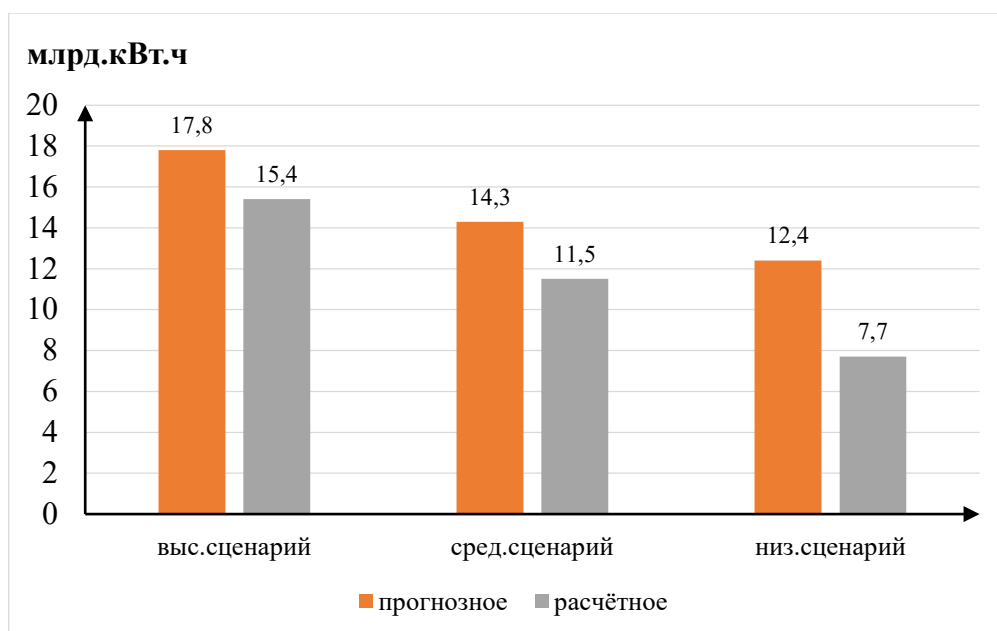


Рисунок 5.2 – Сравнение результатов прогноза [30] и расчетов электропотребления для 2030 г.

Следует отметить, что в дальнейшем при общей оценке энергопотребления населения, это необходимо учитывать, для чего надо разработать систему государственной отчетности для малых распределенных источников генерации электроэнергии.

Наряду с этим были сделаны сравнения (см. Таблицу 5.7 и Рисунок 5.3) полученных данных электропотребления страны с ранее имеющимися среднесрочными прогнозами. Показатели энергопотребления для 2030 г. по прогнозам и с высшим сценариям без учета ОТ составили 17,8 млрд. кВт·ч, а с учетом – 28,3 млрд. кВт·ч. Электропотребление ОТ обладает некоторой самостоятельностью и зависит от деятельности группы Рио Тинто⁹ [32], поэтому здесь не рассматривается. Полученный результат настоящего исследования составляет всего 15,4 млрд. кВт·ч. Таким образом, расхождение между полученным результатом и ранее проделанным прогнозом (без учета ОТ) доходит до 15%.

⁹«Рио Тинто» проводит свою деятельность в Монголии более 10 лет. Месторождение «Оюутолгой» по производственным запасам входит в первую мировую тройку. После освоения подземной переработки оно безусловно займет первое место в мире.

Таблица 5.7 – Сравнение расчетных значений электропотребления с их прогнозом [30] для 2030 г.

Электропотребление, млрд кВт·ч		высш. сценарий	средн. сценарий	низ. сценарий
Прогнозное		17,8	14,3	12,4
Расчетное		15,4	11,5	7,7
Разница	млрд кВт·ч	2,4	2,8	4,7
	%	13,5	19,6	37,9

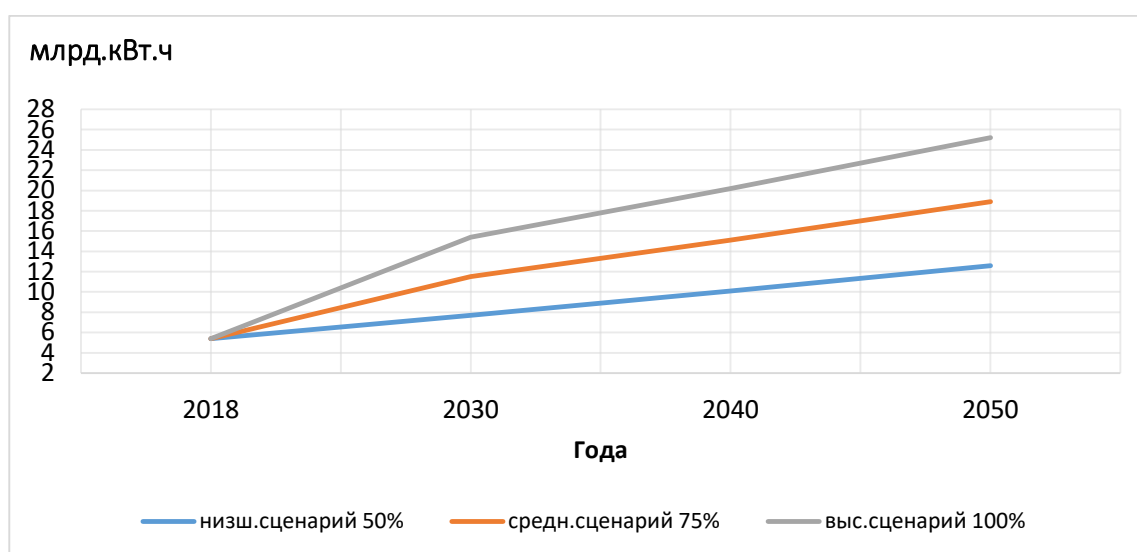


Рисунок 5.3 – Рост электропотребления по 3-м сценариям

В подсчете электропотребления регионов использовалась зависимость (4.1), которая отдельно не учитывает валовую продукцию промышленности. В этой зависимости фигурируют численность населения страны и региона и их общий ВВП, в котором в настоящее время для Монголии в значительной доле (84%) занимают продукты добычи горного производства. В будущем, когда в ВВП будет преобладать доля перерабатывающей промышленности коэффициенты уравнения (4.1) получат другие значения. Поэтому в расчете прогноза электропотребления в 2030, 2040 и 2050 гг. внесены поправки на рост электропотребления за счет ввода новых производственных мощностей, причем поправки сделаны с учетом возможных неполных вводов планируемых объектов по их 50, 75 и 100%-ым вероятностям (см. Таблицу 5.6).

Как видно из Рисунка 5.3 прогноз электропотребления составляет 7,7 - 15,4 млрд.кВт·ч. Например, в настоящее время (2020 г.) в угольной промышленности Монголии производят добычу угля в объеме 43,1 млн. т. и 57,1% из них приходится на частные угольные компании. Из них 8,7 млн. т. угля используется для внутреннего потребления, а оставшаяся часть или 31,2 млн. т. идет на экспорт. Это означает, что, если не считать мокрого обогащения угля на государственной компании ТТ, в продукции горнодобывающей отрасли доля продукции с прибавочной стоимостью незначительна и в свою очередь это приводит к низкой электровооруженности производства угля. Тогда как ГОК Эрдэнэт и ОТ имеют высокие значения этого показателя.

Из вышеприведенных сравнений можно увидеть, что электропотребление в [30] в высоком и среднем сценарии на 13,5 и 19,6% превышает результаты проведенного в работе исследования. В низком сценарии это расхождение доходит до 37,9%. В будущем, согласно [30], развитие регионов и основной рост их электропотребления будет происходить за счет развития энергоемкой промышленности переработки горного и других видов сырья (см. Таблицу 1.15).

С другой стороны, прогнозы потребления электроэнергии, как было отмечено выше, разработаны в результате инициативного проекта, финансируемого Азиатским банком развития [30], который выполнялся совместными коллективами зарубежной экспертной группы и монгольской консультативной компании при разработке обновленного генплана развития энергетики Монголии в 2007 г. Здесь, возможно, были взяты необоснованно высокие темпы роста промышленности и других отраслей экономики.

Таким образом, для дальнейшего исследования развития электроэнергетики страны в качестве опорных данных предлагается взять результаты полученные по регрессионной зависимости (4.1) и дополнить их результатами расчетов электрических нагрузок вновь создаваемых потребителей из Таблицы 5.6. Эти данные приведены в Таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Опорные данные по росту электропотребления Монголии и ее регионов (прогноз), млрд. кВт·ч, тыс. кВт·ч/км²·год

Годы		2030			2040			2050		
Сценарий*		I	II	III	I	II	III	I	II	III
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центральный регион	Электропотребление	6,1	4,6	3,0	9,2	6,9	4,6	12,2	9,2	6,1
	Плотность электропотребления	77,5	58,4	38,1	116,8	87,6	58,4	155,0	116,8	77,5
Хангайский регион	Электропотребление	1,6	1,2	0,8	1,9	1,4	1,0	2,3	1,7	1,1
	Плотность электропотребления	4,8	3,6	2,4	5,7	4,2	3,0	6,9	5,1	3,3
Западный регион	Электропотребление	0,5	0,4	0,3	0,6	0,5	0,3	0,7	0,5	0,4
	Плотность электропотребления	2,6	2,1	1,6	3,1	2,6	1,6	3,7	2,6	2,1
Восточный регион	Электропотребление	0,6	0,4	0,3	0,7	0,5	0,4	0,8	0,6	0,4
	Плотность электропотребления	2,1	1,4	1,0	2,4	1,7	1,4	2,8	2,1	1,4
Гобийский регион	Электропотребление	6,3	4,7	3,1	7,3	5,4	3,6	8,6	6,5	4,3
	Плотность электропотребления	17,7	13,2	8,7	20,6	15,2	10,1	24,2	18,3	12,1
Алтайский регион	Электропотребление	0,3	0,2	0,15	0,5	0,4	0,2	0,6	0,4	0,3
	Плотность электропотребления	0,9	0,6	0,5	1,6	1,2	0,6	1,9	1,2	0,9
По стране	Электропотребление	15,4	11,5	7,7	20,2	15,1	10,1	25,2	18,9	12,6
	Плотность электропотребления	9,8	7,4	4,9	12,9	9,7	6,5	16,1	12,1	8,1

*Здесь: I-высокий сценарий; II-средний сценарий; III-низкий сценарий.

5.3. Выводы по Главе 5

1. Основными особенностями организации энергообеспечения и развития электроэнергетики в Монголии являются ее природно-климатические условия, специфичность структуры экономики и малая территориальная плотность населения, которыми в итоге определяются характер электрических нагрузок, и количественные показатели энергоисточников и сетевых структур. В электрической нагрузке на большей части территории преобладают социально-бытовое потребление, существенная доля постоянной электрической нагрузки имеется лишь в отдельных районах, где сосредоточены крупные объекты горнодобывающей и перерабатывающей промышленности.

2. На планирование и развитие электроэнергетики страны существенное влияние оказывают внешние и внутренние факторы, которые часто носят в себе неопределенность, связанную со сроками реализации планируемых вводов промышленных мощностей и возможными изменениями в экспорте минерально-сырьевых и прочих ресурсов страны.

3. С помощью анализа сложившегося в энергетике страны состояния получены надежные исходные данные для прогноза роста электропотребления, его характеристики и территориальное распределение основных показателей электрических нагрузок, на которые можно опираться в дальнейших исследованиях развития электроэнергетики и ЭЭС Монголии.

4. Прогнозирование спроса на электроэнергию формируется под влиянием сложных и меняющихся во времени факторов развития экономики как на уровне страны, так и на уровне ее регионов. В результате анализа планирования развития структуры экономики и обработки статистических данных получена зависимость роста электропотребления регионов от численности их населения и общей валовой продукции (ВВП).

5. Уточнен прогноз роста потребления электроэнергии в Монголии и предложены опорные данные для дальнейших исследований по созданию региональных и объединенной ЭЭС Монголии, самое высокое значение которого

к 2050 г. оценивается в 25,2 млрд. кВт·ч. При таком росте электропотребления страна будет иметь приемлемую территориальную плотность электропотребления, которая по среднему сценарию составит 12,1 тыс. кВт·ч/км²·год. Для Центрального и Гобийского регионов за счет развития промышленности это значение дойдет соответственно до 116,8 и 18,3 тыс. кВт·ч/км²·год.

Глава 6. Исследование перспектив развития ЕЭЭС Монголии и выхода на энергетическое пространство СВА

6.1. Исследование и анализ стратегий развития электроэнергетики Монголии без учета внешних международных электрических связей

Ещё в период существования социалистического строя в Монголии поднимался вопрос создания базисных генерирующих мощностей и мощностей с использованием гидроэнергии рек севера страны, и в этом направлении проводились определенные исследования по оценкам потенциала и установлению мест его использования [124-129]. Таким образом, возник вопрос строительства каскада ГЭС на реках Эгийн-Гол, Орхон и Селенга. Также в свое время поднимался вопрос строительства ГЭС мощностью 50 МВт на р.Сээрийн-Гол (приток р.Орхон), технические проекты которой были сделаны в начале 1960-х годов. Они не были реализованы в связи с возникновением Дархан-Шарынгольского энерго-промышленного узла со строительством ТЭЦ мощностью 48 МВт в г. Дархане. Также проектно-исследовательскими организациями СССР в свое время были разработаны проекты ГЭС на р. Эгийн-Гол и Шуренский ГЭС на р. Селенга, но они также не были реализованы [130].

В последнее время возникновение ряда проблем, связанных с сохранением экосистемы оз. Байкал и использованием трансграничных водотоков, препятствовало реализации вышеназванных ГЭС. Однако, мы считаем, что эти проблемы разрешимы путем расширенного исследования влияния ГЭС на экосистему оз. Байкал совместной российско-монгольской исследовательской группой.

Для регулирования неравномерности электрической нагрузки, прежде всего ЦЭЭС, которая составляет более 200 МВт в зимнее время (см. п. 1.2.5.), уменьшения импорта электроэнергии из РФ (см. Рисунок 1.22), и обеспечения ЭЭС надежным и устойчивым электрогенерирующим источником, очень большое значение для Монголии имеет строительство хотя бы одной из этих ГЭС.

Например, ввод в эксплуатацию ГЭС на р.Эгийн-Гол в определенной мере решит проблему укрепления располагаемой мощности и значительно облегчит регулирование пиковой электрической нагрузки ЦЭЭС Монголии [130].

В работе исследованы и проанализированы стратегии развития электроэнергетики Монголии без учета внешних международных электрических связей и с отказом от строительства Эгийнгольской ГЭС, как одного из возможных вариантов [111].

В работах [15, 107, 112, 131] проведен анализ современного состояния генерирующих мощностей и режимов работы существующих электроэнергетических систем Монголии. В них были высказаны соображения и конкретные предложения по усилению схемы электрической сети и вводу новых генерирующих мощностей.

Государственная энергетическая политика Монголии определила следующие стратегии развития электроэнергетики: увеличение установленной мощности электростанций путем расширения существующих и ввода новых генерирующих источников для обеспечения растущего потребления электроэнергии страны; уменьшение импорта электроэнергии; обеспечение надежности электроснабжения потребителей; создание основы для дальнейшего развития на основе экологически чистых технологий; организация партнерства с частным сектором на регулируемом энергетическом рынке. Решение этих задач предполагается осуществить в течении двух этапов: первый - в период с 2015 по 2023 год, второй - с 2024 по 2030 год. Территориальное развитие электроэнергетики Монголии определено Концепцией регионального развития экономики [105]. Разработанная в соответствии с этой концепцией программа, определяет пять экономических регионов:

- *Западный*, который охватывает территорию Баян-Улгийского, Дзавханского, Гоби-Алтайского, Убснурского и Хобдского аймаков;
- *Хангайский* – Архангайского, Баянхонгорского, Булганского, Убурхангайского и Хубсугульского аймаков;

- *Центральный* – Восточногобийского, Гоби-Сумбэрского, Дархан-Уулского, Средне-Гобийского, Селенгинского, Центрального и Южно-Гобийского аймаков;

- *Восточный* – Восточного, Сухэ-Баторского и Хэнтийского аймаков, и *Улан-Баторский*, границы которых показаны на Рисунке 6.1.

Для развития энергетики в каждом регионе определены перспективные месторождения бурого угля, которые можно с большей вероятностью использовать для топливоснабжения, они показаны на Рисунке 6.1.

Перечень месторождений:

1. Западный регион: Нуурстхотгорское месторождение (1), запас 144,3 млн. т.
2. Хангайский регион: Баянтээгское месторождение (2), запас 29,7 млн. т.
3. Центральный регион: Тавантолгойское месторождение (3), запас 3500 млн. т.
4. Шивэ-обоское месторождение (4), запас 564,1 млн. т.
5. Восточный регион: Адунчулунское месторождение (5), запас 230,0 млн. т.

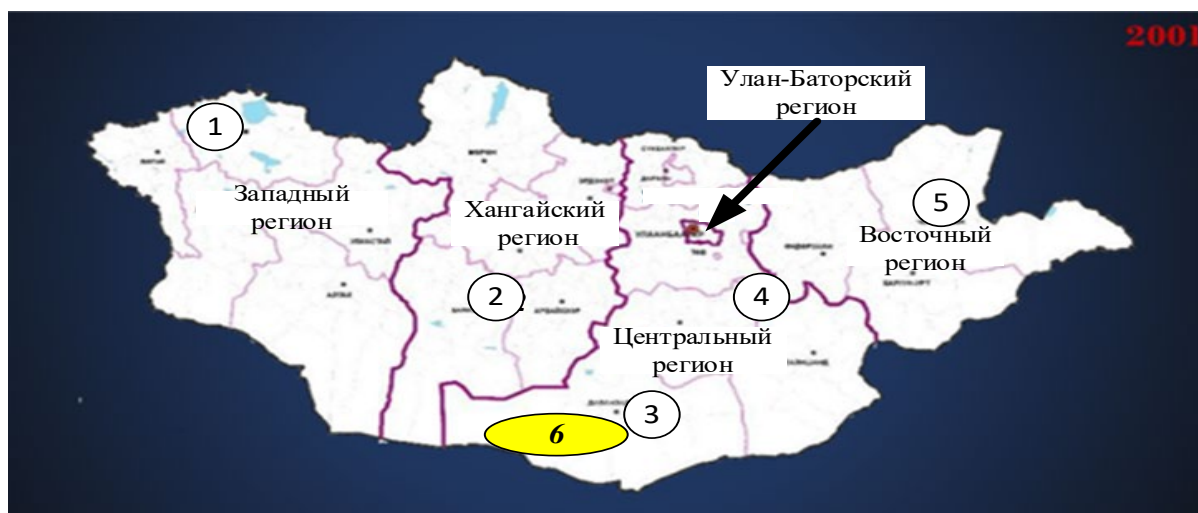


Рисунок 6.1 – Схема регионального деления Монголии и размещения месторождений угля (Ресурсы: 1-Нуурстхотгорское месторождение; 2-Баянтээгское место-рождение; 3-Тавантолгойское месторождение; 4-Шивэ-обоское месторождение; 5-Адунчулунское месторождение; 6-СЭС и ВЭС Гобитек)

На основе этих запасов угля возможно создание электрогенерирующих мощностей, которые станут основными источниками электроэнергии для электроэнергетической системы Монголии. Это позволит поставлять электроэнергию в суперэнергосистему Северо-Восточной Азии, дополняя ее солнечными и ветровыми электростанциями (СЭС и ВЭС), запланированными в пустыне Гоби в рамках проекта "Гобитек".

Принимая во внимание распределение существующих объектов электроэнергетики, потенциальные новые мощности, а также расположение потребителей, была разработана предварительная схема электроэнергетики Монголии до 2030 года, включающая девять энергоузлов (Рисунок 6.2).

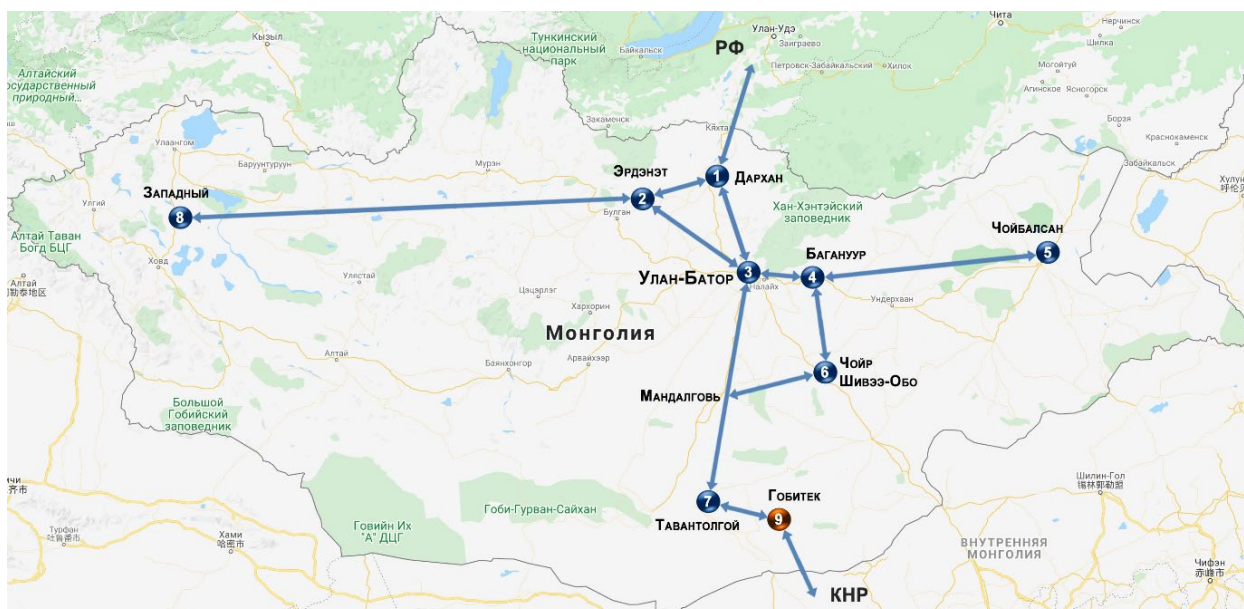


Рисунок 6.2 – Предварительная схема электроэнергетики Монголии

В этой расчетной схеме электроэнергетической системы (ЕЭЭС) Монголии с девятью узлами учтены производство и потребление электроэнергии, включая их объемы, структуру и режимы, соответствующие экономико-промышленным районам, а также перетоки энергии и мощности по системообразующим линиям без учета импорта. Узлы 1-4 и 6 принадлежат Центральной электроэнергетической системе (ЦЭЭС), узел 5 относится к Восточной электроэнергетической системе (ВЭЭС), а узел 8 обозначает Западную

электроэнергетическую систему (ЗЭЭС). Узел 7 связывает Тавантолгойское угольное месторождение с Улан-Батором (узел 3). Высоковольтная линия (состоящая из двух цепей) электропередачи (ВЛЭП) 3-7 имеет параметры для напряжения 330 кВ. В данный момент она работает на напряжении 220 кВ с подстанцией в г. Мандалгоби. Далее дана краткая характеристика этих расчетных энергетических узлов [41].

Узел 1 (г. Дархан). Является частью Дарханского административно-промышленного района. Здесь функционируют различные источники генерации энергии, включая тепловую электростанцию мощностью 48 МВт, солнечную электростанцию на 10 МВт, а также различные потребители электроэнергии, такие как металлургические и мукомольные комбинаты, железнодорожный узел, предприятия по градостроительству и другие. В этом же узле находится электрическая подстанция, через которую проходят системообразующие линии электропередачи напряжением 220 кВ, связывающие узел с энергосистемой Бурятии в России, а также с городами Улан-Батор и Эрдэнэт. Отсюда также идут линии электропередачи напряжением 110 кВ, обеспечивающие электроснабжение Шарынгольского угольного разреза и населенных пунктов района.

Узел 2 (г. Эрдэнэт). Снабжает крупный горнообогатительный медно-молибденовый комбинат (ГОК) и ряд других промышленных предприятий. Эрдэнэт, будучи административным и промышленным центром, обладает разнообразными социально-культурными объектами и является крупным потребителем энергии. Здесь также расположены городская тепловая электростанция мощностью 36 МВт, а также ТЭЦ ГОК - 53 МВт, и электрическая подстанция с напряжением 220 кВ.

Узел 3 (г. Улан-Батор). Играет ключевую роль, так как здесь сосредоточено около 80% всего электропотребления страны. В этом районе находятся городские тепловые электростанции 2, 3 и 4, которые являются основными источниками генерации для центрального экономического района, общей установленной мощностью 925 МВт.

Узел 4 (г. Баганур). Занимает важное место в системе энергетических поставок. Здесь находится крупный угольный разрез, который обеспечивает топливом электростанции центрального экономического района, включая Улан-Баторские ТЭЦ. Действует системообразующая подстанция напряжением 220 кВ, обеспечивающая электроэнергией восточные и южные районы Монголии. На данный момент здесь еще нет генерирующей мощности, но планируется строительство конденсационной электростанции (КЭС) мощностью 700 МВт (с подстанцией 2x63 МВА).

Узел 5 (г. Чойбалсан). Играет важную роль в энергетической системе восточного региона. Единственным источником генерации в этом регионе является Чойбалсанская ТЭЦ мощностью 36 МВт. Узел связан с энергосистемой центрального района одноцепной ЛЭП напряжением 110 кВ. В этом регионе также имеются значительные нефтяные месторождения, что открывает перспективы для строительства нефтеперерабатывающих предприятий.

Узел 6 (г. Чойр). Играет ключевую роль в связи между центральной энергосистемой и электросетью южного района страны. Здесь планируется создание Сайн-Шандинского промышленного парка и нефтеперерабатывающего завода. Узел является наиболее удобной точкой для обеспечения энергией указанных промышленных объектов, а также Шивэ-Обоского и нескольких других угольных разрезов с изобильными запасами угля. В этом узле находится системообразующая подстанция (2x200 МВА) и ЛЭП напряжением 220 кВ.

Узел 7 (Тавантолгой). Представляет собой важный узел в южной части Монголии. Этот район богат месторождениями коксующегося угля, и здесь уже действует конденсационная электростанция (КЭС) мощностью 18 МВт, поддерживающая развитие крупной промышленной базы. В планах на будущее строительство еще одной КЭС мощностью 450 МВт¹⁰. С увеличением объемов горнодобывающей промышленности на месторождениях Оюу-Толгойского

¹⁰Правительством Монголии 8 апреля 2020 г. принято решение построить электростанцию «Тавантолгой» мощностью 450 МВт за счет собственного финансирования на период 2020-2024 гг.

медно-серебрянного и Тавантолгойского угля в этом районе потребление электроэнергии значительно возрастет. Для обеспечения этого узла электроэнергией построены две линии электропередачи с напряжением 330 кВ и три подстанции в городе Мандал-Гоби и на местностях Тавантолгое и Оюу-Толгое. Эти инфраструктурные объекты соединяют узел 7 с узлами 3 и 6 через город Мандал-Гоби, хотя в настоящее время они функционируют на напряжении 220 кВ.

Узел 8 (Западный). Обеспечивает электроснабжение этого региона, где функционируют Дургунская и Тайширская ГЭС. Этот узел связан с узлом 2 (Эрдэнэт) одноцепной ЛЭП напряжением 110 кВ. Эта связь характеризуется низкой надежностью из-за большой протяженности (более 700 км). Все потребности в электроэнергии для этого региона удовлетворяются за счет внутренних источников и импорта недостающей мощности из Красноярской ЭЭС России по двухцепной ЛЭП напряжением 110 кВ.

Узел 9 (Гобитек). В настоящее время не имеет собственных источников. Однако в будущем планируется строительство крупной станции мощностью до 1 ГВт, использующей богатые возобновляемые ресурсы зоны "Гоби-Дезерт" в рамках международного проекта "Гобитек". Подробные характеристики этих узлов для расчета приведены в Приложении Б.

В текущей конфигурации энергосистемы Монголии основным ограничением является недостаток гибкости в управлении генерирующими мощностями из-за преобладания угольных тепловых электростанций, работающих по тепловому графику нагрузок, и недостатка гидроэнергетики, а также из-за слабых и длинных межсистемных электрических связей. В Таблице 6.1 показаны подробные количественные данные об объеме потребления электроэнергии по различным узлам.

На основе этой структуры был разработан набор исходных данных для прогнозирования развития энергетической системы Монголии до 2030 года, и были проведены соответствующие расчётные исследования с использованием пакета оптимизационных программ СОЮЗ [91].

Таблица 6.1 – Электропотребление по 9 узлам, млрд.кВт·ч

Узел	2018	%	2030	%	Прирост	%
1	2	3	4	5	6	7
Дархан	0,565	9	1,019	8	0,454	80
Эрдэнэт	1,309	20	2,363	19	1,054	81
Улан-Батор	3,885	60	7,364	59	3,479	90
Баганур	0,211	3	0,421	3	0,210	100
Чойбалсан	0,183	3	0,526	4	0,343	187
Чойр	0,107	2	0,19	2	0,083	78
Тавантолгой	0,050	1	0,072	1	0,022	44
Западный	0,183	3	0,478	4	0,295	161
Гобитек	0	0	0,148	1	0,148	
Всего	6,493	100	12,581	100	6,088	94

Хотя Монголия намерена активно участвовать в международных проектах по созданию общих энергетических систем в рамках сотрудничества в Северо-Восточной Азии, при проведении анализа внутренних потребностей и возможностей страны не учитывались возможные импортно-экспортные обмены энергией с Россией и Китаем. Для расчетов был выбран один сценарий электропотребления на 2030 год, в основном соответствующий целям национальной Энергетической политики [12] и превышающий уровень потребления электроэнергии в 2018 году в два раза (см. средний сценарий на Рисунке 5.2). Основные узлы потребления в 2018 и 2030 годах остаются такими же – Дархан, Эрдэнэт и Улан-Батор. Их доля в общем потреблении электроэнергии, как показано в Таблице 6.1, меняется незначительно (с 89% в 2018 году до 86% в 2030 году). Для учета годовой неравномерности потребления электроэнергии были смоделированы два типичных суточных режима в зимний и летний периоды. Число часов использования максимальной нагрузки (ЧЧИМ) в 2030 году немного отличается от значений 2018 года (см. Таблицу 6.2). Режим потребления электроэнергии в узлах меняется, либо со снижением ЧЧИМ, либо его увеличением для зимнего и летнего периодов, однако общие годовые показатели остаются сходными с 2018 годом.

Таблица 6.2 – Максимум нагрузки и годовое число часов использования (ЧЧИМ) ($P_{\text{макс}}$) по энергоузлам

Узел	2018 г		2030 г		Изменение, %
	$P_{\text{макс}}$, МВт	ЧЧИМ, час/год	$P_{\text{макс}}$, МВт	ЧЧИМ, час/год	
1	2	3	4	5	6
Дархан	104	5433	183	5568	2,5
Эрдэнэт	202	6480	356	6638	2,4
Улан-Батор	691	5622	1330	5537	-1,5
Баганур	42	5024	83	5072	-1
Чойбалсан	34	5382	104	5058	-6
Чойр	25	4280	40	4750	11
Тавантолгой	12	4167	16	4500	8
Западный	47	3894	115	4157	6,75
Гобитек	0	-	35	4229	-
Всего	1157	5612	2262	5562	0,9

Развитие генерирующих мощностей энергосистемы Монголии до 2030 года (с учетом экспорта в Китай) возможно за счет мер, представленных в Таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Вводы мощности по энергоузлам до 2030 года, МВт

Узел	ГЭС	ТЭЦ	КЭС	ВЭС	СЭС	Всего
1	2	3	4	5	6	7
Дархан		35				35
Эрдэнэт	315	47				362
Улан-Батор		202			15	217
Баганур			700			700
Чойбалсан		100				100
Чойр			3500	50	25	3575
Тавантолгой			450			450
Западный	80	50				130
Гобитек				1400	600	2000
Всего	395	434	4650	1450	640	7569

Это ввод новых ГЭС Эгийнгольская (315 МВт) и Тайширская (80 МВт); установка тепловых агрегатов ТЭЦ для обеспечения теплоснабжения в узлах

Дархан, Эрдэнэт, Улан-Батор, Чойбалсан и Западный; новые угольные агрегаты КЭС могут быть введены в Чойре, Тавантолгое и Багануре; в узле Гобитэк планируется строительство крупных возобновляемых источников энергии - ветряных электростанций (ВЭС) на 1400 МВт и солнечных (СЭС) на 600 МВт. Общий прогнозный объем вводимой мощности на электростанциях страны до 2030 года составляет около 7,5 млн. кВт, включая 395 МВт на ГЭС, 434 МВт на ТЭЦ, 4650 МВт на конденсационных электростанциях и более 2,0 млн. кВт на ВЭС и СЭС.

В расчетах стратегии развития энергосистем Монголии уделяется особое внимание оптимизации развития конденсационных электростанций и возобновляемых источников энергии, таких как солнечные и ветряные электростанции. Масштабы расширения гидроэнергетики и теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) были определены экспертно, ориентируясь на положения Энергетической программы.

За счёт ввода в эксплуатацию Эгийнгольской ГЭС предполагается удовлетворить потребности в гибкой мощности, так как теплоэлектроцентрали сконцентрированы на обеспечении тепловой нагрузки в различных узлах.

Стоимость угля варьируется от 40 до 60 долларов за тонну в зависимости от удаленности от месторождений. Установлены следующие стандартные капиталовложения для угольных блоков: 1600 долларов за кВт для блоков мощностью 200 МВт в Багануре и Тавантолгое, а также 1100 долларов за кВт для блоков мощностью 800 МВт в Чойре. Стоимость установки солнечных и ветряных электростанций в узле Гобитек составляет 3000 долларов за кВт.

Расчеты были проведены на основе нескольких сценариев. В основном варианте (вариант 1) предполагается фиксированное развитие электрической сети.

Основные результаты этого варианта представлены в Таблице 6.4 и на Рисунке 6.3

Таблица 6.4 – Развитие генерирующих мощностей электростанций (базовый вариант)

Показатели	Установленная мощность, 2018 г.						Ввод мощности 2018-2030гг.						Установленная мощность, 2030 г.					
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ВЭС	СЭС	Всего	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ВЭС	СЭС	Всего	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ВЭС	СЭС	Всего
Дархан			48		10	58			35		3	38	0	0	83	0	13	96
Эрдэнэт			65			65	120		47			167	120	0	112	0	0	232
Улан-Батор			881	50	10	941			202		10	212	0	0	1083	50	20	1153
Баганур						0		254				254	0	254	0	0	0	254
Чойбалсан			36			36			100			100	0	0	136	0	0	136
Чойр						0			55	25		80	0	0	0	55	25	80
Таватолгой			24	50		74		92	0			92	0	92	24	50	0	166
Западный	22					22	80		50			130	102	0	50	0	0	152
Гобитек						0			460			460	0	0	0	460	0	460
Всего	22	0	1054	100	20	1196	200	346	434	515	38	1533	222	346	1488	615	58	2729

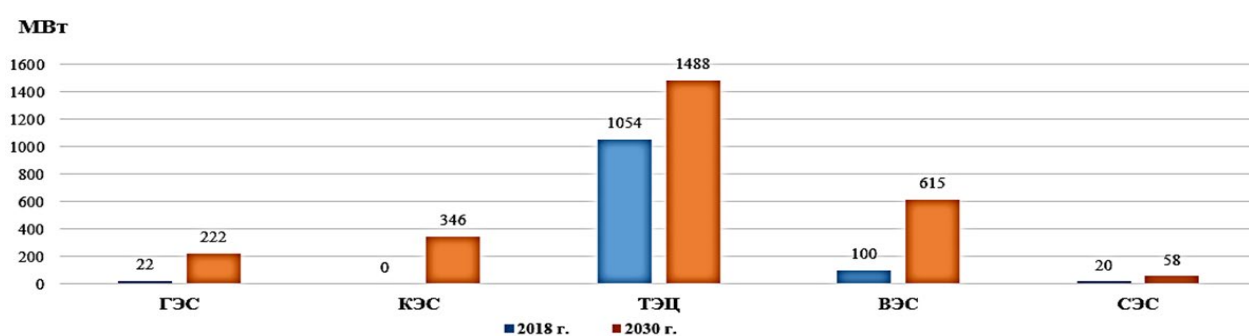


Рисунок. 6.3 – Развитие генерирующих мощностей электростанций на период до 2030 г. (базовый вариант)

Для обеспечения баланса мощности и энергии энергосистемы Монголии необходимо внедрить около 1,5 млн. кВт мощности на различных типах электростанций, включая ГЭС, ТЭЦ, а также новые угольные и возобновляемые источники. К 2030 году общая установленная мощность электростанций Монголии увеличится более чем в 1,5 раза и достигнет 2,7 млн. кВт. При этом будет обеспечено полное удовлетворение электрической нагрузки всех узлов с учетом их суточной и сезонной динамики.

Основные потоки электроэнергии из периферийных узлов направлены в центральные узлы, такие как Улан-Батор, Дархан и Эрдэнэт, которые вместе потребляют 86% всей электроэнергии. Узлы Западный и Чойбалсан имеют ограниченные связи с энергосистемой и в основном самодостаточны.

Необходимо учесть также возможные негативные последствия строительства Эгийнгольской ГЭС вблизи Эрдэнэта для экосистемы озера Байкал, которые еще не были полностью исследованы. Поэтому были рассмотрены три альтернативных варианта развития энергосистемы Монголии без учета этой ГЭС (варианты 2, 3 и 4). Основные результаты этих вариантов представлены в Таблице 6.5 и на Рисунке 6.4

Таблица 6.5 – Развитие электростанций (варианты 2-4)

Вариант	Вариант 2						Вариант 3						Вариант 4					
	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ВЭС	СЭС	Всего	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ВЭС	СЭС	Всего	ГЭС	КЭС	ТЭЦ	ВЭС	СЭС	Всего
Дархан			40		2	42			35		2	37			35		3	38
Эрдэнэт		141	47			188		300	47			347			47			47
Улан-Батор			202		10	212			202		11	213			202		11	213
Баганур		256				256		160				160		480				480
Чойбалсан			100			100			100			100			100			100
Чойр				55	16	71				55	28	83				55	27	82
Тавапголгой		77				77						0						0
Западный	80		50			130	80		50			130	80		50			130
Гобитек					466	466					425	425					440	440
Всего	80	474	439	521	28	1542	80	460	434	480	41	1495	80	480	434	495	41	1530

МВт

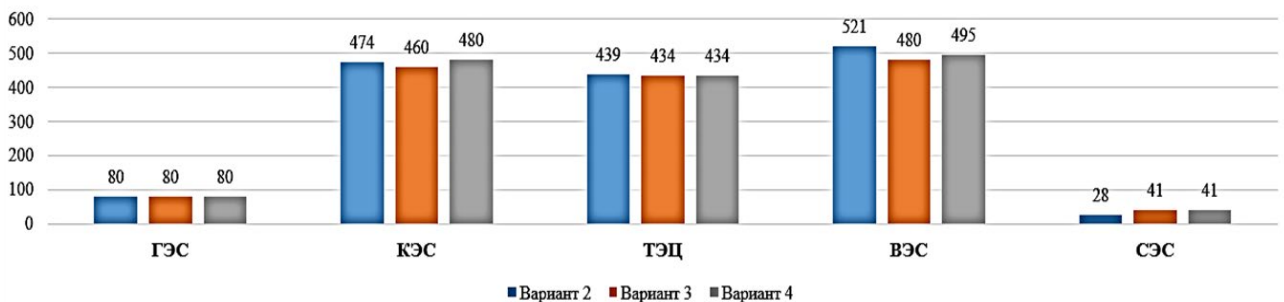


Рисунок 6.4. – Структура ввода генерирующих мощностей электростанций на период до 2023 г. (варианты 2-4)

Во втором варианте, при равных условиях, строительство Эгийнгольской ГЭС не предусмотрено. В результате мощности и энергии в системе оказываются несбалансированными. Пропускная способность ЛЭП недостаточна для передачи энергии от новых источников генерации в центральные узлы Монголии, что приводит к дефициту мощности в узле Эрдэнэт около 140 МВт. Существующая связь Чойр-Баганур-Улан-Батор, как и в базовом варианте, загружена на пределе, но ее недостаточно для компенсации дефицита.

В третьем варианте рассматривается ввод незапланированной угольной станции мощностью 300 МВт в Эрдэнэте вместо Эгийнгольской ГЭС без дополнительного усиления ЛЭП. Это позволяет компенсировать дефицит мощности в системе. Ввод электростанции здесь сокращает потребность в новых угольных мощностях в узлах Баганур и Тавантолгой примерно на 90 МВт в каждом.

В четвертом варианте предполагается увеличение пропускной способности электрической связи по маршруту Гобитек – Чойр – Баганур – Улан-Батор – Эрдэнэт для передачи электроэнергии от новых источников генерации в центральные узлы. Введение новых мощностей КЭС в Багануре (480 МВт) и ВЭС в Гобитеке (440 МВт) будет достаточным для удовлетворения потребностей энергосистемы Монголии. При этом требуется развитие межузловых линий передачи электроэнергии, как показано в Таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Развитие пропускных способностей ЛЭП, МВт

ЛЭП	План, вариант 1	Оптимум, вариант4	Текущее состояние
1	2	3	4
Улан-Батор - Баганур	211	247	348
Улан-Батор - Тавантолгой			186
Дархан - Улан-Батор			106
Дархан – Эрдэнэт			196
Эрдэнэт - Улан-Батор		123	139
Эрдэнэт - Западный			48
Баганур - Чойр	167	44	209
Баганур - Чойбалсан			63
Гобитек - Чойр	1263	258	
Чойр - Чойбалсан	740	18	

Из результатов расчетов следует, что кроме планируемого развития схемы ЛЭП необходимо усилить связи по маршруту Эрдэнэт – Улан-Батор – Баганур. Новые линии передачи, такие как Гобитек – Чойр с пропускной способностью около 250 МВт и Эрдэнэт – Улан-Батор с передачей мощности около 125 МВт, являются наиболее значимыми. Тем не менее, следует отметить, что планируемая пропускная способность всех линий, ведущих к узлу Чойр, явно завышена.

Обращает на себя внимание весьма существенный рост во всех рассматриваемых вариантах, возобновляемых энергоисточников ВЭС и СЭС, преимущественно в энергоузле Гоби, на величину порядка 500 МВт (см. Таблицы 6.4 и 6.5), что составляет примерно треть от общих объемов вводов генерирующих мощностей в Монголии за период до 2030 г. Как видно из Таблицы 6.4, доля указанных источников в структуре установленных генерирующих мощностей в 2018 г. составляла только 10 %. Согласно выполненным расчетам, к 2030 г. эта доля может увеличиться почти в два раза.

ВЭС и СЭС, как энергоисточники с резко переменным режимом выдачи электроэнергии, в оптимизационных расчетах «вписывались» в графики нагрузки ЭЭС Монголии с учетом их неравномерности. При этом одновременно рассчитывались объемы вводов и режимы работы остальных типов электростанций, развитие и режимы работы междуузловых электрических связей, чтобы обеспечить по узлам и в целом по системе баланс рабочих мощностей в каждый час расчетного 2030 г. Полученные результаты по объемам вводов генерирующих мощностей, включая ВЭС и СЭС, и электрических связей, приведенные в Таблицах 6.4-6.6, учитывают указанные особенности возобновляемых энергоисточников и общесистемные режимные факторы.

Результаты выполненного анализа развития электроэнергетических систем Монголии до 2030 года, включая базовый вариант, соответствующий Энергетической стратегии Монголии без учета электрических связей с Россией и Китаем, и варианты с отказом от сооружения Эгийнгольской ГЭС можно обобщить в следующем виде.

1. Базовый вариант предполагает, что потребуются ввод около 1,5 ГВт мощностей на электростанциях, чтобы удовлетворить спрос в Монголии на электроэнергию до 2030 года. По видам генерации это будет представлено так: ВЭС – 515 МВт, ТЭЦ - 434 МВт, КЭС на угле - 346 МВт, ГЭС - 200 МВт, СЭС - 38 МВт. Планируемая установленная мощность электростанций Монголии составит 2,7 ГВт к 2030 году.

2. Если из-за вероятных экологических проблем, будет свернуто строительство Эгийнгольской ГЭС, тогда взамен потребуется или строительство угольной конденсационной электростанции в г. Эрдэнэт, или дополнительное строительство электростанций в других узлах системы с усилением системообразующих межузловых линий электропередач.

3. ВЭС в рассматриваемых условиях обычно более экономичны, чем солнечные. Малые блоки порядка 200 МВт, как более маневренные, являются наиболее предпочтительными, чем большие - 800 МВт. Объемы вводов ВЭС составляют около трети от всех планируемых вводов до 2030 г.

4. Существующее соединение между Багануром, Улан-Батором и Эрдэнэтом не обладает достаточной пропускной способностью для передачи энергии от новых источников генерации в центральную часть энергосистемы Монголии. Проблема становится критической в случае отказа от строительства Эгийнгольской ГЭС. В планах на 2030 год необходимо рассмотреть вопрос об усилении этого соединения.

6.2. Исследование развития электроэнергетической системы Монголии в направлении оптимизации ее электрических сетей

6.2.1. Технико-экономические исследования развития электрической сети ЭЭС Монголии

В предыдущем п. 6.1 при рассмотрении первого уровня иерархии электроэнергетических систем были выделены девять энергоузлов. С учетом слишком большой сосредоточенности электропотребления в отдельных узлах на втором (II) уровне иерархии ЭЭС в ее структуре выделены новые энергоузлы путем разделения некоторых из них, в связи с чем количество энергоузлов увеличилось до двенадцати (см. Рисунок 6.5).

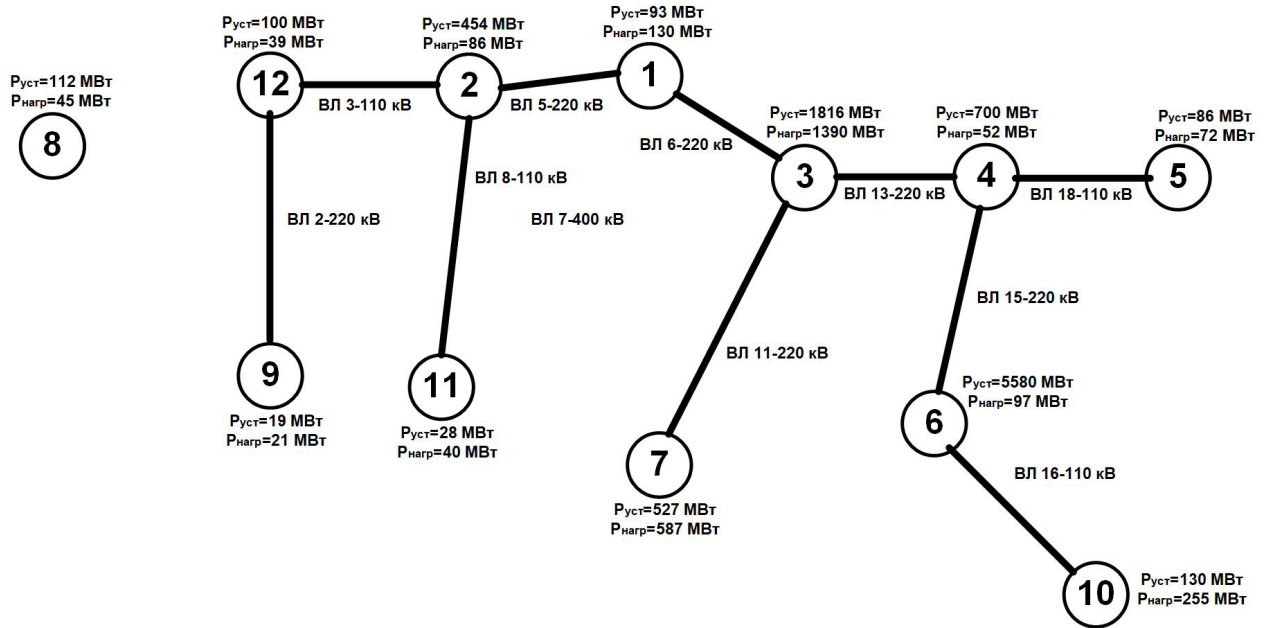


Рисунок 6.5 – Предварительная схема второго иерархического уровня ЕЭЭС
 1-Дархан; 2-Эрдэнэт; 3-Улан-Батор; 4-Баганур; 5-Чойбалсан; 6-Чойр; 7-Таван-толгой; 8-Западный; 9-Алтайский; 10-Сайншанд; 11-Баянтээг; 12- Могойн-Гол (Хубсугул)

Таковыми являются энергоузлы 6 и 10 на юге, для которых не определены места размещения промышленных предприятий, выступающих потребителями электроэнергии. Кроме того, для Улан-Баторского энергоузла взят новый пиковый регулирующий источник, который фигурирует как ГАЭС, но, в принципе, вместо него может рассматриваться ЭАС. На данном этапе исследования учитывались энергоисточники и ВЛЭП ЦЭЭС, имеющиеся на сегодняшний день новые источники, которые ожидаются для ввода в эксплуатацию в ближайшие 2-3 года. Исходные данные для моделирования приведены в Таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Мощность энергетических источников в энергоузлах ЭЭС

Энергоузел		Установленная мощность, МВт	ТЭЦ	КЭС	ВЭС	СЭС	ГЭС	ГАЭС
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Дархан	103,0	93,0			10,0		
2	Эрдэнэт	454,0	139,0				315,0	
3	Улан-Батор	1715,9	1555,0		50,0	10,4		100,0

Продолжение Таблицы 6.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Баганур	700,0		700,0				
5	Чойбал-сан	86,0	86,0					
6	Чойр	5580,0		5580,0				
7	Таван-толгой	527,0	9,0	468,0	50,0			
8	Западный	112,0					112,0	
9	Алтай-ский	19,1					19,1	
10	Сайн-Шанд	130,0			50,0	80,0		
11	Баянхонгор	28,0		20,0		8,0		
12	Могойн-Гол	100,0		100,0				
Итого		9555,0	1882,5	6968,0	150,0	108,4	346,1	100,0

Однако, при этом по результатам предыдущего исследования в некоторых энергоузлах были выявлены дефициты мощности, для покрытия которых рассматривались различные варианты генерации. Например, в Эрдэнэтском районе недостающая установленная мощность составила 454 МВт, и на данном этапе моделирования рассматривается несколько возможных вариантов их покрытия. Этими вариантами могут быть либо расширение Эрдэнэтской ТЭЦ до определенной мощности, которое связано с тепловой нагрузкой, либо строительство новой тепловой или гидравлической электрической станции в этом районе. Пока в Таблице 6.7 это условно представлено как расширение ТЭЦ и строительство ГЭС. Здесь принят новый энергоузел (12) в Хубсугульском аймаке, где объединен весь объем электропотребления хубсугульского и дзавханского аймаков с учетом перетока электрической мощности по длинной ЛЭП, соединяющей узлы 2 и 12 (см. Рисунок 6.5) или 9 и 12 (см. Рисунок 6.6).

Учитывая необходимость в экономическом развитии страны здесь предусмотрено создание новой генерирующей мощности, обеспечивающей вновь появляющихся на западе (Убснурском, Хободском и Баян-Улгийском аймаках) потребителей.

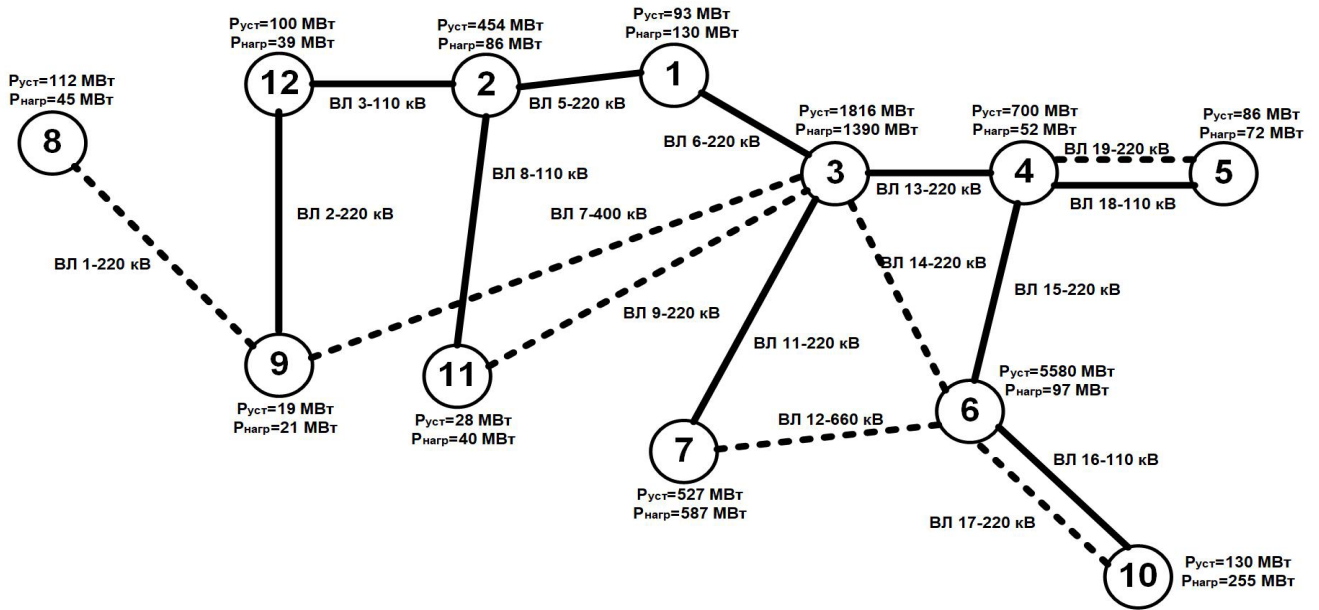


Рисунок 6.6 – Планы по развитию межзубовых связей на 2030 год; сплошная линия – существующая связь; пунктирная линия – планируемая связь

Также был оставлен введенный в предыдущем исследовании (см. Рисунок 6.2) восьмой энергоузел. В этом энергоузле находится ныне работающая Дургунская ГЭС и в ближайшем будущем появится Эрдэнэбүрэнская ГЭС, возможно строительство новой ТЭС (КЭС) на Хотгорском угольном разрезе. В рассматриваемой схеме Алтай-Улиастайскую РЭЭС представляет девятый энергоузел. В соответствии с [28] и возможным появлением новых горных предприятий, развитием местной промышленности и укрупнением населенных пунктов предусмотрен новый энергоузел 11 в Баянхонгорском аймаке.

Так как от места расположения недостающей мощности зависит общесистемная эффективность, по результатам исследований II уровня иерархии ЕЭЭС расположение и, соответственно, характеристики энергоузлов 8, 9, 11 и 12 и соединяющих их электрических связей могут измениться.

При моделировании была поставлена задача снижения суммарных затрат на функционирование электростанций, строительство и эксплуатацию новых электросетевых объектов при условии обеспечения спроса потребителей в узлах энергосистемы в режиме максимальной годовой нагрузки ЭЭС. Результат моделирования по мощности приведены в Таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Сводные показатели мощности, МВт

Узел	Мощность электростанций		Мощность нагрузки		Избыток***
	Установлен-ная	Рабочая*	Потребность	Максимум**	
1	2	3	4	5	6
1	103,0	83,4	130,0	143,0	-68,6
2	454,0	363,2	86,0	94,6	268,6
3	1715,9	1378,76	1390,0	1529,0	-76,2
4	700,0	560	52,0	57,2	502,8
5	86,0	68,8	72,0	79,2	-10,4
6	5580,0	4464	97,0	106,7	4357,3
7	527,0	426,6	587,0	645,7	-224,1
8	112,0	89,6	45,0	49,5	40,1
9	19,1	15,28	21,0	23,1	-7,9
10	130,0	117	255,0	280,5	-176,5
11	28,0	23,2	40,0	44,0	-21,6
12	100,0	80	39,0	42,9	37,1
Всего	9555,0	7669,84	2814,0	3095,4	4620,6

* - рабочая мощность рассчитана путем вычитания из установленной мощности величины резерва мощности электростанции (15%) и потребности на собственные нужды (5%)

** - принятые величины для режима максимума нагрузок рассчитаны путем увеличения значения нагрузки на 10% (используются для расчетов режима)

*** - избыток отражает разность между рабочей мощностью и максимумом нагрузки

- не рассматриваются ограничения ГЭС, ВЭС и СЭС, связанные с ограниченностью гидро-, ветро- и гелио- ресурсов соответственно.

В части планирования энергоисточников в задаче оптимизации развития электрических сетей мы исходили из предположения, что эти источники полностью находятся в эксплуатации, а при оптимизации выдаваемых мощностей в качестве исходных данных рассматриваются только расходы связанные с выработкой электроэнергии. Это обусловлено, тем что в рассматриваемой задаче решаются вопросы, связанные с выбором оптимальной структуры ВЛЭП ЕЭЭС, поэтому параметры энергоисточников выступают как исходные данные задачи. При исследовании взяты следующие стоимостные показатели (Таблица 6.9).

Таблица 6.9 – Стоимостные показатели

№	Показатель	Ед. изм.	Величина показателя
1	2	3	4
1	Стоимость угля	долл. /т. у. т	50,0
2	Стоимость производства электроэнергии по станциям:	долл. /МВт·ч	-
2.1	ТЭЦ		12,0
2.2	КЭС		15,0
2.3	ГЭС		1,0

1	2	3	4
2.4	ВЭС		2,0
2.5	СЭС		1,0
3	Стоимость новых ВЛ по напряжениям:	млн. долл. /км	-
3.1	110 кВ		0,15
3.2	220 кВ		0,20
3.3	400 кВ		0,30
3.4	660 кВ		0,45

В расчете принята единая стоимость угля для всех тепловых электрических станций без учета транспортной составляющей при доставке с различных месторождений. Также не учитывались топливные ограничения в энергоузлах. В моделировании наряду с существующими связями (см. Рисунок 6.2) рассматривались еще планируемые и возможные [29]. Схема и параметры этих связей представлены на Рисунке 6.6 и в Таблице 6.10.

Таблица 6.10 – Межузловые связи* ЕЭЭС Монголии

№ ВЛ	Начало	Конец	Напряже-ние, кВ	Пропуск-ная способ-ность, МВт	Длина, км	Статус
1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 1	8	9	220	104	693	Планируется
ВЛ 2	9	12	220	104	500	Планируется 110 кВ существует
ВЛ 3	12	2	110	72	500	Существует
ВЛ 4	9	11	110	72	400	Возможна
ВЛ 5	2	1	220	104	180	Существует
ВЛ 6	1	3	220	104	219	Существует
ВЛ 7	9	3	400	288	1037	Планируется
ВЛ 8	11	2	110	72	529	Существует
ВЛ 9	11	3	110	72	639	Возможна
ВЛ 10	11	7	110	72	500	Возможна
ВЛ 11	7	3	220	104	575	Существует
ВЛ 12	7	6	660	800	480	Планируется
ВЛ 13	3	4	220	104	120	Существует
ВЛ 14	3	6	110	72	240	Возможна
ВЛ 15	6	4	220	104	250	Планируется 110 кВ существует
ВЛ 16	6	10	110	72	226	Существует

1	2	3	4	5	6	7
ВЛ 17	6	10	220	104	226	Планируется
ВЛ 18	4	5	110	72	541	Существует
ВЛ 19	4	5	220	104	541	Планируется

* Каждая связь принята как одно цепная ВЛ соответствующего класса напряжения.

С использованием разработанной оптимизационной модели развития электрических сетей проводились исследования схемы ЛЭП ЕЭЭС в нескольких вариантах, первые результаты показаны на Рисунке 6.7. Полученная схема значительно отличается от предварительно взятой и представленной на Рисунке 6.6. схемы. Как следует из этой схемы, запланированные электрические связи, которые соединяют энергоузел 3 с энергоузлами 9 (ВЛ 7), 11 (ВЛ 9) и 6 (ВЛ 14) не вошли в оптимальное решение задачи. Однако в результате оптимизации появились новые электрические связи между некоторыми энергоузлами, а также выявилась необходимость в усилении электрических связей между отдельными энергоузлами.

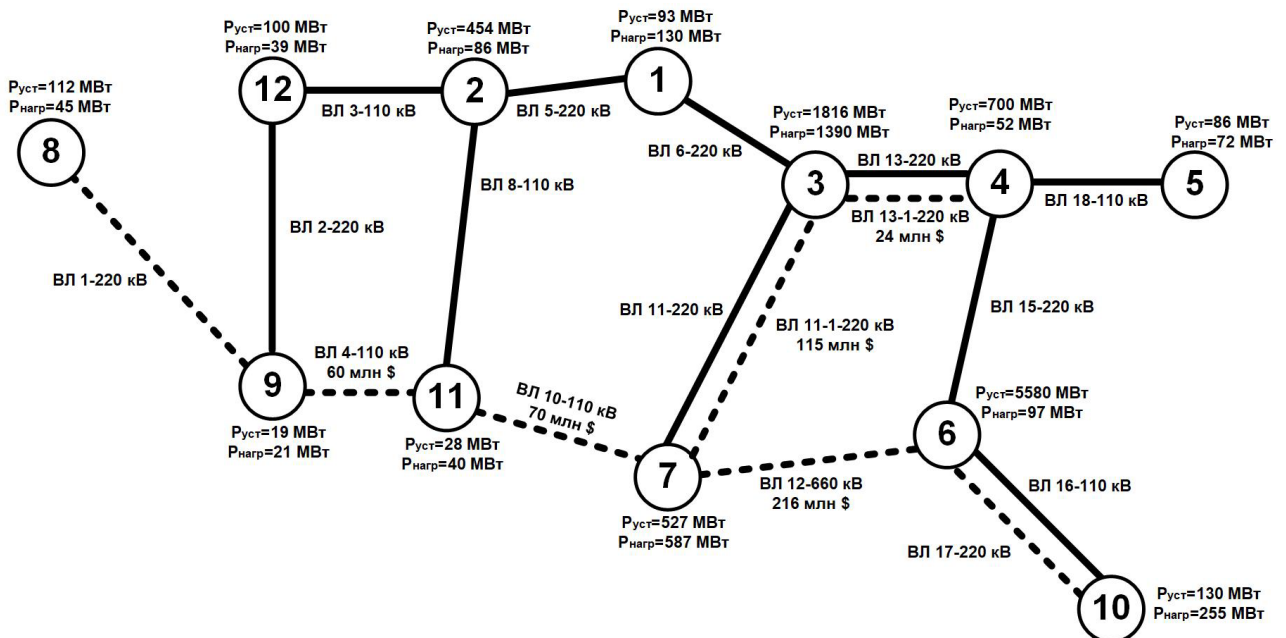


Рисунок 6.7 – Схема решения, полученного с использованием оптимизационной модели развития электрических сетей.

Эти результаты объединены в Таблице 6.11. Между энергоузлами 3 и 7, 3 и 4, 6 и 10 необходимо строить новые двухцепные ВЛЭП напряжением 220 кВ. Также в ЗЭЭС при осуществлении III этапа программы развития железной дороги [47] и с появлением новых горнодобывающих и перерабатывающих предприятий потребуются электрические связи (ВЛ 4 и ВЛ 10) этой электроэнергетической системы с ЕЭЭС. На схеме связи изображены условно, пунктирными линиями.

Таблица 6.11 – Новые межсистемные связи

№	Связь	Начало	Конец	Капитальные вложения, млн. долл.	Функция межсистемной связи
1	ВЛ 4 110 кВ	11	9	60	Выдача мощности в энергодефицитный узел №9
2	ВЛ 10 110 кВ	11	7	75	Выдача мощности в энергодефицитный узел №7
3	ВЛ 11-1 220 кВ	3	7	115	
4	ВЛ 13-1 220 кВ	3	4	24	Транзитный переток мощности от КЭС энергоизбыточного узла №4 в южном направлении
5	ВЛ 12 660 кВ	6	7	216	Транзит мощности КЭС энергоизбыточного узла №6 в южном направлении (возможный экспорт в энергосистему КНР)
6	ВЛ 17 220 кВ	6	10	45	Выдача мощности в энергодефицитный узел №10
Всего				535	-

Мощности системных источников показаны по видам электрических станций и на этой основе подсчитано их участие в покрытии электрических нагрузок ЕЭЭС (Таблица 6.12).

Таблица 6.12 – Загрузка по типам электростанций

Узел	Доля мощности узла в общей мощности, %	Всего по узлу, МВт	ТЭЦ	КЭС	ГЭС	ВЭС	СЭС
1	2,45	80,05	70,55				9,50
2	9,99	327,11	59,36		267,75		
3	47,33	1549,60	1322,60		170,00	47,50	9,50
4	8,78	287,33		287,33			
5	2,23	73,10	73,10				
6	8,62	282,22		282,22			
7	13,84	452,95	7,65	397,80		47,50	
8	1,59	52,10		41,90	10,20		
9	0,49	16,15			16,15		
10	3,77	123,50				47,50	76,00
11	0,75	24,60		17,00			7,60
12	0,15	5,00		5,00			
Всего по станциям, МВт		3273,71	1533,26	1031,25	464,10	142,50	102,60
Всего по станциям, %		100,00	46,84	31,50	14,18	4,35	3,13

Здесь же приведены мощности нагрузок энергоузлов и их доли в общей мощности ЕЭЭС. Также балансы мощности энергоузлов представлены в Таблице 6.13.

Из баланса (см. Таблицу 6.13) можно увидеть, что с учетом вновь появляющихся генерирующих мощностей на уровне 2030 г. в отдельных узлах появляются резервы в установленной и располагаемой мощности. Например, таковые наблюдаются в наиболее нагруженных энергоузлах 2, 4, 6, 7 и 10. Также по ЕЭЭС страны на уровне 2030 г. будет иметься избыток мощности в 178,3 МВт.

Таблица 6.13 – Баланс мощности энергоузлов, МВт

Узел	Установленная мощность	Резерв	Рабочая мощность	Генерация	Собственные нужды	Нагрузка	Потери мощности	Избыток
1	103,0	11,8	87,6	80,1	3,6	143,0	-	-63,0
2	454,0	53,1	384,5	327,1	16,4	94,6		232,5
3	1715,9	191,7	1449,0	1549,6	75,2	1529,0		20,6
4	700,0	90,6	595,0	287,3	14,4	57,2		230,1
5	86,0	10,1	72,2	73,1	3,7	79,2		-6,1
6	5580,0	822,9	4743,0	282,2	14,1	106,7	-	175,5
7	527,0	53,4	452,9	453,0	20,7	645,7		-192,8
8	112,0	14,2	95,2	52,1	2,6	49,5		2,6
9	19,1	2,1	16,2	16,2	0,8	23,1		-7,0
10	130,0	5,3	123,5	123,5	1,2	280,5		-157,0
11	28,0	2,5	24,6	24,6	0,9	44,0		-19,4
12	100,0	14,7	85,0	5,0	0,3	42,9		-37,9
Всего	9555,0	1272,3	8128,8	3273,7	153,9	3095,4	24,4	178,3

Тем не менее это не является отказом от импорта электроэнергии. Резкое повышение тепловых нагрузок регионов приведет к уменьшению производства электроэнергии и невозможности полностью устранить недостатки резервов мощностей во всех энергоузлах и РЭЭС.

На уровне 2030 г. например в ЗЭЭС (энергоузел 8) по балансу генерации на Дургунской ГЭС вместе с предполагаемым производством электроэнергии на вновь вводимой на Хотгорском угольном разрезе КЭС покрывается потребление электроэнергии, а в случае ввода в эксплуатацию только последней (см. Таблицу 6.12) будет значительный дефицит мощностей и покрытие осуществится за счет импорта электроэнергии из энергосистемы РФ. Поэтому в Таблице 6.14 по результатам расчета перетоков мощностей по межсистемным связям (ВЛЭП, связывающие энергоузлы 8 и 9) не выделено какое-либо определенное значение и эта связь в схеме (см. Приложение В), построенной по результатам исследования режимов, отсутствует.

Таблица 6.14 – Перетоки мощности по межсистемным связям, МВт

№	Связь	Начало	Конец	Передача	Потери
1	ВЛ5 220 кВ	2	1	104,00	1,50
2	ВЛ6 220 кВ	1	3	35,93	0,63
3	Новая ВЛ10 110 кВ	11	7	39,78	1,99
4	ВЛ16 110 кВ	6	10	57,41	1,30
5	Новая ВЛ17 220 кВ	6	10	104,00	1,88
6	ВЛ17 110 кВ	4	5	10,31	0,56
7	ВЛ8 110 кВ	2	12	40,16	2,01
8	Новая ВЛ4 110 кВ	11	9	8,08	0,32
9	ВЛ8 110 кВ	2	11	72,00	3,81
10	ВЛ11 220 кВ и новая ВЛ11-1 220 кВ	3	7	184,17	8,47
11	ВЛ13 220 кВ и новая ВЛ13-1 220 кВ	4	3	205,45	1,97
12	Новая ВЛ12 660 кВ	6	7	В случае экспорта в КНР передача мощности до 1 ГВт	
Всего				861,30	24,44

6.2.2. Оценка технической реализации сформированных вариантов развития электрических сетей

Для оценки технической возможности передачи мощности вышеуказанных ВЛЭП (см. Таблицу 6.14), производилось моделирование и расчет их режимов в системе RastrWin [95]. В Приложении В приводится расчетная схема, а в Таблице 6.15 результаты этих исследований.

В столбце «переток» приводится значение потока мощности по связи, рассчитанное с помощью оптимизационной модели, в столбце «переток с учетом эл.режима» - уточненное значение потока мощности с учетом расчета электрического режима и в столбце «результат оценки» – сопоставление уточненной величины потока мощности с оптимизированным потоком мощности и пропускной способностью связи (в случае его превышения дается оценка по требованию расширения межсистемной связи).

Таблица 6.15 – Результат моделирования сети и расчета электроэнергетических режимов в системе RastrWin

ВЛ	Начало	Конец	Напр., кВ	Пропускная способн., МВт	Длина, км	Статус	Переток, МВт	Переток с учетом эл.режима, МВт	Результат оценки
ВЛ 3	12	2	110	72	500	существует	40,16	46,5	Достаточно
ВЛ 5	2	1	220	104	180	существует	104,00	146,2	Требуется усиление (1 цепь 220 кВ) 36 млн. долл.
ВЛ 6	1	3	220	104	219	существует	35,93	78,5	Достаточно
ВЛ 8	2	11	110	72	529	существует	72,00	39,8	Достаточно
ВЛ 11	3	7	220	104	575	существует	104,00	93,7	Достаточно
ВЛ 13	4	3	220	104	120	существует	104,00	112,0	Достаточно
ВЛ 16	6	10	110	72	226	существует	57,40	35,8	Достаточно
ВЛ 18	4	5	110	72	541	существует	10,31	6,3	Достаточно
ВЛ 4	11	9	110	72	400	планируется	8,08	7,1	Достаточно
ВЛ 10	11	7	110	72	500	планируется	39,78	6,6	Достаточно
ВЛ 11-1	3	7	220	104	575	планируется	80,17	93,7	Достаточно
ВЛ 12	6	7	660	800	480	планируется	-	10,8	Достаточно
ВЛ 13-1	4	3	220	104	120	планируется	101,44	112,0	Требуется усиление (1 цепь 220 кВ) 24 млн. долл.
ВЛ 17	6	10	220	104	226	планируется	104,00	129,0	Достаточно

Полученное решение с учетом расчета электроэнергетических режимов представлено на Рисунке 6.8.

Таким образом, в результате исследований получены конкретные оценки, требуемые для формирования ЕЭЭС страны, которые вполне достаточны для решения вопросов обеспечения надежного электроснабжения внутренних потребителей электроэнергией. Это было основной целью решения задач развития энергетики страны на период до 2030 г.

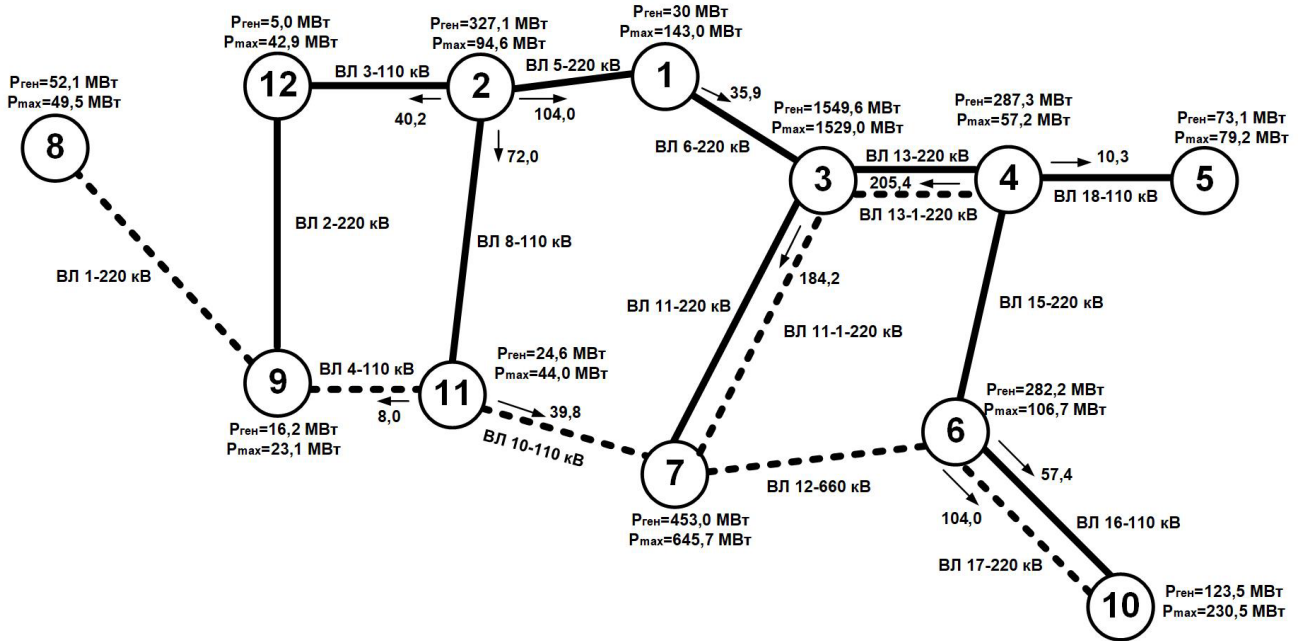


Рисунок 6.8 – Решение, полученное с учетом режимного расчета

Из результатов расчета в режимах максимальных нагрузок на ВЛЭП 220 кВ, соединяющих энергоузлы 1, 2, 3 и 4 наблюдается рост напряжения на 10%, а вновь вводимой ВЛЭП 220 кВ (ВЛ-17), соединяющей энергоузлы 6 и 10 – нормальный режим работы. Поэтому в тех узлах, где наблюдается повышение напряжения требуется установка противоаварийной автоматики (АОПН/АОВЛ). Наблюдаемый малый переток мощности по ВЛЭП 660 кВ (ВЛ 12) связан с тем, что на данном этапе не учитывается экспорт электроэнергии в КНР, который будет возможен в 2025 г. (см. Рисунок 1.6 и Таблицу 6.14).

Аварийные режимы в Единой электроэнергетической системе Монголии возникают из-за разрыва высоковольтной линии 4, соединяющейся с Гусиноозерской ГРЭС (в России), а также с подстанцией "Чадан" (также в России), и последующего отключения от основных источников питания, включая такие ЛЭП, как высоковольтная линия 1 для Западной и Алтайско-Улиастайской электроэнергетических систем. При отключении ЛЭП от основных источников питания ЕЭЭС Монголии распадается на три отдельных подсистемы, которые функционируют независимо и автономно от остальной электрической сети в режиме послеаварийной работы, как показано на Рисунке 6.9.

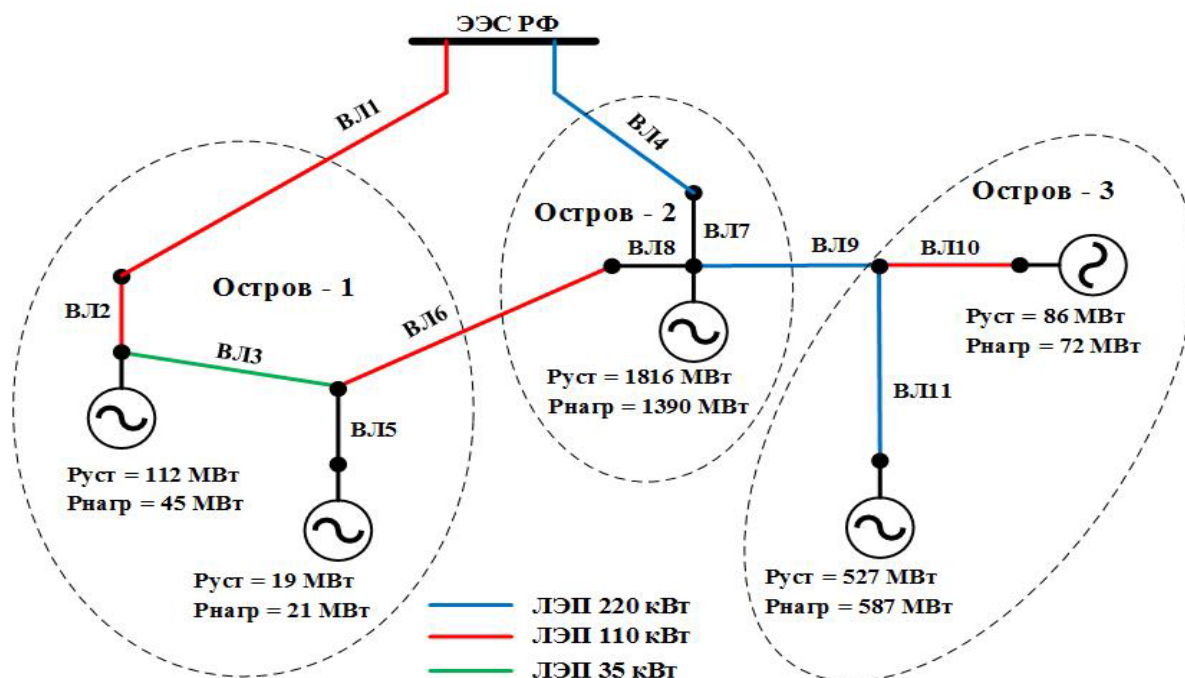


Рисунок 6.9 – Выделение «островов» в послеаварийных режимах систем с распределенной генерацией.

Аварийные режимы Единой электроэнергетической системы Монголии случаются из-за разрыва связи ВЛ4 с Гусиноозерской ГРЭС (Россия) и с подстанцией «Чадан» (Россия) и последовательно связанная с ней ЭЭС или связи (ВЛ1) для ЗЭС и Алтайско-Улиастайская электроэнергетическая система. При отключении линий (см. Рисунок 6.9) от основных пунктов питания, ЕЭС Монголии разделяется на три «острова», которые будут работать независимо друг от друга и автономно от основной электрической сети в послеаварийном режиме.

На Рисунке 6.9 показаны «острова» электрической сети Монголии. Острова 1 и 2 смогут поставлять всю свою электроэнергию из внутренних источников без перебоев в электроснабжении в случае отключения электроэнергетической системы РФ, т.е без дефицита. Остров 3, с другой стороны, имеет общую установленную мощность ($P_{уст}$) 613 МВт и нагрузочную мощность 659 МВт, поэтому при работе острова после отключения при аварийном режиме дефицит мощности составит 46 МВт. Это означает, что 7% от общей нагрузки потребителей не смогут быть обеспечены электроэнергией. Отсюда был создан

«островок» по критериям обеспечения электроэнергией потребителей I категории и ближайших потребителей при переходе из аварийного режима в «островной».

При формировании первого острова отключаются линии: ВЛ1 и ВЛ6. В состав первого «острова» входят: электрические источники Западной и Алтай-Улиастайской ЭЭС. А в состав второго «острова» входят электрические источники Центральной ЭЭС и при формировании этого острова отключаются линии ВЛ4, ВЛ6 и ВЛ9. Острова 1 и 2 смогут поставить всю свою электроэнергию из внутренних источников без перебоев в электроснабжении в случае отключения электроэнергетической системы РФ, т.е. без дефицита.

Исследование разделения на острова производилось с помощью программного обеспечения DigSilent Power Factory (см. Приложение Г), и эти 3 острова соответствуют предлагаемым Западной, Центральной и Юго-Восточной региональным ЭЭС, о которых будет сказано далее.

6.2.3. Формирование укрупненных региональных ЭЭС

Изначально исследование по выбору рациональной структуры ЕЭЭС проводилось по параметрам (индикаторным показателям) действующих 5 электроэнергетических систем регионального значения (см. Рисунок 1.7) в пределах обслуживаемых ими районов на период до 2030 г. в соответствии со среднесрочной программой развития электроэнергетики Монголии. Затем, на период до 2050 г. в соответствии с долгосрочной программой развития “Дальновидение - 2050” полученная схема (представленная на Рисунке 6.8) была уточнена. В результате анализа, выполненного для получения уточненной схемы, выяснилось, что пять региональных ЭЭС целесообразно преобразовать в три РЭЭС, показанных на Рисунке 6.10.

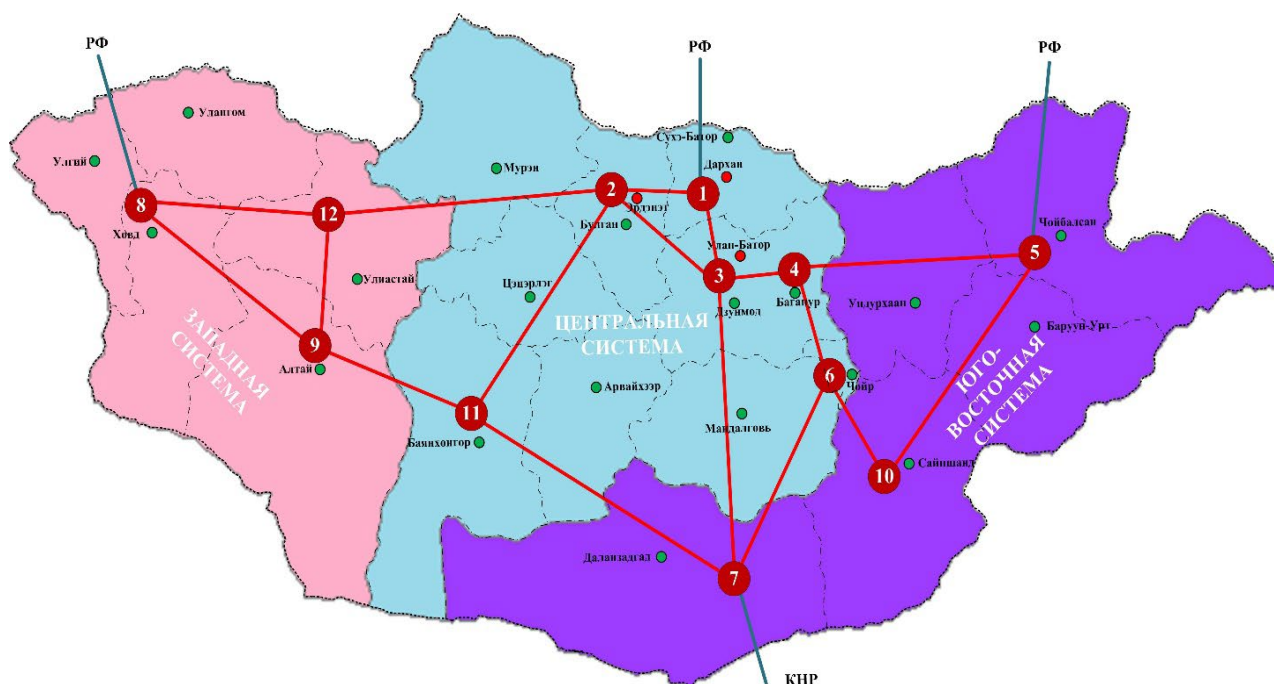


Рисунок 6.10 – Размещение и взаимосвязанность электроэнергетических систем регионов Монголии (приведена 12-узловая модель)

Тогда вновь образованные РЭЭС удовлетворят требованиям по топливной базе, мощности, маневренности, и способностям принимать диспетчерское регулирование в оптимальном режиме работы ЕЭЭС при имеющихся и предлагаемых нескольких межсистемных связях, позволяющих в достаточной степени обеспечить обмен потоков мощностей и энергии с сопредельными системами в аварийных условиях.

Для расчета индикативных показателей годового потребления угля и надежности топливно-энергетических ресурсов в региональном масштабе, использованы данные угольного баланса за 2019 г. по единой базе данных Национального статистического комитета. Из этой базы данных можно увидеть, что в масштабе страны за этот год добыто 55,9 млн. т. угля и потреблено 9,8 млн. т. Из них 7,7 млн. т. угля использовано на тепловых электростанциях.

Оставшиеся 2,1 млн. т. угля ушли на хозяйственные нужды населения, в основном для отопления. Потери при транспортировке и хранении составляет 661,4 тыс. т [45]. В Таблице 6.16 приведена общая характеристика вновь образованных трех электроэнергетических систем.

Таблица 6.16 – Общая характеристика региональных ЭЭС Монголии

№	ЭЭС регионов	Площадь территории, км ²	Население, тыс. чел.	Потребление электроэнергии, млн. кВт.ч/чел.	Доля ВИЭ, %	Потребление топлива, тыс. т.			Потери топлива, тыс. т.
						ТЭС*	Другие	Общее потребление	
1	Западная система	415,2	408,9	858,69	55	0,97	0,27	1,24	83,5
2	Центральная система	583,1	2473,2	5193,72	20	5,88	1,6	7,48	505,1
3	Юго-восточная система	561,1	356,4	748,44	30	0,85	0,23	1,08	72,8
Итого		1559,4	3238,5	-	-	7,7	2,1	9,8	661,4

* - Учтено, что в западном регионе будет введена в эксплуатацию электростанция мощностью 100 МВт, работающая на угле.

При определении индикативных показателей снабжения топливно-энергетическими ресурсами, выявленных в процессе оптимизационных расчетов на уровне 2019 года согласно выражению (3.10) к настоящему времени во всех 3-х системах примерно выполняется условие неперевышения единицы отношения суммарной располагаемой мощности электрических станций к мощности максимальной нагрузки потребления электроэнергии ($\alpha_{уст.м} = P_{расп}/P_{max}$) (Таблица 6.17), что подтверждает потребность в новых источниках.

Рассчитано, что к 2050 году, т.е. к концу реализации долгосрочного программного документа развития «Дальновидение – 2050» [29], данный показатель для Западной и Центральной электроэнергетических систем должен составить $\alpha_{уст.м} > 3$, а для Юго-Восточной ЭЭС - $\alpha_{уст.м} = 0,84$.

Это указывает на то, что и к этому времени в данной энергосистеме будет наблюдаться недостаток собственных источников. Однако, предполагается надежное соединение Юго-Восточной ЭЭС с Центральной ЭЭС по межсистемным ВЛЭП и в этом случае система, учитывая получаемые по этой линии перетоки энергии и мощности, будет сбалансирована.

Таблица 6.17 – Основные показатели РЭЭС

№	ЭЭС	Уст. мощность, $P_{уст}$, МВт		Макс. нагрузка, P_{max} , МВт		Мощность связи**, $P_{сис.связь}$, МВт		Показатели снабжения топливно-энергетическими ресурсами			
								$\alpha_{уст}$		$\alpha_{сис.связь}$	
		2019	2050	2019	2050	2019	2050	2019	2050	2019	2050
1	ЗЭЭС	31,1	331	58	105	16	48,2	0,54	3,15	0,81	3,61
2	ЦЭЭС	1222,9	8801	1153	1745	-	-	1,06	5,04	-	-
3	ЮВ ЭЭС	243	743	208	884	23,41	395,7	1,17	0,84	1,28	1,29
Итого		1497	9875	1419	2734	39,41	443,9	1,05	3,61	1,08	3,77

** - Значение 2019 г. выводится из максимальной мощности, передаваемой текущей ВЛ в 2019 г., а значение 2050 г. выводится из результатов расчетов.

Кроме того, обеспечивается надежность в ЦЭЭС, которая будет работать и на внешний рынок, т.е. будет обеспечен экспорт электроэнергии.

6.3. Долгосрочное развитие ЕЭЭС Монголии и ее совместная работа с ЭЭС сопредельных стран

Устойчивое и надежное энергообеспечение является неотъемлемым условием экономического развития государства. В условиях глобализации одним из важнейших направлений экономического взаимодействия стран является создание общих энергетических систем.

Поэтому дальнейшее развитие ЕЭЭС, являющимся ее третьим иерархическим уровнем развития (на Рисунке 4.2 он представлен как макроуровень). На этом этапе необходимо предусмотреть направление по усилению электрических связей т.е. созданию технико-технологической возможности совместной работы с ЭЭС сопредельных стран. Здесь, прежде всего, рассматривается усиление электрической связи с энергосистемой РФ для обеспечения требуемой надежности самой ЕЭЭС Монголии и впоследствии

создание возможности экспортной поставки электроэнергии в КНР. Нами предусматриваются два варианта создания ВЛЭП внешних электрических связей с Россией и Китаем, а именно: вертикальная и так называемая «вилкообразная» [15].

Первый вариант представляет собой схему, соединяющую четыре развивающихся территориально-промышленных образования с помощью линий электропередачи высокого напряжения (не менее 400 кВ) и с внешними выходами в Россию и Китай. Она имеет экспортирующую и импортирующую линии электропередачи, пространственно ориентированные вдоль вертикальной (меридиальной) оси относительно территории страны (см. Рисунок 6.11).

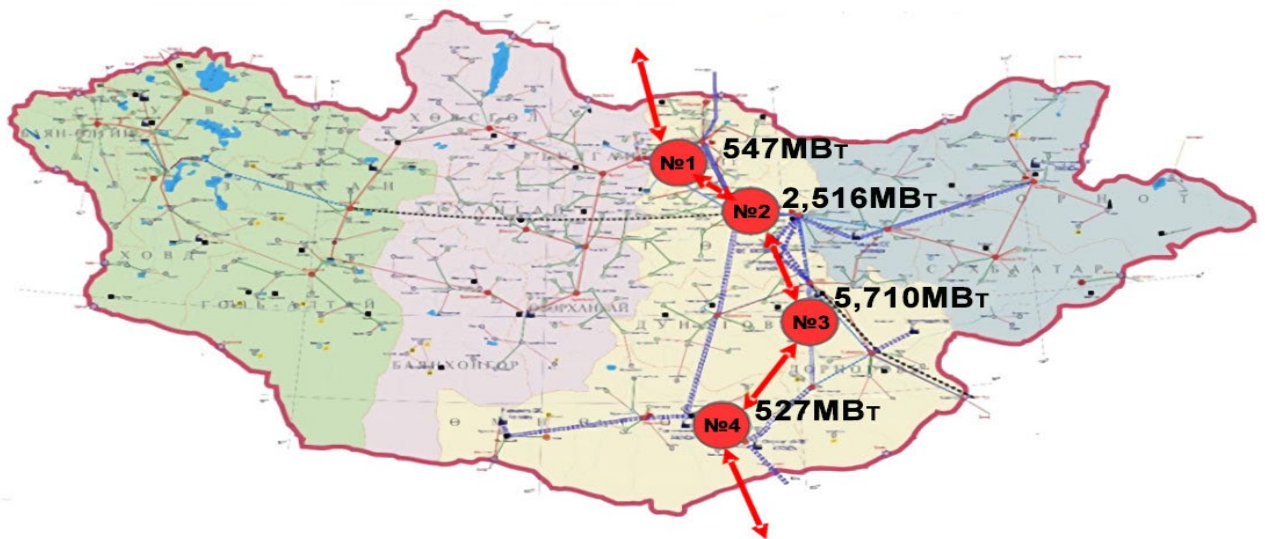


Рисунок 6.11 – Модель экспорта (вертикальная)

Второй вариант, так называемая «вилка» – («pitchfork»), представляет собой смешанную схему, интегрирующую вертикальную схему с горизонтальной (в долготном направлении) схемой связи между РЭЭС Монголии (Рисунок 6.12).

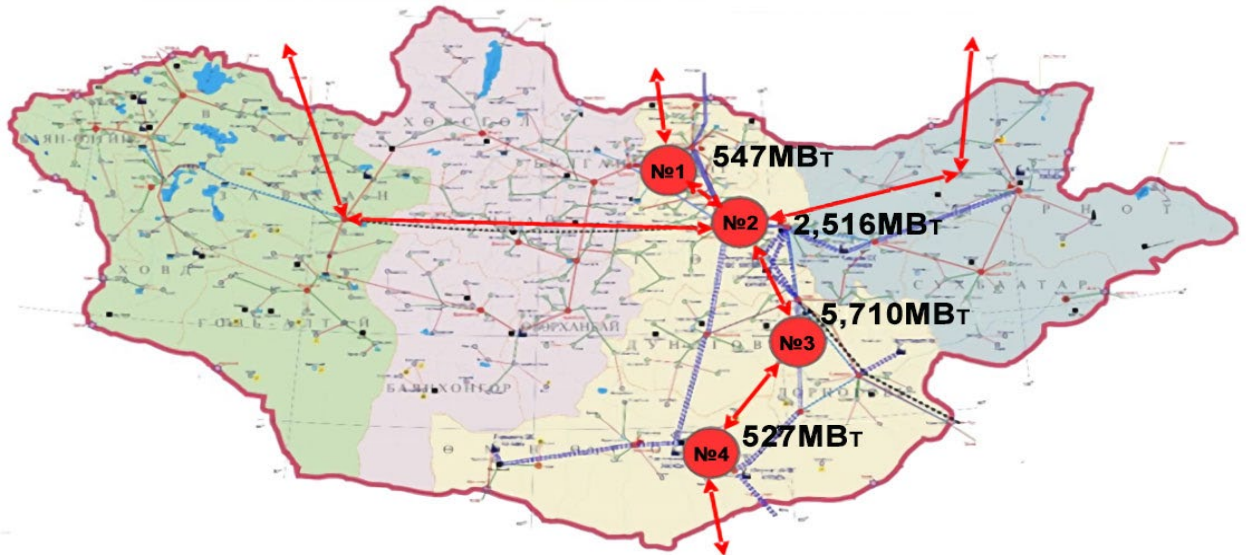


Рисунок 6.12 – Радиальная модель «вилка»

Она обладает определенными преимуществами в направлении усиления надежности существующей электрической связи (линий напряжением 110 кВ общей протяженностью более 1000 км), но требует наибольших инвестиций. Однако, задача создания внешней связи прежде всего должна решаться во взаимосвязи с энергетической политикой РФ, которая называется «Восточный вектор энергетической стратегии России» [43].

Межгосударственные электрические связи Монголии с Россией в настоящее время представлены только двумя линиями электропередачи: ЛЭП 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС (п/с Селендума) – Дархан и ЛЭП 110 кВ от Красноярской ЭЭС (п/с. Чадан) до г. Улан-Гом. Дальнейшее наращивание импорта электроэнергии неминуемо потребует сооружения не только соответствующих ЛЭП, но и ввода дополнительных генерирующих мощностей [100, 132].

Со стороны России одним из вариантов усиления такой связи считается [46] проект строительства Мокской ГЭС (мощностью 1410 МВт с потенциальным объемом производства электроэнергии 5,7 млрд кВт·ч) на территории Республики Бурятия, чтобы тем самым обеспечить электроэнергией Байкальский регион, а также экспорт электроэнергии в Монголию путем сооружения линии электропередачи напряжением 500 кВ [133, 134]. В будущем эта электрическая связь между Монголией и Россией может использоваться для транзитной поставки электроэнергии из

России в Китай.

Российские исследователи считают, что при осуществлении данной схемы решаются проблемы надежности электроснабжения ряда субъектов на территории Российской Федерации, а также появляется возможность параллельной работы ОЭЭС Сибири и ОЭЭС Востока с экспортом электроэнергии в Монголию и Китай.

Ниже (см. Рисунок 6.13) приводится один из примеров осуществления вертикальной схемы с указанием новых электроэнергетических источников (см. Таблицу 6.18).

На последующем перспективном этапе (см. Рисунок 4.2, глобальный уровень) иерархического развития ЕЭЭС Монголии встает вопрос выхода на энергетическое пространство СВА. Подключение монгольской энергосистемы к межгосударственной электроэнергетической системе и участие в энергетическом сотрудничестве Монголии с наиболее развивающимися регионами и странами СВА, в которую входят Восточная Сибирь и Дальний Восток РФ, северные районы Китая, КНДР, Республика Корея и Япония, могут стать перспективным этапом развития электроэнергетики Монголии.

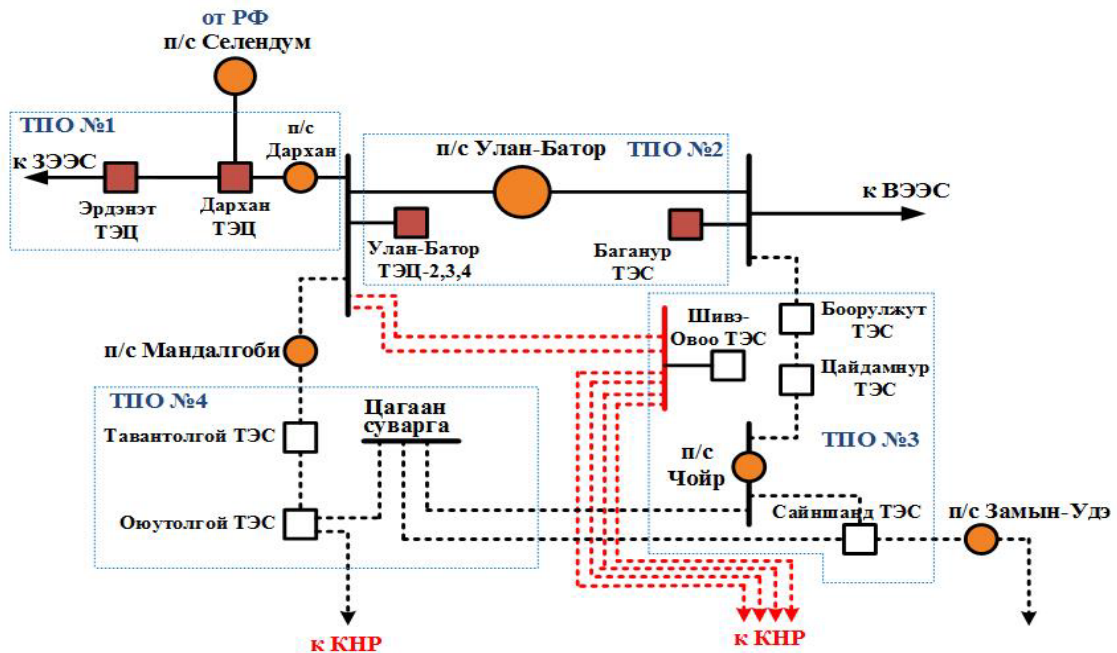


Рисунок 6.13 – Схема электрической связи с РФ и КНР

Таблица 6.18 – Электрогенерирующие источники на уровне 2050 г.

Территориально-промышленное образование	Принадлежающие узлы	Мощность генерации, МВт
ТПО №1	Дархан (1) и Эрдэнэт (2)	547
ТПО №2	Улан-Батор (3) и Баганур (4)	2516
ТПО №3	Чойр (6) и Сайншанд (10)	5710
ТПО №4	Тавантолгой (7)	527

Вообще, дальнейшее поэтапное создание межгосударственного энергетического объединения позволит решить задачи импорта-экспорта электроэнергии в общем энергетическом пространстве не только Монголии, но и всех стран его участников.

В последнее время рассматривается проект сооружения ветро-солнечно-энергетического комплекса в пустыне Гоби Монголии, мощностью 100 ГВт на базе ветровых и солнечных электростанций в равных пропорциях и ЛЭП постоянного тока для экспорта электроэнергии в Китай, Республику Корея, Японию и Россию [135]. Реализация этого проекта приведет к формированию межгосударственного энергообъединения в регионе (см. Рисунок 1.26). Понятно, что этот проект может быть реализован в отдаленной перспективе и с очень большим капиталовложением.

В рамках экономического коридора Китай – Монголия – Россия большой интерес представляет электроэнергетика Автономного района Внутренней Монголии Китая (АРВМ). Внутренняя Монголия обладает большим потенциалом первичных энергетических ресурсов таких как уголь и возобновляемая энергия (солнечная и ветровая). На уровне 2050 г. из Внутренней Монголии намечается поставка электрической мощности в размере 155 ГВт в Восточно-Центральный регион КНР (см. Рисунок 1.6). Для того, чтобы показать масштаб производства электроэнергии АРВМ, количественное значение приведено в Таблице 6.19 [46].

Пока масштабы и уровень развития электроэнергетики в АРВМ оставляют на втором плане трансграничные проекты передачи электроэнергии. Тем не менее, Китай заинтересован в использовании потенциала монгольского и российского рынка энергоресурсов, большую роль здесь играет экологический фактор.

Таблица 6.19 – Производство электроэнергии в Республике Бурятия, Монголии и АРВМ, млн. кВт·ч

Страна	Год				
	2000	2005	2010	2014	2014 к 2000
Республика Бурятия	3146,0	4000,0	4895,0	5360,0	1,7
Монголия	3000,0	3586,0	4312,0	5375,8	1,79
АРВМ	43922,0	105659,0	248928,0	361780,0	8,26

На уровне 2050 г. Китай намеревается импортировать 24,0 ГВт электрической мощности из Монголии и 16,75 ГВт – из России. Поэтому в настоящее время рассматриваются проекты по инвестированию в строительство электростанций в южных районах Монголии и подключению к энергосистемам АРВМ для дальнейшей передачи электроэнергии в столичный регион и приморские провинции Китая. В этом случае АРВМ будет не только крупнейшим поставщиком, но и станет территорией транзита электроэнергии.

Монголия обладает значительными ресурсами каменного и бурого угля для воспроизводства электроэнергии и ее экспорта. Поэтому в стране обсуждается вопрос создания крупных экспортноориентированных электростанций на перспективных угольных месторождениях и в этом направлении за последние два десятка лет проведено немало технико-экономических и научных исследований. Одним из наиболее глубоких является фундаментальное исследование по комплексному изучению угля Шивэ-Обоского месторождения и строительству ЭЧТЭС мощностью 4800 ГВт [113].

Кроме того, уникальные возможности использования энергии солнца и ветра в пустыне Гоби для развития возобновляемых источников энергии делают Монголию одним из основных участников проекта формирования единой электроэнергетической кооперации в СВА.

6.4. Выводы по Главе 6

1. С учетом территориального размещения действующих объектов электроэнергетической промышленности страны и новых энергетических мощностей, размещения существующих потребителей электроэнергии, появления новых крупных потребителей, а также в результате развития существующих и возникновения новых административно-хозяйственных и промышленных образований принята базовая схема ЕЭЭС и проведены ее оптимизационные исследования в нескольких вариантах. В результате исследований получена оптимизированная структурная схема ЕЭЭС Монголии, содержащая двенадцать энергетических узлов и определены их межузловые электрические связи на уровне 2030 года.

2. В настоящее время в Монголии действуют 5 электроэнергетических систем, которые имеют в определенном смысле региональное значение и не полностью обеспечивают электропотребление регионов своими источниками, а также не соответствуют классическому определению ЭЭС по структуре и принципам управления и контроля. Исследование проведено для действующих ныне пяти энергетических системах с региональным статусом и обслуживаемых ими районах. В соответствии с новой схемой территориального развития экономики предложено создание трех РЭЭС, а именно: западной, центральной и юго-восточной, для которых определены характеристики и показатели.

3. Сформулировано перспективное представление и определены основные параметры ЕЭЭС Монголии, которые удовлетворяют требованиям к топливной базе, маневренности, способности принимать диспетчерское регулирование в оптимальном режиме работы и иметь несколько межсистемных связей, регулирующих в достаточной степени перетоки мощности между сопредельными РЭЭС и имеющих электрические связи с энергосистемами РФ по трем направлениям, а с КНР – по одному. Последние позволяют, в дальнейшем, обеспечить техническую основу совместной работы ЕЭЭС Монголии с энергосистемами сопредельных стран.

4. В соответствии с возрастающей потребностью в электроэнергии, согласно целям и задачам средне- и долгосрочной программы развития экономики Монголии, в результате проведенных исследований предложены меры и направления обеспечения надежности снабжения электроэнергией по оптимизированным системообразующим линиям электропередачи и по созданию новых источников электроэнергии.

5. Для покрытия баланса мощности и энергии энергосистемы Монголии требуется ввод около 1,5 млн. кВт мощности на электростанциях, в том числе на ГЭС – 200 МВт и на ТЭЦ – 434 МВт; необходим ввод новых КЭС в Тавантолгое (92 МВт) и Багануре (254 МВт), ВЭС в Гобитеке (460 МВт) и Чойре (55 МВт), СЭС суммарной мощностью 38 МВт. Установленная мощность электростанций энергосистемы Монголии к 2030 г. увеличится более чем в 1,5 раза и составит 2,7 тыс. МВт.

6. Создание межгосударственных электроэнергетических объединений начинается с сооружения трансграничных линий электропередачи, обеспечивающих совместную работу национальных или локальных энергосистем двух, реже трех стран. Такие электропередачи должны обеспечивать экспортно-импортные обмены мощностью и энергией между странами. Для активного участия Монголии в формировании и развитии МГЭО в Северо-Восточной Азии – «Asian Super Grid» на первом этапе необходимо включить Шивэ-Обоский энергетический комплекс и Гобитек в энергетическую сеть, охватывающую Дальний Восток РФ, северные и северо-восточные районы Китая, Японию, Республику Корея и Северную Корею.

Глава 7. Формирование интеллектуальной иерархической ЭЭС

7.1. Перспективы развития интеллектуальной энергетики в Монголии

Формирование интеллектуальных энергосистем, как отмечалось ранее, представляет собой процесс качественного развития и трансформации ЭЭС с улучшением их свойств. При этом исследование и обоснование развития электроэнергетических систем, включая интеллектуальные, также должно сопровождаться исследованиями по формированию и развитию интеллектуальных систем управления. Формирование ИЭС и систем их управления способствует улучшению качества управления режимами и мониторинга состояния, снижению аварийности в ЭЭС. Это в конечном итоге приводит к более рациональному использованию имеющихся электроэнергетических производственных ресурсов (генерирующих мощностей электростанций, пропускных способностей линий электропередачи и др.) для покрытия спроса на электроэнергию и повышению надежности электроснабжения потребителей, в т.ч. в условиях перспективного развития. В связи с этим формирование интеллектуальной ЭЭС и систем их управления рассматривается как важное направление развития электроэнергетических систем Монголии.

Основная концептуальная идея интеллектуальных энергетических систем заключается в создании системно интегрированной и самоуправляемой в режиме реального времени энергетической системы, имеющей единую сетевую инфраструктуру, технологически и информационно связывающую все генерирующие источники энергии и всех потребителей. Стратегическая цель ИЭС состоит в возможности создания наиболее надежного, безопасного и энергоэффективного режима работы системы в любой момент времени при любых меняющихся условиях внешней и внутренней среды [136-138], обеспечивающей решение следующих задач:

- доступность (подача потребителям энергии в соответствии с необходимыми параметрами по времени, месту, объему и качеству);

- надежность (возможность противостояния энергосистемы физическим и информационным негативным воздействиям без тотальных отключений или высоких затрат на восстановительные работы, а также ее максимально быстрого восстановления (самовосстановления));
- экономичность (оптимизация тарифов на поставку в результате снижения общесистемных затрат на производство, передачу и распределение электрической энергии);
- эффективность (максимизация использования всех видов ресурсов и технологий при производстве, передаче, распределении и потреблении электроэнергии ведущих к минимизации общесистемных затрат);
- экологичность (снижение негативного воздействия на окружающую среду);
- безопасность (недопущение ситуаций в электроэнергетике, потенциально опасных для людей и окружающей среды) [137].

Развитие исследования в области интеллектуальных энергетических систем в России подробно описано в [139].

Недостатки существующих ЭЭС Монголии:

- Большая протяженность линий электропередачи сравнительно невысокого напряжения (максимальная протяженность ЛЭП 110 кВ составляет примерно 700 км (одноцепная ЛЭП 110 кВ Мурэн-Тэлмэн));
- Неравномерность суточного потребления электроэнергии (среднегодовое значение коэффициента неравномерности суточного графика электрических нагрузок ЦЭЭС - 0,7);
- Использование поставщиками и потребителями устаревшего оборудования и технологий (средний срок службы котлов и турбогенераторов самого крупного источника ЦЭЭС - ТЭЦ-4 составляет 150-200 тыс. часов);
- Необоснованность расположения генерирующих мощностей (68% генерирующих мощностей находится в Улан-Баторе и его районах).

Учитывая вышесказанные недостатки и современные международные тенденции развития электроэнергетики, необходимо и целесообразно разработать мероприятия по интеллектуализации энергетической системы Монголии с последующей их реализацией. Министерством энергетики Монголии предложена государственная программа «Интеллектуальная энергетическая система» [140], последующее использование которой позволит повысить устойчивость, энергобезопасность и энергоэффективность электроэнергетической системы страны.

Для реализации программы намечен комплекс мероприятий, в состав которого входят 33 вида работ по направлениям:

1. Обеспечение надежной и устойчивой работой ЭЭС в разных условиях;
2. Повышение экономичности и эффективности энергетической отрасли страны;
3. Внедрение интеллектуальной системы в распределительных сетях и на уровне потребления электроэнергии.

Создание ИЭС – системное изменение энергетической отрасли. Поэтому необходимо исследовать ее в целом с использованием методологии системного подхода. Без подробного изучения нельзя нарисовать «дорожную карту» создания ИЭС, разработать соответствующие стандарты и нормативные документы. Важными аспектами являются информационно-технологические достижения в сфере сбора, обработки и передачи информации, современных методов и моделей управления. Таким образом, документация – фундамент пирамиды стратегии создания ИЭС.

Результативность реализации государственной программы зависит от профессионализма персонала. К сожалению, в программу не включен вопрос подготовки специалистов-энергетиков нового поколения.

В публикации [141] сказано, что в электроэнергетической системе, в который 80% вырабатываемой электроэнергии производится на ТЭЦ, работающих по теплофикационному графику на угле, увеличение генерирующих мощностей на возобновляемых источниках энергии (в том числе солнечных и

ветровых) вызывает динамическую неустойчивость. Исходя из этого, следует отметить, что государственная программа создания ИЭС Монголии недоработана до конца и недостаточно обоснована с научной точки зрения.

7.2. Внедрение системы мониторинга переходных режимов

Для формирования и эффективного развития интеллектуальных энергосистем в Монголии важно внедрять системы контроля и управления характеристиками энергосистемы в нормальных и переходных процессах, состоянием установившегося режима, работой системы регулирования режимов, срабатывания релейной защиты при ненормальных и аварийных режимах. Кроме того, необходимо реорганизовать противоаварийную автоматику, рассчитать ее уставки, проверить и улучшить расчетную модель режима системы, создать новую систему мониторинга переходных режимов (СМПП) и информационного контроля, а также разработать ее схематическое решение.

Основными целями создания системы мониторинга переходных процессов в энергосистеме Монголии являются:

- повышение надежности работы электроустановок энергосистемы за счет реализации системы мониторинга нового типа, позволяющей получать в реальном времени синхронизированную с высокой точностью и достоверную информацию о протекающих процессах во всех режимах работы энергосистемы, как в установившихся, так и переходных процессах;

- снижение эксплуатационных затрат и затрат на создание автоматизированных систем мониторинга и диспетчеризации за счет реализации функционала нескольких автоматизированных систем на единой программно-аппаратной платформе;

- предотвращение работы синхронных генераторов в недопустимых режимах, осуществление мониторинга генераторного оборудования в части правильности настройки АРВ, выявление неэффективно демпфируемых мод

низкочастотных колебаний, которые могут приводить к нарушению устойчивости и снижению ресурса механической части агрегатов;

- создание информационной платформы для реализации алгоритмов автоматического противоаварийного управления энергосистемой централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) нового типа, базирующейся на синхронизированных векторных измерениях.

СМПР является двухуровневой системой:

- уровень сбора и первичной обработки информации. В составе компонентов уровня находятся измерительные трансформаторы и устройства синхронизированных векторных измерений (УСВИ);
- уровень архивирования и передачи данных. В составе компонентов уровня находятся концентратор данных векторных измерений (Phasor Data Concentrator - PDC) и оборудование локальной вычислительной сети.

В настоящее время некоторыми ведущими зарубежными производителями, в том числе РФ, серийно выпускаются специализированные регистраторы и УСВИ для задач СМПР. Под руководством автора впервые в Монголии проводились исследования по созданию систем измерения и управления ЭЭС.

По результатам исследований были установлены устройства синхронизированных векторных измерений типа ЭНИП-2 в 4-х ответственных точках (узлах) ЦЭЭС Монголии. Совместное последующее исследование с кафедрой РЗиАЭ НИУ МЭИ было направлено на изучение работы установки УСВИ (ЭНИП-2) для СМПР в определенном месте ЦЭЭС (на подстанциях напряжением 220 кВ ЦЭЭС в Дархане, Эрдэнэте, ТЭЦ-4 и Улан-Баторе) (см. Рисунок 7.1). Дальнейшие исследования проводились для разработки методики краткосрочного определения места повреждения при однофазном замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью с использованием УСВИ и разработки структурных схем СМПР верхнего и нижнего уровня с расширением точки измерений (см. Рисунки 7.2 и 7.3).

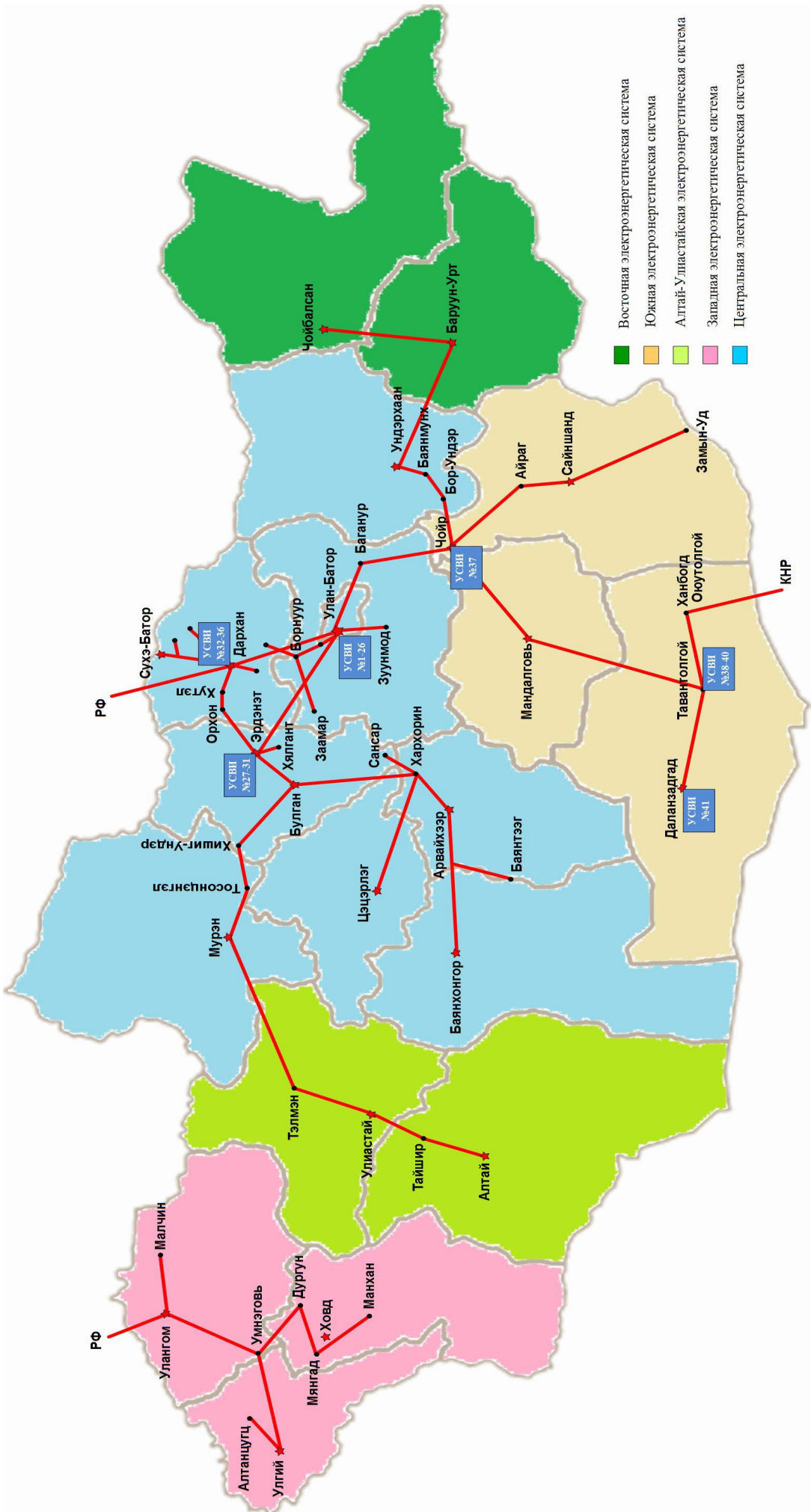


Рисунок 7.1 – Расположение устройств синхронизированных векторных измерений

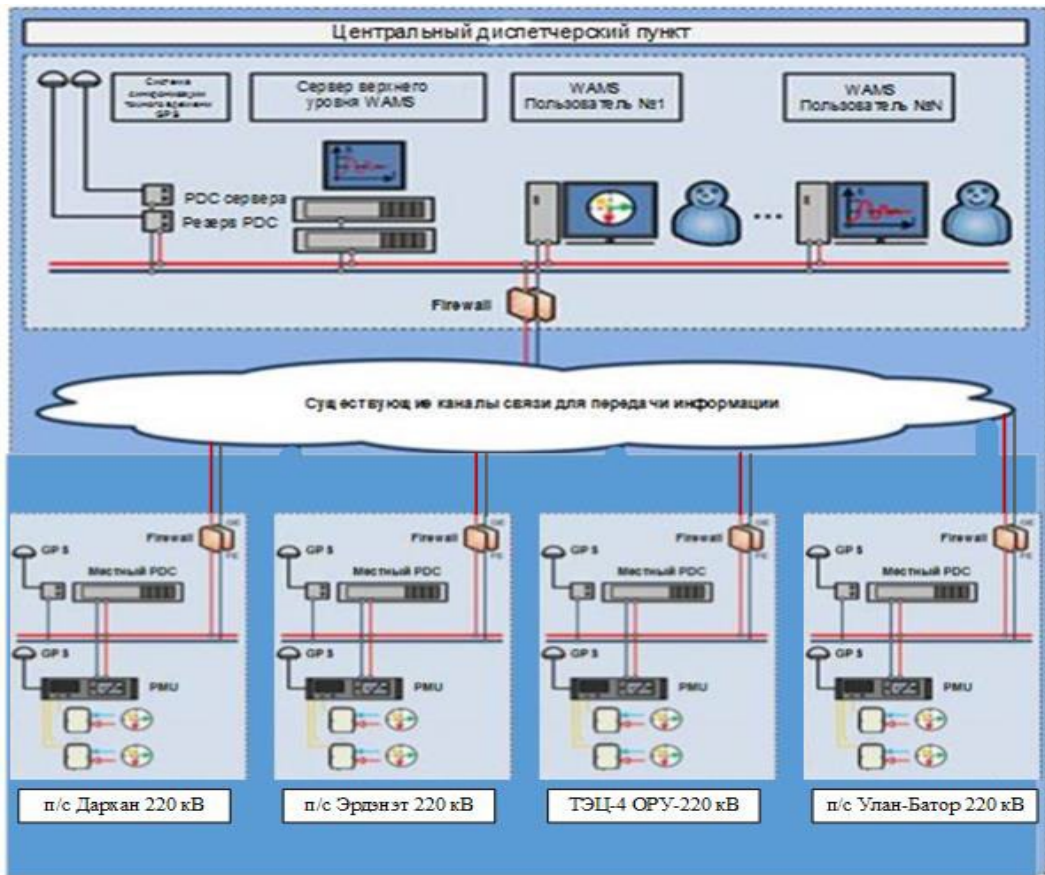


Рисунок 7.2 – Общая структура СМПР (верхнего уровня) в ЭЭС Монголии

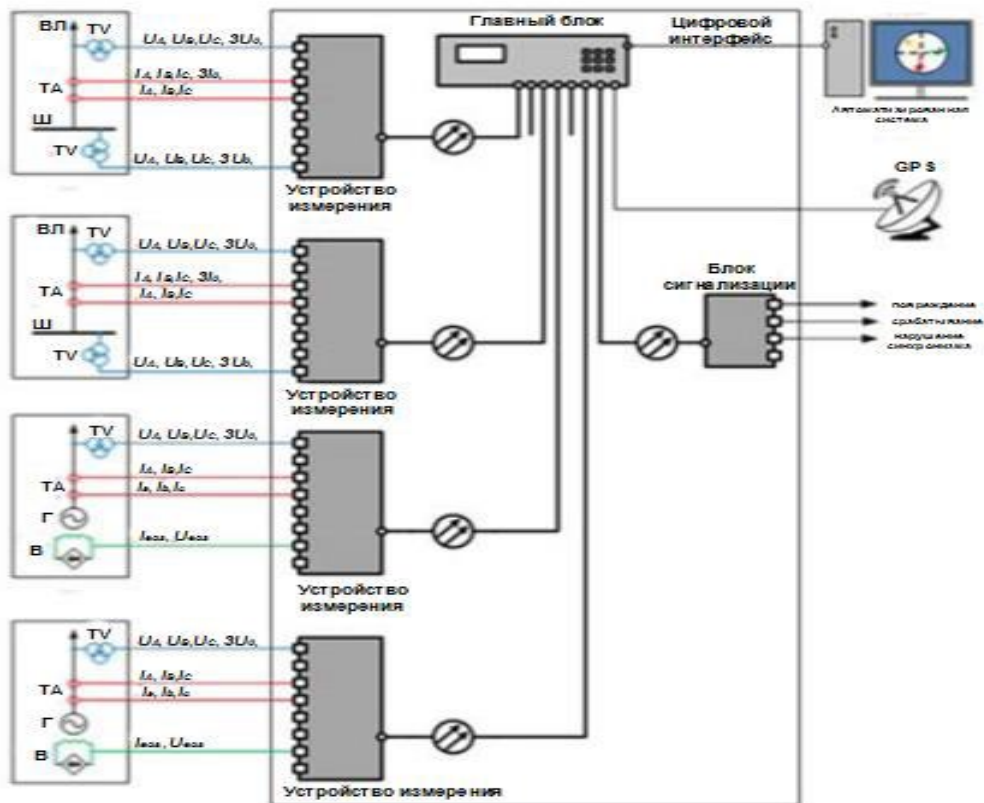


Рисунок 7.3 – Структура СМПР нижнего уровня

Дальнейшим этапам исследования являлся выбор наиболее подходящего оборудования УСВИ и на этой основе разработка соответствующего стандарта, который полностью отвечает эксплуатационным требованиям Монгольской энергетической системы. Таким образом, выбиралось соответствующее оборудование и места его установки. Достаточными для монгольской ЭЭС была установка оборудования УСВИ в 127 точках (см. Приложение Д).

Нижний уровень системы (уровень энергообъектов) включает в себя:

- вновь устанавливаемые многофункциональные микропроцессорные устройства – регистраторы процессов (РП), совмещающие в себе функционал автономных регистраторов аварийных событий (РАС), устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ), а также устройств определения мест повреждения (ОМП);

- существующие устройства РЗиА SEL-311С и SEL-487Е с функционалом УСВИ. Энергообъекты и присоединения, на которых установлены существующие устройства РЗиА SEL-311С и SEL-487Е;

- вновь устанавливаемые серверы промышленного исполнения с предустановленным специализированным программным обеспечением концентраторов синхронизированных векторных измерений (PDC - phasor data concentrator) объектового уровня;

- вновь устанавливаемое и существующее оборудование системы обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени в РП с точностью не хуже 1 микросекунды. Синхронизация времени в ПАРМА РП4.12/РП4.11 выполняется либо от собственной ГЛОНАСС/GPS-антенны, либо от специализированных приемников точного времени РВ9.01 по оптоволоконным каналам передачи данных. Синхронизация времени SEL-311С и SEL-487Е выполняется от специализированных приемников точного времени SEL 2407 по протоколу IRIG-B. Также СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени в сервере PDC объектового уровня с миллисекундной точностью;

- вновь устанавливаемое активное сетевое оборудование и аппаратные брандмауэры для подключения РП и РДС объектового уровня к существующим каналам передачи данных.

Структура СМПП на нижних уровнях и объектах (ТЭЦ, подстанции и др.) ЭЭС показана на Рисунке 7.2.

Верхний уровень системы (уровень диспетчерского центра) включает в себя:

- серверы промышленного исполнения с предустановленным специализированным программным обеспечением верхнего уровня СМПП;

- автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей СМПП. Для построения клиентских приложений СМПП должна использоваться технология «тонких» клиентов, когда задачи обработки информации в полном объеме выполняются на серверах системы, а для запуска клиентского приложения на АРМ достаточно лишь предустановки одного из распространенных web-браузеров. По решению обеспечена возможность одновременной работы не менее 5 пользователей СМПП;

- оборудование СОЕВ. СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени в основном и резервном серверах СМПП с миллисекундной точностью;

- активное сетевое оборудование и аппаратные брандмауэры для подключения серверов СМПП к существующим каналам передачи данных и выполнения требований информационной безопасности (состав уточняется на стадии рабочего проектирования).

Строящаяся система отвечает требованиям масштабируемости и предоставляет возможность ее расширения:

- обеспечивается нормальная работа системы при числе одновременно работающих клиентов – до 100 клиентских приложений;

- нет ограничений на использование функций «онлайн» обработки и анализа данных, связанных с количеством контролируемых присоединений;

Укрупненная структурная схема СМПП представлена на Рисунке 7.3

Это устройство обеспечивает передачу информации как напрямую, так и в составе систем телемеханики через сервера телемеханики или устройства сбора данных (контролируемые пункты телемеханики), например, ЭНКС-3М, ЭНКМ-3.

Основной задачей создания СМПП является обеспечение непрерывного измерения и мониторинга параметров нормальных и переходных процессов по наиболее ответственным линейным, автотрансформаторным и генераторным присоединениям энергосистемы Монголии. Количество контролируемых присоединений приведено в Таблице 7.1 и на Рисунке 7.1 показано расположение устройств векторных измерений (УСВИ – PMU - phasor measurement unit).

Измерительные устройства (УСВИ-PMU) включают в себя многофункциональные микропроцессорные устройства, установленные на электрических объектах, такие как устройства регистрации событий, устройства РЗиА, управляемые PMU и специализированные устройства векторных измерений.

Таблица 7.1 – Количество контролируемых присоединений

№	Объекты	Диспетчерское наименование PMU	Количество PMU
1	2	3	4
1	ТЭЦ-2 ОРУ-35 кВ	ВЛ-Холбоо-А, Б	2
2	ТЭЦ-3 ОРУ-110/35 кВ	ВЛ -111, 112, 105, 106, ТГ-9	5
3	ТЭЦ-4 ОРУ-220/110 кВ	АТ-1, 2, ТГ-1-7, ВЛ -208, 109, 110, 118	13
4	п/с «Дархан» - 220/110/35 кВ	ВЛ -257, 258, 208, 113	4
5	п/с «Эрдэнэт» - 220/110/35 кВ	ВЛ -203, 204, 201, 202	4
6	п/с «Улан-Батор» - 220/110/35 кВ	ВЛ -205, 206, 210, 209	4
7	п/с «Чойр» - 220/110/35 кВ	ВЛ -207	1
8	п/с «Дорнод-2» - 110/35/10 кВ	ВЛ -149, 150	2
9	п/с «Гавантолгой» - 220/110/35 кВ	ВЛ -225, 214, 213, Даланзадгад	4
10	Дархан ТЭЦ	ТГ-5	1
11	Эрдэнэт ТЭЦ	ТГ-4	1
	Национальный диспетчерский центр	ДҮТ	Центральный PDC
	Всего		41

Созданная система выполняет следующие функции:

- мониторинг электромагнитных переходных процессов с фиксацией сигналов аварийного срабатывания и неисправности устройств РЗА и ПА: автоматическую запись осциллограмм мгновенных значений параметров электрического режима и дискретных сигналов устройств РЗА, ПА и первичного оборудования;

- автоматическую доставку файлов аварийных осциллограмм на серверы СМНР по каналам передачи данных для анализа полученной информации в диспетчерском центре;

- определение места повреждения (ОМП) на контролируемых линиях электропередачи;

- мониторинг в реальном времени параметров, характеризующих динамические характеристики энергообъектов и устойчивость работы энергосистемы (частота, скорость изменения частоты, синхрофазоры напряжений и токов, мощности, токи и напряжения возбуждения синхронных генераторов и возбудителей, дискретные сигналы), согласно IEEE C37.118.2-2011, а также ведение циклических и аварийных архивов векторных измерений;

- формирование предупредительной и аварийной сигнализации для диспетчерского персонала в режиме реального времени при обнаружении условий нарушения устойчивости по заданным расчетным критериям;

- оценку колебательной устойчивости в режиме реального времени;

- контроль устойчивости и пропускной способности в режиме реального времени на основе измерений фазных углов напряжения в контролируемых узлах;

- мониторинг и выявление островного режима работы в реальном времени в случае разделения энергосистемы;

- выявление источников низкочастотных колебаний и оценку возможности их демпфирования в режиме реального времени;

- обеспечение высокого уровня наблюдаемости энергосистемы и формирование ее динамической модели для верификации и расчета уставок РЗА и ПА.

- СМПП – многофункциональная высокоуровневая система мониторинга и управления информацией, которая автоматически собирает, хранит и обрабатывает данные из синхронизированных векторных величин реального времени нормального и переходного процессов и обеспечивает полную безопасность внутренней коммуникационной сети системы. Подробное описание системы мониторинга переходных режимов приведено в Приложении Е.

В результате проведенных исследований сетевых структур и анализа режимных параметров работы систем автоматики ЭЭС Монголии определялись наиболее рациональные места установки и количество контрольных точек в ЭЭС. Для того чтобы охватывать все поле ЭЭС страны такой контрольной системой требуются установить УСВИ в 127 точках (узлах) (см. Приложение Д) сети электроэнергетических систем.

В реализации СМПП достигли следующие результаты:

- обеспечены точные измерения электроэнергетических параметров контролируемых присоединений (частоты, скорости изменения частоты, напряжений, токов, их фазовых углов, потоков мощностей и симметричных составляющих параметров режима), синхронизированных по времени с помощью спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS с выдачей этих измерений на верхний уровень системы согласно стандарту IEEE C37.118.2;

- обеспечен автоматический сбор данных синхронизированных векторных измерений в режиме on-line, их обработка, визуализация, архивирование, доступ к данным архивов в режиме off-line, обмен данными с другими информационными системами;

- обеспечена реализация встроенных алгоритмов по мониторингу пропускной способности линий электропередачи 220 кВ – 205, 206, 207, 208,

201, 202, 213, 214, 257, 258, 203, 204, 209, 210, 110 кВ – 109, 110, 113, 149, 150, 118, 149, 150, 35 кВ – Связь А, Б.

- обеспечен контроль статической (в том числе колебательной) и динамической устойчивости работы энергосистемы;

- обеспечен контроль параметров режима работы, а также правильности настройки АРВ контролируемых генераторов на ТГ№1-7 на ТЭЦ-4, ТГ№9 на ТЭЦ-3, Дархан, Эрдэнэт (оценка качества демпфирования низкочастотных колебаний);

- обеспечен температурный мониторинг линий электропередачи 220 кВ и ответственных линий 110 кВ;

- обеспечен контроль величины/скорости изменения системных параметров электрического режима с возможностью выдачи управляющих воздействий/сигнализации о ненормальном режиме работы энергосистемы.

В настоящее время в ЦЭЭС создано 41 (см. Таблицу 7.1) контрольная точка, и в результате внедрения мониторинговой системы СМПР предотвращены 8 возможных аварийных ситуаций. Например, предотведлена и устранена аварийная ситуация на Улан-Баторской ТЭЦ-4 на турбогенераторной установке ТГ-3 15 июня 2022 г. На следующем этапе предлагается решение по созданию противоаварийной автоматики - Wide Area Monitoring, Protection, and Control (WAMPAC). WAMPAC должна строиться на базе существующей СМПР.

7.3. Выводы по Главе 7

1. Предложена пирамида стратегии создания интеллектуальной электроэнергетической системы в Монголии. В нее включены системный анализ текущего состояния энергетических потребностей страны и необходимость разработки методологии создания интеллектуальной электроэнергетической системы с детальной взаимосвязью с будущими иерархическими подсистемами.

2. Создание ИЭС – один из ключевых механизмов в достижении целевой установки энергетической стратегии Монголии по трансформации отраслей

энергетического комплекса в современную высокотехнологичную и эффективную инфраструктуру, обеспечивающую как количественный, так и качественный экономический рост.

3. Предложено комплексное использование системы РЗиА включая противоаварийную, технологическую и режимную автоматику способную обеспечить надежную параллельную работу электроэнергетических систем Монголии и их развитие исключением системных аварий.

4. В результате исследования и анализа работы ЭЭС Монголии разработана структура системы мониторинга переходных режимов, как элемент и основа будущей интеллектуальной энергосистемы, главной задачей которой является обеспечение непрерывного измерения и мониторинга параметров нормальных и переходных процессов по наиболее ответственным линейным, автотрансформаторным и генераторным присоединениям энергосистемы Монголии. Установлены позиции 127 точек контроля в электрических сетях ЭЭС. В настоящее время УСВИ установлены в 41 точке в ЦЭЭС, что позволило предотвратить 8 аварийных ситуации. Все это создает прочную основу для формирования и дальнейшего развития интеллектуальной ЕЭЭС Монголии.

Заключение

В результате выполненного комплекса исследований электропотребления, топливно-энергетических ресурсов и электроэнергетической отрасли Монголии с использованием системного подхода созданы научные основы, методология и система вычислительных инструментов для разработки концепции и обоснования развития электроэнергетики и электроэнергетических систем. Тем самым был сделан важный вклад в решение важной народнохозяйственной проблемы рационального и надежного обеспечения электроэнергией всех сфер деятельности и отраслей экономики страны.

В результате исследований получены следующие научные результаты и сделаны выводы:

1. В результате проведенного анализа формирования энергетической отрасли в Монголии, основанного на системном подходе, можно выделить два, по содержанию коренным образом отличающиеся между собой, периода, а именно: социалистический, соответствующий плановой и постсоциалистический, соответствующий рыночной экономике. Они отличаются не только системами планирования и финансирования, но и принципиальным подходом и оценкой самой энергетики. Эти периоды разделены на пять конкретных временных этапов, отличающихся качественными изменениями. Первый этап – начальный этап использования электроэнергии (1921-1940 гг.); второй – этап создания основы электрических сетей (1940-1960 гг.); третий – этап формирования энергетической системы и возникновения энергетической отрасли (1960-1990 гг.); четвертый – этап кризисного состояния в энергетике (1990-2000 гг.); пятый – этап восстановления и подъема энергетического сектора (с 2000 г. до наших дней). В настоящее время в Монголии сложилась благоприятная экономико-правовая среда для успешного развития энергетики на принципах партнерства правительства и частного сектора, а также для всестороннего международного сотрудничества с сопредельными странами и СВА. Приняты программные документы, определяющие основные направления развития энергетики и других секторов экономики в новых условиях.

2. Географическое расположение Монголии на Азиатском континенте между РФ и КНР, большая площадь территории и наличие богатых минерально-сырьевых и первичных энергетических ресурсов, делают страну геополитически привлекательной в мировом масштабе и особенно для РФ и КНР. Это является благоприятным и отличительным фундаментом для совместного, в т.ч. энергетического развития в АТР и рамках СВА в XXI веке.

Таким образом, вопрос развития монгольской энергетики невозможно рассматривать независимо от внешних факторов, которые проявляются в виде энергетических стратегий соседних стран и мировых тенденций развития энергетики, а также внутренних факторов, выражающихся в особенностях характеристик, в т.ч. низкой территориальной плотностью электрических

нагрузок. Результаты исследований электропотребления показали, что среднее территориальное значение плотности по стране составляет: по мощности 0,07 кВт/км², по энергии – 6,1 МВт·ч/км²·год. Их наибольшие значения по Центральному аймаку, включая г. Улан-Батор доходят до 8,32 кВт/км² и 73,1 МВт·ч/км²·год соответственно, а наименьшие значения для Гоби-Алтайского аймака – 0,02 кВт/км² и 0,2 МВт·ч/км²·год, соответственно.

Поэтому к развитию электроэнергетики и ЭЭС Монголии нужно подходить с учетом этих особенностей и своеобразия.

3. Впервые проведены детальные исследования характеристик энергопотребления и динамики его роста за последние 20 лет в связи с поставленными задачами, отраженными в директивных документах развития страны, в т.ч. «Дальновидение – 2050», и получена математическая зависимость (уравнение линейной регрессии) для прогноза роста электропотребления. В результате этих исследований получена научно-обоснованная исходная информация в виде годового электропотребления страны и регионов на перспективу до 2050 г. по трем сценариям, необходимая для осуществления дальнейших исследований. Например, в 2030 г. по среднему сценарию годовое электропотребление, как ожидается, будет составлять 11,5 млрд. кВт·ч, а его плотность – 7,4 тыс. кВт·ч/км²·год. В 2050 г. эти показатели будут равняться 18,9 млрд. кВт·ч и 12,4 тыс. кВт·ч/км²·год, соответственно. Для Центрального и Гобийского районов за счет развития промышленности электропотребление и его плотность могут доходить в 2050 г. до 116,8 и 18,3 тыс. кВт·ч/км²·год, соответственно.

4. В результате системного анализа всех основных свойств и характеристик электропотребления и возможных способов электроснабжения сформирован методический подход и разработана общая методология и концептуальная модель иерархического развития путем создание новых генерирующих мощностей и новых системообразующих ЛЭП. Как в техническом, так и во временном разрезах процесс создания ЕЭС в стране методически целесообразно разделить на два этапа по реализации. Первый этап предусматривает повышение надежности и

устойчивости внутреннего энергоснабжения. Второй этап, ориентирующийся на экспортно-импортные поставки электроэнергии и интеграцию в будущее межгосударственное энергетическое объединение стран СВА, должен начаться с усиления электрических связей с энергосистемами РФ и КНР. В свою очередь, с научно-исследовательской и методологической точек зрения, по всей системе в целом можно выделить четыре иерархических уровня развития. Первый, это действующие ЭЭС, второй – ЕЭЭС Монголии, третий – совместно работающая система с ЭЭС сопредельных стран и четвертый – составная часть международного энергообъединения («super-grid») стран СВА.

5. Разработан целостный вычислительный инструментарий для выполнения комплексных исследований по формированию и обоснованию развития интеллектуальной ЕЭЭС Монголии. Этот инструментарий включает математические модели развития энергосистем СОЮЗ и развития электрических сетей, ПВК расчета электроэнергетических режимов RastrWin и Power Factory. Эти модели и ПВК, объединенные друг с другом информационными связями, дополняются расчетными блоками по оценке перспективных уровней электропотребления страны и регионов, расчету и анализу показателей региональных электроэнергетических систем, качественной оценке роли внутренних и внешних факторов на разных уровнях иерархии развития ЕЭЭС.

6. Проведены варианты исследования по оптимизации генерирующей и сетевой структуры ЕЭЭС Монголии. Для достижения поставленной цели и решения соответствующих задач исследования рассмотрены четыре сценария развития электроэнергетической системы, первые три из которых, хотя и несколько условны, но отражают характерные (в определенном смысле предельные) состояния системы. Первый сценарий – самостоятельная закрытая (изолированная, т.е. без внешней связи) система, обеспечивающая полностью свою потребность в электроэнергии, независимая в любое время от импорта; второй сценарий – полужакрытая система, обеспечивающая энергопотребление в аварийных условиях за счет импорта; третий сценарий – мощная открытая система, работающая на своих источниках энергии и экспортирующая

электроэнергию на внешний рынок; и четвертый сценарий – реальная оптимальная ЕЭЭС, соответствующая особенностям и масштабам социально-экономического развития и развития производительных сил страны, которая по мере надобности и возможности работает в импорто-экспортных режимах.

7. Определена оптимизированная многоузловая комплексная структурная схема ЕЭЭС Монголии, в которой объединены региональные электроэнергетические системы, имеющие достаточные генерирующие мощности с учетом первичных энергетических ресурсов соответствующих регионов для покрытия их энергопотребления и необходимые межсистемные электрические связи, обеспечивающие обмен мощностью и энергией между ними во внешнетатных ситуациях. Процедура математического моделирования выполнена при помощи моделей СОЮЗ и СЕТИ, разработанных в ИСЭМ СО РАН.

8. Результат анализа показывает, что вместо нынешних пяти ЭЭС целесообразно иметь три РЭЭС, удовлетворяющих требованиям по топливной базе, мощности, маневренности и способности осуществлять диспетчерское управление в оптимальном режиме работы будущей ЕЭЭС Монголии при имеющихся и планируемых нескольких межсистемных связях, позволяющих в достаточной степени обеспечить обмен потоков мощности и энергии с сопредельными системами в аварийных условиях. С помощью специального программного обеспечения по критериям обеспечения электроэнергией потребителей I категории были выделены 3 острова в послеаварийных режимах систем с распределенной генерацией. Острова 1 и 2 смогут поставлять всю свою электроэнергию из внутренних источников, а в острове 3 дефицит электроэнергии составит 46 МВт.

9. Предложена пирамида стратегии создания интеллектуальной ЭЭС – одного из ключевых механизмов в достижении целевой установки энергетической стратегии Монголии по трансформации отраслей энергетического комплекса в современную высокотехнологичную и эффективную инфраструктуру, обеспечивающую как количественный, так и качественный экономический рост.

На основе модельных исследований предложена схема управления и регулирования формирующейся в перспективе интеллектуальной ЕЭЭС путем внедрения автоматизированных систем (SCADA), основанных на цифровых технологиях, а также автоматизированных систем управления информацией, таких как СМПП, WAMPAC, адаптированных к местным условиям для оперативного диспетчерского управления. Предложено комплексное использование системы РЗиА, включая противоаварийную, технологическую и режимную автоматику, способную обеспечить надежную параллельную работу электроэнергетических систем Монголии для исключения системных аварий, как подготовительный этап для формирования и дальнейшего развития будущей интеллектуальной ЕЭЭС.

10. Разработана структура системы мониторинга переходных режимов, основной задачей которой является обеспечение непрерывного измерения и мониторинга параметров нормальных и переходных процессов по наиболее ответственным линейным, автотрансформаторным и генераторным присоединениям энергосистемы Монголии. Рассмотренные технические решения являются основой для формирования и дальнейшего развития энергосистемы Монголии как интеллектуальной инновационно-технологической системы.

11. Согласно предложенным в диссертации методологии и методике дальнейшее развитие ЕЭЭС Монголии должно идти путем усиления электрических связей с ЭЭС сопредельных стран, что является предпосылкой выхода страны на энергетическое пространство СВА. В работе сформированы предложения по созданию таких связей с ЭЭС РФ и КНР.

12. Для активного участия Монголии в формировании и развитии МГЭО в Северо-Восточной Азии – «Asian Super Grid» на первом этапе необходимо включить Шивэ-Обоский энергетический комплекс и Гобитек в энергетическую сеть, охватывающую Дальний Восток РФ, северные и северо-восточные районы Китая, Японию, Республику Корея и Северную Корею.

Список сокращений и условных обозначений

АНМ	-	Академия наук Монголии
АОПЧ	-	Автоматика ограничения повышения частоты
АОСН	-	Автоматика ограничения снижения напряжения
АПНУ	-	Автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРВ	-	Автоматическое регулирование возбуждения
АРВМ	-	Автономный район Внутренней Монголии
АРМ	-	Автоматизированное рабочее место
АРЧМ	-	Автоматическое регулирование частоты и активной мощности
АТР	-	Азиатско-Тихоокеанский регион
АЧР	-	Автоматическая частотная разгрузка
АУЭЭС	-	Алтай-Улиастайская электроэнергетическая система
АЭС	-	Атомная электрическая станция
БМРЗ	-	Блоки микропроцессорные релейной защиты
БН	-	город Баганур
БСЭ	-	Большая энергетическая система
ВВП	-	Валовая внутренняя продукция
ВИЭ	-	Возобновляемые источники энергии
ВЛ	-	Воздушная линия электропередачи
ВИЭК	-	Вертикально-интегрированная энергокомпания
ВНИИКТЭП	-	Всесоюзный исследовательский институт комплексных топливно-энергетических проблем
ВНИИР	-	Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения
ВОЛС	-	Волоконно-оптические линии связи
ВЭС (ВЭУ)	-	Ветровая электрическая станция (установка)
ВЭЭС	-	Восточная электроэнергетическая система
ГАЭС	-	Гидравлическая аккумулирующая электрическая станция
ГКНТ	-	Государственный комитет по науке и технологии
ГЛОНАСС	-	Глобальная навигационная спутниковая система

ГОК	-	Горно-обогатительный комбинат
ГОЭЛРО	-	Государственный план электрификации России
ГП	-	Горное предприятие
ГПЭС	-	Газопоршневая электрическая станция
ГРЭС	-	Государственная районная электрическая станция
ГЭС	-	Гидравлическая электрическая станция
ДА	-	Делительная автоматика
ДиЭС	-	Дизельная электрическая станция
ЕЭЭС	-	Единая электроэнергетическая система
ЗЭЭС	-	Западная электроэнергетическая система
ИП	-	Измерительный прибор
ИПР	-	Интегрированное планирование ресурсов
ИСЭМ	-	Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева
ИЭИ	-	Институт энергетических исследований
ИЭС	-	Интеллектуальная энергетическая система
КНДР	-	Корейская Народно-Демократическая Республика
КНР	-	Китайская Народная Республика
КПНТП	-	комплексная программа научно-технического прогресса
КЭС	-	Конденсационная электрическая станция
ЛЭП (ВЛЭП)	-	(Воздушная) линия электропередачи
МАГАТЭ	-	Международное агентство атомной энергии
МГЭО	-	Межгосударственное энергетическое объединение
МГУНТ	-	Монгольский государственный университет науки и технологии
МГЭЭС	-	Межгосударственная электроэнергетическая система
МНР	-	Монгольская Народная Республика
МНРП	-	Монгольская народно-революционная партия
МЭИ	-	Московский энергетический институт
НДС	-	Национальный диспетчерский центр Монголии
НИУ	-	Научный исследовательский университет

НЭПС АК	-	Акционерное общество «Национальная электропередающая сеть»
ОМП	-	Определение места повреждения
ОТ	-	Оютолгайское горное предприятие (ГП «ОТ»)
ОЭЭС	-	Объединенная электроэнергетическая система
ПА	-	Противоаварийная автоматика
ПВК	-	Программно-вычислительный комплекс
РА	-	Режимная автоматика
РАС	-	Регистратор аварийных событий
РВ	-	Реле времени
РЗиА	-	Релейная защита и автоматика
РЗиАЭС	-	Релейная защита и автоматизация энергосистем
РП	-	Регистратор процесса
РФ	-	Российская Федерация
РФФИ	-	Российский фонд фундаментальных исследований
РЭЭС	-	Региональная электроэнергетическая система
СА	-	Системная автоматика
СВА	-	Северо-Восточная Азия
СМНР	-	Система мониторинга переходных режимов
СО РАН	-	Сибирское отделение Российской академии наук
СОЕВ	-	Система обеспечения единого времени
СССР	-	Союз Советских Социалистических республик
СХО	-	Сельско-хозяйственное объединение
СШ	-	город Сайншанд
США	-	Соединенные Штаты Америки
СЭВ	-	Совет экономической взаимопомощи
СЭИ	-	Сибирский энергетический институт
СЭС (СЭУ)	-	Солнечная электрическая станция (установка)
ТА	-	Технологическая автоматика
ТТ	-	Тавантолгойское угольное месторождение

ТУ	-	Технический университет
ТЭБ	-	Топливо-энергетический баланс
ТЭК	-	Топливо-энергетический комплекс
ТЭО	-	Технико-экономическое обоснование
ТЭР	-	Топливо-энергетические ресурсы
ТЭС	-	Тепловая электрическая станция
ТЭЦ	-	Теплоэлектроцентраль
УБ	-	город Улан-Батор
УС	-	Устройство сигнализации
УСВИ	-	Устройство синхронизированных векторных измерений
ЦСПА	-	Централизованная система противоаварийной автоматики
ЦЭЭС	-	Центральная электроэнергетическая система
ЧДА	-	Частотная делительная автоматика
ЧЧИМ	-	Годовое число часов использования максимума нагрузки
ШО	-	Шивээ-Обоское угольное месторождение
ЭАС	-	Электрическая (батерейная) аккумулирующая станция
ЭНИН	-	Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского
ЭЧТЭС	-	Экологически чистая тепловая электрическая станция
ЭЭ	-	Электроэнергия
ЭЭС	-	Электроэнергетическая система
ЮЭЭС	-	Южная электроэнергетическая система
AEC	-	Asian Energy Cooperation
COMTRADE	-	Common format for Transient Data Exchange for power systems
FTP	-	File Transfer Protocol
GPS	-	Global Positioning System
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFOST	-	International Forum on Strategic Technologies
IIASA	-	International Institute for Applied Systems Analysis
SCADA	-	Supervisory control and data acquisition

SIDA	-	Swedish International Development Cooperation Agency
SVC	-	Static VAr Compensator
PDC	-	Phasor Data Concentrator
PMU	-	Phasor Measurement Unit
PV	-	Photovoltaics
RTDS	-	Real Time Diagnostic System
SEL	-	Schweitzer Engineering Laboratories
WACS	-	Wide Area Control System
WAMS	-	Wide Area Monitoring System
WAMPAC	-	Wide Area Monitoring Protection and Control
WASP	-	Wien Automatic System Planning Package
UNIDO	-	United Nations Industrial Development Organization
$B_{\text{топл}}$	-	годовое потребление угля региона, т. у. т. /год;
$B_{\text{топл}}^{\text{доб}}$	-	годовая добыча угля региона, т. у. т. /год;
$B_{\text{топл}}^{\text{доб.ф}}$	-	годовая фактическая добыча угля региона, т. у. т. /год;
$B_{\text{топл},j}^{\text{отрс}}$	-	потребление угля другими отраслями, т. у. т. /год;
$B_{\text{шахты},k}^{\text{уголь}}$	-	годовая добыча угля k -ой шахты, т. у. т. /год;
$B_{\text{экс.}}$	-	максимальное количество потребления топлива регионом, в экстремальных условиях, млн. т. у. т.;
ВВП	-	валовая внутренняя продукция на душу населения региона, тыс. тугр.;
C_{nt}	-	нагрузка потребителя, МВт;
\overline{C}_n	-	максимальная прогнозируемая нагрузка потребителя, МВт;
E	-	ЭДС, кВ; нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;
$E_{\text{эл}}^{\text{ТЭС}}$	-	годовое производство электроэнергии на угольных тепловых электростанциях, кВт·ч/год;
$E_Q^{\text{ТЭЦ}}$	-	годовое производство электроэнергии на ТЭЦ на тепловом потреблении региона, кВт·ч/год;

- $E_{эл}^{рег}$ - годовая электрическая нагрузка потребителей региона, кВт·ч/год;
 $E_{эл}^{пот}$ - потери электроэнергии в сетях системы, кВт·ч/год;
 I - сила тока, кА; множество электростанций;
 I_{lk} - ток в ветви l для режима k ;
 J - количество социально-экономических отраслей, включенных в единый энергетический баланс; множество послеаварийных режимов при потере основного пункта питания;
 K - коэффициент, учитывающий степени появления объектов; количество угольных предприятий региона;
 $K_{зап}$ - коэффициент запаса;
 L - число ветвей в сети;
 \overline{L}_d - пропускная способность ЛЭП, входящих в сечение d , МВт;
 L_{nk} - поток мощности по ЛЭП, МВт;
 \overline{L}_{nk} - пропускная способность ЛЭП, МВт;
 N - число узлов сети; количество межсистемных связей;
 N_d - множество пар узлов, входящих в сечение d ;
 N_k - количество индикаторов в блоке k ;
 $N_{насел}$ - численность населения региона, тыс. чел.;
 P - активная мощность, МВт;
 P_{max} - максимальная активная мощность, МВт;
 P_{min} - минимальная активная мощность, МВт;
 P_{nk} - нагрузка в узле n сети в нормальном режиме k ;
 P_{n^*j} - нагрузка в узле n^* в послеаварийном режиме j части сети, включающей N^* узлов, принадлежащих всем островам;
 P_q - потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел;
 $P_{н.х,k}$ - электропотребления, связанной с появлением крупных народно-хозяйственных объектов, млрд. кВт·ч;
 P_k - суммарное потребление электроэнергии региона, млрд. кВт·ч;
 $P_{круп.ЭС}$ - установленная мощность самой мощной электростанции в

электроэнергетической системе;

- $P_{\Sigma,уст}$ - суммарная установленная мощность электроэнергетической системы;
- $P_{расп}$ - располагаемая мощность, МВт;
- $P_{мс.св}$ - пропускная способность межсистемных связей, МВт;
- $P_{мс.св}^{max}$ - передаваемая мощность по межсистемной линии при максимальной нагрузке потребителей, МВт;
- Q_{nk} - число вводимых цепей линии (целочисленная переменная);
- $\overline{Q_{nk}}$ - максимальное число вводимых цепей ЛЭП;
- $R_{топл}$ - производство первичного энергетического ресурса, т. у. т. /год;
- $R_{топл.экс}$ - максимально возможное количество поставок первичных топливных ресурсов для нужд региона, млн. т. у. т.;
- $R_{топл,i}^{max}$ - максимально возможное производство i -ого первичного энергетического ресурса на добывающих предприятиях региона;
- R_{lk} - активное сопротивление в ветви l для режима k ;
- S_{jint} - нагрузка j -го типа оборудования в узле i в суточном режиме n в зоне продолжительностью t часов, МВт;
- S_{ji}^{Σ} - выбираемые установленная мощность j -го оборудования в узле i , МВт;
- S_{ji}^N - новая (вводимая) установленная мощность j -го оборудования в узле i , МВт;
- $S_{ii'}^{\Sigma}$ - пропускная способность межсистемной связи между узлами i и i' , МВт;
- $S_{ii'}^N$ - новая пропускная способность межсистемной связи между узлами i и i' , МВт;
- $S_{ii't}^{бал}$ - балансовые перетоки мощности в час t из узла i в i' , МВт;
- $S_{i'it}^{бал}$ - балансовые перетоки мощности в час t из узла i' в i , МВт;
- $S_{it}^{нерег}$ - нерегулярная нагрузка узла i в час t , МВт;
- $S_i^{авар}$ - аварийный резерв мощности узла i , МВт;

- $S_i^{\text{изол}}$ - аварийный резерв мощности узла i при его изолированной работе, МВт;
- $S_i^{\text{конц}}$ - часть резерва ЭЭС, рассматриваемая как концентрированная, приходящая на долю электростанций узла i , МВт;
- $S_{ii'}^{\text{сущ}}$ - существующая пропускная способность электрической связи между узлами i и i' , МВт;
- $S_{ii'}^{\text{min}}$ - минимальная пропускная способность электрической связи между узлами i и i' , МВт;
- $S_{ii'}^{\text{max}}$ - максимальная пропускная способность электрической связи между узлами i и i' , МВт;
- S_{ni} - загрузка электростанции, МВт;
- $\underline{S_{ni}}$ - загрузка станций в режимах минимальной выработки, МВт;
- $\overline{S_{ni}}$ - загрузка станций в режимах максимальной выработки, МВт;
- U_{nk} - напряжение в узле n сети в режиме k ;
- $W_{ni}^{\text{ГЭС ср.мн.лет.}}$ - средняя многолетняя (для новых ГЭС – проектная) выработка ГЭС в году, МВт·ч;
- $\Delta B_{\text{топл}}^{\text{пот}}$ - потери при транспортировке угля, т. у. т. /год;
- $I_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ - текущие ежегодные издержки ЛЭП, долл. /год;
- $K_{nk}^{\text{ЛЭП}}$ - капитальные вложения в новые ЛЭП, долл.;
- Z - затраты, млн. долл.;
- Z_{jint} - удельные переменные затраты;
- Z_{ji}^{Σ} - удельные постоянные ежегодные издержки оборудования;
- Z_{ji}^N - удельные постоянные ежегодные приведенные капиталовложения оборудования;
- $b_{y.t}^{\text{эл}}$ - удельный расход угля на производство электроэнергии, т. у. т. /кВт·ч;
- $b_{y.t}^Q$ - удельный расход угля на производство электроэнергии на ТЭЦ на тепловом потреблении, т. у. т. /кВт·ч;
- l_{nk} - протяженность линии, км;

- n - количество элементов системы;
- t - время, ч; месяц; год;
- α - показатель неравномерности графика нагрузки; отношение минимальной нагрузки к максимальной;
- α_{ji} - коэффициент готовности оборудования;
- $\alpha_{уст.м}$ - соотношение суммарной располагаемой мощности электрических станций и мощности максимальной нагрузки потребления электроэнергии;
- $\alpha_{мс.св}$ - отношение суммы суммарной располагаемой и передаваемой по межсистемной линии мощностей при максимальной нагрузке потребителей к мощности максимальной нагрузки;
- $\alpha_{топл}$ - коэффициент возможности снабжения первичных ТЭР своими ресурсами;
- $\alpha_{пр.топл}$ - доля преобладающего топливного ресурса в общем потреблении ТЭР;
- $\alpha_{круп.ЭС}$ - доля мощной электростанции в электроэнергетической системе;
- $\alpha_{зап.топл}$ - количество запасов ресурсов, необходимых для покрытия потребления в экстренных условиях;
- β - показатель плотности нагрузочной графики; отношение средней нагрузки к максимальной;
- β_{ni} - доля оборудования, выведенного в ремонт, отн. ед.;
- ε_{ni}^{TP} - доля выработки ТЭЦ по тепловому графику, отн. ед.;
- κ_{ni} - коэффициент разрывов, отн. ед.;
- $k^{рез}$ - удельное снижение резерва узла на единицу прироста пропускной способности межсистемной связи;
- λ - затраты электростанции, долл. /МВт.ч;
- μ_{nk} - коэффициент потерь электроэнергии, о. е. /км;
- σ_{nk} - количество цепей существующей ЛЭП;
- $\tau^{реж}$ - длительность режима в году, ч;

индексы:

- i и j - номера;
- k - множество нормальных режимов графиков нагрузки потребителей и загрузка установок распределенной генерации; номер блока;

Список литературы

1. Бат-Эрдэнэ, Б. Методологические основы планирования развития электроэнергетической системы Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, Н.И. Воропай, С. Лянхцэцэг, С. Батмунх // Энергетическая политика. – 2021. – №11. – С. 66-81.
2. Комплексная программа научно-технического прогресса Монгольской Народной Республики на период до 2005 года. Институт экономики и организации промышленного производства СО АН СССР, Институт экономики АН МНР. – Новосибирск. – Улан-Батор. – 1988. – 451 с.
3. Схема энергоснабжения МНР на период 1985-1990 гг. с учетом перспективы развития до 2000 г. Т.1-2 и Т.1-3 (Энергосетьпроект) и Т.4-1 (Гидропроект). г. Ленинград, 1984 г.
4. Прогнозирование стратегических направлений энергетического сотрудничества России и Монголии (2011 - 2013 гг.): отчет о НИР (заключ): ИСЭМ СО РАН и МГУНТ; рук. (с российской стороны) чл.-корр. РАН Н.И. Воропай, д.т.н., проф. Б.Г. Санеев, (с монгольской стороны) к.т.н., проф. Х. Энхжаргал и д.т.н., проф. С. Батхуяг. – Улан-Батор. – 2014. – С. 125.
5. Комплексная энерго-экономическая оценка приоритетных проектов энергетического сотрудничества России и Монголии и механизмы их реализации (2013 - 2014 гг.): отчет о НИР (заключ): ИСЭМ СО РАН и МГУНТ; рук. (с российской стороны) д.т.н., проф. Б.Г. Санеев, (с монгольской стороны) д.т.н., проф. С. Батхуяг. – Улан-Батор. – 2015. – С. 140.
6. Разработка научных основ формирования приоритетных направлений сотрудничества России и Монголии в энергетической сфере (2018 – 2020 гг.): отчет о НИР (заключ): ИСЭМ СО РАН и МГУНТ; рук. (с российской стороны) д.т.н., проф. Б.Г. Санеев, (с монгольской стороны) д.т.н., акад. С. Батмунх и д.т.н., проф. С. Батхуяг. – Улан-Батор. – 2022. – С. 115.

7. ВАК 2.4.5. Энергетические системы и комплексы. Паспорт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://knc.ru/wp-content/uploads/2022/04/2.4.5.-Энергетические-системы-и-комплексы.pdf> (22.11.2023)
8. Историко-хронологический документ развития энергетики. – Улан-Батор. – 2017. – С. 504. (на монгольском языке).
9. Развитие топливно-энергетической отрасли МНР. – Улан-Батор. – 1982. – С. 324. (на монгольском языке).
10. Энергетическое развитие МНР за 60 лет. – Улан-Батор. – 1983. – С. 268. (на монгольском языке).
11. Текущее состояние и тенденции топливно-энергетического комплекса Монголии. – Улан-Батор. – 2005. – С. 124. (на монгольском языке).
12. Политика правительства в области энергетики 2015-2030 гг. Постановление Великого Государственного Хурала № 63. 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ecc.erc.gov.mn/mn/m/93> (15.05.2024)(на монгольском языке).
13. China's 2015 power consumption up 0.5 pct year-on-year. By Reuters staff [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.reuters.com/article/china-power-consumption-idUSL3N15104C> (17.05.2024) (на китайском языке).
14. 14th Five-Year Plan on Modern Energy System Planning. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://climate-laws.org/documents/14th-five-year-plan-on-modern-energy-system-planning_8f22. (15.05.204)
15. Бат-Эрдэнэ, Б. Некоторые вопросы стратегии развития электроэнергетики Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Энергетическая политика. – 2016. – № 6. – С. 95-106.
16. Батмунх, С. Разработка научной основы стратегии развития энергетики Монголии / С. Батмунх, Б. Бат-Эрдэнэ [и др.] / Сборник трудов Института теплотехники и промышленной экологии в 2014 г. «Энергетика и экология». – 2014. – С. 148 (на монгольском языке).
17. Бат-Эрдэнэ, Б. Некоторые вопросы политики развития энергетического сектора Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, А. Эрдэнэбаатар // Сборник докладов

- теоретико-практической конференции «Реформа энергетики – 2016». – Улан-Батор, 2016. – С. 61-71 (на монгольском языке).
18. Монгольский статистический ежегодник. – Улан-Батор: Национальное статистическое управление Монголии. – 2006. – С. 375 (на монгольском языке).
 19. Renewable Energy for Rural Access Project (REAP), Project performance assessment report. WORLD BANK GROUP. Report No.127225. June 15, 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/868691530296027073/pdf/127225-P099321-P167001-PPAR-PUBLIC.pdf>. (15.05.2024)
 20. Александров, Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи. Второе издание / Г.Н. Александров. – Центра подготовки кадров энергетики. – 2006. – С. 139.
 21. Гантумур, Ш. Электроэнергетическая система. Учебное пособие / Ш. Гантумур. – Улан-Батор, 2014. – С. 1100 (на монгольском языке).
 22. Бат-Эрдэнэ, Б. Анализ существующих устройств релейной защиты и автоматики в электроэнергетических системах Монголии / Б.Бат-Эрдэнэ, Я.Л. Арцищевский, Э. Энхтур, Д. Мунхтулга, Б. Эрхэмзая, Б. Улзийбадрах // Энергетика за рубежом. – 2019. – № 2. – С. 2-11.
 23. Онормаа, Ц. Проблемы технологического режима и электропотребления Алтай-Улиастайской электроэнергетической системы и их решений / Ц. Онормаа, Б. Баатар [и др.] // Энергетика & engineering. – 2020. – №1 (191). – С. 16-23 (на монгольском языке).
 24. Гягар, Д. Улучшение некоторых параметров электроэнергии в Алтай-Улиастайской электроэнергетической системе / Д. Гягар, Б. Бээжин // Энергетика & engineering. – 2020. – №1 (191). – С. 23-25 (на монгольском языке).
 25. ГОСТ Р 55438-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов

- электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования. – Введ. 2013-06-07. – М.: Стандартиформ. – 2014. – С. 25.
26. Статистические информации: [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://1212.mn/> (15.05.2024)
27. Закон о возобновляемых источниках энергии. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalinfo.mn/mn/detail/465> (15.05.2024) (на монгольском языке).
28. Среднесрочная национальная программа реализации государственной энергетической политики. (2018-2023 гг.). Постановление Правительства № 325 от 2018 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalinfo.mn/mn/detail/13738> (21.05.2024) (на монгольском языке).
29. Постановление Великого Государственного Хурала Монголии от 13 мая 2020 года об утверждении долгосрочной политики развития Монголии «Дальновидение-2050» № 52. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalinfo.mn/mn/detail/15406> (15.05.2024) (на монгольском языке).
30. Проект обновления генерального плана развития энергетики: отчет проекта ADB Монголия: ТТ № 7619-MON. – Улан-Батор, 2014. – С. 586. (на монгольском языке).
31. Исследование экспорта угля Монголии-II. – 2012. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mongolbank.mn/documents/tovhimol/group7/011.pdf> (15.05.2024) (на монгольском языке).
32. Электронный источник: Режим доступа: www.ot.mn/Oyu_Tolgoi_IA_MN.pdf (ot.mn) (15.05.2024) (на монгольском языке).
33. Сайт Регулирующего комитета энергетики / Статистические показатели энергетики за 2021 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://erc.gov.mn/web/mn/news/575> (21.05.2024) (на монгольском языке).

34. Содномдорж, Д. Анализ энергетической безопасности Монголии / Д. Содномдорж, Б. Бат-Эрдэнэ, П. Товуудорж // Тусгаар тогтнол сэтгүүл. – 2020. – № 2. – С. 60-71 (на монгольском языке).
35. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике. Изд. 2-е допол. и перераб. / Л.А. Мелентьев – М.: Наука. – 1983. – С. 456.
36. Абраменкова, Н.А. Структурный анализ электроэнергетических систем: В задачах моделирования и синтеза / Н.А. Абраменкова, Н.И. Воропай, Т.Б. Заславская; отв. ред. Ю.Н. Руденко; АН СССР, Сиб. отд-ние, Сиб. энерг. ин-т. – Новосибирск: Наука: Сиб. отд-ние, – 1990. – 221.
37. Солонин, Е.Б. История и методология системных исследований / Е.Б. Солонин. – Екатеринбург: УрФУ. – 2018. – С. 41.
38. Батмунх, С. Развитие энергетического сектора Монголии. I: Вопросы обзора, политики, анализа и моделирования / С. Батмунх, Б. Бат-Эрдэнэ, Н.И. Воропай // Энергетика & engineering. – 2020. – № (7) 197. – С. 6-16 (на монгольском языке).
39. Бат-Эрдэнэ, Б. Развитие энергетического сектора Монголии. II: Проблемы моделирования и структурной оптимизации ЕЭЭС Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воропай, В.В. Ханаев, П.С. Драчёв // Энергетика & engineering. – 2021. – № (2) 204. – С. 21-32 (на монгольском языке).
40. Бат-Эрдэнэ, Б. Развитие энергетического сектора Монголии. III: Методологические основы оптимальной структуры электроэнергетической системы в регионах Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воропай / Энергетика & engineering. – 2021. – № (5) 207. – С. 17-27 (на монгольском языке).
41. Бат-Эрдэнэ, Б. Основы методологии планирования развития электроэнергетической системы Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, С.В. Подковальников // Вестник МЭИ. – № 3 (2023). – Вып. № 3. – С. 82-94.
42. Бат-Эрдэнэ, Б. Развитие энергетического сектора Монголии: обзор и анализ проблемы / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, С.В. Подковальников // Энергетик. – 2023. – № 2. – С. 39-45.

43. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева; СО РАН, ИСЭМ. – Новосибирск: изд. «Гео». – 2011. – 368 с.
44. Энхжаргал, Х. Разработка научных основ создания экологически чистой угольной ТЭС на принципе мультикомплекса, обеспечивающей интеграцию электроэнергетической системы Монголии / Х. Энхжаргал. [Монография]: – Улан-Батор: Изд-во МГУНТ. – 2013. – 324 с.
45. Makhbal Tumenjargal (Director of MEEI) Current Status of Mongolian energy sector- North-East Asian gas and pipeline Forum, Executive Committee Meeting, 4 November 2019, Ulaanbaatar, Mongolia.
46. Энергетическое сотрудничество России и Монголии: современное состояние, взгляд в будущее / Коллективная монография, под ред. Б.Г. Санеева и С. Батмунха. ИСЭМ СО РАН (РФ) и МГУНТ (Монголия). – Иркутск: – 2021. – 352 с.
47. Государственная политика в области железнодорожного транспорта. Постановление Великого Государственного Хурала № 32 от 24 июня 2010 года. Улан-Батор, 2010 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalinfo.mn/mn/detail?lawId=14244> (21.05.2024) (на монгольском языке).
48. Очирбат, П. Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Монголии / П. Очирбат – Москва: Мир горной кн.: Горная кн., – 2007. – 274 с.
49. Краткая информация о месторождениях угля, нефти и горючего сланца Монголии. Управление полезных ископаемых и нефти. – Улан-Батор.: Центр геологической информации. – 2007. – С. 25 (на монгольском языке).
50. Uranium resources, production of Mongolia (RED BOOK), Uranium 2009: Resources, Production and Demand. /Joint report by the OECD Nuclear Energy and International Atomic Energy Agency, 2010. pp.s. Enkhbat et al., OECD, IAEA – P. 276-286.
51. Государственная политика развития промышленности. Постановление

- Великого государственного хурала, № 62, 2015 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.legalinfo.mn/mn/detail/11129> (15.05.2024) (на монгольском языке).
52. Von Bertalanffy, L. (1950). An outline of general system theory / L. Von Bertalanffy. - British Journal for the Philosophy of Science. – V. 1. – №.2 – P. 134-165.
53. Винер, Н. Кибернетика, или управление и связь в животном и машине (1948-1961). – 2-е издание / Н. Винер. – М.: Наука; Главная редакция изданий для зарубежных стран. – 1983. – 344 с.
54. Электронный источник: Режим доступа: <https://www.softwarepreservation.org/projects/FORTRAN> (21.05.2024)
55. Методы математического моделирования в энергетике / отв. ред. Л.А. Мелентьев, Л.С. Беляев. - Иркутск: Вост. - Сиб. кн. изд-во. – 1966. – 319 с.
56. Мелентьев Л. А. Системные исследования в энергетике: элементы теории, направления развития / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука. – 1979. – 416 с.
57. Теоретические основы системных исследований в энергетике / отв. ред. Л.С. Беляев и Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука, – 1986. – С. 335.
58. Методы исследований и управления системами энергетики / отв. ред. А.П. Меренков и Ю.Н. Руденко. – Новосибирск: Наука. – 1987. – 373 с.
59. Системные исследования проблем энергетики / под ред. Н.И. Воропая – Новосибирск: Наука. – 2000. – 558 с.
60. Фактор неопределенности при принятии оптимальных решений в больших системах энергетики: Тр. симп. г. Иркутск: СЭИ СО АН СССР. – 1974. (в 3-х томах).
61. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных исследований СЭИ-ИСЭМ / отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука. – 2010. – 686 с.
62. Воропай, Н.И. Обоснование развития электроэнергетических систем: Методология, модели, методы, их использования / Н.И. Воропай, С.В.

- Подковальников, В.В. Труфанов [и др.]; отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука. – 2015. – 448 с.
63. Воропай, Н.И. Задачи обоснования развития электроэнергетических систем в рыночных условиях и пути их решения / Н.И. Воропай, Е.Ю. Иванова // Известия РАН. Энергетика. – 2006. – № 3. – С. 28-36.
64. Воропай, Н.И. Проблемы развития электроэнергетики, методы и механизмы их решения в рыночных условиях / Н.И. Воропай, Е.Ю. Иванова, В.В. Труфанов, Г.И. Шевелева. - М.: ИНП РАН. – 2007. – С. 110.
65. Нуурэй, Б. Методы и математические модели системного анализа для исследования развития формирующихся электроэнергетических систем: дис. ... доктора тех. наук: 05.14.02 / Бадарчийн Нуурэй. – Иркутск, 1995. – 318 с.
66. Батхуяг, С. Научно-методические и практические вопросы разработки стратегии развития энергетики Монголии в новых социально-экономических условиях: автореф. дис. ... доктора тех. наук: 05.14.01 / Содовын Батхуяг. - Сибирский энергетич. ин-т. – Иркутск, 1997. – 40 с.
67. Бат-Ундрал, Б. Методы комплексного исследования нормальных и послеаварийных режимов систем электроснабжения с распределенной генерацией: автореф. дис. ... канд.тех.наук: 05.14.02 / Баасан Бат-Ундрал. - Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН. – Иркутск, 2009. – 16 с.
68. Содномдорж, Д. Разработка комплексных методов расчета и мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях Монголии: дис. ... доктора тех. наук: 05.14.02 / Дарийн Содномдорж. – Новосибирск, 1995. – 328 с.
69. Онормаа, Ц. Исследование математических моделей и методов для расчета и анализа установившихся режимов электроэнергетической системы Монголии: автореф. дис. ... кандидата тех. наук: 05.14.02 / Цэвэгжавын Онормаа. – ИрГТУ. – Иркутск, 2007. – 22 с.
70. Энхсайхан, Э. Управление режимами электрических сетей с

- распределенной малой генерацией (на примере Монгольской энергосистемы): автореф. дис. ... кандидата тех. наук: 05.14.02 / Эрдэнэбатын Энхсайхан. – Новосибирск, 2019. – 24 с.
71. Батзаяа, Б. Исследования повышения эффективности энергетической системы: автореферат дис. ... кандидата экономических наук. / Бат-Очирын Батзаяа. – МГУНТ, – Улан-Батор, 2021. – 24 с. (на монгольском языке).
72. Кржижановский, Г.М. Топливо-энергетический баланс / Г.М. Кржижановский, В. И. Вейц, В. А. Русаковский // Вестник статистики. – 1932. – № 7. – С. 1-8.
73. Swisher, J.N. Tools and Methods for Integrated Resources Planning. Improving Energy Efficiency and Protecting the Environment / J.N. Swisher, G. de M. Jannuzzi, R.Y. Redlinger. – Roskilde, Denmark: Riso National Laboratory, UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment. – 1997. – 259 p.
74. Макаров, А.А. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.С. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН. – 2007. – 103 с.
75. Волков, Э.П. Методология обоснования и перспективы развития электроэнергетики России / Э.П. Волков, В.А. Баринов, А.С. Маневич. – М.: Энергоатомиздат. – 2010. – 556 с.
76. Lee, S.T. Holistic Planning of an Electric Power System for Reliability, Economic Efficiencies, and Acceptable Environmental Impact / S.T. Lee // IEEE Power and Energy Magazine. – 2007. – Vol.5 (№ 5). – P. 24-35.
77. Воропай, Н.И. Информационно-технологические и структурно-организационные трансформации электроэнергетических систем / Н.И. Воропай, Д.Н. Ефимов, С.В. Подковальников // Системные исследования в энергетике: энергетический переход / Под ред. Н.И. Воропая и А.А. Макарова. – ИСЭМ СО РАН. – 2021. – 490 с.
78. Подковальников, С.В. Совершенствование методологии обоснования развития электроэнергетики России в условиях интеграции и

- дерегулирования: дис. ... доктора тех. наук: 05.14.01 / Подковальников Сергей Викторович. – Иркутск, 2020. – 292 с.
79. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. – М.: Высшая школа, – 1982. – 356 с.
80. Агафонов, Г.В. Региональные энергетические программы: методические основы и опыт разработки / Г.В. Агафонов, С.Т. Баутин; под ред. Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Наука СИФ РАН. – 1995. – 245 с.
81. Меренков, А.П. Основные итоги и задачи системных исследований в энергетике / А.П. Меренков // Известия РАН. Энергетика. – 1996. – № 3. – С. 3-9.
82. Макаров, А.А. Методические основы разработки перспектив развития электроэнергетики / А.А. Макаров, Ф.В. Веселов, Е.А. Волкова, А.С. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН. – 2007. – 103 с.
83. Кононов, Ю.Д. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов [и др.] – Новосибирск: Наука. – 2009. – 178 с.
84. Драчёв, П.С. Оптимизация развития системообразующей электрической сети Монголии / П.С. Драчёв, В.В. Ханаев, Б. Бат-Эрдэнэ // Электричество. – 2021. – № 9. – С. 58-66.
85. Belyaev, L.S. Methods and models for optimization of energy systems development / L.S. Belyaev, Yu.D. Kononov, A.A. Makarov // Soviet Experience. Review of Energy Models. - Laxenburg: IIASA. – 1976. – №. 3. – P. 22-33.
86. Беляев, Л.С. Системный подход при управлении развитием электроэнергетики / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев [и др.] – Новосибирск: Наука. – 1980. – 238 с.
87. Ханаев, В.А. Автоматизация системных исследований развития ЕЭЭС СССР / В.А. Ханаев, В.В. Труфанов, А.М. Тришечкин // Электронное моделирование. – 1986. – Т.8. – № 6. – С. 59-64.

88. Benders, R.M.J. Planning models show comparative results / R.M.J. Benders, W. Biesiot // IEEE Computer Application in Power. – 1998. – Vol.11 – №.1. – P. 64-68.
89. Bhavaraju, M.P. Emerging issues in power system planning / M.P. Bhavaraju, J.D. Hebson, W. Wood // Proceedings of the IEEE. – 1989. – Vol. 77. – №.6. – P. 891-898.
90. Bena, M.A new model for large interconnected power systems planning studies: A methodology applied to the East-West interconnection in Europe/ M. Bena, R. Le Port, A.M. Denis, F. Albouy // UNIPEDE Conf. Devel. and Oper. Large Intercon. Syst., Tunis, May 3-5. – 1993. – Rep. 1-14. – P. 10.
91. Воропай, Н.И. Математическое моделирование развития электроэнергетических систем в современных условиях / Н.И. Воропай, В.В. Труфанов // Электричество. – 2000. – № 10. – С. 6-13.
92. Труфанов, В.В. Выбор рациональной структуры генерирующих мощностей по типам оборудования с формализованным учетом неоднозначности исходной информации / В.В. Труфанов, В.А. Ханаев // Электронное моделирование. – 1985. – № 5. – С. 72-77.
93. Van Geert, E. Dealing with uncertainty in system planning – has flexibility proved to be an adequate answer? / E. Van Geert, I. Glende, N. Halberg e.a. // Electra. – 1993. – №.151.
94. Van Geert, E. Methods for planning under uncertainty «Towards flexibility in power system development» / E. Van Geert, I. Glende, N. Halberg e.a. // Elecra. – 1995. – №. 161.
95. Michel, J. IPR/DSM/LCP and their effect in power system planning / J. Michel, J. Arceluz, E. Goldano e.a. // CIGRE Proceedings. – 1996. – Rep. 37-203. – P. 11.
96. Система экономических моделей «Электрисите де Франс» (доклад французской группы) // Международный симпозиум по математическим моделям секторов энергетики: сб. научн. тр.: раздел III / Международная конференция, Алма-Ата, СССР. – Алма-Ата: Европейская экономическая комиссия ООН. – 1973. – С. 88.

97. Covarrubias, A.J. Expansion Planning for Electric Power Systems [Электронный ресурс] / A.J. Covarrubias // IAEA Bulletin. – 1979. – Vol. 21 (№ 2/3). – P. 55-64. – Режим доступа:
https://www.iaea.org/sites/default/files/212_304985564_ru.pdf. (15.05.2024)
98. LCG Consulting. Energy Online [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.energyonline.com/Products/GeneratorX.aspx>. (15.05.2024)
99. PLEXOS by Energy Exemplar. PLEXOS Integrated Energy Model [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<https://www.energyexemplar.com/plexos> (15.05.2024)
100. Беляев, Л.С. Эффективность межгосударственных электрических связей / Л.С. Беляев, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова. – Новосибирск: Наука. – 2008. – 239 с.
101. Теоретические основы, методы и модели управления большими электроэнергетическими системами / отв. ред. Н.И. Воропай. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС». – 2015. – 188 с.
102. Санеев, Б.Г. Методы и модели разработки региональных энергетических программ: [Монография] / Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, Г.В. Агафонов [и др.]; отв. ред. Б.Г. Санеев; Рос. акад. наук. Сиб. отд-ние. Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Наука – 2003 – 136.
103. Подковальников, С.В. Перспективы электроэнергетической кооперации России и стран Северо-Восточной Азии / С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова // Внешнеэкономические связи. – 2015. – № 4. – С. 118-130.
104. Веселов, Ф.В. Интеллектуальная энергосистема России как новый этап развития электроэнергетики в условиях цифровой экономики / Ф.В. Веселов, В.В. Дорофеев // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 43-52.
105. Концепция регионального развития Монголии. Приложение к Постановлению № 57 Великого государственного хурала (2001 г). Улан-Батор. [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

<https://www.legalinfo.mn/mn/detail/6299/2/203158> (15.05.2024) (на монгольском языке).

106. Содномдорж, Д. Анализ состояния энергетической безопасности Монголии / Д. Содномдорж, Б. Бат-Эрдэнэ, П. Товуудорж // Энергетика & engineering. – 2020. – № 8 (198). – С. 6-12 (на монгольском языке).
107. Bat-Erdene, B. Development of Mongolia's Electric power Industry and its Role in Shaping the Northeast Asian Super Grid / B. Bat-Erdene, S. Batmunkh, A. Erdenebaatar // Energy Systems Research. – 2018. – Vol. 1. – №.4. – P. 15-26.
108. Mano, S. Gobitec and Asian Super Grid for Renewable Energies in North-east Asia / S. Mano, B. Ovgor, Z. Samadov, D. Sokolov et al. - Brussels: Energy Charter Secretariat. – 2014. – 110 p.
109. Воропай, Н.И. Объединение электроэнергетических систем в Северо-Восточной Азии: Формирование Азиатской Супер-Grid, стадии, проекты, решение проблем / Н.И. Воропай, Б.Г. Санеев // Выступление на Московском Форуме Энергетической Хартии: трансграничная торговля и инвестиционные потоки как основа международной энергетической безопасности. 03.04.2014. г. Москва. [Электронный ресурс] Режим доступа: www.imemo.ru/files/File/ru/conf/2014/03042014/SAN_03042014.pdf. (15.05.2024)
110. Иерархическое моделирование систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, В.А. Стенников; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео». – 2020. – С. 314.
111. Бат-Эрдэнэ, Б. Анализ стратегии развития электроэнергетики Монголии без учета внешних межгосударственных электрических связей / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воропай, В.В. Селифанов, В.В. Труфанов // Энергетик. – 2020. – № 11. – С. 55-59.
112. Бат-Эрдэнэ, Б. Развитие энергетического сектора Монголии: моделирование и оптимизация структуры ЕЭЭС Монголии / Б. Бат-Эрдэнэ,

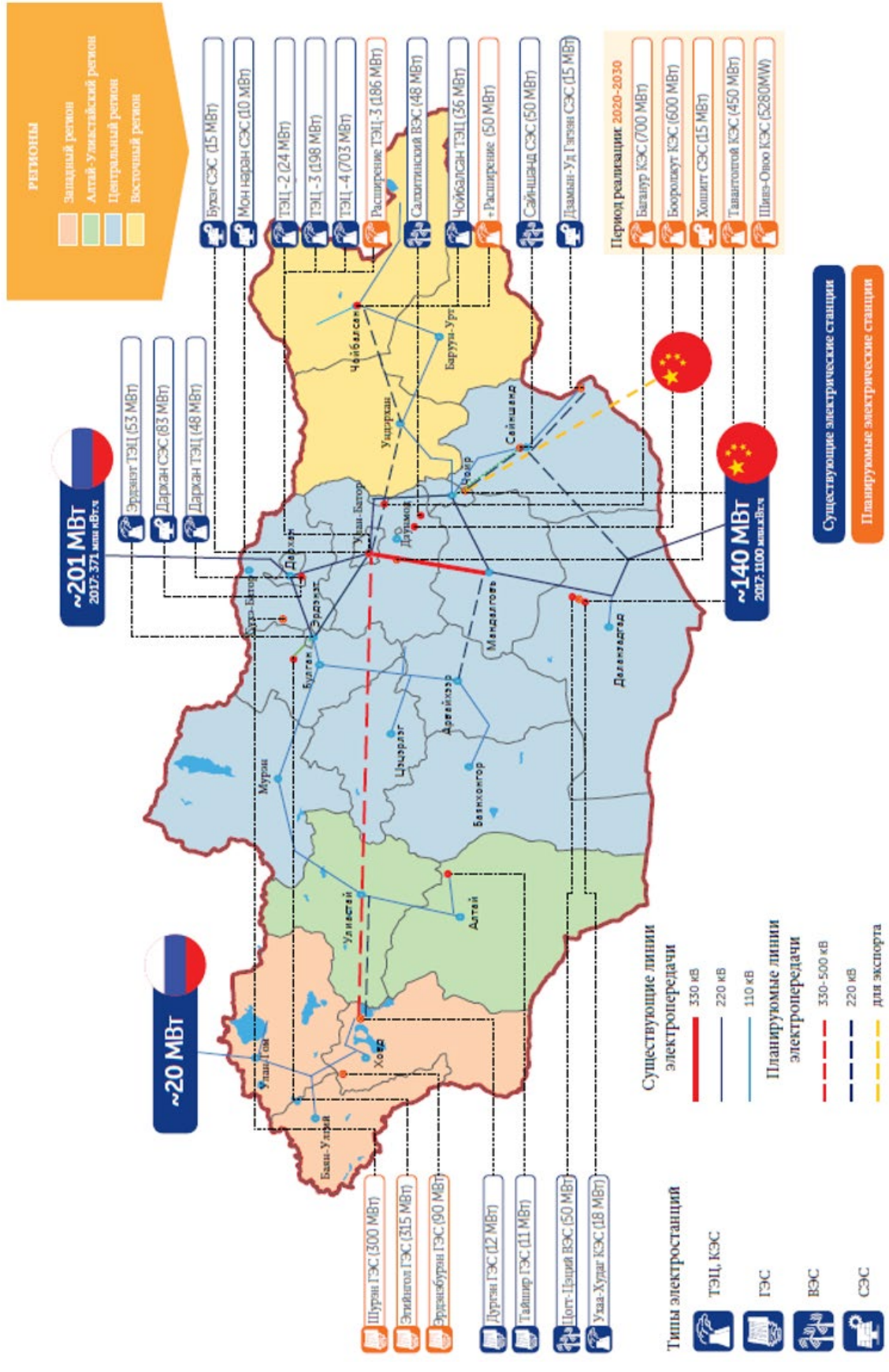
- С. Батмунх, П.С. Драчёв, С.В. Подковальников // Энергетик. – 2023. – № 5. – С. 26-35.
113. Батмунх, С. Экологически чистая угольная ТЭС в концепции мультикомплекса с интеграцией в электроэнергетическую систему Монголии / С. Батмунх, В. В. Саломатов, В. А. Стенников, Х. Энхжаргал: науч. ред. В. А. Стенников; СО РАН. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео». – 2019. – 253 с.
114. Арбатский, Г.М. Программно-информационный комплекс для оптимизации структуры ЕЭЭС / Г.М. Арбатский, Л.С. Беляев, В.Р. Такайшвили [и др.] // Вопросы построения АИСУ развитием ЭЭС. – Вып. 2. Структура и принципы построения I очереди АИСУ. – Иркутск: СЭИ СО РАН. – 1975.
115. Домников, А.Ю. Разработка оптимизационной модели перспективного развития электроэнергетики региона. / А. Ю. Домников [и др.] // Вестник УГТИ-УПИ. – 2004. – № 10. – С. 122-129.
116. Ding, X. Islanding Detection for Distributed Generation / X. Ding, P.A. Crossley and D. J. Morrow // Journal of Electrical Engineering & Technology. – 2007. – Vol. 2. – №.1. – P. 19-28
117. Song, Y.H. Electric power system, Vol.1. Electric Networks / Y. H. Song, N. Hatziaargyriou, A. Buta e.a.; Edited by M. Eremia. - Bucuresti: Editura Academiei Romane. – 2006.
118. Civanlar, S. Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction / S. Civanlar, J. Grainger, S.S. Lee // IEEE Transaction on Power Delivery. – 1988. – Vol. 3. №. 3.
119. Shirmohammadi, D. Reconfiguration of Electric Distribution Network for Resistive Line Losses Reduction / D. Shirmohammadi, W. Hong // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1989. – Vol. 4. №. 2.
120. Berahmand, H. Determining Optimum State of Distribution Network for Less Loss in Operation / H. Berahmand, M. Eslami // Power Research Centre, 5th Conf. on Electrical Distribution Networks. – 1995.

121. Haque, M.N. Improvement of Power Delivery Efficiency of Distribution System through Loss Reduction / M.N. Haque // IEEE. – 2000. – P. 2739-2744.
122. Whei Minlin, L. An Effective Algorithm for Distribution Feeder Loss Reduction by Switching Operation / L. Whei Minlin, H.C. Chin, Gyne-Joneyu // IEEE. – 1999. – P. 597-602.
123. Barker, Ph.P. Determining the Impact of Distributed Generation on Power System: Part 1- Radial Distribution System / Ph.P. Barker, R.W. De Mello // IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA, USA. – 2000.
124. Национальный атлас МНР, Улан-Батор. - Москва. – 1990. – 144 с.
125. Гидроэнергетический кадастр малых рек Монгольской народной республики. // Отчет НИР. –Т.3, Ин-т метеорологии и гидрологии, Главное упр. гидрометеоролог. службы МНР. Улан-Батор. – 1985. – 100 с.
126. Монгольская народная республика. Национальный атлас // ГУГК СССР. ГУГК МНР. Улан-Батор 1990. Москва 1990. Минская картографич. ф-ка ГУГК СССР, Минск, 1990. – 140 с.
127. Климатический справочник МНР. Т.1. Гелиоэнергетический кадастр МНР. Институт метеорологии и гидрологии. Улан-Батор: Изд. ГМС. – 1984. – 218 с.
128. Климат Монголии. Улан-Батор: Госиздат. – 1985. – 458 с.
129. Источник Национального центра по возобновляемым источникам энергии Монголии. [Электронный ресурс] Режим доступа: : <https://www.zangia.mn/company/National-renewable-eneqy-cente/about> (21.05.2024)
130. Батмунх, С., Батхуяг. С., Бат-Эрдэнэ, Б., Онормаа, Ц., Ендонгомбо, Г. Электроэнергетическая система Монголии. Тенденция развития и интеграционные тренды // Энергетическое сотрудничество России и Монголии: Современное состояние, взгляд в будущее / Коллективная монография под ред. докт. техн. наук, проф. Б.Г. Санеева и докт. техн. наук, проф., акад. АНМ С. Батмунха. Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Акад. наук Монголии,

- Монгольский государственный университет науки и технологий – Иркутск – Улан-Батор, – 2021. – С. 80-94 с.
131. Бат-Эрдэнэ, Б. Потенциал Монголии в международной кооперации азиатского энергетического пространства / Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, В.А. Стенников, А. Эрдэнэбаатар // Вестник ИрГТУ. 65 Том 21. – 2017. – № 10. – С. 65-77.
 132. Power Interconnection in APEC Region. Current Status & Future Potential. – Tokyo (Japan): Asia Pacific Energy Reseach Center. – 2000. – 106 p.
 133. Борисов, Г.О. Потенциал и проблемы развития энергосистем Забайкальского региона и Монголии // Вестник Бурятского Государственного университета. – 2015. – № 2(2). – с. 116-123.
 134. Атанов, Н.И. Об интенсификации экономического взаимодействия регионов Забайкалья / Н.И. Атанов, Л.В. Потапов, Г.О. Борисов // Регион: экономика и социология. – 2011. – № 3. – С. 124-138.
 135. Gobitek and Asian Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia. Energy Charter. Brussel, U-Baator, Irkutsk. – 2014. – P. 110.
 136. Огороков, В.Р. Интеллектуальные энергетические системы: технические возможности и эффективность. Ч. 1. Технологические и социально-экономические основания создания интеллектуальных энергетических систем / В.Р. Огороков, И.О. Волкова, Р.В. Огороков // Академия энергетики. – 2010. – № 2 (34). – С. 56-64.
 137. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Редакция 5.0. – М.: – 2012. – С. 238.
 138. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID [Текст]: [монография] / Б. Б. Кобец, И. О. Волкова. – Москва: ИАЦ Энергия, 2010. – 207 с.
 139. Воропай, Н.И. Комплекс интеллектуальных средств для предотвращения крупных аварий в энергосистемах / Н.И. Воропай, В.Г. Курбацкий, Н.В. Томин [и др]. – Новосибирск: Наука. – 2016. – 332 с.

140. [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.energy.gov.mn/c/934
(17.05.2024)
141. Ulam-Orgil, Ch. Evaluation of the Wind Power Penetration Limit and WindEnergy Penetration in the Mongolian Central Power System / Ch. Ulam-Orgil, Hye-Won Lee, Yong-Cheol Kang // J. Electr. Eng. Technol. – 2012. – Vol.7. – P. 852-858.

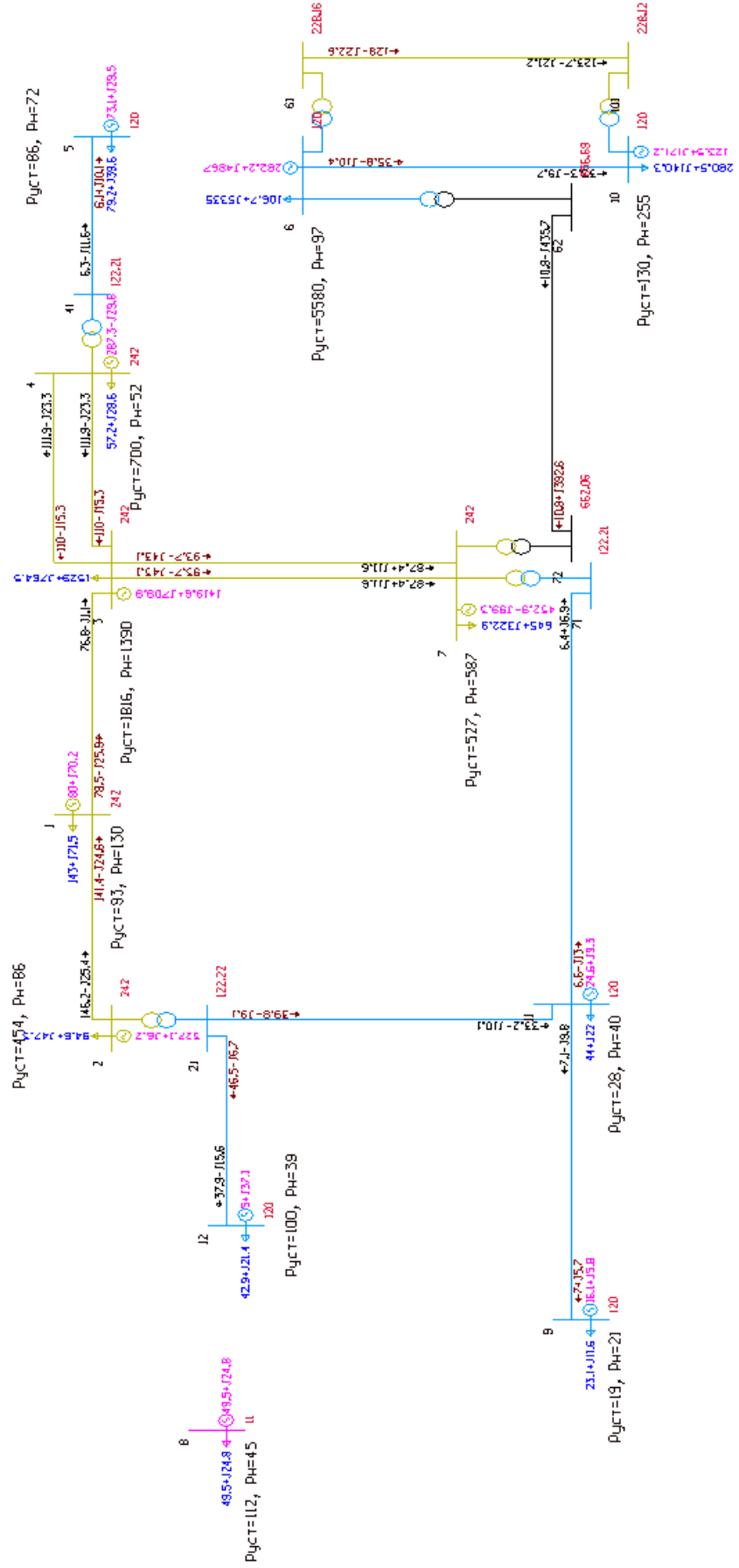
Приложение А. Перспективные энергетические проекты, предусмотренные в программных документах «Алсын харгаа - (Дальновидение) 2050»



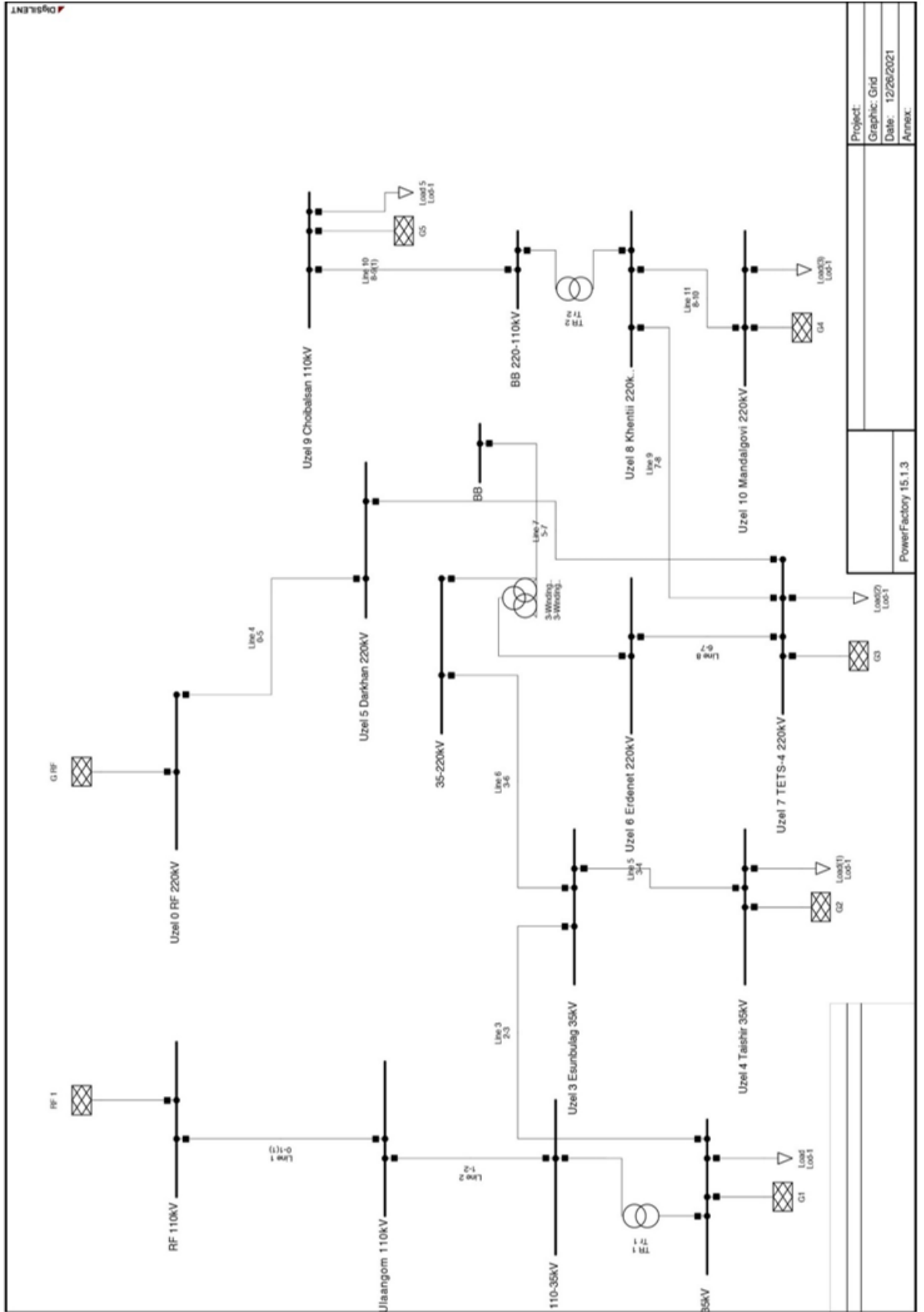
Продолжение приложения Б

8.1.2	Единичная номинальная электрическая мощность агрегата, МВт					25	0	500	4	150	23	50	0	2*1000
8.1.3	Удельный расход топлива в теплофикационном режиме, т у.т./МВтчас	0	320	390	350	350	0	0	350	0	0	0	0	0
	Удельный расход топлива в конденсационном режиме, т у.т./МВтчас	0	280	420	390	0	0	270	390	280	0	390	0	0
8.1.4	Удельные капитальные вложения, долл/кВт (*)	0	1600	1300	2400	0	0	1100	1300	1200	0	1500	0	2100
8.1.5	Удельные годовые постоянные затраты, долл/кВт	0	880	715	1320	0	0	605	715	660	0	825	0	1155
8.1.6	Доля вывозимой в ремонт мощности летом, в сотн. единицах			20%				20%	15%	20%		20%		
8.2	Показатели ТЭЦ и КЭС													
8.2.3	теплофикационная мощность, МВт	0	100	36	136	0	0	35	18	150	0	25	0	0
8.2.4	конденсационная мощность, МВт	0	650	40	140	0	0	4000	20	450	0	100	0	0
8.2.5	Режим работы ТЭЦ в теплофикационном режиме, в сотн. единицах:			61										
	доля дневной нагрузки в зимний рабочий день (обычно 1.0)	1.0		1.0					1.0		1.0		0.0	
	доля ночной нагрузки	0.75		0.75					0.75		0.75		0	
	доля дневной нагрузки летний рабочий день	0.55		0.55					0.55		0.55		0	
	доля ночной нагрузки	0.35		0.35					0.35		0.35		0	
8.3	Показатели ГЭС и ВЭС:													
8.3.3	Гарантированная выработка электроэнергии в зимний рабочий день, МВтчас										0.19	0.58		1532
8.3.4	Среднегодовая годовая выработка электроэнергии, МВтчас										68.77	139.75		5590
8.3.5	Доля балансовой нагрузки зимой, в сотн. единицах к номинальной мощности										35%	30%		40%
8.5.2	Капитальные вложения в линию электропередачи, тыс. долл/км	400	400	360	386			400	400	400	400	730	400	730
8.5.3	Постоянные затраты в линию электропередачи, в % от капиталовложений ЛЭП	40	40	40	40			40	40	40	40	40	40	40
8.5.4	Капитальные вложения в подстанции связи, тыс. долл	152	152	137	147			152	152	152	152	277	132	277
8.5.5	Постоянные затраты в подстанции, в % от капиталовложений в подстанции	50	50	50	50			50	50	50	50	50	50	50
8.5.7	Удельные потери электроэнергии при номинальной нагрузке связи, %/1000 км	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0
	Существование и вновь построенные линии 220 и 500 кВ длиной	2*130	2*130	0	2*380			1*173	2*420	2*100	0	2*280	0	2*550
	Количество присоединяемых подстанций 220/500 кВ	1	2	2	2			1	2	1	1	5	2	50
8.6	Импорт электроэнергии с соседними странами	-3	0	-48	0			-224	0	0	-483	0	0	0
8.7	Экспорт электроэнергии в соседние страны	0	360	0	8			1680	0	0	0	7103	0	0

Приложение В. Расчетная схема электроэнергетических режимов выполненная в системе RastrWin



Приложение Г. Расчетная схема для островов, выполненная с помощью программы Power Factory 15.1.3



Приложение Д. Перечень подстанций, на которых установлены и планируются к установке УСВИ

№	Название подстанции	Уровень напряжения	УСВИ	
			установлено	планируемое
1	ОРУ-4	220/110	АТ-1	ВЛ-117
			АТ-2	ВЛ-120
			ТТ-1	ВЛ-Яармаг-А
			ТТ-2	ВЛ-Яармаг-Б
			ТТ-3	ВЛ-211
			ТТ-4	ВЛ-212
			ТТ-5	
			ТТ-6	
			ТТ-7	
			ВЛ-208	
2	Улаан-Багтор	220/110/35	ВЛ-205	ВЛ-137
			ВЛ-206	ВЛ-138
			ВЛ-209	ВЛ-107
			ВЛ-210	ВЛ-108
				ВЛ-101
				ВЛ-102
				ВЛ-103
				ВЛ-104
				ВЛ-125
				ВЛ-126
3	ОРУ-3	110/35	ВЛ-105	ВЛ-Ундэр-110
			ВЛ-106	ТТ-5
			ВЛ-111	ТТ-6
			ВЛ-112	ТТ-7
			ТТ-9	ТТ-8
4	Дорнод-2	110/35/10	ВЛ-149	ВЛ-107
			ВЛ-150	ВЛ-108
				ВЛ-109
5	Зайсан	110/35/10		ВЛ-127
				ВЛ-128

№	Название подстанции	Уровень напряжения	УСВИ	
			установлено	планируемое
6	Сэлхит ВЭС	110/35/10		ВЛ-123
				ВЛ-124
7	Налайх	110/35/10		ВЛ-101
				ВЛ-102
				ВЛ-123
				ВЛ-124
				ВЛ-119
8	ОРУ-2	35/6	Холбоо-А	
			Холбоо-Б	
9	Эрдэнэт	220/110/35/6	ВЛ-201	ВЛ-Булган-А
			ВЛ-202	ВЛ-Булган-Б
			ВЛ-203	ВЛ-151
			ВЛ-204	ВЛ-152
			Эрдэнэт ТЭЦ ТТ-4	ВЛ-ГОК-А
				ВЛ-ГОК-В
10	Булган	110/35/10		ВЛ-Халган-А
				ВЛ-Халган-Б
				ТТ-1
				ТТ-2
				ТТ-3
				ТТ-5
11	Хархорин	110/35/10		ВЛ-Арвайхээр-110
				ВЛ-202
12	Дархан	220/110/35	ВЛ-257	ВЛ-201
			ВЛ-258	ВЛ-Нар-110
			ВЛ-208	ВЛ-113
			ВЛ-113	ВЛ-Моннар

№	Название подстанции	Уровень напряжения	установлено	УСВИ	
				установлено	Планируемое
13	Шарын гол	110/6		ВЛ-115	
14	Борнур	110/35/10		ВЛ-117	
				ВЛ-114	
				ВЛ-Сухбаатар-110	
15	Дэрзүр-110	110/35/6	Дархан ТЭЦ ТТ-5	ВЛ-Дархан-110	
				ВЛ-Ероо-110	
				ТТ-1	
				ТТ-2	
				ТТ-3	
16	Сумбэр	110/10		ВЛ-Сумбэр	
				АТ-1	
17	Чойр	220/110/35/6	ВЛ-207	АТ-2	
				Л-Чойр- Мандагловь-110	
				ВЛ-Бор-Ундэр-110	
18	Ундэрхан	110/35/6		ВЛ-Айраг-110	
				ВЛ-225	
19	Гэгээн СЭС	110/10		ВЛ-Ундэрхан	
				ВЛ-Чойбалсан-110	
20	Шанг ВЭС	110/35/10		ВЛ-144	
				ВЛ-145	
21	Сайншанд	110/35/10		ВЛ-146	
				ВЛ-Айраг- Сайншанд-110	
22	Тавантолгой	220/110/35	ВЛ-213	ВЛ-Замлын Үүд 110	
			ВЛ-214	ВЛ-217	
			ВЛ-225	ВЛ-218	
			Даланзадгал	Тавантолгой- Ухааудлаг-А	
				Тавантолгой- Ухааудлаг-Б	
				ВЛ-Оюутолгой-110	

Приложение Е. Требования к СМПП

Аппаратное обеспечение РП

Для обеспечения передачи данных на вышестоящие уровни системы и резервирования каналов передачи данных, РП обладают не менее чем 2 независимыми интерфейсами Ethernet 100/1000 Base-TX, для каждого из которых предусмотрена возможность задания IP-адреса, маски подсети и адреса шлюза.

РП имеют не менее 2 интерфейсов USB для проведения сервисных работ по месту установки или необходимости выгрузки файлов аварийных осциллограмм, циклического архива векторных измерений «вручную» на съемный FLASH-накопитель (в случае неисправности каналов передачи данных).

Для местного управления РП, в устройстве предусмотрены клавиатура и дисплей. По месту предусмотрена возможность просмотра времени РП, состояния синхронизации и значений текущих измерений токов и напряжений, возможность выгрузки файлов конфигурации, log-файлов, аварийных осциллограмм, а также файлов циклического архива векторных измерений.

Для обеспечения синхронизации измерений, РП должны поставляться с активными антеннами, обеспечивающими синхронизацию внутренних часов устройства с глобальной навигационной спутниковой системой (ГЛОНАСС). Допускается использование GPS. Также РП должны обеспечивать возможность получения сигналов точного времени по проводному/оптическому соединению с источниками синхронизации IRIG-B00x. Точность синхронизации времени во всех случаях должна быть не хуже ± 1 мкс.

Измерительные приборы (ИП) должны иметь не менее 16 аналоговых входов, каждый из которых может использоваться как для мониторинга электромагнитных переходных процессов (функционал PAC), так и для выполнения векторных измерений фазных напряжений и токов, а также напряжения и тока возбуждения генераторов (функционал PMU). В каждом ИП должно быть предусмотрено не менее 32 дискретных входов для возможности

фиксации сигналов срабатывания и неисправности устройств РЗА и ПА, а также состояния контролируемого первичного оборудования.

Частота дискретизации записи аналоговых сигналов тока и напряжения должна выбираться из ряда частот, определенных международным стандартом COMTRADE: от 1600 Гц до 19 200 Гц.

Устройство сигнализации (УС) должно осуществлять сигнализацию о ненормальных режимах работы РП и должно обеспечивать выдачу следующих сигналов (типа «сухой контакт»): «Неисправность», «Пуск», «Ошибка синхронизации» в схемы местной и центральной сигнализации энергообъекта.

Все устройства, входящие в состав РП, должны обладать универсальными блоками питания: электропитание должно осуществляться от сети постоянного тока с напряжением от 120 до 300 В или от сети переменного тока с номинальной частотой 50 Гц и действующим значением напряжения от 85 до 265 В. Устройства должны выдерживать перерывы электропитания без перезагрузки в течение 0,5 с.

Программное обеспечение и функционал РП

Каждое устройство РП совмещает в себе функционал локального РАС, РМУ и устройства ОМП.

Обеспечена возможность пуска РАС по следующим факторам:

– по уставкам, заданным в файле конфигурации, для аналоговых величин: напряжения, токи, частота, скорость изменения частоты, напряжения и токи прямой, обратной и нулевой последовательностей, действующие значения гармонических составляющих;

– по сигналу группового пуска по сети Ethernet от других РП.

В РАС обеспечена неограниченная длительность записи аварийного процесса (ограничение может быть связано только с объемом свободной энергонезависимой памяти РП). Также обеспечена возможность задания времени записи предыстории аварийного процесса – не менее 10 с.

РП выполняют ОМП линий электропередачи в том числе и для линий со сложной топологией. Точность определения расстояния до места повреждения – не более 3% от длины линии.

РП выполняют функционал РМУ. Для обеспечения передачи данных векторных измерений на вышестоящие уровни системы, РП поддерживают два режима передачи данных: «онлайн» и «офлайн». Режим «онлайн» обеспечивает передачу данных векторных измерений в реальном времени в соответствии с ИЕЕЕС37.118.2-2011 с темпом передачи данных – до 100 посылок в секунду по сетям Ethernet. Каждый РП обеспечивает возможность «онлайн» передачи данных одновременно 4 клиентам.

Режим «офлайн» обеспечивается за счет ведения и хранения в энергонезависимой памяти РП циклических архивов глубиной до 14 суток по всем регистрируемым векторным измерениям. Файлы циклических архивов хранятся в формате COMTRADE 2013. Доступ к файлам циклического архива векторных измерений РП обеспечивается двумя способами:

- удаленно: доступ через сеть Ethernet по протоколу FTP к встроенному серверу РП;

- локально: выгрузка файлов на съемный FLASH – накопитель, используя встроенные дисплей и клавиатуру устройства.

РП поставляются в комплекте с программным обеспечением, достаточным для проведения всего комплекса работ по настройке и диагностике работы устройства, а также программным обеспечением, необходимым для работы с файлами осциллограмм.

Метрологическое обеспечение РП

Устройства, используемые в качестве РП, имеют документальное подтверждение заявленных метрологических характеристик, предоставленное государственным органом аттестации.

Измерения, используемые для нужд РАС, выполняются с погрешностями и в диапазонах, приведенных в Таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Допустимые величины погрешностей измерений для нужд РАС

Наименование измеряемого параметра	Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной (δ , %) или абсолютной (Δ) погрешности измерения
Частота	40-65 Гц	$\pm 0,05$ Гц
Действующее значение напряжения переменного тока	до 460 В	$\pm 0,5\%$
Действующее значение силы переменного тока	до 200 А	$\pm 1,0\%$
Напряжение возбуждения постоянного тока	до 1000 В	$\pm 0,5\%$

Допустимые пределы погрешностей синхронизированных векторных измерений переменного тока и напряжения, тока и напряжения возбуждения в статических и динамических условиях приведены в Таблицах Е.2 – Е.5.

Таблица Е.2 – Допустимые пределы погрешностей синхронизированных векторных измерений переменного тока и напряжения в статических условиях

Параметр	Диапазон изменения входного параметра	Пределы допускаемых погрешностей измерений <i>PMU</i>
Частота	$f = 45 \dots 55$ Гц	$TVE \leq 1\%$, $FE \leq 0,001$ Гц, $RFE \leq 0,1$ Гц/с, $\Delta\delta \leq 0,1^\circ$
Напряжение	$U = (0,2 \dots 1,2) U_{ном}$	
Сила тока	$I = (0,1 \dots 2,0) I_{ном}$	
Фазовый угол	$\delta = -\pi \dots +\pi$	
Коэффициент гармонических составляющих (от 2 до 50 гармоники)	для <i>PMU</i> , устанавливаемых на стороне $U_{вн} < 110$ кВ: $U = 0,1 U_{ном}$	при $F_s \geq 25$: $TVE \leq 1\%$, $FE \leq 0,025$ Гц, при $F_s \leq 10$: $TVE \leq 1\%$, $FE \leq 0,005$ Гц, $\Delta\delta \leq 0,1^\circ$
Интергармоники	для <i>PMU</i> , устанавливаемых на стороне $U_{вн} \geq 110$ кВ: $U = 0,02 U_{ном}$	$TVE \leq 1,3 \%$, $FE \leq 0,01$ Гц, абсолютная погрешность измерения угла $\Delta\delta \leq 0,1^\circ$

Таблица Е.3 – Допустимые пределы погрешностей синхронизированных векторных измерений переменного тока и напряжения в динамических условиях

Параметр	Диапазон изменения входного параметра	Пределы допускаемых погрешностей измерений <i>PMU</i>
Модуляция амплитуды и фазы вектора (отдельно)	$f_m = 0,1 \dots 5$ Гц ($f_{шага} = 0,2$ Гц)	при $F_s = 50/100$ Гц: $TVE \leq 3\%$, $FE \leq 0,3$ Гц, $RFE \leq 14$ Гц/с
Линейное изменение частоты	$F = 45 \dots 55$ Гц ($df/dt = \pm 1$ Гц/с)	$TVE \leq 1\%$, $FE \leq 0,01$ Гц, $RFE \leq 0,2$ Гц/с интервал исключения, с: 0,14 с
Скачкообразное изменение амплитуды и фазы вектора (отдельно)	амплитуда: $\pm 10\%$ ($k_a = 0,1$) фаза: $\pm 10^\circ$ ($k_x = \pm \pi/18$)	$TVE \leq 1\%$ при $T_{отклика} = 0,14$ с, $FE \leq 0,005$ Гц, $RFE \leq 0,2$ Гц/с при $T_{отклика} = 0,28$ с, $T_{реакции} \leq 0,25/F_s$ с, перерегулирование $\sigma \leq 5\%$

Таблица Е.4 – Допустимые пределы погрешностей синхронизированных векторных измерений тока и напряжения возбуждения в статических условиях

Параметр	Диапазон изменения параметра	Пределы допускаемых погрешностей <i>PMU</i>
Измерение напряжения возбуждения при различных значениях угла зажигания α и угла коммутации μ	$\alpha \in [0; 150]$, $\mu \in [0; 60]$, $U_f \in [0; 1000]$ В При разных значениях частоты напряжения электропитания преобразователя $f_{пит.} \in \{50; 150; 300\}$ Гц	$\delta U_f \leq 0,5 \%$
Измерение тока возбуждения при различных его значениях	$I_f \in [0,1; I_{max}] I_{fном}$	$\Delta I_f < 0,02$ А для заявленного диапазона измерений
Измерение напряжения возбуждения при различных значениях частоты напряжения электропитания моста	$f_{пит.} \in [45; 55]$ Гц; $f_{пит.} \in [135; 165]$ Гц; $f_{пит.} \in [270; 330]$ Гц	$\delta U_f \leq 0,5 \%$

Таблица Е.5 – Допустимые пределы погрешностей синхронизированных векторных измерений тока и напряжения возбуждения в динамических условиях

Параметр	Пределы допускаемых погрешностей <i>PMU</i>
Скачкообразное изменение напряжения электропитания	$\delta U_f \leq 0,5\%$ при $T_{откл} \leq 0,04$ с; $\Delta I_f < 0,02$ А при $T_{откл} \leq 0,04$ с; время реакции $\leq 0,005$ с; перерегулирование $\leq 5\%$
Скачкообразное изменение напряжения электропитания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время	
Скачкообразное изменение угла зажигания	
Скачкообразное изменение угла зажигания с последующим возвратом к исходному значению через заданное время	
Модуляция угла зажигания	для [0; 5] Гц: $\delta U_f \leq 0,5\%$, $\Delta I_f < 0,02$ А. для (5;10] Гц: $\delta U_f \leq 2,5\%$, $\Delta I_f < 0,1$ А с учетом уменьшения амплитуды сигнала
Модуляция напряжения электропитания	
Имитация короткого замыкания	$\Delta I_f < 0,02$ А при $T_{откл} \leq 0.1$ с

Метрологические характеристики, приведенные в Таблицах Е.2-Е.5, должны быть подтверждены протоколами испытаний, проведенных на программно-аппаратном комплексе моделирования энергосистем в режиме реального времени (RTDS) с участием сертифицированной испытательной лаборатории.

Для обеспечения высокой точности измерения фазовых углов, а также действующих значений токов и напряжений, измерительные цепи РП, используемые для нужд РМУ, должны подключаться к измерительным обмоткам трансформаторов тока и напряжения.

Обеспечение защиты от несанкционированного доступа к данным РП

Для обеспечения защиты от несанкционированного доступа к данным в РП предусмотрена возможность настройки пользователей и соответствующих для них паролей.

В файле конфигурации РП должна быть обеспечена возможность задания индивидуальной пары «пользователь-пароль» для следующих способов доступа к устройству:

- доступ в меню устройства с помощью локального дисплея устройства;
- доступ через сеть *Ethernet* по протоколу *FTP* к встроенному серверу устройства;
- доступ к устройству через сервисное и отладочное программное обеспечение.

Обеспечение информационной безопасности

Компоненты WAMS Монголии, осуществляющие сетевое взаимодействие с устройствами, расположенными за пределами диспетчерского центра, должны располагаться в отдельных технологических сегментах локальных сетей с обеспечением информационной безопасности. Передача информации из технологического сегмента сети в корпоративный и/или офисный (локальный) сегменты сети должна регулироваться существующими средствами межсетевого экранирования. Должны быть реализованы механизмы разграничения доступа пользователей к компонентам системы, а также к хранимой и обрабатываемой информации WAMS.

Приложение Ж. Акт об использовании результатов диссертационной работы
(Министерство энергетики Монголии)


MONGOLIA
MINISTER OF ENERGY

17060 Government building 14; Chinggis Avenue,
Khan-Uul district, Ulaanbaatar, MONGOLIA
Tel: (976) 51-263051, E-mail: info@energy.gov.mn

Date 20 фев. 2024г.
Ref. В/516

УТВЕРЖДАЮ
Государственный секретарь
Министерства Энергетики Монголии

Н.Тавинбэх
«20» *февраля* 2024 г.

УХА0058 5638089

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы
Баяр Бат-Эрдэнэ
«Научно-методические основы обоснования комплексного развития
электроэнергетической системы Монголии в новых условиях»

Результаты диссертационного исследования профессора, директора Энергетического института Монгольского государственного университета науки и технологии Баяр Бат-Эрдэнэ на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы на тему «Научно-методические основы обоснования комплексного развития электроэнергетической системы Монголии в новых условиях», вносят неоценимый научный вклад и используются в разработке технико-экономических обоснований линий электропередач («Улан-Батор-Улиастай» ЛЭП-400 кВ, «Ховд-Мянгад» ЛЭП-220 кВ) и новых источников электроэнергии (ТЭС, СЭС, ВЭС), необходимых для создания Единой Электроэнергетической системы (ЕЭЭС) Монголии в рамках «Государственной политики в области энергетики». Кроме того, мы подтверждаем, что Баяр Бат-Эрдэнэ участвовал в рабочих группах, созданных приказами Министра Энергетики Монголии, разработки «Закона об энергосбережении» (приказ: №66 от 11 декабря 2012 г.) и «Проведение анализа общесистемного аварийного процесса, произошедшего в центральной энергосистеме Монголии в 7 июля 2021 года» (приказ: №А/126 от 09 июля 2021 г.), им внесены определенные положения и рекомендации в итоговых документах и актах.

Начальник отдела
государственного управления

Ж.Хичээгуй
Ж.Хичээгуй

Подпись Ж.Хичээнгуй заверяю:
Главный специалист по кадрам

Д.Чимидлхам
Д.Чимидлхам

170600260

Приложение 3. Акт об использовании результатов диссертационной работы
(Национальный диспетчерский центр Монголии)



**NATIONAL DISPATCHING CENTER
OF POWER SYSTEM, MONGOLIA**

17032 Chingis avenue, 3-rd khoroo,
Han-Uul district, Ulaanbaatar, MONGOLIA
Tel: (976) 70041371, Fax: (976) 7004-3467
E-mail: ndc@ndc.energy.mn

Date 2024.02.20
Ref 02/235

УТВЕРЖДАЮ
Директор Национального
диспетчерского центра Монголии

Т. Селендүм
«20» *Февраль* 2024 г.
ДИСПЕЧЕРСКИЙ ЦЕНТР ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МОНГОЛИИ
2699977 • CGT24078

Акт внедрения

результатов диссертационного исследования

«Научно-методические основы обоснования комплексного развития
электроэнергетической системы Монголии в новых условиях»

Баяр Бат-Эрдэнэ

Настоящим подтверждаем, что результаты диссертационного исследования профессора Баяра Бат-Эрдэнэ на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.5. Энергетические системы и комплексы на тему «Научно-методические основы обоснования комплексного развития электроэнергетической системы Монголии в новых условиях», использовались для реализации мероприятий по увеличению максимально допустимого перетока в сечении Селендума-Дархан до 345 МВт (на 100 МВт) при выполнении российско-монгольского проекта в соответствии с положениями документа 13-32/143-ЭС.01 «Технико-экономическое обоснование расширения экспортных поставок электроэнергии и мощности в энергосистему Монголии из приграничных энергосистем Единой Энергетической системы России».

Основной целью данного проекта является создание централизованной системы автоматического противоаварийного управления – WAMPAC, реализующей функцию автоматической разгрузки сечения «Селендум - Дархан» по активной мощности.

Основной задачей WAMPAC является обеспечение разгрузки межгосударственных ЛЭП 220 кВ №257 и №258 при превышении предельно допустимого перетока по активной мощности путём выдачи управляющих воздействий на отключение выбранных ЛЭП 110 кВ.

На первом этапе реализации проекта в 2019 году на базе решений ООО «ПАРМА» была создана система мониторинга переходных режимов (WAMS) Монголии для мониторинга параметров по 24 наиболее ответственным присоединениям энергосистемы Монголии. На втором этапе реализации проекта на базе WAMS Монголии была создана WAMPAC – централизованная автоматика разгрузки ВЛ-257 и ВЛ-258.

Главный диспетчер

Б.Баатар

Заведующий отделом
автоматического управления

Ч.Амарсанаа - 2

Подписи Б.Баатара
и Ч.Амарсанаа заверяю:
Главный специалист по кадрам

Л.Ганзориг