

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа ядерных технологий  
 Направление подготовки 14.04.02 «Ядерные физика и технологии»  
 Отделение ядерного топливного цикла

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

<b>Тема работы</b>
<b>Обоснования типа ядерной энергетической установки для нужд Республики Казахстан</b>

УДК 621.039.577:621.039.511

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0AM02	Цой И.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЯТЦ ИШЯТ	Бычков П.Н.	Канд. техн. наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Малинина В.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЯТЦ, ИЯТШ	Передерин Ю.В.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения
<i><b>Профессиональные компетенции</b></i>	
P1	Применять глубокие, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания для теоретических и экспериментальных исследований в области использования ядерной энергии, ядерных материалов.
P2	Ставить и решать инновационные инженерно-физические задачи, реализовывать проекты в области ядерной энергетики и технологий
P3	Создавать теоретические, физические и математические модели, описывающие процессы, протекающие в ядерных реакторах.
P4	Экспериментально изучать особенности протекания процессов реакторной физики. Уметь применять экспериментальные методы анализа нейтронно-физических и теплогидравлических процессов.
P5	Оценивать перспективы развития ядерной отрасли, анализировать сценарии потенциально возможных аварий, разрабатывать меры по снижению рисков и обеспечению ядерной и радиационной безопасности.
P6	Понимание назначение и функционирование основных систем атомных электростанций. Понимать процесс управления отраслью на всех этапах, роль национального регулятора в лицензировании и эксплуатации атомных электростанций и основные нормативные требования, предъявляемые в атомной энергетике.
<i><b>Общекультурные компетенции</b></i>	
P7	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.
P9	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности.
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа ядерных технологий  
 Направление подготовки 14.04.02 «Ядерные физика и технологии»  
 Отделение ядерного топливного цикла

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Кузнецов М.С.  
 (Подпись)     (Дата)

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение выпускной квалификационной работы

В формате:

Магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
0AM02	Цой И.А.

Тема работы:

<b>Обоснования типа ядерной энергетической установки для нужд Республики                  Казахстана</b>
--

Утверждено приказом директора	от 01.02.2022 года №32-7/с
-------------------------------	----------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы	16.06.2022 года
---	-----------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	- литературные источники, содержащие информацию о Атомных электрических станциях; - источники о энергетической структуре Республики Казахстан
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- энергетическая структура Республики Казахстан - обзор технологий АЭС с целью возможности развития в Республики Казахстан
Перечень графического материала	Презентация доклада, графики

**Консультанты по разделам выпускной квалифицированной работы**

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Малинина В.А.
Социальная ответственность	Передерин Ю.В.
Иностранный язык	Костомаров П.И.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках**

Введение, Обоснование развития атомной энергетики и выбор технологии атомных реакторов / Introduction, Substantiation of the development of nuclear energy and the choice of technology for nuclear reactors
--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЯТЦ ИШЯТ	Бычков П.Н.	Канд. техн. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0AM02	Цой И.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 0AM02	ФИО Цой И.А.
-----------------	-----------------

Школа	ИЯТШ	Отделение школы (НОЦ)	ОЯТЦ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	14.04.02 Ядерные физика и технологии / Ядерные реакторы и энергетические установки

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	При проведении исследований используется материально-техническая база НИ ТПУ, в исследовании задействованы 2 человека: руководитель и исполнитель
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Потенциальные потребители результатов исследования; - Анализ конкурентных технических решений; Матрица SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика разработки: - Составление перечня этапов, работ; - Определение трудоемкости работ; - Разработка графика проведения НИР.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Формирование бюджета затрат на научное исследование: - Материальные затраты; - Затраты на спецоборудование; - Заработная плата (основная и дополнительная); - Страховые отчисления; - Накладные расходы

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Малинина В.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0AM02	Цой И.А.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
0AM02	Цой И.А.

Школа	ИЯТШ	Отделение школы (НОЦ)	ОЯТЦ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	14.04.02 Ядерные физика и технологии / Ядерные реакторы и энергетические установки

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Исследование энергетической структуры Республики Казахстан; Область применения – Атомная промышленность.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;</li> <li>- ГОСТ Р 50923–96. Дисплей. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные и опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>- повышенный уровень ионизирующих излучений;</li> <li>- отклонение параметров микроклимата;</li> <li>- недостаточная освещённость рабочей зоны;</li> <li>- повышенный уровень шума;</li> <li>- повышенный уровень вибрации;</li> <li>- электромагнитные поля;</li> <li>- поражение электрическим током</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ влияния объекта исследования на окружающую среду</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- классификация ЧС по происхождению;</li> <li>- описание типичной ЧС – пожар на рабочем месте;</li> <li>- превентивные меры и порядок действий во время ЧС</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОЯТЦ, ИЯТШ	Передерин Ю.В.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
0AM02	Цой И.А.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 страниц, 15 таблиц, 18 рисунков и 24 использованных источников.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА, АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, МИНЕРАЛЬНО - РЕСУРСНАЯ БАЗА, РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ.

Объектом исследования является: Электроэнергетическая структура Республики Казахстан с её развитие.

Цель работы - исследование существующих и потенциальных возможностей для развития атомной энергетической базы Республики Казахстан.

В работе были рассмотрены перспективные тенденции развития электроэнергетики в мире. Проанализирована существующая структура электроэнергетики, а также имеющаяся ресурсная база для выработки электроэнергии в Республике Казахстан. Рассмотрены перспективные проекты развития электроэнергетики в Казахстане.

По результатам исследовательской работы обоснована необходимость развития атомной энергетики в Республике Казахстан.

Степень внедрения: высокая.

Область применения: атомная электроэнергетика.

Экономическая эффективность/значимость работы: высокая.

## Оглавление

РЕФЕРАТ.....	7
СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	10
ВВЕДЕНИЕ.....	11
<b>1 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ .....</b>	<b>13</b>
<b>2 СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РК .....</b>	<b>17</b>
2.1 Планирование целевого состояния сектора энергетики .....	17
2.2 Энергетический баланс .....	19
2.3 Производство электроэнергии .....	22
2.4 Роль топлива .....	25
<b>3 МИНЕРАЛЬНО-РЕСУРСНАЯ БАЗА РК.....</b>	<b>30</b>
3.1 УГОЛЬ .....	30
3.1.1 Текущая ситуация в угольной промышленности.....	30
3.1.2 Запасы угля .....	30
3.1.3 Выводы.....	31
3.2 НЕФТЬ И ГАЗОКОНДЕНСАТ.....	33
3.2.1 Запасы жидких углеводородов .....	33
3.2.2 Выводы.....	34
3.3 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ .....	34
3.3.1 Запасы газа .....	36
3.3.2 Выводы.....	36
3.4 УРАН .....	37
3.4.1 Ключевые моменты .....	37
3.4.2 Запасы урана .....	38
3.4.3 Внутреннее потребление: топливный ядерный цикл .....	39
<b>4 ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ АТОМНЫХ РЕАКТОРОВ.....</b>	<b>40</b>
4.1 Выбор региона Республики Казахстан для развития электроэнергетики .....	40
4.2. Чрезвычайная климатическая ситуация требует применения всех низкоуглеродных технологий..	41
4.3. Состояние существующих ТЭС на ископаемом топливе .....	42
4.4. Выбор и обоснование типа атомной электростанции .....	43
4.4.1 Экономические аспекты атомной энергетики.....	43
4.4.2 Полная стоимость энергии .....	45
4.4.3. Перспективы развития ядерной энергетики (ВВЭР, РБМК, БН) .....	47
4.4.4. Выбор типа реактора.....	56
<b>5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>59</b>
5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	59
5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	59
5.1.2. Анализ конкурентных технических решений .....	60
5.2. Планирование управлением научно-техническим проектом.....	62

5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	62
5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования и разработка графика проведения .....	63
5.3. Бюджет научно-исследовательского проекта.....	65
5.3.1 Расчет материальных затрат .....	66
5.3.2 Расчёт затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ).....	66
5.3.3. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	67
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....	70
5.3.5 Накладные расходы.....	70
5.3.6 Формирование бюджета затрат исследовательской работы.....	71
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	71
<b>6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>74</b>
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	75
6.2 Производственная безопасность .....	77
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов, возникающих при проведении исследования .....	77
6.2.1.1 Отклонение параметров микроклимата.....	78
6.2.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	80
6.2.1.3 Превышение уровней шума .....	81
6.2.1.4 Поражение электрическим током.....	81
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов на исследователя .....	82
6.2.2.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ .....	82
6.2.2.2 Микроклимат.....	82
6.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	83
6.2.2.4 Повышенный уровень шума.....	83
6.2.2.5 Психофизиологические факторы.....	84
6.2.2.6 Поражение электрическим током.....	84
6.3 Экологическая безопасность.....	84
6.4 Пожарная и взрывная безопасность.....	85
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
6.5.1 Классификация чрезвычайных ситуаций по происхождению .....	87
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>91</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>94</b>
<b>СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА .....</b>	<b>97</b>
<b>Приложение А .....</b>	<b>98</b>

## СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

АЭС – атомная электростанция;

ДВС – двигатель внутреннего сгорания;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

РК – Республика Казахстан;

БН – быстрый натриевый реактор;

ТВС – тепловыделяющая сборка;

ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент;

КИУМ – коэффициент использования установленной мощности;

КПД – коэффициент полезного действия;

ОЯТ – отработавшее ядерное топливо;

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;

РБМК – реактор большой мощности канальный;

СУЗ – система управления и защиты;

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

ММР – малые модульные реакторы.

## ВВЕДЕНИЕ

Углеводороды и другие энергоресурсы по-прежнему являются основными факторами роста национальной экономики Казахстана и не потеряют своего значения в обозримом будущем, несмотря на все возрастающую роль горно-металлургического сектора и достижение страной определенного уровня диверсификации с момента обретения независимости. Развитию нефтегазовой отрасли оказана неоценимая помощь Республике Казахстан, обеспечивающая доходы для роста благосостояния и уровня жизни населения.

Однако жизнь не стоит на месте, и ситуация на мировых энергетических рынках продолжает меняться. В связи с этим сегодня стране необходимо решать совершенно разные задачи. На протяжении большей части периода, прошедшего с момента обретения независимости РК, существовал «суперциклический цикл» с высоким уровнем спроса и цен, определяемый развивающимися странами, прежде всего Китаем. Эта ситуация была чрезвычайно выгодной для Казахстана как большой горнодобывающей страны с богатыми запасами, однако этот период быстрого роста спроса практически на все минеральные ресурсы подошел к концу. Ситуация на рынке нефти также развернулась на 180 градусов в сторону перенасыщения. Цены на мировых рынках сейчас менее половины уровня трехлетней давности, и пока нет серьезных признаков восстановления.

Коренным образом изменить характер производства и потребления энергии в мировом масштабе может появление новых технологий. Одним из примеров этого является активное наращивание и снижение стоимости возобновляемых источников энергии. В свою очередь, в транспортном секторе появляется прорыв в области использования электромобилей, который может серьезно повлиять на ситуацию как с точки зрения выбросов парниковых газов, так и с точки зрения спроса на топливо.

Все вышеперечисленные аспекты, и некоторые другие существенные изменения, которые произошли, легли в основу данного исследования, в котором представлен базовый прогноз для топливно-энергетического комплекса

Казахстана на долгосрочную перспективу. И хотя на картину будущего влияет огромное количество движущих сил, событий и условий, которые отмечены и рассмотрены в этом исследовании, можно с высокой степенью уверенности сказать, что оно будет не меньше, а, возможно, даже больше зависеть от политических мер и решений руководства страны.

На основании вышеизложенного развитие топливно-энергетического комплекса Казахстана является актуальной задачей на сегодняшний день для страны. Поэтому целью данной работы является исследование существующих и потенциальных возможностей для топливно-энергетического комплекса РК.

Рассматривались следующие задачи:

- Рассмотрение перспективных тенденций развития электроэнергетики в мире;
- Изучение существующей структуры электроэнергетики РК;
- Анализ имеющейся ресурсной базы для выработки электроэнергии в РК;
- Рассмотрение перспективных проектов развития электроэнергетики в РК.

В данной работе нашли свое отражение текущие и прогнозные показатели отраслей ТЭК, анализ основных тенденций по всем основным видам энергоресурсов, а также конкретные предложения по внедрению в РК передовых энергетических технологий в интересах устойчивого развития.

## **1 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ**

Сегодня темпы экономического развития выявляют основные проблемы в развитии мирового энергетического комплекса. Эра углеводородов постепенно заканчивается, основными причинами этого являются высокая стоимость энергии, превышение темпов роста потребления электроэнергии над темпами ее выработки электроэнергии и постепенное истощение природных ресурсов. Проблема и сложность исследования путей развития мировой энергетики заключается в необходимости учитывать взаимное влияние тенденций развития мировой экономики и мировых энергетических, технологических, ресурсных и экологических тенденций, а также политических и социально-экономических факторов, культурные проблемы. Особенно важна необходимость учитывать взаимное влияние энергетики и экономики. Для решения этой проблемы наиболее целесообразным является использование сценарного подхода.

Наиболее распространенными вариантами развития событий на настоящем этапе являются следующие сценарии [1]:

- инерционный (углеводородный) сценарий;
- стагнационный (возобновляемый) сценарий;
- инновационный (возобновляемо-атомный) сценарий.

Инерционный сценарий предполагает продолжение постиндустриальной фазы и острый кризис после 2030 года в связи с достижением пределов роста промышленной фазы. Согласно этому сценарию, расширение промышленной энергетики в развивающихся странах будет происходить наряду с медленным развитием постиндустриальной энергетики в развитых странах. В результате прогнозируется быстрый рост спроса на ископаемые источники энергии, рост разногласий между компаниями и государствами на этой основе, ухудшение экологической ситуации в целом. Сценарий стагнации предполагает тенденцию к развитию всех существующих альтернатив нефтепродуктам и двигателям внутреннего сгорания, главной предпосылкой которых является ознакомление

развивающихся стран с существующими технологиями с целью снижения энергоемкости процесса индустриализации.

Инновационный сценарий предполагает преодоление пределов роста промышленной фазы и переход к новой фазе к 2030 году. Согласно этому сценарию, прорыв ожидается в атомной энергетике. К 2030 году атомная энергетика может удвоиться, а к 2050 году – увеличится в четыре раза с уровнем 2011–2016 годов. В результате основные изменения в мировой энергетике будут технологическими, а регулятивные и геополитические факторы отступят на задний план. Данные изменения приведут к переходу энергетике к новому этапу - постиндустриальному.

В современных условиях наиболее перспективным является инновационный сценарий, для реализации которого требуется увеличение выработки электроэнергии при одновременном сокращении необходимого сырья. Это предположение подтверждается тем фактом, что ценность ядерной энергии растет с каждым годом, более того, в настоящее время в мире существует тенденция под названием «ядерный ренессанс», что означает увеличение доли ядерной энергии в глобальном энергетическом балансе. Согласно данным компании ВР, можно сделать вывод о том, что на данном этапе электроэнергия, выработка которой требует использование угля, природного газа или нефти, составляет свыше 80 % всей производимой энергии. Однако по мере истощения ресурсов появляются все более конкурентоспособные возобновляемые источники (ветровая, солнечная энергия и др.), и их доля в общем объеме выработки растет с каждым годом. [2]

Возобновляемые источники имеют несомненные преимущества перед традиционными источниками энергии, поскольку в теории они способны решать глобальные энергетические проблемы, но сегодня они являются лишь небольшим дополнением к ископаемому топливу. Поэтому, по мнению исследователя, в мировой энергетике именно атомная энергия является чрезвычайно перспективным направлением развития. Его развитие может

способствовать переходу от традиционной ядерной энергии к управляемому термоядерному синтезу, и если наука допустит этот переход, человечество достигнет нового уровня своего развития. Говоря об экономической целесообразности производства ядерной энергии, можно отметить, что не все страны имеют возможность использовать этот тип энергии, потому что атомные электростанции в настоящее время чрезвычайно дороги в эксплуатации. Существуют разногласия относительно рентабельности атомной энергетики, но ее несомненные преимущества перед другими видами энергии - стабильность обеспечения базовой генерации, возможность повторного использования топлива и отсутствие вредных выбросов в атмосферу - позволяют предположить, что в будущем конкурентоспособность атомной энергетики будет расти вместе с прибыльностью.

Решение проблемы рентабельности выработки атомной энергии можно найти в опыте Китая — многие построенные и еще строящиеся там атомные электростанции абсолютно идентичны, в отличие, к примеру, от отличающихся друг от друга атомных электростанций США. С экономической точки зрения, решением проблемы рентабельности является повышение эффективности затрат, возникающее при массовом производстве. Китай в последние годы значительно увеличивает долю затрат на НИОКР в ВВП страны, находясь по уровню затрат на НИОКР в процентном выражении наравне с развитыми странами, а в денежном превосходя большинство из них. Значительную часть расходов составляют расходы разработок энергетического сектора. [3]

Другие страны Азии также наращивают объемы выработки атомной энергии, в то время многие европейские страны и Япония стремятся к отказу от атомной энергетики в связи с экологическими угрозами, проблема которых особенно остро встала после аварии японского ядерного реактора на АЭС в 2011 году. Перспективы развития мировой энергетики во многом зависят от финансирования научных исследований. В будущем на смену эре углеводородов должны прийти инновационные технологии, с которыми связываются основные

перспективы энергетики (биотопливо, ветроэнергетика, геотермальная энергетика, гелиоэнергетика, термоядерная энергетика, водородная энергетика, приливная энергетика), и доля затрат на их разработку должна повышаться в общей доле затрат на НИОКР. Анализ технологических трендов свидетельствует о том, что мировая энергетика стоит на пороге энергетической революции, при которой осуществится переход от индустриальной энергетики к постиндустриальной. Индустриальная, или «силовая», энергетика основана на сжигании ископаемого топлива, транспортируемого на большие расстояния, и на потреблении больших объемов энергии при сравнительно слабом управлении энергетическими потоками. Постиндустриальная («умная») энергетика отличается от нее тем, что основывается на энергии возобновляемых источников энергии (а также атомной энергетике), децентрализации энергии, эффективном использовании сравнительно небольших потоков энергии («умная энергетика»). Основные направления энергетической революции — повсеместное распространение технологий энергосбережения, интеграция энергетики в техносферу, распространение ВИЭ, децентрализация энергетики, создание «умных сетей» и энергоинформационных систем, «энергоэффективный дом» и «энергоэффективный город».

## 2 СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РК

### 2.1 Планирование целевого состояния сектора энергетики

С момента обретения независимости Казахстан добился значительных успехов в модернизации электроэнергетического сектора. Это особенно примечательно, поскольку Казахстан унаследовал устаревшую и фрагментированную энергосистему, построенную в советское время, которая к 1991 году зависела от поставок из России и Центральной Азии в объеме до 15 млрд. кВт\*ч электроэнергии в год. Но в последнее десятилетие значительные инвестиции в строительство генерирующих мощностей и сетевых объектов позволили Республике Казахстан значительно повысить энергетическую безопасность и независимость (см. Рис. 1).

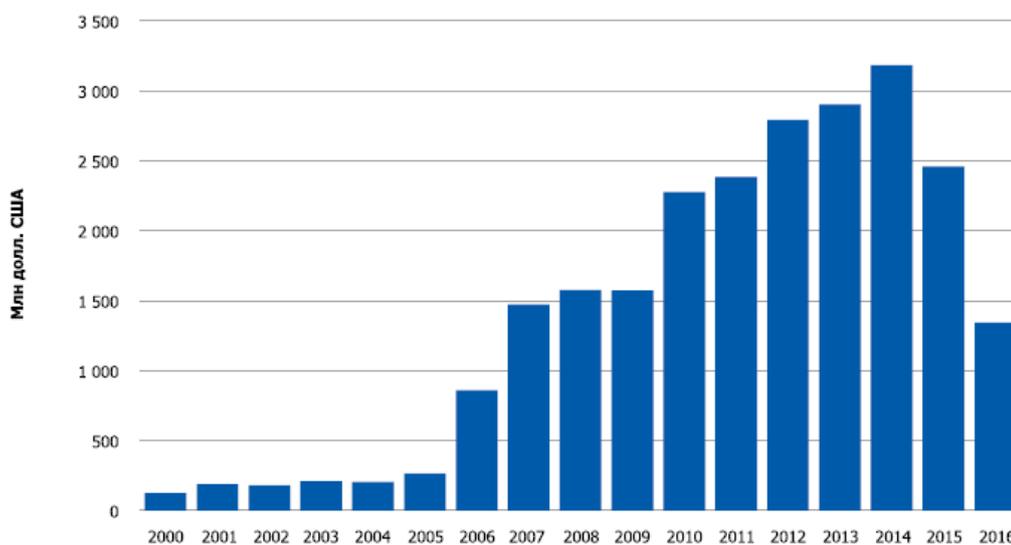


Рисунок 1 – Инвестиции в электроэнергетический сектор РК

Например, с 2000 года установленная мощность казахстанских электростанций увеличилась на 22%, а их доступная мощность удвоилась. Фактически, с 2002 года общие инвестиции в генерацию и национальную сеть Казахстана значительно повысили управляемость сектора: в целом, это позволило производству следовать тенденциям потребления электроэнергии и даже экспортировать небольшое количество электроэнергии в соседние страны. Несмотря на крупные капитальные вложения, в Республике Казахстан все еще существуют значительные сетевые ограничения. По этой причине

энергетический сектор Казахстана анализируется с позиции трех зон: Северная, Южная и Западная (см. схему сети на Рисунке 2). Каждая энергетическая зона принципиально отличается от другой с точки зрения динамики спроса и предложения, структуры генерирующих мощностей, сетевых подключений и балансов.

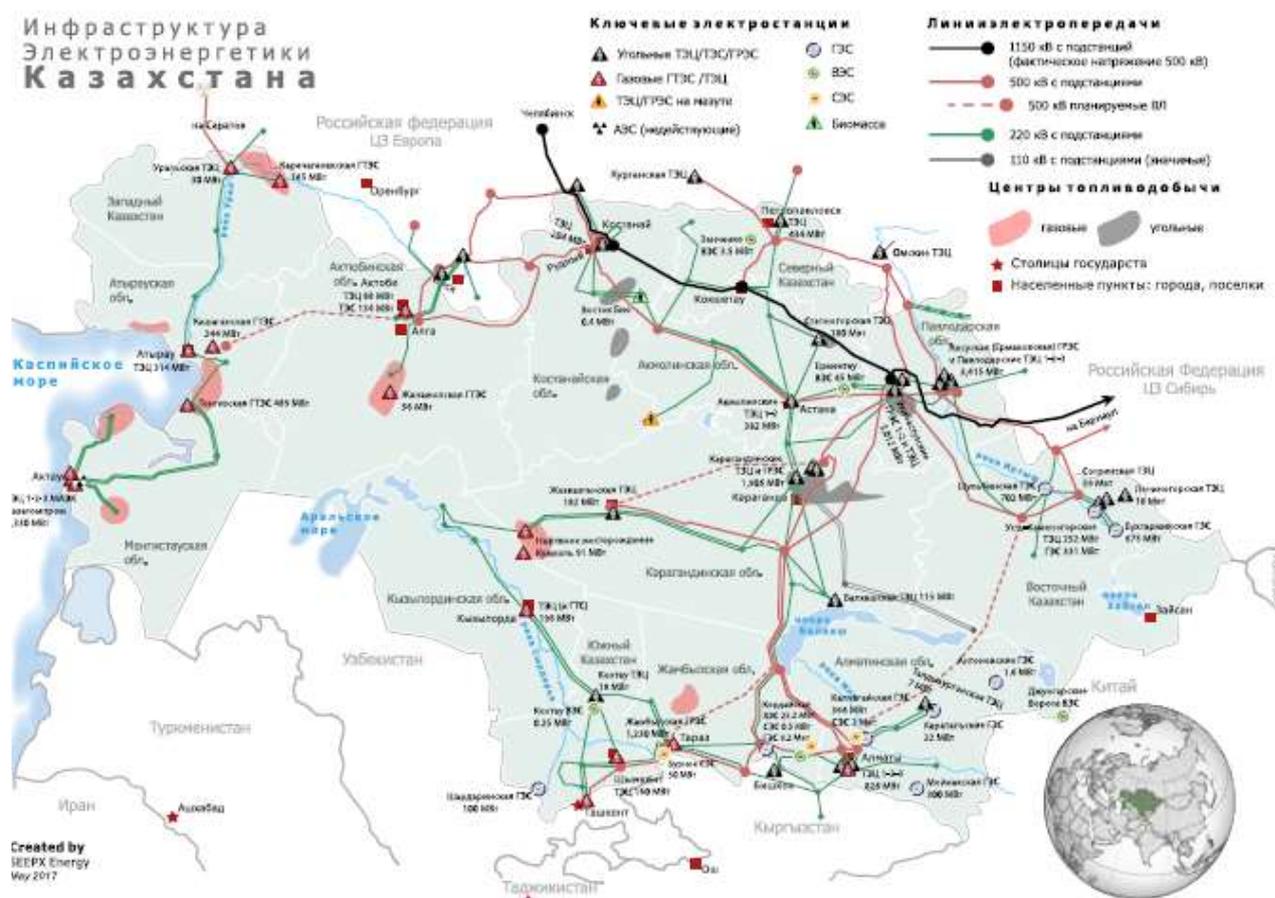


Рисунок 2 – Инфраструктура электроэнергетики РК

Сетевые соединения между северной и южной зонами ограничены (две линии 500 кВ и одна линия 220 кВ), но они постоянно совершенствуются, а западная зона все еще изолирована (соединена несколькими линиями электропередач с Россией). И хотя РК улучшило общее состояние своей энергосистемы, у него отсутствуют маневренные генерирующие мощности - отчасти из-за высокой доли маломаневренных тепловых электростанций, работающих в комбинированном режиме производства тепла и электроэнергии

(ТЭЦ), что, в свою очередь, подчеркивает важную роль энергосистем соседних стран в сбалансированности энергосистемы Казахстана.

Поскольку РК имеет высокий спрос на уголь, который используют для выработки электроэнергии около 66% электростанций страны (или около 75% тепловой генерации) и он будет оставаться доминирующим топливом в среднесрочной и долгосрочной перспективе в силу географии расположения объектов электроэнергетического сектора страны. Около 92% мощностей угольной генерации РК расположено в Северной зоне, на которую приходится 70% потребления электроэнергии в стране, сосредоточена основная добыча угля, и на сегодняшний день далеко от какой-либо значимой газовой инфраструктуры.

Кроме того, относительно низкая стоимость производства электроэнергии на угольных электростанциях по сравнению с газовыми означает, что газовые электростанции обычно неконкурентоспособны без каких-либо механизмов финансовой поддержки. Тем не менее, лица, определяющие политику в электроэнергетике, естественно стремятся повысить эффективность энергосистемы и уменьшить влияние электроэнергетики на окружающую среду, уделяя при этом основное внимание энергетической безопасности. Это означает, что Казахстан должен пройти дорогостоящую программу модернизации, которая подразумевает поддержку более маневренной генерации и декарбонизации угля. Если Казахстан успешно достигнет или превзойдет свои амбициозные планы по интеграции возобновляемых источников энергии до 30% к 2030 году (11% солнечной и ветровой энергии, 10% гидроэнергетики и 9 % ядерного), вопрос маневренности станет еще острее.

## **2.2 Энергетический баланс**

Естественно, тенденции потребления должны быть сбалансированы по производству. С 2000 года производство электроэнергии в Казахстане росло в среднем на 3,8% в год (что несколько выше динамики потребления (3,4% в год) за тот же период). В целом, с 2000 года производство электроэнергии увеличилось на 83%, а потребление увеличилось на 70%. Согласно прогнозам,

производство электроэнергии в целом будет следовать за потреблением и будет расти на 1% в год до 2040 год (см. Рисунок 3). Это неудивительно, учитывая, что РК с 2000 года успешно увеличил располагаемую мощность электростанций в целом на 40% (тогда как установленная мощность увеличилась на 22%). [4]

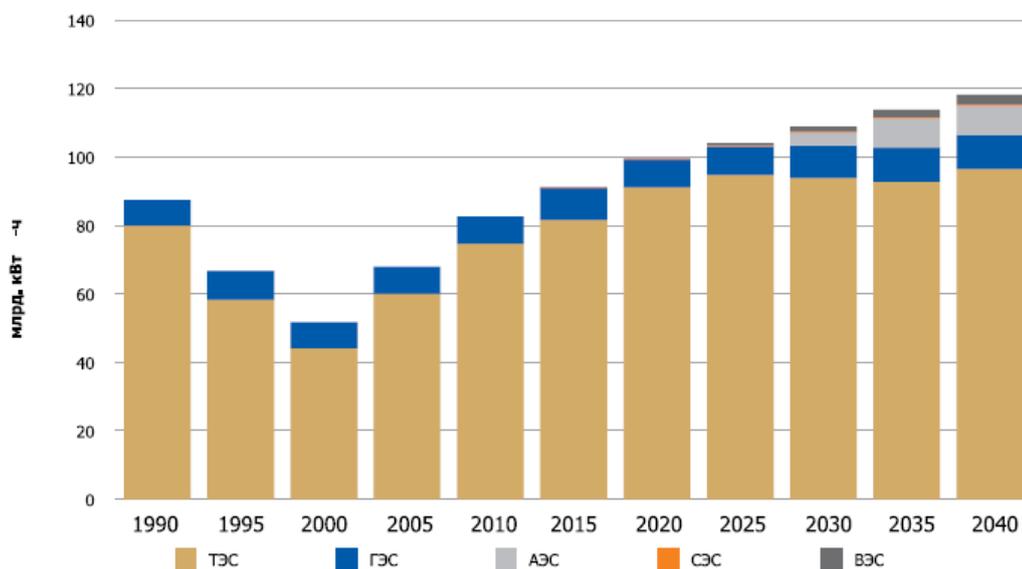


Рисунок 3 – Прогноз производства электроэнергии в РК

Резкое увеличение доступной мощности казахстанских электростанций в последние годы стало важным достижением, поскольку до 2002 года потребление в Казахстане росло более быстрыми темпами, чем производство. Хотя может показаться, что, судя по доступной мощности (см. Рисунок 4) до 2002 года Республика Казахстан имела достаточно мощности для удовлетворения своих потребностей, некоторые факторы ограничивали доступность этой мощности для потребителей. Например, сегментированная сеть ограничивала поток электроэнергии в энергосистеме между избыточной мощностью северной энергетической зоны и дефицитной мощностью южной энергетической зоны.

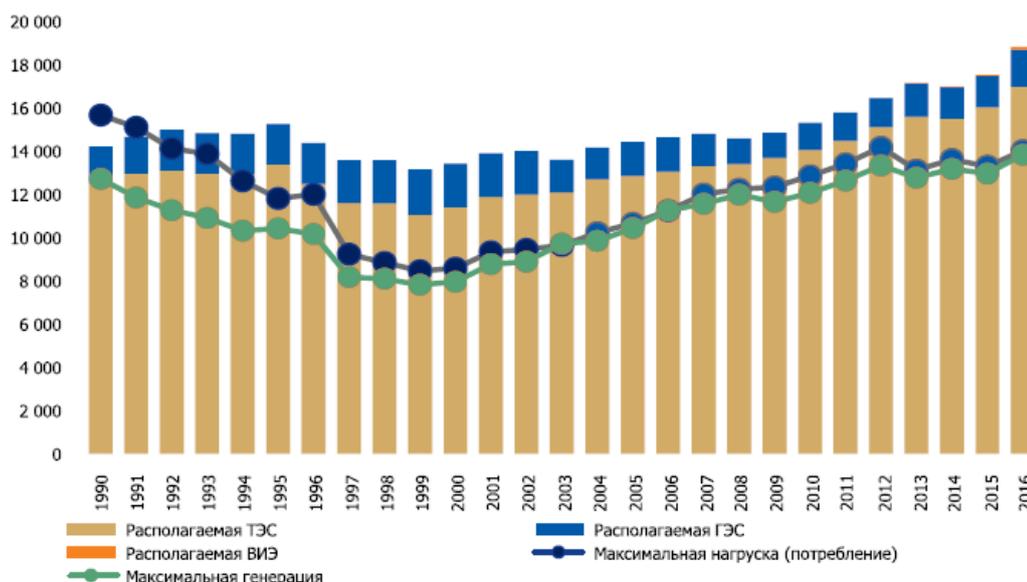


Рисунок 4 – Располагаемая мощность в сравнении с максимальной нагрузкой и располагаемой мощностью электростанций, МВт

В тоже время ожидается, что рост мощностей продолжится в среднем на уровне 2% в год, в особенности, ввод возобновляемых источников энергии (при этом для ВИЭ характерен низкий КИУМ) (см Рисунок 5). В качестве меры по повышению энергетической безопасности пропускная способность между северной и южной энергетическими зонами была удвоена (путем строительства дополнительной линии 500 кВ), что позволило достичь независимости южных энергетических зон от импорта из Центральной Азии. [5] С 2000 года потоки электроэнергии из северных энергетических зон увеличились втрое (с 2,5 млрд. КВтч в 2000 году до 7,5 млрд. КВтч в 2016 году), в то время как чистые потоки электроэнергии из Центральной Азии почти полностью изменились, в результате чего РК стал чистым экспортером электроэнергии. Строительство еще одной линии 500 кВ, между Северной и Южной энергозонами, близится к завершению и, как ожидается, соединит Алматинскую область с более маневренными мощностями основных гидроэлектростанций РК (Шульбинской ГЭС [702 МВт], Бухтарминской ГЭС [675 МВт] и Усть-Каменогорской ГЭС [331 МВт]), а также увеличит доступ к мощностям Экибастузской ГРЭС-1 и -2 (5000 МВт).

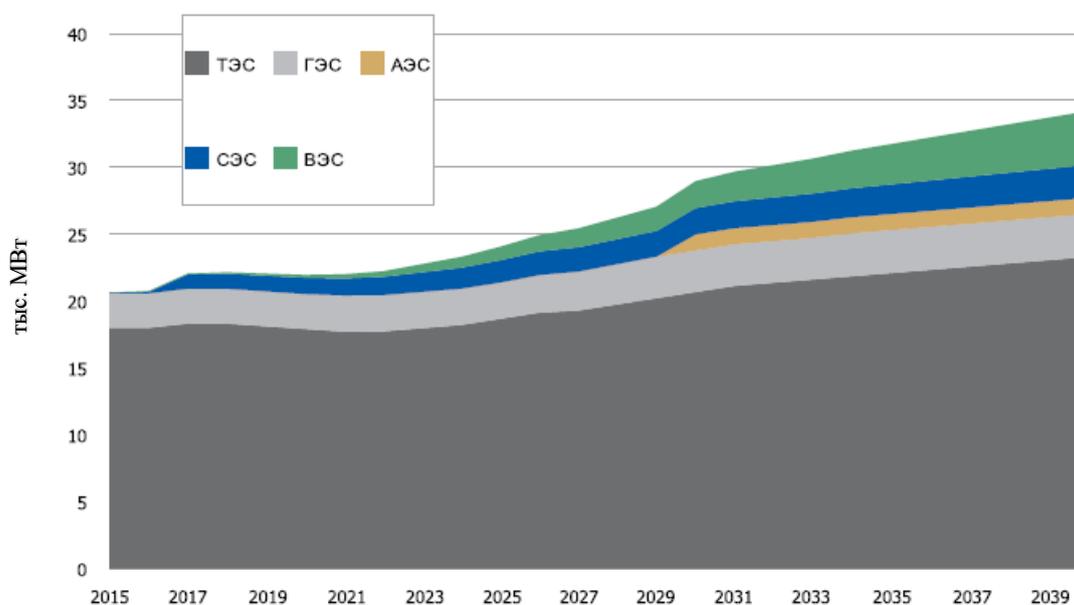


Рисунок 5 – Прогноз баланса генерирующих мощностей в электроэнергетическом секторе РК

Несмотря на то, что значительные сетевые инвестиции улучшили связь между регионами, Западная энергетическая зона остается изолированной от Северной и Южной энергетических зон и по-прежнему полагается на соединения с Россией для обеспечения надежного энергоснабжения. Но, несмотря на устойчивый рост потребления электроэнергии, демонстрируемый Западной энергетической зоной, чистый импорт из России неуклонно снижался с момента обретения независимости в 1991 году, когда импорт электроэнергии из России составлял более 50% (4551,4 ГВт • ч) потребностей в потреблении. Западная энергетическая зона пока что, как и в 2016 году, упала до 1% (154 ГВт • ч).

### 2.3 Производство электроэнергии

На фоне общего роста генерирующих мощностей основное увеличение производства электроэнергии в Казахстане было обусловлено паровыми турбинами (в основном угольными) в среднем на 3,6% в год, с 32 млрд. КВтч в 2000 году до 75 млрд. КВт\*ч в 2016 году. (см. Рисунок 6 и Рисунок 7). Примечательно, что на пять крупнейших электростанций приходится около 40% общего производства электроэнергии, из которых более 90% приходится на угольные электростанции (см. Таблица 1).

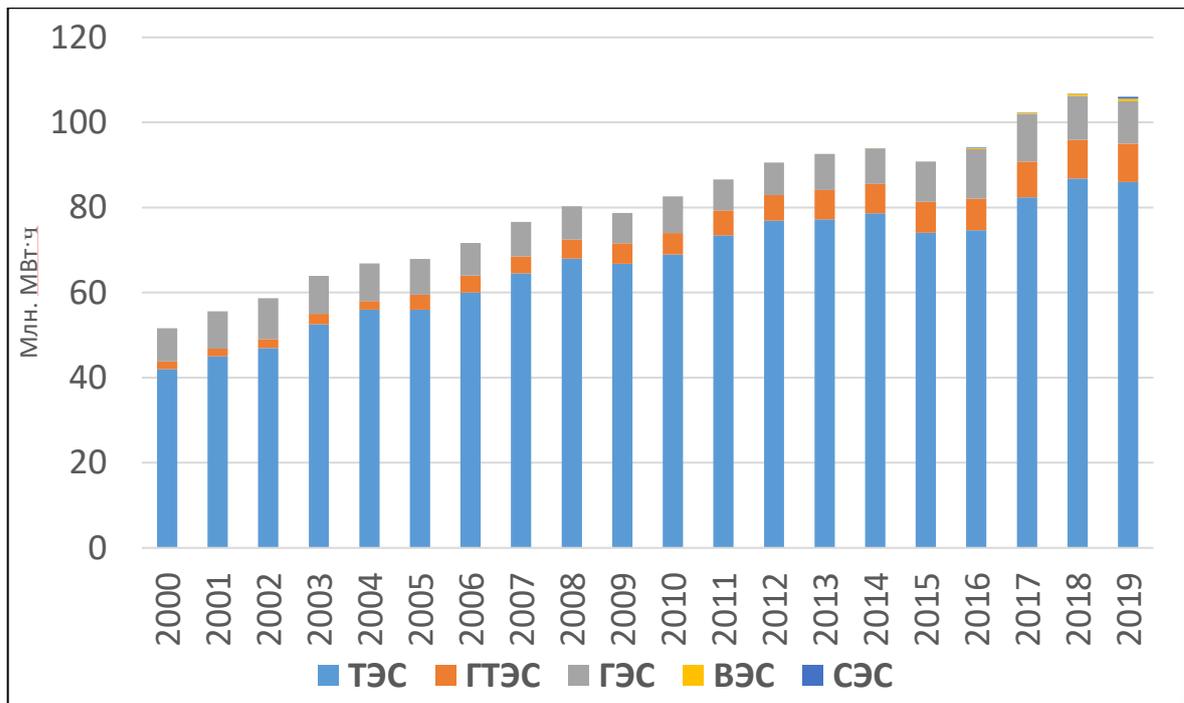


Рисунок 6 – Производство электроэнергии в РК по видам электростанций

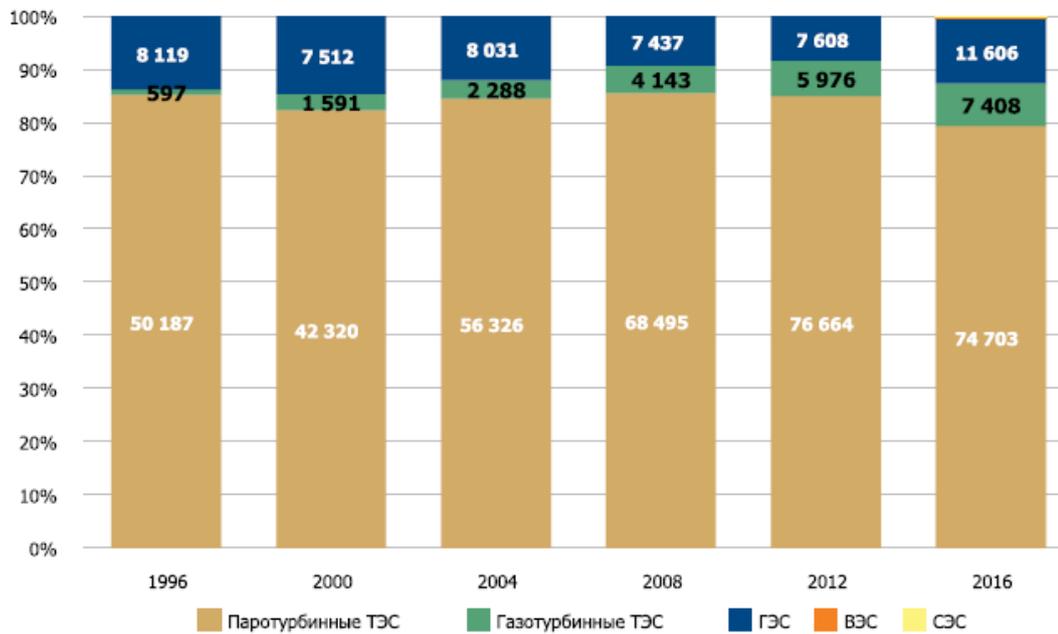


Рисунок 7 – Доля производства электроэнергии по видам электростанций в РК, млн. кВт\*ч

Таблица 1 – Пять крупнейших производителей электроэнергии в РК (ГВт\*ч)

	2017	доля	2018	доля	2019	доля	Рост с 2017 года
ЕЭК (ERG, Аксуская ГРЭС)	16401,0	17%	14668,0	16%	13868,9	15%	-15%
Экибастузкая ГРЭС-1	14096,2	15%	10728,6	12%	9037,3	10%	-36%
Экибастузкая ГРЭС-2	4754,9	5%	3211,0	4%	4976,1	5%	5%
Казахмыс ГРЭС-2	4604,5	5%	5130,2	6%	4403,4	5%	-4%
Жамбылская ГРЭС	2520,5	3%	2872,7	3%	2466,0	3%	-2%
Всего	42377,1	45%	36610,5	41%	34751,7	38%	-53%

Несмотря на рост мощности паровых турбин и гидроэлектростанций в структуре генерирующих мощностей Казахстана, производство электроэнергии газовыми турбинами также значительно увеличилось: ежегодные темпы роста производства с 2000 года составили 10,1%, а производство электроэнергии на 6 млрд. КВт\*ч больше в 2016 году по сравнению с 2000 годом. Увеличение производства газовых турбин и парогазовых турбин за последнее десятилетие значительно изменило возможности уравнивания спроса на электроэнергию в Западной зоне. В 1996 году на газовые турбины приходилось всего 10% производства электроэнергии в Западной зоне, а в 2016 году доля электроэнергии, производимой газовыми турбинами, уже увеличилась до 37% (4,2 ГВт).

Примечательно, что в западной зоне нет угольных электростанций. Газотурбинные технологии готовы играть все более важную роль в структуре генерирующих мощностей Казахстана. Ключевой вопрос заключается в том, готовы ли органы власти, ответственные за развитие сектора, стимулировать более широкое использование газа при производстве электроэнергии посредством политики, касающейся развития сектора, механизмов регулирования и рынка.

Основным аргументом в пользу увеличения производства электроэнергии на газовых и парогазовых турбинах в Республике Казахстан является нехватка мощностей, готовых реагировать на резкие изменения спроса. Для этого есть ряд причин, среди которых отсутствие полностью функционирующего балансирующего рынка и рынка системных услуг, но это в основном связано с особенно высокой долей тепловых электростанций с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии, известной как тепло и электростанции в Казахстане.

Заметное структурное ограничение в отношении ТЭЦ заключается в том, что выработка электроэнергии зависит от тепловых условий (особенно во время отопительного сезона), и поэтому их доступная электрическая мощность меньше, чем кажется.

#### **2.4 Роль топлива**

Как отмечалось выше, РК в значительной степени полагается на уголь местной добычи, обычно добываемый вблизи с расположенной электростанцией, для производства 66% электроэнергии в стране (см. Рисунок 8). Несмотря на то, что его общая доля постепенно уменьшается, уступая место газу. Хотя увеличение использования газа в основном связано с газотурбинными технологиями, также используются технологии с комбинированным циклом. Так, доля газа в производстве электроэнергии увеличилась с 8,8% в 1996 году до 15,6% в 2016 году (см. Рисунок 9). Однако уголь останется основным топливом для выработки электроэнергии, поскольку газовая инфраструктура Казахстана очень ограничена. Несмотря на это, ожидается, что доля газа в производстве электроэнергии в Казахстане будет расти. Например, для решения проблемы низкого качества воздуха в Алматы (в котором потребление электроэнергии в 2016 году составляло около 4,7 ТВт • ч), город, скорее всего, перейдет с угля на газ. Это подразумевает передачу по меньшей мере 650 МВт электроэнергии с угля на газ.

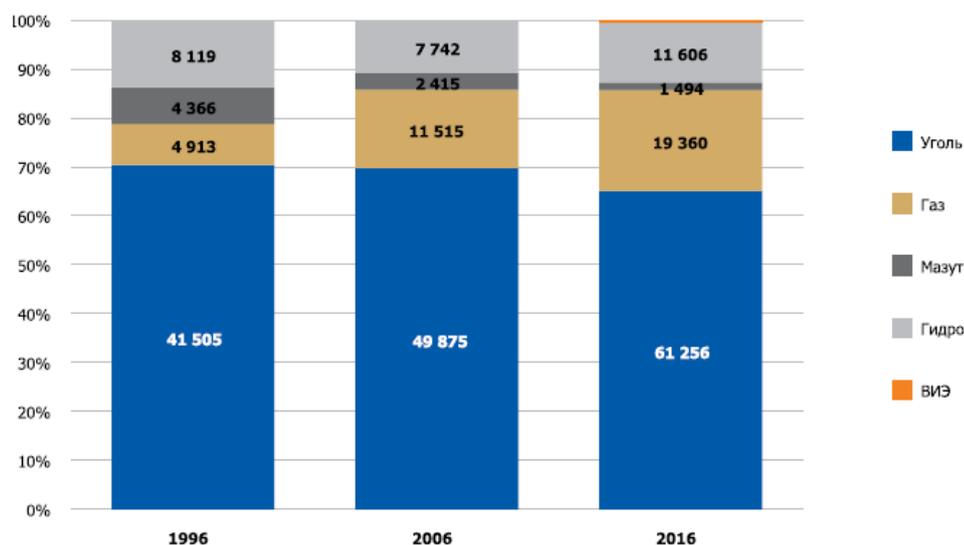


Рисунок 8 – Доля производства электроэнергии по видам топлива в РК, млн. КВт\*ч

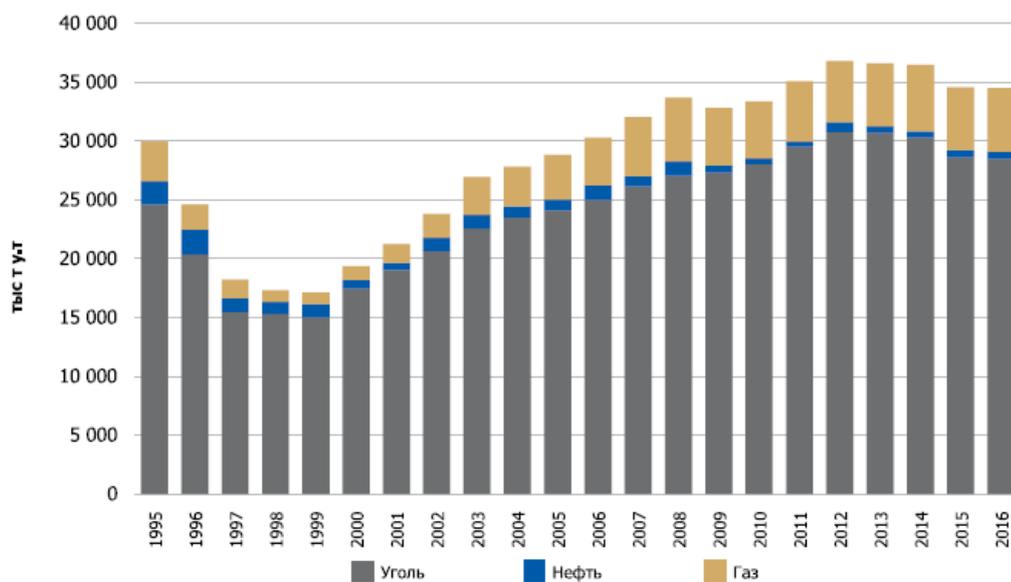


Рисунок 9 – Потребление топлива для производства электрической и тепловой энергии

В последние годы инфраструктура газопровода значительно улучшилась, что позволило Казахстану поставлять газ из района добычи углеводородов с запада на юг по трубопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент. С точки зрения логистики, это позволяет южной зоне получить больший доступ к газу и значительно снизить зависимость от газа из соседних стран.

В будущем также планируется расширение газопровода из Караозека (по трубопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент возле Кызылорды) в Астану через Караганду. [6] Также планируется построить газопровод из Костаная в Астану через Кокшетау. Если данные проекты будут реализованы, газ будет играть большую, хотя все еще вторую роль в производстве электроэнергии. [7]

Основным недостатком использования газа является его относительная высокая стоимость по сравнению со стоимостью местного угля. В то же время, изменение механизмов рынка электроэнергии для поддержки использования газа, а также наложение штрафов на угольные электростанции, использующие механизмы торговли углеродом и / или налогообложения, могут быть выходом. Но такой шаг будет относительно дорогим для казахстанских потребителей электроэнергии.

Как отмечалось выше, установленные и располагаемые генерирующие мощности РК неуклонно растут, благодаря вводу новых угольных, гидро- и газотурбинных мощностей (см. Рисунок 10). Несмотря на регулярное проведение ремонтов существующих электростанций и ввода порядка 30% новых мощностей с 2001 года, большая часть парка генерирующих мощностей РК по-прежнему основана на стареющей советской технологии (см. Рисунок 11). Например, около 39% электростанций РК было построено до 1980 года, и, согласно данным KEGOC, в 2016 году 42% паровых турбин превысили запланированный срок эксплуатации.

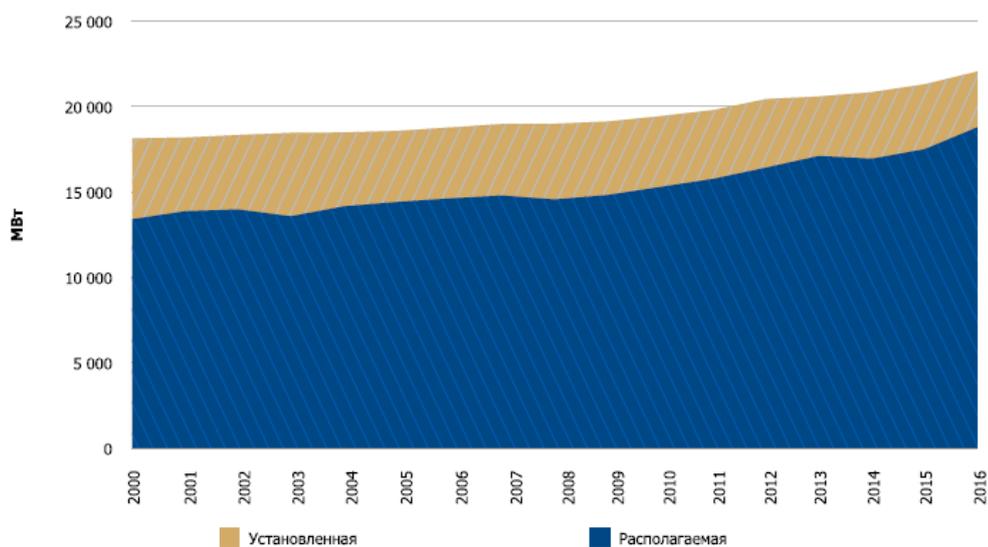


Рисунок 10 – Установленная и располагаемая мощность электростанций, МВт

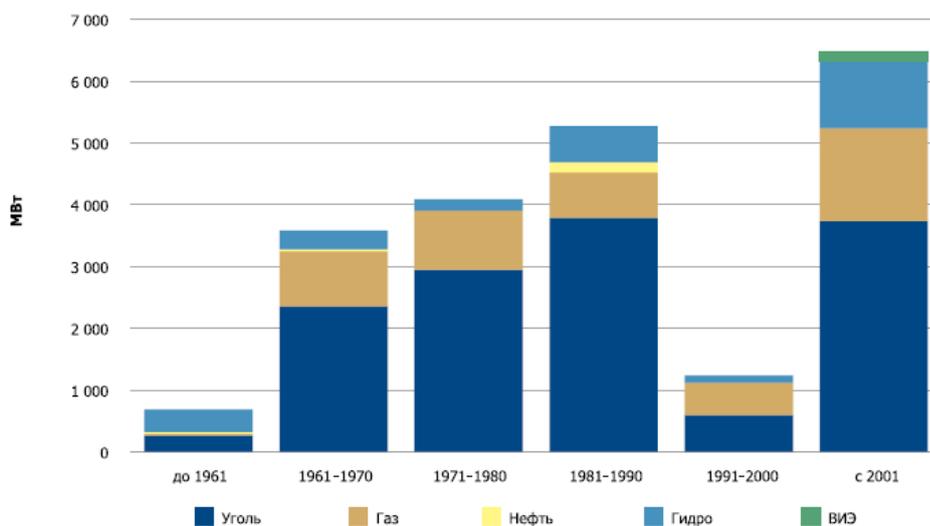


Рисунок 11 – Возраст генерирующих мощностей в РК по видам топлива

Строительство новых угольных электростанций было практически выбором в Северной зоне РК из-за обилия дешевого местного угля (см. Рисунок 12). Таким образом, новые паротурбинные установки либо добавляются к существующим, либо заменяют существующие. Исключением является Актюбинская область (присоединенная к северной зоне в 2009 году), которая имеет доступ к газу, а с 2004 года имеется значительное количество газа. В юго-западной части Карагандинской области, части северной зоны, также произошел

рост газотурбинных технологий в результате увеличения добычи нефти и газа (Аксай и Акшабулак).

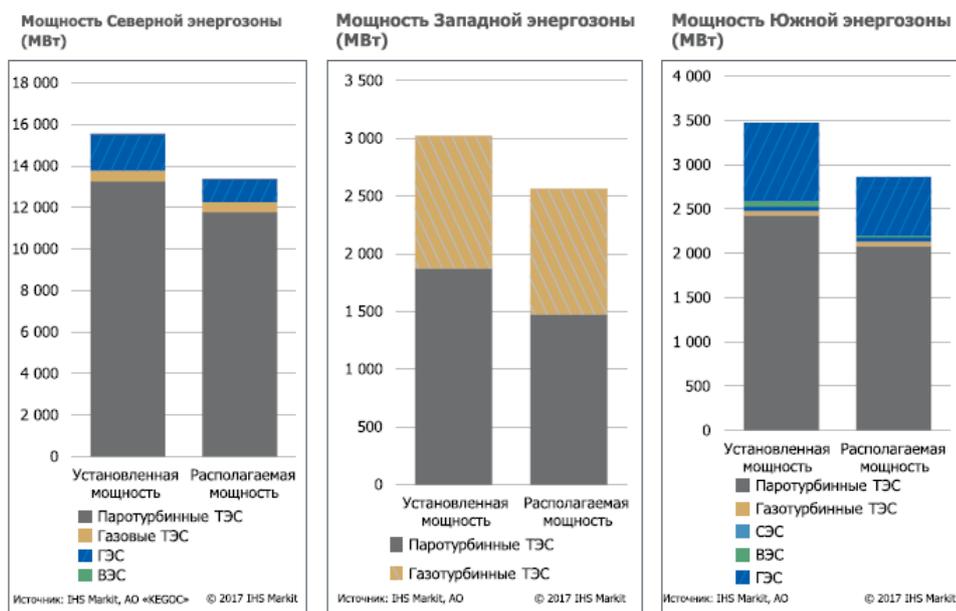


Рисунок 12 – Установленная и располагаемая мощность электростанций по энергозонам, МВт

Электростанции в западной зоне полностью работают на газе, и с 1996 года она постоянно увеличивает мощность газовых турбин, что связано с деятельностью нефтегазовой отрасли. Несмотря на то, что Западная зона по-прежнему зависит от России в части энергоснабжения, KEGOC работает над несколькими проектами, использующими технологию постоянного тока, которая позволит подключить Западную энергетическую зону к ЕЭС РК по различным маршрутам (запад-север, запад-центр, запад-юг).

Примечательно, что тепловые электростанции в южной зоне Республики Казахстан имеют довольно равномерное сочетание выработки электроэнергии на газе и угле. И, несмотря на доступ к газу, зона имеет удивительно небольшой объем газовой турбины. В зависимости от создания рыночных стимулов можно ожидать увеличения использования газотурбинных технологий в южной зоне. Роль гидроэнергетики в южной зоне также возрастает, хотя масштабы будущего расширения, по-видимому, ограничены.

## **3 МИНЕРАЛЬНО-РЕСУРСНАЯ БАЗА РК**

### **3.1 УГОЛЬ**

#### **3.1.1 Текущая ситуация в угольной промышленности**

В настоящее время Казахстан, похоже, находится на перепутье в отношении стратегии развития угольной промышленности. В прошлом, являясь крупнейшим центром производства и потребления (а также крупнейшим экспортером) угля среди бывших советских республик Центральной Азии, страна все еще обладает значительными запасами и производственными мощностями, которые потенциально позволяют значительно увеличить добычу. Однако в тенденциях внутреннего потребления (что в значительной степени связано с производством электроэнергии) после 2012 года наблюдалась негативная тенденция из-за слабого экономического роста в результате снижения цен на нефть в середине 2014 года. Кроме того, на экспорт негативно влияют специфические свойства угля в Казахстане, большая протяженность наземных маршрутов во время транзита на экспортные рынки, проводимые соседними странами (такими как Россия или Китай), политика энергетической независимости или уменьшение зависимости от импорта угля, меры по увеличению выработки электроэнергии с использованием низкоуглеродистых источников, а также растущая неопределенность в отношении ситуации на мировом рынке.

#### **3.1.2 Запасы угля**

При доказанных запасах в 33,6 млрд. тонн на 47 месторождениях (показатель извлекаемых балансовых запасов составляет 34,1 млрд. Тонн), что составляет почти 4% от общемирового объема, Казахстан является одним из мировых лидеров по добыче и потреблению угля. Страна занимает восьмое место в мире по запасам угля, который будет длиться не менее 300 лет при текущих темпах добычи. 64% запасов в Республике Казахстан (21,5 млрд. Тонн) составляют уголь и полубитуминозный уголь (согласно классификации, принятой в Республике Казахстан, эти два сорта являются углем). Остальные

запасы (12,1 млрд. Тонн) приходится на бурый уголь (также называемый бурым углем). Крупнейшие бассейны - Экибастуз (12,5 млрд тонн), Караганда (9,3 млрд тонн) и Тургай (5,8 млрд тонн) - расположены в центральной и северной частях страны. Уголь Экибастузского бассейна особенно примечателен низкими производственными затратами: угольные пласты толще и располагаются близко к поверхности, что облегчает разработку карьеров.

Учитывая тот факт, что Республика Казахстан обладает внушительными запасами угля, большинство месторождений характеризуются высоким содержанием влаги и относительно низкой теплотворной способностью, а также высоким содержанием золы и серы. Последнее означает, что при сжигании угля (без надлежащей обработки) образуются значительные выбросы твердых частиц и диоксида серы. В Экибастузском бассейне уголь характеризуется особенно высокой зольностью (42–44%), и, кроме того, структурные свойства угля в настоящее время делают его обогащение невыгодным.

Это ограничивает возможности продажи на многих экспортных рынках (например, в Европейский Союз), где существуют строгие ограничения на вредные выбросы и стандарты для угля. Исключением из общей картины является месторождение Шубарколь, в котором уголь имеет значительно более низкое содержание золы и серы (5–15% и 0,5% соответственно) и более высокую теплотворную способность (5600 ккал / кг).

### **3.1.3 Выводы**

Широкое использование угля в РК объясняется его изобилием и низкой себестоимостью добычи. В то же самое время, применение большинства новых технологий, помогающих повысить эффективность и экологическую безопасность угольных предприятий, неизбежно приводит к повышению стоимости угля и снижению его конкурентоспособности по сравнению с другими видами топлива (такими как природный газ, мазут и СУГ). В некоторых случаях расходы на модернизацию угольных предприятий могут быть экономически оправданными, однако это далеко не всегда так, и данное

обстоятельство будет важным фактором, влияющим на распространение перечисленных ниже технологий.

Учитывая преобладание в электроэнергетическом секторе угольных мощностей, повысить эффективность использования угля в экономике в целом можно, прежде всего, за счет оптимизации выработки.

При введении в эксплуатацию новых угольных мощностей следует рассматривать вопрос внедрения новых технологий сжигания угля. Одной из таких технологий является ультра-сверхкритический паровой цикл (в настоящее время применяемый в Дании, Германии, Японии и США). КПД обычных угольных электростанций, на которых вода доводится до кипения для производства пара, который приводит в действие турбину, составляет около 32%.

Угольные электростанции со сверхкритическим (SC) и ультра-сверхкритическим (USC) циклом, также известные как HELE (высокоэффективные электростанции с низким объемом выбросов), работают при температурах и давлениях выше критической точки воды, т.е. выше температуры и давления, при которых жидкая и газообразная фазы воды находятся в равновесии, когда нет разницы между водой в газообразной или жидкой форме. Это помогает повысить КПД до уровня выше 45%. Для электростанций со сверхкритическим и ультра-сверхкритическим циклом требуется на 5-7% меньше угля на мегаватт-час, что означает сокращение выбросов (углекислого газа и ртути), повышение эффективности и снижение расхода топлива на мегаватт.

В целом необходимо констатировать, что в угольной энергетике взят курс на повышение эффективности традиционного пылеугольного цикла за счет максимального повышения параметров пара, позволяющего достигнуть КПД 45-47%. Действующие Казахстанские угольные электростанции с энергоблоками мощностью 300-500 МВт были спроектированы для работы со

сверхкритическими параметрами пара (237 атм, 540°С) и демонстрируют КПД на уровне 31-35%. Повышение параметров пара до ультра-сверхкритических за счет техперевооружения позволит увеличить КПД блоков примерно на 4%. В результате постепенной модернизации и техперевооружения действующих угольных электростанций эффективность использования угля будет расти, при этом, как следствие, будут снижаться не только объемы эмиссии в окружающую среду, но объемы потребления угля.

## **3.2 НЕФТЬ И ГАЗОКОНДЕНСАТ**

### **3.2.1 Запасы жидких углеводородов**

Согласно данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), по состоянию на 1 января 2016 г. запасы жидких углеводородов (нефти и газоконденсата) в РК (на государственном балансе) составляли 5,3 млрд. т. Из них 4,85 млрд. т. приходится на запасы нефти, а остальная часть (445 млн. т) – на газоконденсат (см. Таблицу 2). В официальный государственный баланс занесены запасы нефти и газоконденсата на 332 месторождениях (271 нефтяное месторождение и 61 газоконденсатное месторождение). С 1 января 2014 г. объем запасов на балансе государства немного вырос (на 2,1%), при этом запасы в категориях А+В+С1 увеличились примерно на 1,9%, а в категории С2 – на 2,6%. Значительная часть этого прироста, судя по всему, является результатом пересчета запасов на существующих месторождениях, так как было открыто мало новых месторождений, и они в основном были небольшими.

Таблица 2 – Доказанные и вероятные запасы нефти и конденсата в РК в 2016 г. (тыс. т.)

	<b>A+B+C1</b>	<b>C2</b>	<b>A+B+C1+C2</b>
Сырая нефть	3158812	1688728	4847540
Конденсат	359153	86396	445549
Всего	3517965	1775124	5293089

### **3.2.2 Выводы**

Следует отметить ключевые моменты в отношении перспектив добычи нефти в РК, которые представляются важными с точки зрения выработки дальнейшей политики в данном направлении, а именно:

- В будущем основная часть объемов добычи нефти в РК будет обеспечиваться тремя мега-проектами, в связи с чем политические решения должны предусматривать меры, направленные на поддержание стабильного уровня (или роста объемов) добычи в рамках этих проектов.
- Не следует недооценивать потенциал месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Международный опыт показывает, что срок эксплуатации зрелых месторождений можно значительно продлить за счет проведения грамотной политики, способствующей внедрению соответствующих технологий.
- Необходимо инвестировать в геологоразведочную деятельность в целях поддержания необходимого уровня запасов (их восполнения) и объемов добычи в будущем.

### **3.3 ПРИРОДНЫЙ ГАЗ**

Несмотря на рост добычи природного газа (как попутного, так и свободного) в РК на протяжении последних нескольких лет, вопросы наличия объемов и возможностей использования газа не теряют актуальности, и беспокойство по этому поводу сохраняется. КТГ, государственная компания, которая в целом отвечает за внутренний рынок газа, активно работает над расширением масштабов газификации, обеспечивая соединение между добывающими и потребляющими газ регионами страны, а также над созданием технической базы для реализации крупномасштабного экспорта в Китай.

Помимо этого, природный газ в настоящее время рассматривается как основной промежуточный вид топлива в электроэнергетике – своего рода «мост» на пути перехода с обеспечивающего базовую нагрузку угля на использование

непостоянных возобновляемых источников энергии (ВИЭ), который позволяет решить проблему растущей потребности в дополнительных маневренных мощностях с менее существенным объемом выбросов парниковых газов, чем при использовании угля.

- Переработка и транспортировка.

Учитывая запуск мощностей переработки газа месторождения Кашаган (установка «Болашак»), в РК в настоящее время имеется четыре крупных газоперерабатывающих завода общей мощностью 23,8 млрд. м<sup>3</sup> в год. В совокупности, вместе с имеющимися в распоряжении российскими мощностями в Оренбурге, это представляется достаточным для переработки основной части объемов коммерческой добычи газа в стране, ожидаемых на протяжении примерно десяти ближайших лет. Одним из основных событий в сфере транспортировки газа в РК стало завершение в 2015 г. строительства оставшегося участка (Бейнеу-Бозой) газопровода Бейнеу-Бозой-Шымкент (ББШ), который позволяет поставлять газ, добываемый в западной части РК, на юг страны и прокладывает путь для крупномасштабного экспорта газа в Китай.

РК располагает богатыми запасами газа, но основную их часть составляет высокосернистый попутный газ с высокой стоимостью переработки, добыча которого зависит от добычи жидких углеводородов. Следует отметить, что важную роль в будущем развитии отрасли будет играть ценовая политика. В настоящее время цены добывающих компаний довольно низкие, что помогает сдерживать рост цен на газ для конечных потребителей, хотя для регионов, потребляющих импортируемый газ (на севере и, особенно, на юге страны), он, как правило, обходится дороже. При этом рост объемов добычи (поставок) внутри страны потребует увеличения переработки, что приведет к повышению стоимости, а для расширения использования газа его необходимо будет транспортировать на дальние расстояния, что снова повысит стоимость. В этой связи очевидно, что стимулирование роста потребления природного газа будет требовать роста цен на него.

### **3.3.1 Запасы газа**

По данным Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых РК (ГКЗ), по состоянию на 1 января 2016 г. запасы газа в стране (на государственном балансе) составляли 4,01 трлн. м<sup>3</sup>. Данный показатель сохранялся приблизительно на одном уровне на протяжении последних нескольких лет. При этом 2,27 трлн. м<sup>3</sup> от общего объема приходится на «растворенный» газ (в жидких углеводородах коллектора) и 1,74 трлн. м<sup>3</sup> – на свободный газ. Основная часть запасов в стране (3,72 трлн. м<sup>3</sup>) сосредоточена в Северо-Каспийском бассейне. Около 98% запасов газа расположено на западе РК (в Мангистауской, Атырауской, Западно-Казахстанской и Актюбинской областях). При этом приблизительно 85% запасов находится на территории всего нескольких крупных месторождений (включая Тенгиз, Кашаган, Карачаганак, Жанажол и Имашевское), в основном в глубоко залегающих подсоловых отложениях (глубиной до 5 км), отличающихся многокомпонентным составом и высоким содержанием серы, что существенно затрудняет разработку и добычу. В официальный государственный баланс за 2015 г. занесены запасы газа на 228 месторождениях, на 68 из которых, согласно имеющейся информации, ведется добыча.

### **3.3.2 Выводы**

Природный газ общепризнанно считается важным промежуточным видом топлива при переходе с угля, использование которого приводит к высокому уровню выбросов CO<sub>2</sub>, на возобновляемые источники энергии. Ему отводится значимая роль источника маневренного энергоснабжения, который позволяет постепенно отказываться от использования угля в электроэнергетике. Однако недавнее быстрое наращивание мощностей ВИЭ во всем мире поставило под некоторое сомнение роль газа в качестве промежуточного топлива.

Но даже если переход на ВИЭ будет осуществляться быстрее, чем ожидается в настоящее время (и будет активно продвигаться развитие аккумуляторных технологий), роль природного газа все же останется значимой.

Он считается идеальным резервным топливом при использовании непостоянных возобновляемых источников энергии, позволяющим оперативно обеспечить питание сети при возникновении такой необходимости.

При расширении мощностей ВИЭ, как правило, необходимо обеспечить достаточные объемы резервных генерирующих мощностей (например, в темные, облачные и безветренные периоды), и природному газу часто отдается предпочтение при строительстве новых мощностей. [11]

## **3.4 УРАН**

### **3.4.1 Ключевые моменты**

РК занимает первое место в мире по объемам добычи урана: на РК приходится около 40% мировой добычи. Беспрецедентный рост добычи урана с 2003 по 2016 гг, более чем в 7 раз, будет впервые сопровождаться снижением добычи в 2017 году на 10%, для восстановления цен на рынке урана. Рыночная конъюнктура, связанная с падением стоимости урана в 2016 году на 40% серьезно сказалась на отрасли, даже несмотря на то, что в РК наименьшая себестоимость добычи урана в мире благодаря эффективной и экологически чистой технологии подземного скважинного выщелачивания (ПСВ).

Мировой рынок урана в настоящее время можно охарактеризовать как «рынок покупателя» (т.е. рынок с ограниченным спросом), где относительно небольшое количество производителей снабжает столь же небольшое количество крупных клиентов. Усилия РК по поддержанию цен на уран путем объявления планов по сокращению производства более чем на 2000 тонн в 2017 году, по-видимому, оказали лишь ограниченное влияние на рынок. В глобальном масштабе большая часть продукции продается по ценам, устанавливаемым в долгосрочных контрактах (эти цены менее чувствительны к краткосрочным колебаниям добычи), и ничто не указывает на то, что другие производители готовы координировать сокращение добычи с РК. Другой вариант, при котором РК имеет возможность влиять на спотовые цены - это создание запасов продукции и таким образом, ограничения предложения на рынке. При принятии

решения о том, как именно ограничить предложение на рынке, выбор между увеличением запасов урана и сокращением производства должен основываться на экономических расчетах, а также на том, как долго выбранная стратегия будет иметь целесообразность для достижения желаемого результата (например, как долго можно терпеть увеличение переменных издержек в случае сокращения производства, увеличения затрат на хранение и финансирование и т.д.)

В долгосрочной перспективе, рост числа атомных станций в мире будет сопровождаться ростом спроса на уран. Именно новые развивающиеся рынки будут определять спрос на уран в будущем, тогда как в развитых странах выбытие мощностей атомных электростанций (АЭС) будет существенно превышать вводы новых реакторов.

Участие РК в важной международной инициативе, в области атомной энергетики, по созданию Банка ядерного топлива (низкообогащенного урана) на своей территории является важным политическим моментом для поддержки концепции нераспространения ядерного оружия.

Результатом реализации концепции построения, замкнутого ядерного топливного цикла (ЯТЦ) может стать то, что атомная энергетика станет почти возобновляемой; соответствующие исследования ведутся, например, в российском проекте «Прорыв».

### **3.4.2 Запасы урана**

РК входит в число мировых лидеров по запасам урана: по состоянию на январь 2015 г., его достоверно оцененные запасы (которые приблизительно соответствуют категории запасов A+B+C1 согласно принятой в РК классификации) с себестоимостью добычи менее 260 долл. США за килограмм урана, составляли 0,4 млн. т (8% от общемирового показателя), что соответствовало третьему месту в мире после Австралии (1,2 млн. т) и Канады (0,5 млн. т). При этом важным является то обстоятельство, что по результатам геологоразведочных работ в стране существенно увеличились показатели

запасов с низкой себестоимостью добычи: объем запасов, себестоимость добычи которых составляет не более 80 долл. США за килограмм урана, вырос с 200 тыс. т по состоянию на январь 2013 г. до 230 тыс. т по состоянию на январь 2015 г. В абсолютном выражении эти показатели роста уступают лишь Южной Африке, запасы которой в данной категории себестоимости увеличились на 55 тыс. т. Другие страны мира в совокупности продемонстрировали чистое снижение данного показателя на 73 тыс. т (главным образом вследствие сокращения запасов на 79 тыс. т в Канаде). Если говорить о предполагаемых запасах страны (которые соответствуют категории C2 согласно принятой в РК классификации), то они за тот же период выросли на 120 тыс. т (до 438 тыс. т).

### **3.4.3 Внутреннее потребление: топливный ядерный цикл**

РК продолжает участвовать в обогащении урана в рамках партнерства с российским АО «ТВЭЛ» на Уральском электрохимическом комбинате в России. Помимо проекта АО «Центр по обогащению урана», связанного с обогащением урана на Уральском электрохимическом комбинате, Республика РК через «Казатомпром» участвует в проекте Международный центр по обогащению урана (МЦОУ) в Ангарске. [12]

В области производства топлива «Казатомпром» и Китайская Генеральная ядерно-энергетическая корпорация (CNNPC) приступили к строительству объекта по производству ТВС на Ульбинском металлургическом заводе мощностью 200 т урана в год. Реализацию данного проекта стоимостью 150 млн. долл. США с использованием технологий по лицензии компании AREVA планируется завершить к 2020 г.

Если говорить о выработке электроэнергии на АЭС, то РК в настоящее время рассматривает вопрос о том, нуждается ли страна в атомных мощностях и, если да, то в какие сроки. Преимуществом развития атомной энергетики для РК является фактическое отсутствие выбросов парниковых газов, эмиссии вредных веществ. Современные атомные электростанции оказывают на порядок меньшее радиационное воздействие на население, чем угольные ТЭС.

## 4 ОБОСНОВАНИЕ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ АТОМНЫХ РЕАКТОРОВ

### 4.1 Выбор региона Республики Казахстан для развития электроэнергетики

Объемы производства и потребления электрической энергии по зонам Республики Казахстан представлены на рисунке 14.

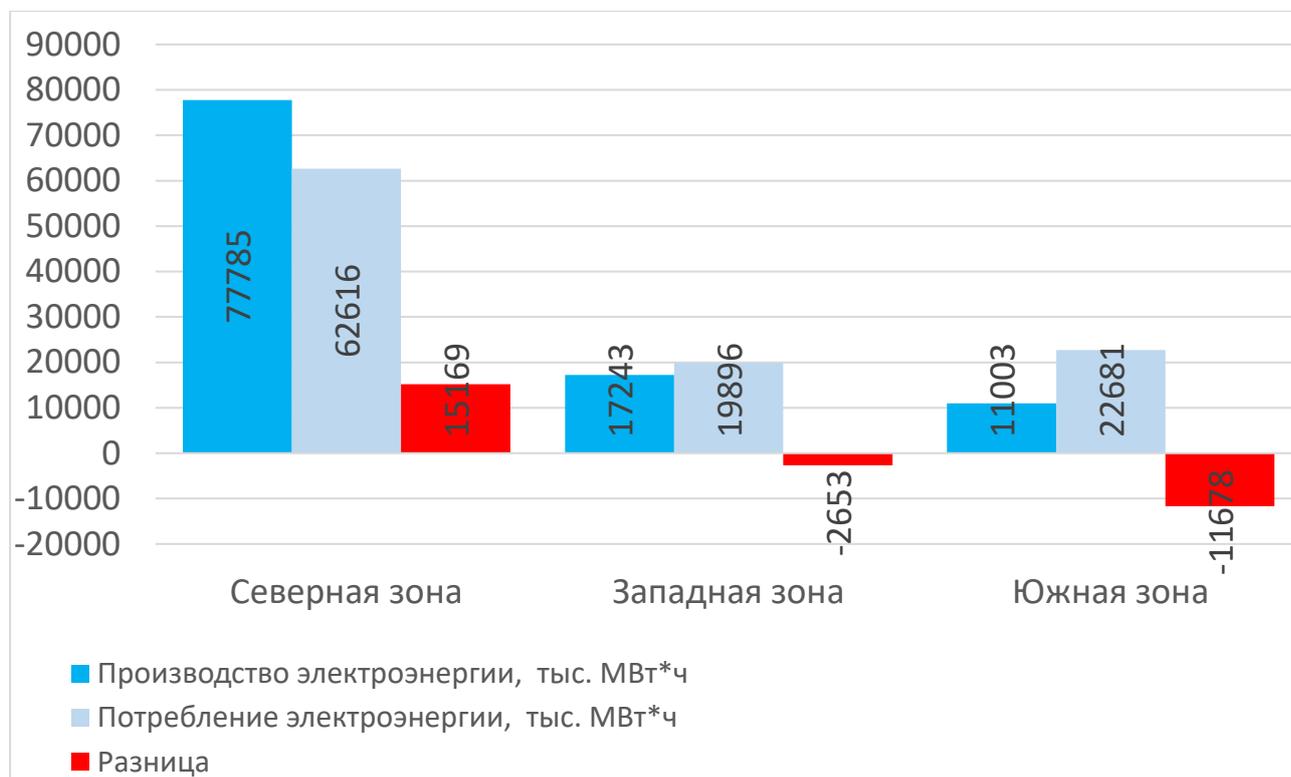


Рисунок 14 – Объемы производства и потребления электрической энергии по зонам Республики Казахстан

Основой электроэнергетики РК является угольная электроэнергетика, базирующаяся на дешевых экибастузских углях. В угольную промышленность и в энергетику в предыдущие периоды вложены крупные капитальные вложения и созданы значительные заделы для ее развития в перспективе. Угольные месторождения, главным образом, сосредоточены в Северной зоне, здесь же размещены и основные источники электрической энергии. Этот регион самообеспечен электроэнергией и потенциально имеют ее избыток, который может быть предложен на внутренние и внешние рынки электроэнергии.

Регионы Южной зоны не располагает достаточными первичными энергетическими ресурсами, и его электроэнергетика базируется на привозных углях и импорте газа. Часть потребности в электроэнергии покрывается за счет северной зоны.

Регионы Западной зоны при наличии собственных запасов углеводородного топлива, часть потребности в электроэнергии покрывает за счет импорта ее из России. С разработкой имеющихся топливных ресурсов возникает возможность в короткий срок обеспечить собственные потребности и, при необходимости, создать экспортные ресурсы.

В настоящее время электрические станции Казахстана обладают потенциалом по мощности, способным полностью обеспечить собственную потребность, но в силу сложившейся схемы сетей и рыночной конъюнктуры Южный и Западный регионы импортируют электроэнергию и мощность.

Перспективы развития энергетики в тех районах Казахстана, которые определены в перспективе как энергодефицитные - это Западная и Южная зоны. При этом наиболее привлекательными с точки зрения наличия достаточного количества охлаждающей воды и развитой инфраструктуры для строительства АЭС являются районы озера Балхаш и города Курчатов.

#### **4.2. Чрезвычайная климатическая ситуация требует применения всех низкоуглеродных технологий**

Энергия имеет решающее значение для устойчивого развития в мире и Казахстан не исключения. Она представляет собой «золотую нить», которая проходит через все цели в области устойчивого развития (ЦУР) и обеспечивает связь между ними. Достижение более высокого качества жизни во всех странах при одновременном обеспечении защиты природной среды потребует в ближайшие десятилетия, как расширения доступа к энергии, так и полного перехода на экологически чистые энергетические технологии.

Сегодня борьба с изменением климата становится объектом все более пристального внимания международного сообщества. Организация

Объединенных Наций признала, что сейчас мир находится в «чрезвычайной климатической ситуации». Учитывая, что производство и использование энергии являются источником около 75% глобальных антропогенных выбросов CO<sub>2</sub> и других парниковых газов. Для успешного разрешения вопросов климатических изменений, потребуется радикальное преобразование мировой энергетической системы.

Результаты более раннего проекта ЕЭК ООН под названием «Укрепление потенциала государств-членов ЕЭК, необходимого для достижения целей устойчивого развития, относящихся к энергетике – Пути перехода к устойчивой энергетике» (проект «Пути перехода») показывают, что странам региона ЕЭК необходимо обеспечить предотвращение или улавливание выбросов в объеме не менее 90 Гт CO<sub>2</sub> к 2050 году, чтобы придерживаться курса, позволяющего достичь целевого показателя по удержанию прироста глобальной средней температуры ниже 2 °С. Необходимо внедрение всех доступных низкоуглеродных технологий, чтобы ликвидировать разрыв между принятыми обязательствами и требуемым уровнем. Ни одну из низкоуглеродных технологий нельзя исключать.

#### **4.3. Состояние существующих ТЭС на ископаемом топливе**

Производство электрической энергии в Казахстане осуществляют 179 электрических станций различных форм собственности. Общая установленная мощность электростанций Казахстана на 31 декабря 2020 года составляет 23 621,6 МВт; располагаемая мощность – 20 078,6 МВт.

На рисунке 15 представлено расположение основных ТЭС в Республики Казахстан.



Рисунок 15. Карта расположения ТЭС (1 — Экибастузская ГРЭС-1 , 2 — Экибастузская ГРЭС-2, 3 — Павлодарские ТЭЦ, 4 — электростанции Темиртау)

Как отмечалось выше, установленные и располагаемые генерирующие мощности РК неуклонно растут, благодаря вводу новых угольных, гидро- и газотурбинных мощностей. Несмотря на регулярное проведение ремонтов существующих электростанций и ввода порядка 30% новых мощностей с 2001 года, большая часть парка генерирующих мощностей РК по-прежнему основана на стареющей советской технологии. Например, около 39% электростанций РК было построено до 1980 года, и, согласно данным KEGOC, в 2016 году 42% паровых турбин превысили запланированный срок эксплуатации. Что требует, уже сегодня рассматривать вопрос строительства новых без углеродных генерирующих электроэнергию. Поэтому предлагается рассмотреть вопрос строительства атомной станции в районах озера Балхаш.

#### **4.4. Выбор и обоснование типа атомной электростанции**

##### **4.4.1 Экономические аспекты атомной энергетики**

Существует ряд методов для расчета и сравнения стоимости энергетических проектов, однако наиболее широко используется нормированная

стоимость энергии (НСЭ). Самый существенный фактор, влияющий на НСЭ ядерной энергетики, – это капитальные затраты на строительство атомной электростанции, как показано на Рисунке 16.



Рисунок 16. Разбивка НСЭ ядерной энергии

Затраты на топливо, эксплуатацию и техническое обслуживание, ремонт обычно ниже, чем у электростанций на ископаемом топливе, что в действительности является ключевым экономическим преимуществом ядерной энергетики. Атомные станции характеризуются высокими первоначальными капитальными затратами (требуемый объем инвестиций составляют от 5 до 10 миллиардов долларов США на энергоблок) однако АЭС обеспечивают стабильное производство недорогой электроэнергии на протяжении многих десятилетий. В отличие от других энергоисточников эксплуатирующие организации ядерных установок должны аккумулировать средства для выполнения обязательств по обращению с отходами и выводу из эксплуатации в

течение всего срока службы атомной электростанции. Обычно эти затраты добавляются к стоимости ядерного топливного цикла.

Капитальные затраты в ядерной энергетике можно разделить на затраты на строительство и финансирование. Затраты на строительство зависят от локальных факторов, таких как доступность ресурсов и затраты на оплату труда, независимо от того, является ли этот объект первой установкой данного типа или частью программы по строительству парка энергоблоков, или предусматривает ли он какие-либо конструктивные изменения по сравнению с базисным проектом АЭС. Отрасль может оказать влияние на многие из этих факторов и обладает наилучшими возможностями для снижения технических рисков, связанных с проектом. Затраты на финансирование (зачастую представленные в виде ставок дисконтирования или стоимости капитала) зависят от процентных ставок, распределения рисков во время строительства, наличия каких-либо гарантий, темпов роста экономики, базовой структуры рынка, наличия какого-либо соглашения о закупке электроэнергии и других факторов. Эти факторы находятся в основном в сфере влияния правительства. В случае высокой стоимости на финансирование, она обуславливает значительное увеличение НСЭ атомной генерации. Таким образом, доступ к недорогому финансированию имеет ключевое значение для жизнеспособности проекта.

Во многих регионах мира атомная энергия является одним из наиболее конкурентоспособных с точки зрения затрат вариантов производства электроэнергии. Как и в случае с другими технологиями генерации, стоимость производства на АЭС зависит от ряда факторов, включая предполагаемый срок службы, коэффициент использования установленной мощности, капитальные затраты, затраты на топливо, эксплуатационные издержки и т. д.

#### **4.4.2 Полная стоимость энергии**

НСЭ позволяет сравнить все затраты на уровне установки, но не учитывает величину издержек или косвенные затраты для всей системы и не подходит для сравнения технологий с разными режимами эксплуатации (например,

переменные возобновляемые источники энергии и технологии, обеспечивающие возможность диспетчерского управления). Несмотря на то, что стоимость переменных возобновляемых источников энергии (ПВИЭ) быстро снижается, эти технологии также сопряжены с дополнительными системными издержками, которые начинают значительно увеличиваться при более высоком уровне проникновения. Эти дополнительные системные издержки увеличивают общую стоимость электроэнергии, как показано на Рисунке 17. Добавление к энергетической системе объектов генерации с гарантированной мощностью и низким уровнем выбросов углерода, обеспечивающих возможность диспетчерского управления, таких как атомные электростанции и электростанции на ископаемом топливе с системами, снижает общие затраты на декарбонизацию, одновременно увеличивая шансы на успешный «энергетический переход». Для многих стран ясно, что атомная энергия станет частью оптимизированного наиболее быстрого варианта декарбонизации с наименьшими затратами и минимальным уровнем риска.

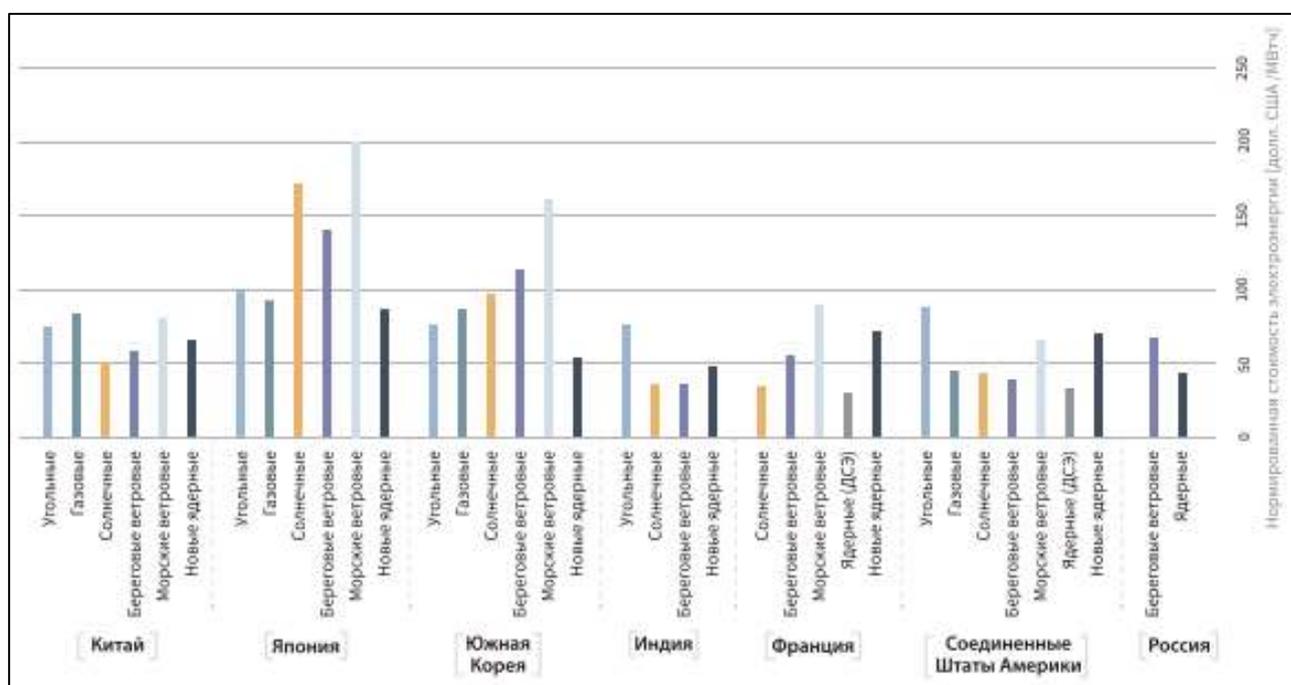


Рисунок 17. Нормированная стоимость электроэнергии в разных странах

#### **4.4.3. Перспективы развития ядерной энергетики (ВВЭР, РБМК, БН)**

Впервые за 10 лет существования ГК «Росатом» руководство приняло решение о разработке долговременной программы совершенствования технологии ВВЭР «в условиях двухкомпонентной ядерной энергетической системы». Признано, что технология корпусных водоохлаждаемых реакторов является не только практической основой ядерной энергетики на ближайшие десятилетия, но и значимой ее составляющей до конца столетия.

Следует при этом заметить, что после внедрения технологии восстановления ресурсных характеристик графитовой кладки срок службы энергоблоков с реакторами РБМК был определен до 45 лет. Ожидается, что реакторы РБМК, сегодня обеспечивающие почти половину ядерной электрогенерации России, сохранятся в энергетике до 2032 года.

Технология ВВЭР - один из важнейших инструментов достижения стратегических целей России в области ядерной энергетики. Происходит непрерывная эволюция реакторов ВВЭР большой мощности: от 5-го блока Нововоронежской АЭС (1980 год) через «малую» и «большую» серии реакторов ВВЭР-1000 до АЭС-2006 (самый мощный в России атомный энергоблок с первым реактором ВВЭР-1200) и ВВЭР-ТОИ.

Реалии сегодняшнего состояния формируют приоритетность задач дорожной карты развития технологии ВВЭР в ближайшей, среднесрочной и дальней перспективе, от актуализации проекта АЭС с ВВЭР-ТОИ с учетом уже полученного опыта при создании НВАЭС-2 и ЛАЭС-2, а также требований зарубежных заказчиков, до разработки проекта «СУПЕР-ВВЭР» (со спектральным регулированием и ВВЭР-СКД с сверхкритическими параметрами теплоносителя).

Особое место в программе занимают работы по фактическому возвращению в энергетiku АЭС средней и малой мощности. Для решения региональных хозяйственно-экономических задач необходимо формирование в

общем топливно-энергетическом комплексе страны сектора региональной ядерной энергетики в диапазоне мощностей 100–700 МВт(э). Блочно-модульное исполнение атомных станций с ВВЭР большой мощности позволяет формировать при серийном производстве энергоблоки средней мощности с приемлемыми для этого сектора энергетики экономическими показателями. Значимой целью создания блоков АЭС средней мощности для России может стать внешний рынок.

На основе технологического опыта атомного судостроения, где было создано более 460 ядерных энергетических установок с водо-водяными реакторами, разрабатываются реакторные установки типа ВВЭР, на основе которых могут быть созданы наземные и плавучие атомные станции блочно-модульного исполнения в диапазоне мощностей до 700 МВт(э).

На базе технологии судового реакторостроения создается плавучая АЭС с энергоблоком КЛТ-40С, которая близка к реализации. Ее фундаментальная задача – практическая проверка выбора оптимальных решений в малой ядерной энергетике при освоении Арктики и районов Крайнего Севера. Этот выбор должен быть определяющим условием дальнейшего развития этого направления.

В 2017 году была заметно уточнена базирующаяся на реакторах с водой под давлением программа развития атомного ледокольного флота. Фактически выработана и реализуется ясная стратегическая линия. В настоящее время эксплуатируются четыре атомных ледокола и атомный лихтеровоз. По оценкам, к 2035 году потребуется восемь таких судов. На разных стадиях сооружения находятся три универсальных (с переменной осадкой) атомных ледокола высокой автономности (перегрузка топлива – раз в 10 лет) мощностью 60 МВт со сроками ввода в 2019–2021 гг.

Разработан технический проект атомного ледокола-лидера мощностью 120 МВт, способного круглогодично проводить крупнотоннажные суда по всему

Северному морскому пути. Сроки и место строительства – в стадии обсуждения. Реализация проекта производства сжиженного природного газа на Ямале существенно укрепляет устойчивость программы атомного ледокольного судостроения.

### **Реакторы на быстрых нейтронах и замыкание ядерного топливного цикла**

Переход к двухкомпонентной структуре на базе тепловых и быстрых реакторов и замкнутого ЯТЦ признан в России необходимым направлением стратегии развития ядерной энергетики.

Реализация этого направления обещает решение целого ряда системных проблем нынешней ядерной энергетики: сокращение накопления отработавшего ядерного топлива, кардинальное повышение эффективности использования урана и снижение объема радиоактивных отходов.

Наряду с действующими и создаваемыми реакторами ВВЭР технологической основой двухкомпонентной ЯЭС являются промышленно освоенные натриевые реакторы на быстрых нейтронах (БН) и централизованный замкнутый ЯТЦ. Такая двухкомпонентная ЯЭС будет включать централизованные заводы ядерного топливного цикла, которые обеспечат производство топлива, хранение и переработку ОЯТ, многократный рецикл регенерированного топлива, кондиционирование и изоляцию РАО.

Однако следует подчеркнуть, что современные потребности России в ядерном энергопроизводстве не требуют ни форсированного замыкания ядерного топливного цикла, ни поспешного создания серийных реакторов на быстрых нейтронах, что отражают принимаемые решения. Рассмотрение проекта реактора БН-1200, оцениваемого как важный шаг в развитии концепции натриевых реакторов, тем не менее, завершилось рекомендацией о трехлетней доработке проекта. Остановлено строительство опытно-демонстрационного реактора БРЕСТ ОД-300 со свинцовым теплоносителем (как и реактора СВБР-

100 со свинцово-висмутовым теплоносителем). Проект фактически возвращен на стадию НИОКР.

При объективном сдвиге проблемы недостаточности ресурсов урана на конец века, активизируется обсуждение альтернативного варианта развития ядерной энергетики, в котором для производства делящихся изотопов из сырьевых используются термоядерные нейтроны из blankets гибридных термоядерных реакторов. Такой «магнитный реактор» был предложен еще в 1951 году отцом советского атомного проекта И.В. Курчатовым.

Радиационный захват нейтронов сырьевыми изотопами ( $^{232}\text{Th}$  или  $^{238}\text{U}$ ) превращает их в делящиеся. Если гибридный термоядерный реактор освободить от необходимости производить электроэнергию (что требует тепловых нагрузок со стороны плазмы на уровне  $\geq 10 \text{ МВт/м}^2$  и ставит труднопреодолимые проблемы выбора конструкционных материалов первой стенки), это существенно упростит конструкцию реактора. Достижимые сегодня параметры плазмы и тепловые нагрузки на стенку в единицы мегаватт, уже продемонстрированные на токамаках TFTR и JET, вполне достаточны для создания термоядерного источника нейтронов (ТИН).

### **Тяжеловодные реакторы**

Существует два основных типа коммерческих тяжеловодных реакторов. В одном из них, созданном фирмами Сименс и Крафтверке Юнион (KWU) в Западной Германии, активная зона реактора полностью размещается в баке под давлением. Второй тип, реактор CANDU был разработан канадской фирмой Атомик энэрджи оф Кэнада (AFCL) в сотрудничестве с фирмой Онтарио Хайдро и канадскими промышленными фирмами-изготовителями оборудования. В этом реакторе вместо одного бака под давлением используется несколько сот каналов. В обоих типах тяжеловодных реакторов в качестве замедлителя используется тяжелая вода, и им присущи одни и те же основные характерные черты:

- Прекрасный баланс нейтронов позволяет практически применять разомкнутый топливный цикл с использованием природного урана. Кроме того, возможна реализация широкого диапазона других альтернатив топливного цикла.

Перегрузка топлива на мощности дает несколько фундаментальных преимуществ: более высокие коэффициенты использования установленной мощности благодаря отсутствию необходимости в периодических остановах реактора для перегрузки топлива, сниженные потребности во внутриреакторных механизмах контроля за реактивностью и распределением потока нейтронов, замена негерметичных ТВЭЛов без останова реактора и легкий доступ к оборудованию для проведения технического осмотра в процессе эксплуатации.

- Небольшие изменения реактивности во всем диапазоне рабочих режимов, начиная от холодного состояния после останова до работы на полную мощность. Это снижает потребность в устройствах контроля за реактивностью и максимально уменьшает возмущения в распределении потока нейтронов, а также потенциальные проблемы, связанные с локальным перегревом топлива в переходных режимах. Кроме того, это облегчает осуществление автоматического контроля за реактивностью в замкнутом контуре, что повышает гибкость эксплуатации в режимах следования за нагрузкой.

Относительно большое расстояние между ячейками решетки тяжеловодных реакторов позволяет физически отделить теплоноситель от замедлителя. Во всех действующих в настоящее время коммерческих тяжеловодных реакторах в качестве теплоносителя используется тяжелая вода под давлением; однако в некоторых странах для оценки возможностей использования в качестве теплоносителя двуокиси углерода, легкой воды и органических жидкостей были построены экспериментальные и прототипные тяжеловодные каналные реакторы. Совсем недавно Япония объявила о своих намерениях построить коммерческий (600 МВт<sub>эл</sub>) демонстрационный реактор с использованием кипящей воды в качестве теплоносителя.

В настоящее время в большинстве тяжеловодных реакторов в качестве топлива используется природный уран, очень часто это обусловлено стремлением сохранить независимость от установок по обогащению урана. Использование в качестве топлива урана небольшого обогащения позволяет значительно сократить издержки топливного цикла и повысить коэффициент использования топлива. Кроме того, на существующих тяжеловодных реакторах можно эффективно использовать плутоний и/или уран, выделенный из отработавшего топлива легководных реакторов (LWR), что обеспечивает синергизм тяжеловодных и легководных реакторов. В длительной перспективе благодаря использованию тория можно будет значительно уменьшить зависимость от урана.

Кроме того, очень важно добиться высокой уверенности в безопасности усовершенствованных конструкций тяжеловодных реакторов, так как такая тенденция наблюдается в мире в отношении всех типов реакторов. Это можно сделать, продемонстрировав, что в основе высокой безопасности лежит эксплуатационный опыт, отработанная технология и результаты научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

Действующие тяжеловодные реакторы уже продемонстрировали высокую эксплуатационную безопасность, которая непрерывно совершенствуется благодаря внедрению результатов и опыта технологических разработок. Что касается будущих реакторов, то в различных странах уже намечен целый ряд мероприятий по поддержанию или повышению уровня безопасности станций, персонала и населения, а также доверия к этой безопасности.

Еще одна цель, поставленная перед несколькими национальными программами, заключается в уменьшении дозозатрат эксплуатационного и технического персонала. Она достигается с помощью таких средств, как тщательная оптимизация процессов обращения с тритием, раннее обнаружение утечек, быстрое обнаружение и удаление негерметичных твэлов без останова реактора, усиление защиты и повышение качества очистки теплоносителя, а

также усиление контроля за герметизирующими материалами. Многие страны поставили перед собой аналогичную задачу сохранить на нынешнем уровне или уменьшить выбросы АЭС, работающих в номинальном режиме, которые уже сейчас, как правило, составляют менее 1 % от предельных уровней выбросов, установленных регулируемыми органами.

Для повышения эффективности работы оператора и уменьшения потенциальной возможности эксплуатационных ошибок персонала разрабатываются усовершенствованные ВШУ. В конструкции таких усовершенствованных БШУ используется многолетний опыт коммерческой эксплуатации реакторов CANDU, управляемых с помощью числовых компьютеров. К числу подобных усовершенствований относится применение экспертных систем и других компьютеризированных методов, направленных на снижение рабочей нагрузки оператора и повышение качества представляемой информации.

Тяжеловодные реакторы обладают многими чертами, характерными для реакторов с внутренне присущей безопасностью. Особенный интерес вызывает высокое отношение объемов воды и топлива, так как замедлитель представляет собой поглотитель тепла с отдельным контуром теплоносителя. Холодный замедлитель в канальных тяжеловодных реакторах также является благоприятной средой для установки устройств контроля за реактивностью и позволяет использовать полностью независимые сбросные стержни управления и системы останова реактора с помощью инъекции жидких поглотителей нейтронов. Все это поможет обеспечить низкую вероятность расплава активной зоны.

Использование пассивных методов охлаждения в дополнение к системам охлаждения замедлителя рассматривается как следующий логический шаг на пути усовершенствования этой характеристики. Обеспечение отвода остаточного тепла в окружающую среду благодаря системе охлаждения защитной оболочки или замедлителя позволит значительно снизить вероятность

крупных аварий и увеличить период безопасного аварийного расхолаживания реактора.

Мощность большинства тяжеловодных реакторов, находящихся в коммерческой эксплуатации, лежит в диапазоне 540-935 МВт<sub>эл</sub>.

Считается, что такой диапазон мощности реакторов по-прежнему будет представлять интерес для стран с крупными хорошо развитыми энергосистемами, а также для стран, где ожидаются относительно высокие темпы роста энергопотребления.

Конструкция стандартизированного энергоблока CANDU-6 (раньше он назывался CANDU-600) основана на конструкции успешно эксплуатируемых энергоблоков станции Пикеринг А (4-540 МВт) в провинции Онтарио, Канада. В настоящее время в эксплуатации находятся четыре одноблочных АЭС с тяжеловодным реактором CANDU-6 (две в Канаде; одна в Аргентине и одна в Корейской Республике) и 5 блоков строятся в Румынии. Мощность каждого из этих девяти энергоблоков составляет 640-680 МВт<sub>эл</sub>.

В течение последних 5 лет конструкция энергоблока CANDU-6 постоянно совершенствовалась, в настоящее время он носит название CANDU-6 Mark 2 и имеет мощность около 800 МВт. Для энергоблока CANDU-6 Mark 2 характерна повышенная безопасность, высокие коэффициенты готовности и использования. Внедрен ряд изменений в конструкцию для снижения капитальных затрат и сроков строительства.

В провинции Онтарио, Канада, близится к завершению строительство АЭС Дарлингтон (4-935 МВт). АЭС Дарлингтон стала результатом непрерывного усовершенствования многоблочных АЭС с реакторами CANDU, начиная с АЭС Брюс-А (4-826 МВт) и Брюс-В (4-845 МВт), которые находятся в эксплуатации уже в течение нескольких лет. Основное внимание было направлено на усовершенствование основных конструкций, уменьшение числа наиболее важных компонентов систем, улучшение доступа к компонентам и системам,

более широкое использование компьютеров для управления станцией, а также в системах управления, защиты и дозиметрического контроля.

В Германии начало серии тяжеловодных реакторов с корпусом под давлением фирмы Сименс положил многоцелевой исследовательский реактор MZFR (57 МВтэл). Тяжеловодные реакторы этого типа установлены на АЭС Атуча-1 и Атуча-2, кроме того, в Аргентине в настоящее время строится тяжеловодный реактор мощностью 750 МВт. Прогресс был достигнут в области уменьшения содержания трития, стержней управления с гидравлическими приводами, мощности хранилищ топлива и альтернативных топливных циклов.

В качестве системы производства электроэнергии коммерческие тяжеловодные реакторы продемонстрировали целый ряд преимуществ. К их числу относятся длительная безопасная эксплуатация, высокие коэффициенты использования установленной мощности в течение года и всего срока службы реактора, низкие топливные затраты и широкий диапазон других характеристик, которые в целом служат доказательством абсолютной надежности данной технологии.

Существуют прекрасные потенциальные возможности дальнейшего усовершенствования конструкции тяжеловодных реакторов. Разделение систем теплоносителя и замедлителя делают возможным дальнейшее повышение их безопасности.

### **Малые модульные реакторы (ММР)**

Технология малых ядерных реакторов (100 – 400 МВт) дает преимущество заводского производства и менее сложной доставки оборудования, причем реакторы поставляются предварительно собранными. Но ММР должны продемонстрировать, что модульный дизайн и заводская сборка имеют экономическое преимущество в части производства электроэнергии по сравнению с выработкой электроэнергии на традиционных крупномасштабных атомных электростанциях, работающих в базовом режиме.

## Производство электроэнергии

- Реакторы могут быть построены в кластерах с добавлением дополнительных реакторов с течением времени по мере увеличения спроса;
- Реакторы могут обеспечивать электроэнергией удаленные изолированные территории. Применение тепла для технологических нужд;
- Нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность;
- Нефтенасыщенный песчаный коллектор;
- Опреснение;

## Экономика

• Высокая удельная стоимость, длительный срок реализации и сложность строительства крупных реакторов, а политика поддержки низкоуглеродных источников энергии возродили интерес к ММР.

• Экономическая жизнеспособность ММР не ясна в виду технических и лицензионных барьеров. ММР должны продемонстрировать экономические преимущества по сравнению с традиционными вариантами выработки электрической энергии в базовом режиме в части:

- Заводского производства, упрощенной строительной-монтажной логистики (включая транспортировку) и более короткого периода строительства по сравнению с монтируемой на месте традиционной генерацией
- Полная приведенная стоимость производства электрической энергии в зависимости от производителя составляет от 90 долл. США/МВт•ч до 160 долл. США/МВт•ч.

### **4.4.4. Выбор типа реактора**

Реакторы на тепловых нейтронах проще и дешевле в создании, чем реакторы на быстрых нейтронах. Однако они имеют ряд недостатков и ограничений. В частности, применение однократного топливного цикла

вызывает рост экологического заражения местности. Другой серьезной проблемой является низкая эффективность в использовании уранового топлива. Реактора на быстрых нейтронах используют уран примерно в 60 раз более эффективно, чем реакторы на тепловых нейтронах. Также они способны использовать в качестве топлива обедненный уран (0.2 – 0.4 %  $^{235}\text{U}$ ) и плутоний. Все это приводит к выводу, что реакторы на быстрых нейтронах постепенно займут доминирующее место в атомной энергетике. Однако их дороговизна и сложность в создании приводят к тому, что реакторы на тепловых нейтронах более коммерчески выгодны на данный момент.

Выбор реактора CANDU, как основы развития ядерной энергетики в Канаде, был мотивирован наличием в стране больших природных запасов урана и большими ресурсами электроэнергии гидроэлектростанций, которую можно было использовать для получения тяжелой воды. Экономика современных ядерных реакторов CANDU строится на базе открытого топливного цикла с природным ураном, при котором ядерное топливо только один раз проходит через реактор, а затем складывается. Открытый топливный цикл на природном уране обладает определенными преимуществами, так как он исключает достаточно дорогие процессы обогащения и переработки ядерного топлива, отработавшего в активной зоне реактора. При экономической оценке такого топливного цикла стоимость плутония, содержащегося в отработавшем ядерном топливе, не учитывается. Однако в случае, если это топливо будет перерабатываться, плутоний будет представлять определенную ценность.

Экономика тяжеловодных ядерных реакторов определяется в основном соотношением двух противоположных факторов: высокой стоимости системы (конструкции), из-за относительно высокой стоимости замедлителя, и низкой стоимости топливного цикла, благодаря высокоэффективному использованию ядерного топлива. Хотя капитальная стоимость тяжеловодной системы CANDU высокая, но потребность в природном уране для этих реакторов примерно в 2 раза меньше, чем ядерных реакторов одинаковой мощности на легкой воде

(ВВЭР). Это позволяет считать, что реакторы CANDU будут иметь преимущество в случае увеличения мировой потребности в уране из-за низкой топливной составляющей приведенных затрат. Реактор CANDU позволяет использовать отработавшее топливо реакторов, где доля урана-235 существенно снижена по сравнению со свежим топливом, и составляет порядка 1%. К тому же, в составе такого отработанного топлива находится около 1.2% плутония-239, тоже пригодного для “сжигания” в CANDU. Низкое поглощение нейтронов тяжеловодным замедлителем обеспечивает высокую эффективность использования урана-235: на единицу массы урана-235 в тяжеловодном реакторе выделяется в 2 раза больше энергии, чем в реакторе с замедлителем из обычной воды, при этом 50% этого энерговыделения связано с делением плутония-239, образуемого в реакторе из урана-238.

Несмотря на будущую перспективность технологии тяжеловодных реакторов сегодня существуют ограничения по стоимости и доступности тяжелой воды. В связи с этим для Республике Казахстан основной интерес вызывает реактор типа ВВЭР ввиду уверенного лидерства в атомной энергетике России и всего мира. Наибольший интерес для начала развития атомной энергетике Казахстана считается проект ВВЭР-1200, который при строительстве в районе озера Балхаш позволит не только сделать энергонезависимой Южную зону Казахстана, но и вывести часть ТЭС отработавшие свой плановый срок эксплуатации. Для обеспечения энергонезависимости Западной зоны и удаленных регионов в будущем предлагается рассмотреть технологии малых модульных реакторов. Также для сокращения накопления отработавшего ядерного топлива, кардинального повышения эффективности использования урана и снижения объемов радиоактивных отходов в Казахстане необходимо задуматься на развитии технологий на быстрых нейтронах и тяжеловодных реакторов.

## **5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели решением задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки;
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

В данной диссертационной работе проведено исследование возможности развития атомной энергетики в структуре электроснабжения Республики Казахстан. Произведено изучение перспектив развития электроэнергетики в мире и изучение перспективных технологий в атомной энергетике для Республики Казахстан.

### **5.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **5.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования**

Результатом исследования является обоснование возможности развития атомной электроэнергетики в структуре электроснабжения Республики Казахстан.

Целевым рынком данного исследования будут являться государственные корпорации по атомной энергетике, атомная и смежные отрасли научной промышленности.

Сегментировать рынок услуг по обоснованию возможности развития атомной электроэнергетики в структуре электроснабжения Республики

Казахстан можно по степени потребности использования данной методики. Результаты сегментирования представлены в рисунке 18.

		Развитие атомной электроэнергетики Республики Казахстан		
		Национальная атомная компания РК	Экологический сектор РК	Национальные энергетические компании РК
Потребность	Сильная			
	Слабая			

Рисунок 18. Карта сегментирования рынка услуг по использованию оптимальной методики измерения

### 5.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Как уже упоминалось выше, в данной работе определена возможность развития атомной электроэнергетики в структуре электроснабжения Республики Казахстан. Таким образом, для анализа конкурентных технологий атомных реакторов стоит рассмотреть наиболее распространенные технологии атомных реакторов в мире:

- реакторы ВВЭР;
- реакторы БН.

Для проведения анализа конкурентных технологий атомных реакторов были выбраны технические критерии оценки ресурсоэффективности представленные в таблице 3.

Важными технологическими критериями, которые предъявляются к атомным реакторам являются тип использованного топлива и материалов теплоносителя.

Более подробное описание и сравнение различных характеристик атомных реакторов представлено в пункте 4.4.

Оценочная карта анализа представлена в таблице 3. Технология атомных реакторов оценивается по каждому показателю по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес категория	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1.Топливная эффективность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
2.Безопасность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
3.Надежность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
4.Энергоэффективность	0,05	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5.Независимость от внешнего рынка услуг	0,05	5	4	3	0,5	0,4	0,3
6.Простота эксплуатации	0,2	5	4	3	0,5	0,4	0,3
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1.Конкурентоспособность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
2.Стоимость обслуживания	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
3.Энергоэкономичность	0,2	5	4	4	0,5	0,4	0,4
Итого	1.0				4,3	3,7	3,1

На основании представленного выше анализа можно сделать вывод, что выбранная в данной диссертационной работе технология ядерного реактора является наиболее оптимальной для развития в Республики Казахстан. Наиболее выгодной стороной выбранной технологии атомного реактора является наличие необходимой ресурсной базы природного урана и при развитии выбранной технологии атомного реактора позволит создать в Республике Казахстан полную независимую цепочку Ядерного топливного цикла. Также стоит отметить, что с точки зрения экономической эффективности предлагаемая является наиболее выгодной, в связи с низкой стоимостью ядерного топлива из природного урана по сравнению с ядерным топливом на обогащенном урана.

## 5.2. Планирование управлением научно-техническим проектом

### 5.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ

осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.

Таблица 4 - Календарный план проекта

Код работ	Вид работ	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	28.02.2022	01.03.2022	Руководитель
2	Составление и утверждение технического задания	03.03.2022	04.03.2022	Руководитель
3	Выбор направления исследований	07.03.2022	08.03.2022	Руководитель, инженер
4	Подбор и изучение материалов по теме	08.03.2022	11.03.2022	Инженер
5	Календарное планирование работ	14.03.2022	16.03.2022	Руководитель, инженер
6	Изучение требований по организации крупных общественных мероприятий	16.03.2022	18.03.2022	Инженер
7	Проведение исследования	21.03.2022	01.04.2022	Инженер
8	Выполнение анализа полученных данных	04.04.2022	02.05.2022	Инженер

9	Обобщение и оценка результатов	02.05.2022	06.05.2022	Инженер
10	Составление пояснительной записки	16.03.2022	20.05.2022	Инженер
11	Проверка правильности составления пояснительной записки	02.05.2022	23.05.2022	Руководитель, инженер
12	Подготовка к защите	23.05.2022	20.06.2022	Инженер

### 5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования и разработка графика проведения

Так как научная тема является сравнительно небольшой относительно объёма работ, в этом случае наиболее удобным и наглядным будет являться построение ленточного графика проведения НИР в форме диаграммы Ганга.

Для удобства построения календарного план-графика, длительность этапов в рабочих днях переводится в календарные дни и рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{K_i} = T_{p_i} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{K_i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{p_i}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Определение продолжительности  $i$ -й работы в рабочих днях  $T_{p_i}$  происходит с учётом ожидаемой трудоёмкости и параллельности выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{p_i} = \frac{t_{\text{ож}_i}}{q_i},$$

где  $t_{ож_i}$  – ожидаемая трудоёмкость выполнения одной работы;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе.

Ожидаемая трудоёмкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости  $t_{ож_i}$  используется следующая формула:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где  $t_{min_i}$  – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств);

$t_{max_i}$  – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств).

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе  $T_{K_i}$  необходимо округлить до целого числа.

На основе данных таблицы 4 построен календарный план-график, называемый диаграммой Ганта (рисунок 18).

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяжёнными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График был построен с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени преддипломной практики и дипломирования. Работы на графике выделены различной штриховкой в зависимости от исполнителей, ответственных за ту или иную работу. Результаты представлены на рисунке 18.



### 5.3.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

$k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы, принимаются в пределах 15-25 % от стоимости материалов. Примем равным 0,2.

Большая часть работы при подготовке магистерской диссертации проводилась за рабочим столом в комнате жилого дома. Время, проведённое за рабочим столом, составляет 960 часов. Основные затраты приходились на приобретение канцелярских товаров.

### 5.3.2 Расчёт затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, необходимого для проведения работ по конкретной теме.

В данной исследовательской работе к спецоборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится ПЭВМ.

Затраты на амортизацию оборудования рассчитываются по формуле:

$$C_{аморт} = \frac{C_{общ}}{T},$$

где  $C_{общ}$  – стоимость оборудования (руб);

$T$  – срок службы (дней).

$$C_{\text{аморт}} = \frac{70000}{1500} = 46,7 \frac{\text{руб.}}{\text{дн.}}$$

Оборудование использовалось в течение 120 дней, таким образом, затраты на оборудование:

$$C_{\text{аморт}} = 46,7 \cdot 120 = 5604 \text{ руб.}$$

### 5.3.3. Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Раздел включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением работы, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{\text{ЗП}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн.}} \cdot T_{\text{раб}},$$

где  $T_{\text{раб}}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн.}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн.}} = (Z_M \cdot M) / F_{\text{д}},$$

где  $Z_M$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

– при отпуске в 48 раб. дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_0$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней (таблица 17).

Таблица 6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество неработающих дней:		
- выходные дни;	52	52
- праздничные дни.	14	14
Потери рабочего времени:		
- отпуск	60	49
Годовой фонд рабочего времени	239	250

Инженер, являющийся сотрудником лаборатории, имеет ежемесячный оклад, равный 12316 руб. Среднедневная оплата составляет:

$$Z_{\text{он.}} = (12316 \cdot 10,4) / 250 = 512,3 \text{ руб/дн.}$$

Основной заработок инженера за время составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 512,3 \cdot 92 = 47131,6 \text{ руб}$$

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

– оклад – определяется предприятием. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями.

– стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

– иные выплаты: районный коэффициент.

Руководитель данной научно-исследовательской работы имеет оклад, составляющий 26300 руб.

Надбавки к заработной плате составляют 10000 рублей (надбавки учёного совета), также районный коэффициент по г. Томску равен 1,3.

Месячная заработная плата научного руководителя:

$$Z_M = 26300 \cdot 1,3 + 10000 = 44190 \text{ руб/мес.}$$

Среднедневная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{дн.}} = (44190 \cdot 10,4) / 239 = 1922,9 \text{ руб/дн.}$$

Основная заработная плата научного руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = 1922,9 \cdot 23 = 44229 \text{ руб}$$

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где  $Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы;

$Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.

Результаты расчёта основной и дополнительной заработной платы исполнителей научного исследования представлены в таблице 7.

Таблица 7– Заработная плата исполнителей исследовательской работы

Заработная плата, руб.	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	44229	47131,6
Дополнительная зарплата	4422,9	4713,2
Зарплата исполнителей	48651,9	51844,8

Итого по статья	100496,7
-----------------	----------

### 5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Размер отчислений во внебюджетные фонды составляет 30 % от суммы затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых выполнением исследовательской работы.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

Где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Величина отчислений во внебюджетные фонды составляет:

$$C_{внеб} = 30\% \cdot 100496,7 = 30149 \text{ руб.}$$

### 5.3.5 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и др.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{накл} = k_{накл} \cdot (З_{осн} + З_{доп} + C_{внеб} + C_{аморт} + C_M)$$

где  $k_{накл}$  – коэффициент накладных расходов.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%. Накладные расходы составляют:

$$C_{накл} = 16\% \cdot (100496,7 + 1415 + 5604 + 30149) = 22026,3 \text{ руб.}$$

### **5.3.6 Формирование бюджета затрат исследовательской работы**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат работы, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательскую работу по каждому варианту исполнения приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчёт бюджета затрат научно-исследовательской работы

Наименование статьи	Сумма, руб.
Материалы затраты исследования	1415
Затраты на спецоборудование	5604
Затраты по основной и дополнительной заработной плате исполнителей темы	100496,7
Отчисление во внебюджетные фонды	30149
Накладные расходы	22026,3
Бюджет затрат исследования	159691

### **5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсо-эффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{\text{фин } p}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{\text{фин } p}^{\text{исп } i} = \frac{159691}{159691} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

Таблица 9. Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО/Категории	Весовой коэффициент	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Способствует росту производительности труда пользователя	0,3	5	3	3
Удобство использования	0,2	5	3	3
Энергосбережение	0,2	5	3	2
Надежность	0,15	5	2	2
Материалоемкость	0,15	5	4	3
Итого	1	5	3	2,6

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки  $I_{\text{фин } p}^p$  и аналога  $I_{\text{фин } i}^{ai}$  определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{фин } p}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{фин } p}^p},$$

$$I_{\text{фин } ai}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{фин } ai}^{ai}},$$

В результате:

$$I_{\text{фин } p}^p = \frac{5}{1} = 5,$$

$$I_{\text{фин } a1}^{a1} = \frac{3}{1,05} = 2,95,$$

$$I_{\text{фин } a2}^{a2} = \frac{2,6}{1,16} = 2,24.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{cp}} = \frac{I_{\text{фин } p}^p}{I_{\text{фин } ai}^{ai}},$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 10.

Таблица 10. Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,16	1,29
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	3	2,6
Интегральный показатель эффективности	5	2,95	2,24
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,69	2,23

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненном исследовании над аналогами.

## 6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Работы по дипломному проекту проводились в лаборатории 321 инженерной школы ядерных технологий, работа велась с использованием источников питания, электронно-вычислительной и измерительной аппаратуры. Поэтому организация безопасной и безаварийной работы требует соблюдения дисциплины, уверенности знаний правил эксплуатации и техники безопасности, а также ясного представления об опасностях, которые могут появиться при выполнении работ.

Данный раздел включает в себя: законодательные основы охраны труда, общие требования безопасности труда, требования безопасности работы на рабочих местах, допуск к работе и поведение работников в случае возникновения аварийных ситуаций, меры оказания первой помощи при несчастных случаях.

При составлении раздела, использовались нормативно-правовые документы по охране труда и окружающей среды Российской Федерации, устанавливающие правила, процедуры, критерии и нормативы, направленные на сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности.

### **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Основные положения по охране труда изложены в Трудовом кодексе Российской Федерации [17]. В этом документе указано, что охрана здоровья трудящихся, обеспечение безопасных условий труда, ликвидация профессиональных заболеваний и производственного травматизма являются одной из главных забот государства.

Трудовым кодексом РФ прописаны и утверждены права работника на:

- рабочее место, которое соответствует нормам охраны труда;
- обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения угрозы опасности здоровью работника вследствие нарушения правил охраны труда;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты согласно правилам охраны труда, за счет работодателя;
- обучение безопасным методам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;

– гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;

– получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и(или) опасных производственных факторов.

Трудовым кодексом РФ рекомендуется устанавливать продолжительность рабочего времени не более 40 часов в неделю, работодатель обязывается вести учет рабочего времени каждого работника.

Условия настоящего проекта (обоснование конфигурации активной зоны статического реактора-облучателя) не требуют от трудового законодательства выполнения специальных правовых норм. Вышеперечисленные права работника, установленные трудовым кодексом РФ, в полной мере отвечают условиям и характеристикам рабочей зоны.

Рабочее место при работе с ПК должно составлять не менее чем  $6 \text{ м}^2$  [18].

Разработка методики и работы производилась на территории в здании 10 корпуса Томского политехнического университета  $36 \text{ м}^2$ , по  $6 \text{ м}^2$  на одного оператора ЭВМ, что является достаточным значением.

Пространство для ног должно соответствовать следующим параметрам: высота пространства для ног не менее 600 мм, расстояние сиденья до нижнего края рабочей поверхности не менее 150 мм, а высота сиденья 420 мм [19].

Так же предусмотрены следующие требования к организации рабочего места пользователя ПЭВМ: Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ

позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления.

Тип рабочего стула (кресла) следует выбирать с учетом роста пользователя, характера и продолжительности работы с ПЭВМ. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляемой и иметь надежную фиксацию [18]. Рабочее кресло в аудитории предназначено для работы с ПЭВМ и отвечает приведенным требованиям.

## **6.2 Производственная безопасность**

### **6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов, возникающих при проведении исследования**

Вредные и опасные факторы, воздействующие на сотрудника, устанавливаются согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [19].

Вредными факторами при выполнении работ по обоснованию перспектив развития атомной энергетики Республики Казахстан являются повышенный уровень шума, недостаточная освещенность рабочей зоны, отклонения параметров микроклимата и нервно-психические перегрузки. Основным опасным фактором является угроза поражения электрическим током и статическим электричеством.

На человека, выполняющего работы по обоснованию перспектив развития атомной энергетики Республики Казахстан, действуют вредные факторы, указанные в таблице 11.

Таблица 11 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Нормативные документы
Отклонения показателей микроклимата	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
Превышение уровней шума	СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.
Нервно-психические перегрузки (монотонность работы)	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 ТОИ Р-45-084-01.
Повышение напряжения в эл.цепи, которая при замыкании может пройти через тело человека	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденные Приказом Минэнерго России от 13.01.2003 г

Приведенные выше факторы могут оказывать влияние на здоровье, приводить к аварийной ситуации, поэтому следует устанавливать контроль за соблюдением норм и требований.

#### 6.2.1.1 Отклонение параметров микроклимата

Микроклимат рабочей зоны является значительным физическим фактором, нарушение которого негативно сказывается на рабочем процессе.

Температура, относительная влажность и скорость движения воздуха влияют на теплообмен и необходимо учитывать их комплексное воздействие. Нарушение теплообмена вызывает тепловую гипертермию (перегрев). В таблице 12 приведены оптимальные значения температуры, влажности и скорости движения воздуха в помещениях, предназначенных для производимых сидя работ без требования систематического физического напряжения [20]. В соответствии с СанПиНом 2.2.4.548-96, все рассмотренные виды работ относятся

к категории Ib, оптимальные значения характеристик микроклимата на рабочем месте для данной категории приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Оптимальные значения температуры, влажности и скорости движения воздуха

Период года	Категория работ	Температура, °С	Влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	1a	22-24	40-60	0,1
Холодный	1a	23-25	40-60	0,1

Качество воздуха в рассматриваемом помещении ухудшается только из-за нахождения в нем людей. Расход воздуха можно рассчитать по формуле:

$$L = N \cdot m,$$

где  $N$  – число людей, рабочих мест, единиц оборудования;

$m$  – нормируемый удельный расход приточного воздуха на 1 чел., м<sup>3</sup>/ч, на 1 рабочее место, на 1 посетителя или единицу оборудования.

Минимальный расход наружного воздуха на 1 человека для помещений общественного и административного назначения с учетом естественного проветривания составляет 40 м<sup>3</sup>/ч. Тогда расход воздуха для рассматриваемого помещения при работе двух человек:

$$L = 40 \cdot 2 = 80 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Рассчитанная производительность может быть обеспечена применением Вентилятор вытяжной ELECTROLUX Magic EAFM-100 мощностью 15 Вт и максимальной производительностью 100 м<sup>3</sup>/ч.

В аудитории 10 корпуса ИШЯТ ТПУ все показатели микроклимата находятся в пределах допустимых значений.

### 6.2.1.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Источниками света могут быть как естественные, так и искусственные объекты. Естественным источником в помещении служит солнце, искусственными являются электрические лампочки. При длительной работе в условиях недостаточной освещенности и при нарушении других параметров световой среды зрительное восприятие снижается, развивается близорукость, болезнь глаз, появляются головные боли.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 Лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 Лк [18].

Яркость светильников общего освещения в зоне углов излучения от 50 до 90° с вертикалью в продольной и поперечной плоскостях должна составлять не более 200 кд/м, защитный угол светильников должен быть не менее 40°. Коэффициент запаса (Кз) для осветительных установок общего освещения должен приниматься равным 1,4 [18].

Важным показателем качества освещенности является коэффициент пульсации. Для рабочих мест с ПЭВМ коэффициент пульсации не должен превышать 5 %.

Для создания необходимой освещенности рабочего помещения можно использовать и искусственные источники света: лампы и светильники. Необходимое количество светильников определяется с помощью выражения:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K}{U \cdot n \cdot \Phi_{л}}$$

где  $S$  – площадь помещения, 36 м<sup>2</sup>;

$K$  – коэффициент запаса, учитывающий снижение освещенности при эксплуатации, равный для ламп накаливания 1,4;

$U$  – коэффициент использования; для помещений с нормальными условиями среды (кабинеты и рабочие помещения, лаборатории, учебные помещения) согласно составляет 0,71;

$n$  – количество ламп в светильнике;

$\Phi_n$  – световой поток одной лампы, принят равным 1300 лм.

Тогда число светильников для помещения:

$$N = \frac{300 \cdot 36 \cdot 1,4}{0,71 \cdot 2 \cdot 1300} = 8 \text{ шт.}$$

Таким образом, необходимо количество светильников для аудитории 10-го корпуса ИШЯТ ТПУ составляет 8 штук. В данной аудитории освещение обеспечивается 8-ю лампами подобного типа, требования к освещенности выполнены.

### 6.2.1.3 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте оказывает влияние на органы слуха и структуры головного мозга. Неблагоприятное воздействие шума на организм является причиной утомления, снижения производительности труда и неприятных ощущений.

Предельно допустимые уровни шума для аудиторий, в которых проводится теоретическая разработка, указаны в ГОСТ 12.1.003-2014, СанПиН 2.2.4/2.4.1340-03. Данные значения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Значения предельно допустимых уровней шума

Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами										Уровни звука в дБА
Гц	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
дБ	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

### 6.2.1.4 Поражение электрическим током

ГОСТ 12.1.038-82 устанавливает предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека,

предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей, при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц [21].

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 14.

Таблица 14 – Предельно допустимые значения напряжения прикосновения и токов, протекающих через тело

Род тока	U, В	I, мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25 °С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

## **6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов на исследователя**

### **6.2.2.1 Требования к помещениям для работы с ПЭВМ**

В соответствии с основными требованиями к помещениям для эксплуатации ПЭВМ (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03) они должны иметь естественное и искусственное освещение. Площадь на одно рабочее место пользователей ПЭВМ с видеодисплеем на базе электронно-лучевой трубки должна составлять не менее 6 м<sup>2</sup> и с видеодисплеем на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллических, плазменных) 4,5 м<sup>2</sup>.

### **6.2.2.2 Микроклимат**

Для обеспечения установленных норм микроклиматических параметров и чистоты воздуха на рабочих местах и в помещениях предусмотрена проектом система вентиляции. Общеобменная вентиляция используется для обеспечения

в помещениях соответствующего микроклимата. При высоких значениях температур применяется система кондиционирования воздуха.

Радиаторы должны устанавливаться в нишах, прикрытых деревянными или металлическими решетками. При этом температура на поверхности нагревательных приборов не должна превышать 95 °С, чтобы исключить пригорание пыли [22].

#### **6.2.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Рабочая зона должна быть организована так, чтобы видеодисплеи были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева. Также как средство защиты для минимизации воздействия фактора следует установка местного освещения из-за недостаточной освещенности, окна могут оборудоваться светопропускными устройствами, такими как жалюзи, козырьки и т.д.

Несоответствие рабочей зоны данным нормам может привести к ухудшению здоровья рабочих и уменьшению производительности труда.

#### **6.2.2.4 Повышенный уровень шума**

В исследовательских аудиториях имеют место шумы различного рода, которые генерируются как внутренними, так и внешними источниками шумов.

В рассматриваемом случае внутренними источниками шумов являются рабочее оборудование, а именно персональный компьютер, принтер, вентиляционная система, а также компьютерная техника других инженеров, находящихся в аудитории.

При возможном превышении ПДУ достаточно использовать в помещении звукопоглощающие материалы (звукопоглощающая облицовка стен и потолка, оконные шторы) [23]. Для уменьшения шума, проникающего снаружи помещения, следует установить уплотнения по периметру притворов дверей и окон.

### **6.2.2.5 Психофизиологические факторы**

Организация эргономичного рабочего места с учетом специфики работы (в данном случае работа за ПЭВМ) включает в себя применение мебели с использованием регулировки под антропометрию пользователя и возможностью удобного расположения оборудования и устройств (компьютерные столы, кресла) [18].

### **6.2.2.6 Поражение электрическим током**

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Организационными мероприятиями по электробезопасности являются периодические и внеплановые инструктажи. Периодический инструктаж проводится неэлектротехническому персоналу, выполняющему следующие работы: включение и отключение электроприборов, уборка помещений вблизи электрощитов, розеток и выключателей и т. д.

Неэлектротехнический персонал проходит аттестацию на первую квалификационную группу по электробезопасности. Периодический инструктаж проводится не менее одного раза в год. Внеплановый инструктаж проводится руководителем подразделения при введении в эксплуатацию нового технического электрооборудования.

## **6.3 Экологическая безопасность**

Основная цель настоящей диссертации заключается в обосновании возможности развития атомной электроэнергетики в Республике Казахстан. Непосредственно исследование не оказывает влияния на окружающую среду. Стоит отметить, что негативное влияние на окружающую среду может оказывать объект возможного развития ядерной электроэнергетики, ввиду строительства ядерного реактора на территории Республики Казахстан.

Негативное воздействие на окружающую среду могут оказывать отходы, включающие в себя энергосберегающие светильники и ПЭВМ, после выхода их

из строя и утилизации. Применяемые методы утилизации таких отходов позволяют снизить негативное воздействие [24].

Снижение загрязнения также возможно за счёт совершенствования оборудования, производящего электроэнергию, применения более экономичных и результативных технологий, использования новых методов получения электроэнергии и внедрения современных методов и способов очистки и обезвреживания отходов производства. Эффективное использование электроэнергии также оказывает положительное воздействие, например, современные ПЭВМ используют режимы с пониженным энергопотреблением при длительном простое.

#### **6.4 Пожарная и взрывная безопасность**

В зависимости от характеристики используемых в производстве веществ и их количества, по пожарной и взрывной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д [24]. Так как помещение по степени пожаро-взрывоопасности относится к категории В, т.е. к помещениям с твердыми сгорающими веществами, необходимо предусмотреть ряд профилактических мероприятий [24].

Возможные причины загорания [24]:

- неисправность токоведущих частей установок;
- работа с открытой электроаппаратурой;
- короткие замыкания в блоке питания;
- несоблюдение правил пожарной безопасности;
- наличие горючих компонентов: документы, двери, столы, изоляция кабелей и т.п.

Мероприятия по пожарной профилактике подразделяются на: организационные, технические, эксплуатационные и режимные.

Организационные мероприятия предусматривают правильную эксплуатацию оборудования, правильное содержание зданий и территорий, противопожарный инструктаж рабочих и служащих, обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности, издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации.

К техническим мероприятиям относятся: соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования.

К режимным мероприятиям относятся, установление правил организации работ, и соблюдение противопожарных мер. Для предупреждения возникновения пожара от коротких замыканий, перегрузок и т. д. необходимо соблюдение следующих правил пожарной безопасности [24]:

- исключение образования горючей среды (герметизация оборудования, контроль воздушной среды, рабочая и аварийная вентиляция);
- применение при строительстве и отделке зданий негорюемых или трудно сгораемых материалов;
- правильная эксплуатация оборудования (правильное включение оборудования в сеть электрического питания, контроль нагрева оборудования);
- правильное содержание зданий и территорий (исключение образования источника воспламенения – предупреждение самовозгорания веществ, ограничение огневых работ);
- обучение производственного персонала правилам противопожарной безопасности;
- издание инструкций, плакатов, наличие плана эвакуации;

– соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения;

– правильное размещение оборудования;

– своевременный профилактический осмотр, ремонт и испытание оборудования.

При возникновении аварийной ситуации необходимо [24]:

– сообщить руководителю;

– позвонить в аварийную службу или МЧС – тел. 112;

– принять меры в соответствии с инструкцией.

### **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В соответствии Федеральным законом «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» - чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

#### **6.5.1 Классификация чрезвычайных ситуаций по происхождению**

В России применяется базовая классификация ЧС, построенная по типам и видам чрезвычайных событий. В таблице 15 приведен перечень возможных чрезвычайных ситуаций по природе возникновения для здания, в котором находится лаборатория.

Таблица 15 - Классификация ЧС по природе возникновения

Техногенного характера	
Тип ЧС	Вид ЧС

Аварии с выбросом (угрозой выброса) радиоактивных веществ (РВ)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аварии на АС, атомных энергетических установках производственного и исследовательского назначения с выбросом (угрозой выброса) РВ.</li> <li>2. Аварии с выбросом (угрозой выброса) РВ на предприятиях ядерно-топливного цикла.</li> <li>3. Обнаружение (утрата) радиоактивных источников.</li> </ol>
Пожары, взрывы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пожары (взрывы) на коммуникациях и технологическом оборудовании промышленных объектов.</li> </ol>
Внезапное обрушение зданий	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обрушение производственных зданий и сооружений</li> </ol>
Аварии на электроэнергетических сетях	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аварии на автономных электростанциях с долговременным перерывом электроснабжения всех потребителей.</li> </ol>
Аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аварии на канализационных системах с массовым выбросом загрязняющих веществ.</li> <li>2. Аварии на системах водоснабжения населения питьевой водой.</li> <li>3. Аварии на тепловых сетях (системах горячего водоснабжения) в холодное время года.</li> </ol>
<b>Природного характера</b>	
Геофизические опасные явления	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Землетрясения</li> </ol>
Гидрологические опасные явления	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокие уровни вод (наводнения).</li> <li>2. Повышение уровня грунтовых вод (подтопление).</li> </ol>
Космические и солнечно-космические опасные явления	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Выпадение метеоритов.</li> <li>2. Столкновение Земли с более крупными космическими образованиями – астероидами, кометами и т. п.</li> </ol>
<b>Социального характера</b>	
Социальные опасные явления	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Массовые беспорядки среди населения.</li> <li>2. Терроризм в различных сферах его проявления.</li> </ol>

Экологического характера	
ЧС, связанные с изменением гидросферы	1. Истощение водных ресурсов, необходимых для организации хозяйственно - бытового водоснабжения и обеспечения технологических процессов.

### Выводы по разделу

В ходе проведенного анализа в разделе «Социальная ответственность» установлено, что при работе над дипломным проектом на оператора могут воздействовать вредные и опасные факторы:

- отклонение показателей микроклимата в помещении [18, 20];
- повышенный уровень шума и вибраций [23];
- недостаточная освещенность рабочей зоны [19];
- повышенный уровень электромагнитных полей [18];
- психофизиологические факторы [18];
- вероятность поражения электрическим током [21];
- вероятность возникновения пожара или взрыва [24].

Также определено, что помещение 10 корпуса ИШЯТ ТПУ относится к категории В3 по пожарной и взрывопожарной опасности; 2 класса по опасности поражения людей электрическим током (помещения с повышенной опасностью).

В ходе анализа установлено, что рабочее место оператора, выполняющего работы в лаборатории 10 корпуса ИШЯТ ТПУ отвечает всем нормируемым требованиям безопасности. Микроклиматические условия соблюдаются за счет использования систем отопления и вентиляции [22]. Уровень шума и вибраций находятся в пределах нормы [23]. Освещенность на рабочем месте удовлетворяет требованиям [19]. Загрязнение воздуха порошковыми реагентами находятся в безопасных пределах [18]. Уровень электромагнитных полей находится в норме [18]. Работа устроена таким образом, что воздействие психофизиологических факторов находится в безопасных пределах [18]. Предприняты необходимые меры по уменьшению вероятности поражения электрическим током персонала

[21]. Выполняются все требования пожарной и взрывопожарной безопасности [24]. Исходя из указанного, следует, что рабочее место соответствует нормам по защищённости от вредных и опасных факторов.

Также рассмотрены меры по предотвращению наиболее вероятных аварийных и чрезвычайных ситуаций на рабочем месте, а также меры в случае их возникновения [24].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Казахстан в значительной степени полагается на уголь местной добычи, обычно добываемый вблизи с расположенной электростанцией. Несмотря на то, что его общая доля постепенно снижается, уступая место газу. Тем не менее, уголь останется основным топливом для производства электроэнергии, поскольку газовая инфраструктура РК весьма ограничена. Несмотря на это, ожидается, что доля газа в производстве электроэнергии в РК будет расти.

В последние годы газопроводная инфраструктура значительно улучшилась, что позволило Казахстану поставлять газ из района добычи углеводородов на западе к югу по трубопроводу Бейнеу-Бозой-Шымкент. С точки зрения логистики, это позволяет Южной зоне получить больший доступ к газу и существенно сократить зависимость от газа из соседних стран. Имеются также планы на будущее по расширению газопровода от Караозека (пересекающего трубопровод Бейнеу-Бозой-Шымкент вблизи Кызылорды) до Нур-Султана, через Караганду. Также запланирован трубопровод от Костаная до Нур-Султана, через Кокшетау. Если эти проекты будут реализованы - газ будет играть большую, хотя и по-прежнему вторую роль, в производстве электроэнергии. [14]

2. Гидроэнергетика – второй по величине источник производства электроэнергии в РК. Помимо того, что гидроэнергетика обеспечивает базовую электрическую нагрузку, она, как правило, используется для удовлетворения пикового спроса. Тем не менее выработка гидроэлектростанций может быть ограничена водным режимом и, следовательно, не всегда доступна, когда это необходимо, или электростанция может иметь невыгодное географическое положение.

3. Если Казахстан успешно достигнет или перевыполнит амбициозные планы в отношении интеграции возобновляемых источников энергии (до 30% к 2030 году [11% солнечная и ветряная, 10% гидро, и 9% атомная]), вопрос

наличия маневренных мощностей станет еще более остро. Ожидается, что промышленные потребители, на долю которых приходится более трети общего потребления в стране, должны будут взять на себя львиную долю затрат реформирования электроэнергетики, что характерно для развивающихся стран.

Высоко эффективные аккумуляторные технологии способны решить проблему интеграции ВИЭ, но на данный момент очевидно, что стоимость и эффективность этих технологий должны на порядок (порядки) быть лучше используемых в настоящее время технологий, чтобы быть экономически целесообразными для использования при интеграции ВИЭ. Существенный прорыв в технологиях аккумулирования возможен в области квантовой электроники, но пока остается не ясным, когда появятся образцы годные для промышленного потребления.

4. Реакторы на тепловых нейтронах проще и дешевле в создании, чем реакторы на быстрых нейтронах. Однако они имеют ряд недостатков и ограничений. В частности, применение однократного топливного цикла вызывает рост экологического заражения местности. Другой серьезной проблемой является низкая эффективность в использовании уранового топлива. Экономика тяжеловодных ядерных реакторов определяется в основном соотношением двух противоположных факторов: высокой стоимости системы (конструкции), из-за относительно высокой стоимости замедлителя, и низкой стоимости топливного цикла, благодаря высокоэффективному использованию ядерного топлива. Хотя капитальная стоимость тяжеловодной системы CANDU высокая, но потребность в природном уране для этих реакторов примерно в 2 раза меньше, чем ядерных реакторов одинаковой мощности на легкой воде (ВВЭР). Несмотря на будущую перспективность технологии тяжеловодных реакторов сегодня существует ограничения по стоимости и доступности тяжелой воды. В связи с этим для Республике Казахстан основной интерес вызывает реактора типа ВВЭР ввиду уверенного лидерства в атомной энергетике России и всего мира. Наибольший интерес для начала развития атомной энергетике

Казахстана считается проект ВВЭР-1000, который при строительстве в районе озера Балхаш позволит не только сделать энергонезависимой Южную зону Казахстана, но и вывести часть ТЭС отработавшие свой плановый срок эксплуатации. Для обеспечения энергонезависимости Западной зоны и удаленных регионов в будущем предлагается рассмотрения технологии малых модульных реакторов. Также для сокращения накопления отработавшего ядерного топлива, кардинального повышения эффективности использования урана и снижения объемов радиоактивных отходов в Казахстане необходимо задуматься на развитии технологий на быстрых нейтронах и тяжеловодных реакторов.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года // Институт энергетических исследований РАН - Аналитический центр при Правительстве РФ. <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>;
2. BP Statistical Review of World Energy June 2020 // BP. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2020/bp-statistical-review-of-world-energy-2020-full-report.pdf>;
3. 2020 Global R&D Funding Forecast // Industrial Research Institute. [https://www.iriweb.org/sites/default/files/2020GlobalR %26DFundingForecast\\_2.pdf](https://www.iriweb.org/sites/default/files/2020GlobalR%26DFundingForecast_2.pdf)
4. Постановление Правительства РК от 28 июня 2014 года № 724 “Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса РК до 2030 года”;
5. Приказ Министра энергетики РК от 28 декабря 2016 года № 571 “Об утверждении Стратегического плана Министерства энергетики РК на 2017 – 2021 годы”;
6. Постановление Правительства РК от 5 декабря 2014 года № 1275 “Об утверждении Концепции развития газового сектора РК до 2030 года”
7. Постановление Правительства РК от 4 ноября 2014 года № 1171 “Об утверждении Генеральной схемы газификации РК на 2015 – 2030 годы”;
8. KAZENERGY. (2020). Национальный Энергетический Доклад.
9. IHS Energy. (2020). IHS Upstream Spend Report: Global upstream oil and gas industry spending (historical and outlook);
10. IHS Energy. (2020). Renewable Policy Trends in Emerging Markets, Market Update;
11. Указ Президента РК от 30 мая 2013 года № 577 “О Концепции по переходу РК к «зеленой экономике»”;

12. Постановление Правительства РК от 30 июля 2007 года N 642 “Об утверждении Соглашения между Правительством РК и Правительством Российской Федерации о создании Международного центра по обогащению урана”;

13. Послание Президента РК от 17 января 2014 года “Казахстанский путь-2050: Единая цель, единые интересы, единое будущее”;

14. Послание Президента РК от 31 января 2017 года “Третья модернизация РК: глобальная конкурентоспособность”;

15. МАГАТЭ расширяет международное сотрудничество в создании реакторов малой и средней мощности или модульных ядерных реакторов // Международное агентство по атомной энергии.  
<https://www.iaea.org/ru/newscenter/pressreleases/magate-rasshiryaet-mezhdunarodnoe-sotrudnichestvo-v-sozdanii-reaktorov-maloy-i-sredney-oshchnosti-ili-modulnyh-yadernyh-reaktorov>;

16. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. Том 2. // Под ред. А.А. Саркисова. М.: Институт проблем безопасного развития атомной энергетики РАН, 2015. 388 с.

17. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022);

18. СанПиН 2.2.2/2.4.1.1340-03. «Гигиеническими требованиями к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 15.06.2003 г;

19. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. М.: Стандартинформ, 2016.

20. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиеническими требованиями к микроклимату производственных помещений»; утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 13.06.2003 г.

21. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением N 1). — Москва: Издательство стандартов, 2001.

22. СП 60.13330.2016. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. — М.: Минрегион России, 2016

23. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»; утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31.10.1996 г.

24. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

## **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА**

1. Развитие атомной энергетики в Республике Казахстан как часть зеленых технологий / И.А. Цой // V Международная научно-практическая конференция «Наука и современное образование: актуальные вопросы, достижения и инновации»: Пенза. 17 мая 2022 г.

## Приложение А

Substantiation of the development of nuclear energy and  
the choice of technology for nuclear reactors

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
0AM02	Цой И.А.		

Консультант кафедры ФЭУ ФТИ:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОЯТЦ ИЯШТ	Бычков П.Н.		

Консультант – лингвист кафедры ОИЯ ШБИП:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОИЯ ШБИП	Костомаров П.И.		

## **Introduction**

Hydrocarbons and other energy resources continue to be the main drivers of growth for the national economy of Kazakhstan and will not lose their importance in the foreseeable future, despite the ever-increasing role of the mining and metallurgy sector and the achievement of a certain level of diversification by the country since independence. The development of the oil and gas industry was provided with invaluable assistance to the Republic of Kazakhstan, which provides income for the growth of welfare and living standards of the population.

However, life does not stand still, and the situation in the world energy markets continues to change. In this regard, today the country needs to solve completely different tasks. For most of the period that has passed since the independence of the Republic of Kazakhstan, there has been a "super-cyclic cycle" with high levels of demand and prices, driven by developing countries, primarily China. This situation was extremely beneficial for Kazakhstan as a large mining country with rich reserves, but this period of rapid growth in demand for almost all mineral resources has ended. The situation on the oil market also turned 180 degrees towards glut. Prices on world markets are now less than half the level of three years ago, and so far, there are no serious signs of recovery.

The emergence of new technologies can radically change the nature of energy production and consumption on a global scale. One example of this is the active increase and decrease in the cost of renewable energy. In turn, a breakthrough in the use of electric vehicles is emerging in the transport sector, which can seriously affect the situation both in terms of greenhouse gas emissions and in terms of fuel demand.

All of the above aspects, and some other significant changes that have taken place, formed the basis of this study, which presents a baseline forecast for the fuel and energy complex of Kazakhstan in the long term. And although the picture of the future is influenced by a huge number of driving forces, events and conditions that are noted and considered in this study, it can be said with a high degree of confidence that it will

depend no less, and perhaps even more, on the political measures and decisions of the country's leadership.

Based on the foregoing, the development of the fuel and energy complex of Kazakhstan is an urgent task for the country today. Therefore, the purpose of this work is to study the existing and potential opportunities for the fuel and energy complex of the Republic of Kazakhstan.

The following tasks have been considered:

- Review of prospective trends in the development of the electric power industry in the world;
- Study of the existing structure of the electric power industry of the Republic of Kazakhstan;
- Analysis of the available resource base for electricity generation in the Republic of Kazakhstan;
- Consideration of promising projects for the development of the electric power industry in the Republic of Kazakhstan.

This paper reflects the current and forecast indicators of the fuel and energy sector, an analysis of the main trends in all major types of energy resources, as well as specific proposals for the introduction of advanced energy technologies in the Republic of Kazakhstan in the interests of sustainable development.

**1. Justification of the development of nuclear energy and selection of technology of nuclear reactors**

**1.1. Selection of the region of the Republic of Kazakhstan for the development of the electric power industry**

The volumes of production and consumption of electrical energy by zones of the Republic of Kazakhstan are shown in Figure 1.

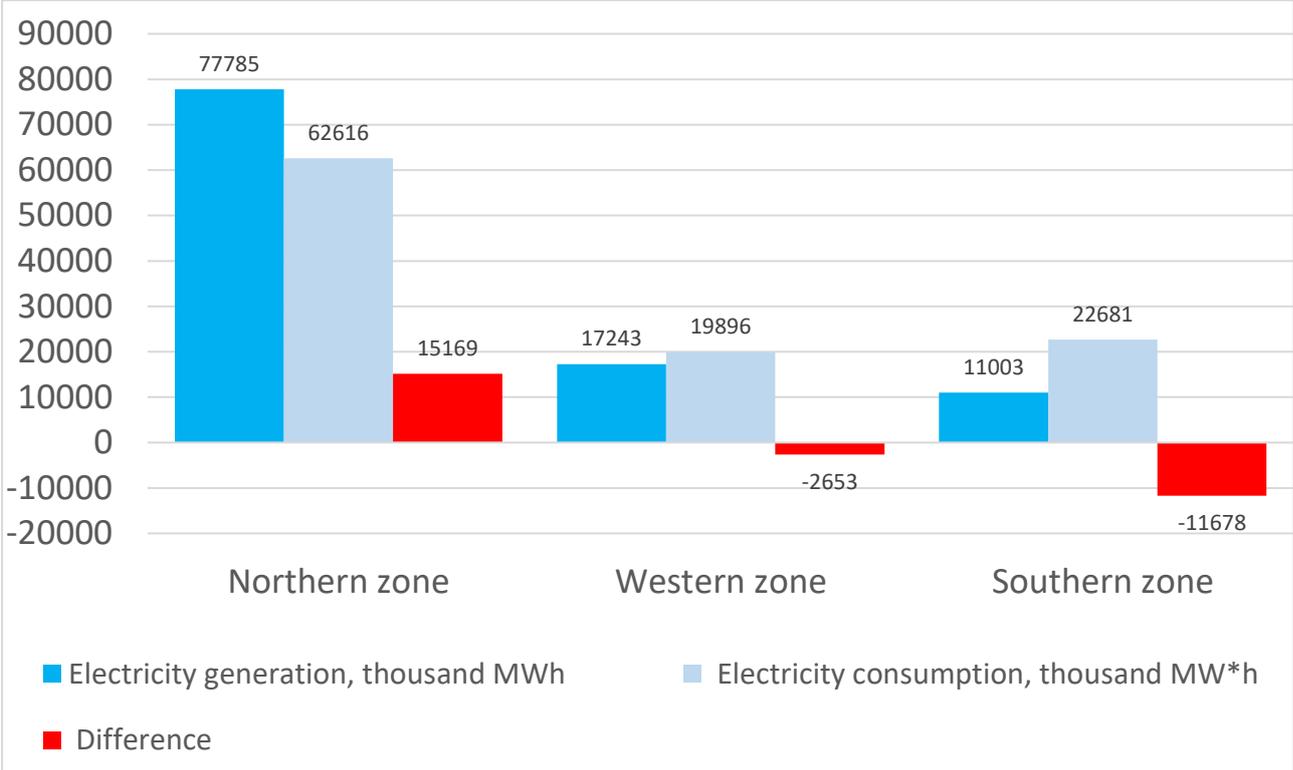


Figure 1. Volumes of production and consumption of electrical energy by zones of the Republic of Kazakhstan

The basis of the electric power industry of the Republic of Kazakhstan is the coal-fired power industry, based on cheap Ekibastuz coal. Large capital investments were invested in the coal industry and the energy sector in previous periods and significant groundwork has been created for its development in the future. Coal deposits are mainly concentrated in the Northern zone, and the main sources of electrical energy are also located here. This region is self-sufficient in electricity and potentially has a surplus that can be offered to domestic and foreign electricity markets.

The regions of the Southern zone do not have sufficient primary energy resources, and its electric power industry is based on imported coal and imported gas. Part of the electricity demand is covered by the northern zone.

The regions of the Western zone, in the presence of their own reserves of hydrocarbon fuels, cover part of their electricity needs by importing it from Russia. With the development of available fuel resources, it becomes possible to meet our own needs in a short time and, if necessary, create export resources.

At present, the power plants of Kazakhstan have the potential in terms of capacity, capable of fully meeting their own needs, but due to the existing scheme of networks and market conditions, the Southern and Western regions import electricity and power.

Prospects for the development of energy in those regions of Kazakhstan that are defined in the future as energy deficient are the Western and Southern zones. At the same time, the areas of Lake Balkhash and the city of Kurchatov are the most attractive from the point of view of the availability of a sufficient amount of cooling water and a developed infrastructure for the construction of nuclear power plants.

## **1.2. Climate emergency calls for all low-carbon technologies**

Energy is critical to sustainable development in the world and Kazakhstan is no exception. It is the “golden thread” that runs through and links all of the Sustainable Development Goals (SDGs). Achieving a higher quality of life in all countries while protecting the natural environment will require both increased access to energy and a full transition to clean energy technologies in the coming decades.

Today, the fight against climate change is becoming an object of increasing attention of the international community. The United Nations has acknowledged that the world is currently in a "climate emergency". Considering that energy production and use is the source of about 75% of global anthropogenic emissions of CO<sub>2</sub> and other greenhouse gases. Successfully addressing climate change issues will require a radical transformation of the global energy system.

The results of an earlier UNECE project entitled “Strengthening the Capacity of ECE Member States to Achieve Energy-Related Sustainable Development Goals – the Transition Pathways to Sustainable Energy” (the “Transition Pathways” project) show that countries in the ECE region need to ensure that countries in the ECE region capturing at least 90 Gt CO<sub>2</sub> emissions by 2050 to stay on course to meet the target of keeping global average temperature rise below 2°C. All available low-carbon technologies need to be deployed to close the gap between the commitments made and the level required. None of the low-carbon technologies can be ruled out.

### **1.3. Status of Existing Fossil Fuel Power Plants**

179 power plants of various forms of ownership carry out the production of electrical energy in Kazakhstan. The total installed power of power plants in Kazakhstan as of December 31, 2020 is 23,621.6 MW; available power - 20,078.6 MW.

Figure 2 shows the location of the main thermal power plants in the Republic of Kazakhstan.



Figure 2. Map of the location of the TPP (1 - Ekibastuz GRES-1, 2 - Ekibastuz GRES-2, 3 - Pavlodar CHP, 4 - Temirtau power plants)

As noted above, the installed and available generating capacities of the Republic of Kazakhstan are steadily growing due to the commissioning of new coal, hydro and gas turbine capacities. Despite regular repairs to existing power plants and about 30% of new capacity commissioned since 2001, the majority of Kazakhstan's generating capacity is still based on aging Soviet technology. For example, about 39% of power plants in Kazakhstan were built before 1980, and according to KEGOC, in 2016, 42% of steam turbines exceeded their planned operating life. What requires today to consider the construction of new non-carbon generating electricity. Therefore, it is proposed to consider the issue of building a nuclear power plant in the areas of Lake Balkhash.

## **2. Selection and justification of the type of nuclear power plant**

### **2.1. Economic aspects of nuclear energy**

There are a number of methods for calculating and comparing the cost of energy projects, but the most widely used is the levelized cost of energy (LCOE). The most

significant factor influencing the LCOE of nuclear power is the capital cost of building a nuclear power plant, as shown in Figure 3.

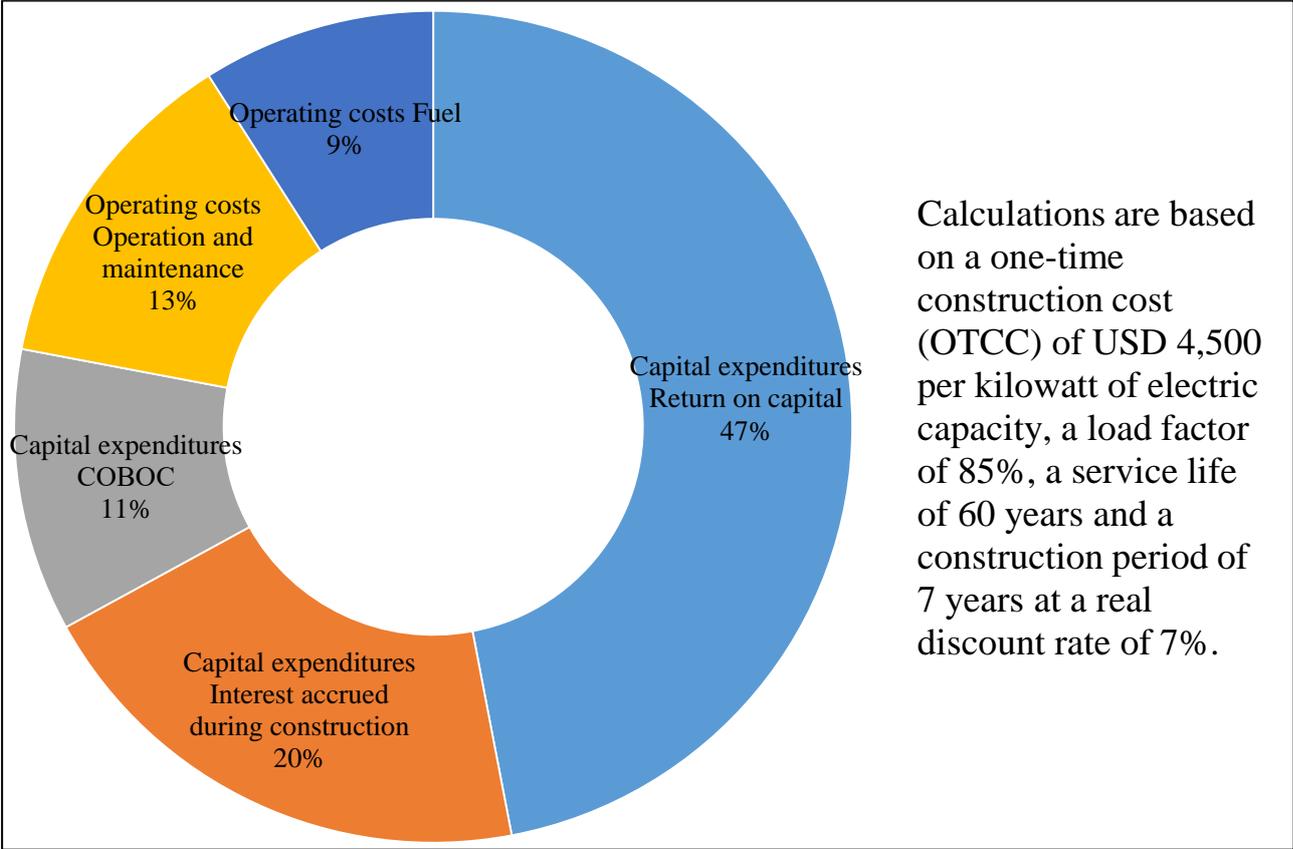


Figure 3. Breakdown of the LCOE for nuclear energy

Fuel, O&M, and repair costs are typically lower than fossil fuel power plants, which is in fact a key economic advantage of nuclear power. Nuclear power plants are characterized by high initial capital costs (required investment is from 5 to 10 billion US dollars per unit), but nuclear power plants provide stable production of low-cost electricity for many decades. Unlike other energy sources, operating organizations of nuclear installations must accumulate funds to meet their waste management and decommissioning obligations throughout the lifetime of a nuclear power plant. Typically, these costs are added to the cost of the nuclear fuel cycle.

Capital costs in nuclear power can be divided into construction and financing costs. Construction costs depend on local factors such as resource availability and labor costs, whether the site is the first plant of its type, or part of a fleet program, or involves any design changes from the basic design of the nuclear power plant. The industry can

influence many of these factors and is best placed to mitigate the technical risks associated with a project. Financing costs (often presented in the form of discount rates or cost of capital) depend on interest rates, risk allocation during construction, whether there are any guarantees, the growth rate of the economy, the underlying market structure, whether there is any power purchase agreement, and other factors. . These factors are mainly in the sphere of influence of the government. In the case of a high cost of financing, it causes a significant increase in the LCOE of nuclear generation. Thus, access to affordable financing is key to the viability of a project.

In many regions of the world, nuclear energy is one of the most cost-competitive options for generating electricity. As with other generation technologies, the cost of producing a nuclear power plant depends on a number of factors, including the expected lifetime, installed capacity factor, capital costs, fuel costs, operating costs, etc.

## **2.2. Total cost of energy**

The LCOE allows comparison of all costs at the installation level, but does not take into account the magnitude of costs or indirect costs for the entire system and is not suitable for comparing technologies with different operating modes (for example, variable renewable energy sources and technologies that enable supervisory control). While the cost of variable renewable energy sources (VRE) is rapidly declining, these technologies also come with additional system costs that start to increase significantly at higher penetration rates. These additional system costs add to the overall cost of electricity, as shown in Figure 4. Adding supervisory capacity, low-carbon generating facilities, such as nuclear power plants and fossil-fuel power plants with systems, to the power system lowers overall costs. to decarbonization, while increasing the chances of a successful “energy transition”. For many countries, it is clear that nuclear energy will be part of the optimized, fastest, lowest cost, lowest risk decarbonization option.

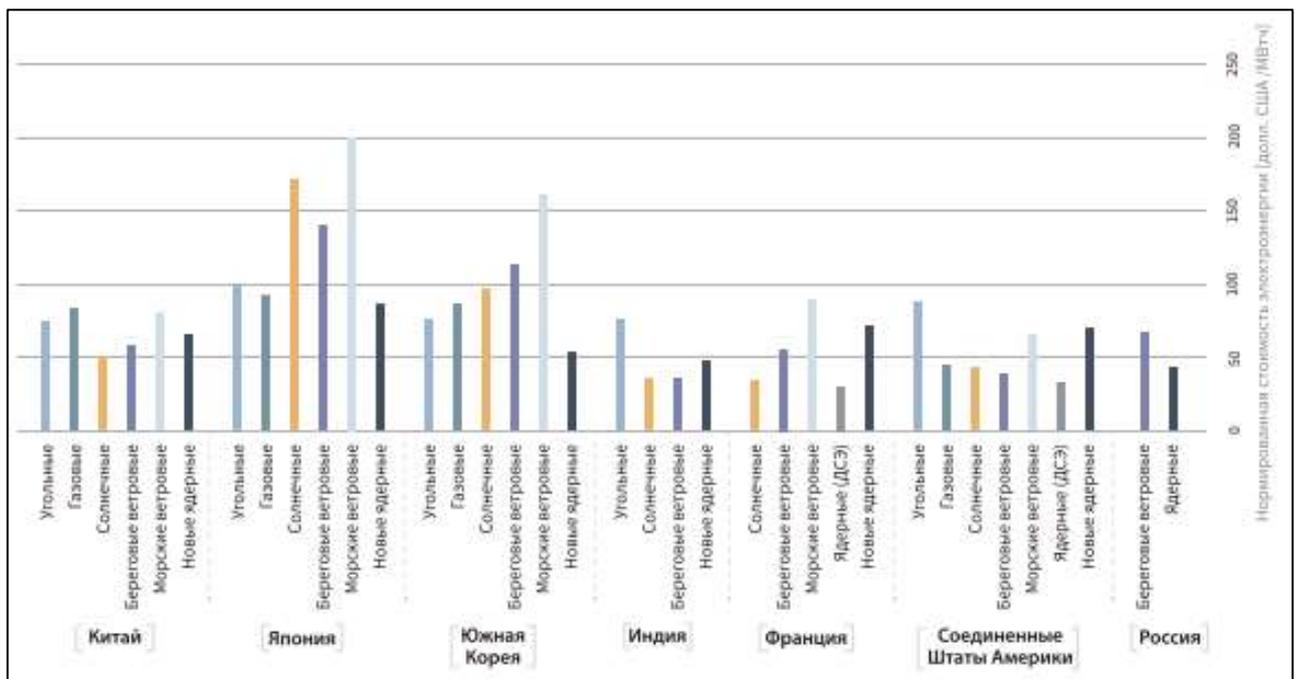


Figure 4. Levelized cost of electricity in different countries

### 2.3. Prospects for the development of nuclear power (VVER, RBMK, BN)

For the first time in the 10 years of existence of SC Rosatom, the management decided to develop a long-term program to improve VVER technology "under the conditions of a two-component nuclear power system." It is recognized that the technology of pressurized water-cooled reactors is not only the practical basis of nuclear power for the coming decades, but also its significant component until the end of the century.

At the same time, it should be noted that after the introduction of the technology for restoring the resource characteristics of graphite masonry, the service life of power units with RBMK reactors was determined to be up to 45 years. It is expected that RBMK reactors, which today provide almost half of Russia's nuclear power generation, will remain in the energy sector until 2032.

VVER technology is one of the most important tools for achieving Russia's strategic goals in the field of nuclear energy. There is a continuous evolution of high-power VVER reactors: from the 5th unit of the Novovoronezh NPP (1980) through the

"small" and "large" series of VVER-1000 reactors to NPP-2006 (the most powerful nuclear power unit in Russia with the first VVER-1200 reactor) and VVER-TOI.

The realities of the current state form the priority of the tasks of the roadmap for the development of VVER technology in the near, medium and long term, from updating the NPP project with VVER-TOI, taking into account the experience already gained in the creation of NVNPP-2 and LNPP-2, as well as the requirements of foreign customers, to the development of the SUPER-VVER project (with spectral control and VVER-SKD with supercritical coolant parameters).

A special place in the program is occupied by work on the actual return to the energy sector of nuclear power plants of medium and small capacity. To solve regional economic problems, it is necessary to form a sector of regional nuclear power in the power range of 100–700 MW(e) in the country's common fuel and energy complex. The block-modular design of nuclear power plants with high-power VVERs makes it possible to form medium-sized power units with economic indicators acceptable for this sector of the energy sector during serial production. A significant goal of creating medium-sized NPP units for Russia may be the external market.

Based on the technological experience of nuclear shipbuilding, where more than 460 nuclear power plants with pressurized water reactors have been created, VBER-type reactor plants are being developed, because of which land-based and floating nuclear power plants of block-modular design in the power range up to 700 MW (e).

A floating nuclear power plant with a KLT-40S power unit is being created because of ship reactor building technology, which is close to implementation. Its fundamental task is the practical verification of the choice of optimal solutions in small-scale nuclear power in the development of the Arctic and the regions of the Far North. This choice should be the determining condition for the further development of this direction.

In 2017, the nuclear icebreaker fleet development program based on pressurized water reactors was noticeably refined. In fact, a clear strategic line has been worked

out and is being implemented. Currently, four nuclear-powered icebreakers and a nuclear-powered lighter carrier are in operation. Eight such vessels are estimated to be needed by 2035. At different stages of construction are three universal (with variable draft) nuclear icebreakers of high autonomy (fuel refueling - once every 10 years) with a power of 60 MW with commissioning dates in 2019-2021.

A technical design of a 120 MW nuclear icebreaker leader capable of navigating large-tonnage vessels along the entire Northern Sea Route has been developed. The timing and location of construction is under discussion. The implementation of the project for the production of liquefied natural gas in Yamal significantly strengthens the sustainability of the nuclear icebreaking shipbuilding program.

#### **2.4. Fast neutron reactors and closing the nuclear fuel cycle**

The transition to a two-component structure based on thermal and fast reactors and a closed nuclear fuel cycle is recognized in Russia as a necessary direction in the strategy for the development of nuclear power.

The implementation of this direction promises to solve a number of systemic problems of the current nuclear power industry: reducing the accumulation of spent nuclear fuel, a radical increase in the efficiency of uranium use, and reducing the volume of radioactive waste.

Along with the operating and being created VVER reactors, the technological basis of a two-component NES is the commercially developed sodium fast neutron reactors (BN) and a centralized closed nuclear fuel cycle. Such a two-component nuclear power plant will include centralized nuclear fuel cycle plants that will provide fuel production, storage and processing of spent fuel, multiple recycle of regenerated fuel, conditioning and isolation of radioactive waste.

However, it should be emphasized that the current needs of Russia in nuclear energy production do not require either an accelerated closure of the nuclear fuel cycle or the hasty creation of serial fast neutron reactors, which reflect the decisions being made. Consideration of the project of the BN-1200 reactor, which is estimated as an

important step in the development of the concept of sodium reactors, nevertheless, ended with a recommendation for a three-year revision of the project. The construction of the pilot demonstration reactor BREST OD-300 with a lead coolant (as well as the SVBR-100 reactor with a lead-bismuth coolant) has been halted. The project is actually returned to the R&D stage.

With an objective shift in the problem of insufficient uranium resources at the end of the century, the discussion of an alternative option for the development of nuclear energy is intensified, in which thermonuclear neutrons from blankets of hybrid thermonuclear reactors are used to produce fissile isotopes from raw materials. The father of the Soviet atomic project, I.V. Kurchatov, proposed such a “magnetic reactor” back in 1951.

Radiative capture of neutrons by raw isotopes ( $^{232}\text{Th}$  or  $^{238}\text{U}$ ) turns them into fissile ones. If a hybrid fusion reactor is freed from the need to generate electricity (which requires thermal loads from the plasma at a level of  $\geq 10 \text{ MW/m}^2$  and poses difficult problems in choosing the structural materials of the first wall), this will significantly simplify the design of the reactor. The currently achievable plasma parameters and thermal loads on the wall of a few megawatts, which have already been demonstrated at the TFTR and JET tokamaks, are quite sufficient to create a Fusion Neutron Source (FNS).

## **2.5. Heavy water reactors**

There are two main types of commercial heavy water reactors. In one of them, built by Siemens and Kraftwerke Union (KWU) in West Germany, the reactor core is completely housed in a pressurized tank. Atomic Energy of Canada Limited (AECL) developed the second type, the CANDU reactor, in collaboration with Ontario Hydro and Canadian industrial equipment manufacturers. In this reactor, several hundred channels are used instead of a single pressure tank. Both types of heavy water reactors use heavy water as a moderator and share the same basic characteristics:

- The excellent balance of neutrons makes it possible to practically apply an open fuel cycle using natural uranium. In addition, a wide range of other fuel cycle alternatives can be implemented.

Power refueling provides several fundamental benefits: higher installed capacity utilization factors due to the absence of the need for periodic shutdowns of the reactor for refueling, reduced needs for in-reactor mechanisms for controlling reactivity and neutron flux distribution, replacement of leaky fuel elements without shutting down the reactor, and easy access to equipment for technical inspection during operation.

- Small changes in reactivity over the entire operating range from cold after shutdown to full power operation. This reduces the need for reactivity control devices and minimizes disturbances in neutron flux distribution as well as potential problems associated with local fuel overheating during transients. In addition, it facilitates the automatic control of closed loop reactivity, which increases the flexibility of operation in load-following modes.

The relatively large distance between the grid cells of heavy water reactors makes it possible to physically separate the coolant from the moderator. All currently operating commercial heavy water reactors use pressurized heavy water as the coolant; however, experimental and prototype heavy water channel reactors have been built in some countries to evaluate the possibilities of using carbon dioxide, light water and organic liquids as a coolant. More recently, Japan announced its intention to build a commercial (600 MWe) demonstration reactor using boiling water as the coolant.

Currently, most heavy water reactors use natural uranium as fuel, very often due to the desire to maintain independence from uranium enrichment facilities. The use of low enriched uranium as a fuel makes it possible to significantly reduce fuel cycle costs and increase the fuel utilization factor. In addition, plutonium and/or uranium separated from spent fuel from light water reactors (LWRs) can be efficiently used in existing heavy water reactors, providing synergy between heavy water and light water reactors. In the long term, the use of thorium could significantly reduce dependence on uranium.

In addition, it is very important to achieve high confidence in the safety of advanced designs of heavy water reactors, as this trend is observed in the world for all types of reactors. This can be done by demonstrating that high safety is based on operational experience, proven technology and the results of research and development.

Operating heavy water reactors have already demonstrated high operational safety, which is continuously improved through the implementation of the results and experience of technological developments. With regard to future reactors, a number of measures have already been planned in various countries to maintain or improve the level of safety of plants, personnel and the public, as well as confidence in this safety.

Another goal set for several national programs is to reduce the dose burden of operating and technical personnel. It is achieved through such means as careful optimization of tritium handling processes, early detection of leaks, rapid detection and removal of leaking fuel elements without shutting down the reactor, increased protection and improved quality of coolant cleaning, and increased control of sealing materials. Many countries have set themselves a similar challenge to maintain or reduce emissions from nominally operating nuclear power plants, which are already typically less than 1% of emission limits set by regulatory authorities.

To improve the efficiency of the operator and reduce the potential for operational errors of personnel, improved BCP are being developed. The design of these advanced BCP uses many years of experience in the commercial operation of CANDU reactors controlled by numerical computers. These improvements include the use of expert systems and other computerized techniques to reduce operator workload and improve the quality of information provided.

Heavy water reactors have many of the characteristics of inherent safety reactors. Of particular interest is the high ratio of water to fuel volumes, since the moderator is a heat sink with a separate coolant circuit. The cold moderator in pressurized heavy water reactors is also a favorable environment for the installation of reactivity control

devices and allows the use of completely independent control rods and reactor shutdown systems using the injection of liquid neutron poisons. All this will help to ensure a low probability of a core melt.

The use of passive cooling methods in addition to moderator cooling systems is seen as the next logical step towards improving this feature. The provision of residual heat removal to the environment due to the containment or moderator cooling system will significantly reduce the likelihood of major accidents and increase the safe emergency cooldown period of the reactor.

Most heavy water reactors in commercial operation are in the range of 540-935 MWe.

It is believed that this reactor power range will continue to be of interest to countries with large, well-developed energy systems, as well as to countries where relatively high growth rates of energy consumption are expected.

The design of the CANDU-6 standardized power unit (formerly called CANDU-600) is based on the design of the successfully operating units of the Pickering A station (4-540 MW) in Ontario, Canada. There are currently four CANDU-6 single-unit heavy water reactors in operation (two in Canada; one in Argentina and one in the Republic of Korea) and 5 units are under construction in Romania. The capacity of each of these nine power units is 640-680 MWe.

Over the past 5 years, the design of the CANDU-6 power unit has been constantly improved, at present it is called CANDU-6 Mark 2 and has a capacity of about 800 MW. The CANDU-6 Mark 2 power unit is characterized by enhanced safety, high availability and utilization rates. A number of design changes have been introduced to reduce capital costs and construction time.

In Ontario, Canada, the construction of the Darlington nuclear power plant (4-935 MW) is nearing completion. The Darlington nuclear power plant has been the result of continuous improvement of multi-unit CANDU nuclear power plants, starting with the Bruce A (4-826 MW) and Bruce B (4-845 MW) nuclear power plants, which

have been in operation for several years. The focus was on improving the basic structures, reducing the number of critical system components, improving access to components and systems, and increasing the use of computers for plant management, as well as in control, protection and monitoring systems.

In Germany, the Siemens pressure vessel series of heavy water reactors was launched by the multi-purpose research reactor MZFR (57 MWel). Heavy water reactors of this type have been installed at the Atucha-1 and Atucha-2 nuclear power plants, and a 750 MW heavy water reactor is currently under construction in Argentina. Progress has been made in tritium reduction, hydraulically actuated control rods, fuel storage capacity and alternative fuel cycles.

As a power generation system, commercial heavy water reactors have shown a range of advantages. These include long-term safe operation, high capacity utilization factors throughout the year and throughout the lifetime of the reactor, low fuel costs and a wide range of other characteristics that generally prove the absolute reliability of this technology.

There are excellent potentials for further improvements in the design of heavy water reactors. The separation of the coolant and moderator systems makes it possible to further increase their safety.

## **2.6. Choice of reactor type**

Thermal neutron reactors are simpler and cheaper to build than fast neutron reactors. However, they have a number of disadvantages and limitations. In particular, the use of a single fuel cycle causes an increase in environmental contamination of the area. Another serious problem is the low efficiency in the use of uranium fuel. Fast neutron reactors use uranium about 60 times more efficiently than thermal reactors. They are also capable of using depleted uranium (0.2 - 0.4%  $^{235}\text{U}$ ) and plutonium as fuel. All this leads to the conclusion that fast neutron reactors will gradually take the dominant place in the nuclear power industry. However, their high cost and complexity

in creation lead to the fact that thermal neutron reactors are more commercially viable at the moment. In this regard, a CANDU reactor is proposed.

The choice of the CANDU reactor as the basis for the development of nuclear energy in Canada was motivated by the presence in the country of large natural reserves of uranium and large resources of hydroelectric power, which could be used to produce heavy water. The economy of modern CANDU nuclear reactors is based on an open natural uranium fuel cycle, in which nuclear fuel passes through the reactor only once and then is stored. The open fuel cycle on natural uranium has certain advantages, since it excludes rather expensive processes of enrichment and reprocessing of nuclear fuel spent in the reactor core. In the economic evaluation of such a fuel cycle, the cost of plutonium contained in spent nuclear fuel is not taken into account. However, if this fuel is processed, plutonium will be of some value.

The economy of heavy water nuclear reactors is determined mainly by the ratio of two opposite factors: the high cost of the system (design), due to the relatively high cost of the moderator, and the low cost of the fuel cycle, due to the highly efficient use of nuclear fuel. Although the capital cost of the heavy water CANDU system is high, the need for natural uranium for these reactors is about 2 times less than for light water nuclear reactors of the same power (VVER). This suggests that CANDU reactors will have an advantage in the event of an increase in the world demand for uranium due to the low fuel component of the adjusted costs. The CANDU reactor allows the use of spent reactor fuel, where the proportion of uranium-235 is significantly reduced compared to fresh fuel, and is about 1%. In addition, this spent fuel contains about 1.2% plutonium-239, which is also suitable for “burning” in CANDU. The low absorption of neutrons by the heavy water moderator ensures high efficiency of the use of uranium-235: per unit mass of uranium-235 in a heavy water reactor, 2 times more energy is released than in a reactor with a moderator from ordinary water, while 50% of this energy release is associated with the fission of plutonium-239 formed in the reactor from uranium-238.

For the Republic of Kazakhstan, a CANDU-type reactor is of greater interest due

to the presence of a sufficient amount of natural uranium reserves with a fairly low cost, as well as taking into account the absence of expensive uranium enrichment technology on the territory of the Republic of Kazakhstan. The development of CANDU-type reactors in Kazakhstan will make it possible to obtain a complete domestic nuclear fuel cycle without the costly enrichment procedure outside of Kazakhstan and the international transportation of nuclear materials. Thus, the development of CANDU type reactors, despite the large capital investments compared to VVER reactors, will make it possible to obtain generating capacities with a lower cost.

## References

1. Forecast of the development of energy in the world and Russia until 2040 // Institute for Energy Research of the Russian Academy of Sciences - Analytical Center for the Government of the Russian Federation. <https://www.eriras.ru/files/prognoz-2040.pdf>;
2. BP Statistical Review of World Energy June 2020 // BP. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2020/bp-statistical-review-of-world-energy-2020-full-report.pdf>;
3. 2020 Global R&D Funding Forecast // Industrial Research Institute. [https://www.iriweb.org/sites/default/files/2020GlobalR %26DFundingForecast\\_2.pdf](https://www.iriweb.org/sites/default/files/2020GlobalR%26DFundingForecast_2.pdf)
4. Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan dated June 28, 2014 No. 724 “On approval of the Concept for the development of the fuel and energy complex of the Republic of Kazakhstan until 2030”;
5. Order of the Minister of Energy of the Republic of Kazakhstan dated December 28, 2016 No. 571 “On Approval of the Strategic Plan of the Ministry of Energy of the Republic of Kazakhstan for 2017-2021”;
6. Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan dated December 5, 2014 No. 1275 “On Approval of the Concept for the Development of the Gas Sector of the Republic of Kazakhstan until 2030”;
7. Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan dated November 4, 2014 No. 1171 “On Approval of the General Gasification Scheme of the Republic of Kazakhstan for 2015-2030”;
8. KAZENERGY. (2020). National Energy Report.
9. IHS Energy. (2020). IHS Upstream Spend Report: Global upstream oil and gas industry spending (historical and outlook);
10. IHS Energy. (2020). Renewable Policy Trends in Emerging Markets, Market Update;

11. Decree of the President of the Republic of Kazakhstan dated May 30, 2013 No. 577 “On the Concept for the transition of the Republic of Kazakhstan to a “green economy””;

12. Decree of the Government of the Republic of Kazakhstan dated July 30, 2007 N 642 “On approval of the Agreement between the Government of the Republic of Kazakhstan and the Government of the Russian Federation on the establishment of an International Uranium Enrichment Center”;

13. Message of the President of the Republic of Kazakhstan dated January 17, 2014 “Kazakhstan's path-2050: Common goal, common interests, common future”;

14. Message of the President of the Republic of Kazakhstan dated January 31, 2017 “The Third Modernization of the Republic of Kazakhstan: Global Competitiveness”;

15. IAEA expands international cooperation in the development of small and medium power reactors or modular nuclear reactors // International Atomic Energy Agency. <https://www.iaea.org/ru/newscenter/pressreleases/magate-rasshiryayet-mezhdunarodnoe-sotrudnichestvo-v-sozdanii-reaktorov-maloy-i-sredney-oshchnosti-ili-modulnyh-yadernyh-reaktorov>;

16. Nuclear power plants of low power: a new direction in the development of energy. Volume 2. // Ed. A.A. Sarkisov. M.: Institute for the Problems of the Safe Development of Nuclear Energy of the Russian Academy of Sciences, 2015. 388 p.