МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени М.В. Ломоносова

На правах рукописи УДК 911.3:338.45:620.91(100)

ДЕГТЯРЕВ Кирилл Станиславович

ПОТЕНЦИАЛ, ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ И РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ В РЕСПУБЛИКЕ КАЛМЫКИЯ

Специальность 25.00.24 — Экономическая, социальная, политическая и рекреационная география

Диссертация на соискание ученой степени кандидата географических наук

Научный руководитель: доктор физико-математических наук профессор А. А. Соловьев

ОГЛАВЛЕНИЕ

введение	5
ГЛАВА 1. ВИЭ И ЭНЕРГЕТИКА НА ИХ ОСНОВЕ В МИРЕ И В РОССИИ: МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ	13
1.1. Понятие возобновляемых источников энергии и возобновляемой энергетики. Методика исследований ВИЭ на региональном уровне, понятие и оценки потенциалов ВИЭ и	10
возобновляемой энергетики	
1.2. РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ ВИЭ В МИРЕ В КОНЦЕ XX — НАЧАЛЕ XXI ВЕКА	
1.3. Развитие энергетики на основе ВИЭ в России в XX – начале XXI века	
1.4. ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ ВИЭ	
1.5. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ЭНЕРГЕТИКИ НА ОСНОВЕ ВИЭ	
1.0. Оценка перспектив развития энергетики на основе виз в мире и в госсии	
ГЛАВА 2. ОЦЕНКА РЕСУРСОВ, ПРЕДПОСЫЛОК И ОПЫТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ В	
КАЛМЫКИИ	75
2.1. Калмыкия в качестве объекта исследования с точки зрения перспектив развития	
возобновляемой энергетики. Географическое положение и природно-ресурсные предпосылки	
РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЛМЫКИИ	75
2.2. НАСЕЛЕНИЕ, ХОЗЯЙСТВО И ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС КАЛМЫКИИ. ЭКОНОМИКО-	
ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КАЛМЫКИИ	80
2.3. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА	0.1
ТЕРРИТОРИИ КАЛМЫКИИ2.4. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЛМЫКИИ	
2.4. Т ЕОЭКОЛОГ ИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОИ ЭНЕРГЕТИКИ В КАЛМЫКИИ	
2.5. Опыт развития энергетики на основе виз в калмыкии в постсоветское время 2.6. Опыт развития малой энергетики на основе ВИЭ в регионах России и зарубежных стран	
2.0. ОПЫТ РАЗБИТИЯ МАЛОИ ЭПЕРГЕТИКИ ПА ОСНОВЕ ВИЗ В РЕГИОНАХ ГОССИИ И ЗАРУВЕЖНЫХ СТРАН	
2.7. ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА РЫНОЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КАЛМЫКИ 119	И
2.8. Выводы	124
ГЛАВА 3. ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ КАЛМЫКИИ И ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ПРИВЯЗКА ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ	126
3.1. ЭКОНОМИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ КАЛМЫКИИ	126
3.2. ОЦЕНКА РЕСУРСОВ И ПРЕДПОСЫЛОК РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ПО ЭКОНОМИКО- ГЕОГРАФИЧЕСКИМ РАЙОНАМ.	
3.3. ПЕРСПЕКТИВНАЯ СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ОСНОВЕ ВИЭ НА ТЕРРИТОРИИ	
КАЛМЫКИИ	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ДИНАМИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГЭС И ЗА СЧЁТ ДРУГИХ ВИЭ В МИРЕ, 197	
2015ПРИЛОЖЕНИЕ 2. РОСТ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЁТ ГИДРОЭНЕРГИИ И ДРУГИХ ВИЭ В 1975-201	
ГГ. В МИРЕ, % К ПРЕДЫДУЩЕМУ ГОДУ	
ПРИЛОЖЕНИЕ З. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТВТЧ, НА РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ,	191
использующих ВИЭ (кроме ГЭС) в мире, в 1975-2015 гг	102
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ТЕМПЫ РОСТА ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗА СЧЁТ РАЗНЫХ ВИЭ (В % К ПРЕДЫДУЩЕ	
году) в мире 1975-2015 гг.	
Приложение 5. Установленные электроэнергетические мощности на ВИЭ в мире в 2001-2015 гг	
Приложение 6. Темпы роста установленных электроэнергетических мощностей на ВИЭ в мире в	
2001-2015 гг	
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. ВЫДЕРЖКА ИЗ ДОКЛАДА Г.М. КРЖИЖАНОВСКОГО «ТОРФ И КРИЗИС ТОПЛИВА» [57]	
Приложение 8. Электростанции, предусмотренные планом ГОЭЛРО [57]	
Приложение 9. Выполнение плана ГОЭЛРО к 1936 г.[57]	

Приложение 10. Выдержки из выступления Г.М. Кржижановского о перспективах гидроэнергетики
и ветроэнергетики [57]
Приложение 11. Выдержки из статьи Б. Дюшена [47]о перспективах энергетики на возобновляемых
источниках
Приложение 12. Нормативные акты РФ, направленные на стимулирование и регламентирование
ЭНЕРГЕТИКИ НА ВИЭ в России
Приложение 13. Перечень инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов
СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ, ОТОБРАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРСНЫХ ОТБОРОВ В 2014-2018 ГГ
ПРИЛОЖЕНИЕ 14.ПЕРЕЧЕНЬ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ, ОТОБРАННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОНКУРСНЫХ ОТБОРОВ В 2014-2018 ГГ208
ветроэнергетики, отобранных по результатам конкурсных отборов в 2014-2018 гг Приложение 15. Ведущие игроки на рынке солнечной энергетики России по состоянию на конец
приложение 13. Ведущие игроки на рынке солнечнои энергетики россии по состоянию на конец 2018 – Начало 2019 г214
2018 — начало 2019 г
РОССИИ В 2010-Е ГГ
ПРИЛОЖЕНИЕ 17. Выработка электроэнергии в западных и пост-социалистических странах (ТВтч) в
1985-2015 гг
ПРИЛОЖЕНИЕ 18. ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ТВТЧ) ПО РЕГИОНАМ МИРА В 1985-2015 ГГ224
ПРИЛОЖЕНИЕ 19. Выработка гидроэлектроэнергии (ТВтч) в западных и пост-социалистических
СТРАНАХ В 1985-2000 ГГ
ПРИЛОЖЕНИЕ 20. ВЫРАБОТКА ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ТВТЧ) ПО РЕГИОНАМ МИРА В 1985-2015 ГГ.
ПРОИЗВОДСТВО ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО РЕГИОНАМ И УРОВЕНЬ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ
ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ226
ПРИЛОЖЕНИЕ 21. ПРОИЗВОДСТВО ГИДРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТВТЧ, ПО СТРАНАМ ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЫ В 1985-
2015
Приложение 22. Производство электроэнергии (ТВтч) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) в западных и пост-
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАНАХ В 1985-2015 ГГ
Приложение 23. Производство электроэнергии (ТВтч) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) по регионам мира в
1985-2015 гг
Приложение 24. Доля регионов мира в производстве электроэнергии (%) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) в
1985-2015 гг
Приложение 25. Мировое производство электроэнергии (ТВтч) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) в 1965-2015
ГГ
приложение 26. производство ветроэлектроэнергии в западных и пост-социалистических Странах в 1985-2015 гг232
ПРИЛОЖЕНИЕ 27. ПТОИЗВОДСТВО ВЕТГОЗЛЕКТГОЗЛЕКТИ ПО ГЕТРИПТАМ МИГА В 1983-2015 ГГ232 ПРИЛОЖЕНИЕ 28. ДОЛЯ РЕГИОНОВ МИРА В ПРОИЗВОДСТВЕ ВЕТРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (%) В 1985-2015 ГГ233
ПРИЛОЖЕНИЕ 29. ПРОИЗВОДСТВО ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО РЕГИОНАМ В 2015 ГОДУ И УРОВЕНЬ
СПЕЦИАЛИЗАЦИИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ ВЕТРОЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ПРИЛОЖЕНИЕ 30. ПРОИЗВОДСТВО СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ТВтч) В ЗАПАДНЫХ И ПОСТ-
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАНАХ В 2000-2015 ГГ
ПРИЛОЖЕНИЕ 31. ПРОИЗВОДСТВО СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ТВТЧ) ПО РЕГИОНАМ МИРА В 2000-2015 ГГ.
236
ПРИЛОЖЕНИЕ 32. ПРОИЗВОДСТВО СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО РЕГИОНАМ В 2015 ГОДУ И УРОВЕНЬ
СПЕЦИАЛИЗАЦИИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ПРИЛОЖЕНИЕ 33. ПРОИЗВОДСТВО ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ И БИО – ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ТВТЧ) В ЗАПАДНЫХ И ПОСТ-
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАНАХ В 1985-2015 ГГ
ПРИЛОЖЕНИЕ 34. ПРОИЗВОДСТВО ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ И БИО — ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (ТВТЧ) ПО РЕГИОНАМ МИРА В
1985-2015 гг
Приложение 35. Установленные геотермальные мощности (МВт) в западных и пост-
СОЦИАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАНАХ В 2000-2015 ГГ240 ПРИЛОЖЕНИЕ 36. УСТАНОВЛЕННЫЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ МОЩНОСТИ (МВТ) В ЗАПАДНОЙ ЕВРОПЕ В 2000-2015 ГГ.
241
TT
ПРИЛОЖЕНИЕ 39. УСТАНОВЛЕННЫЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ МОЩНОСТИ (МВТ) В СТРАНАХ ЛАТИНСКОЙ АМЕРИКИ В
2000-2015 гг
ПРИЛОЖЕНИЕ 40. ПРОИЗВОДСТВО БИОТОПЛИВА (ТЫС. Т.Н.Э.) ПО РЕГИОНАМ МИРА В 1990-2015 ГГ243
ПРИЛОЖЕНИЕ 41. ПРОИЗВОДСТВО ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО РЕГИОНАМ В 2012 ГОДУ И УРОВЕНЬ
СПЕЦИАЛИЗАЦИИ НА ПРОИЗВОДСТВЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
ПРИЛОЖЕНИЕ 42. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ И ОТХОДОВ ПО РЕГИОНАМ В 2012 ГОДУ И
уровень специализации на производстве биоэлектроэнергии

ПРИЛОЖЕНИЕ 43. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ КРУПНЕЙШИМИ СТРАНАМИ В 2015 ГОДУ И ДОЛИ В НЁМ	
РАЗЛИЧНЫХ ВИЭ	247
ПРИЛОЖЕНИЕ 44. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗАПАДНЫМИ СТРАНАМИ В 2015 ГОДУ И ДОЛИ В НЁМ	
РАЗЛИЧНЫХ ВИЭ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 45. ДОЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИЭ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЗАПАДНЫМИ СТРАНАМИ В 20 ГОДУ	
Приложение 46. Корреляция между производством электроэнергии в стране и долей ВИЭ в	217
ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ	
Приложение 47. Структура расчётных затрат на строительство электростанций и производство	
электроэнергии для различных типов станций, вводимых в эксплуатацию после 2013 года	
ПРИЛОЖЕНИЕ 48. ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ [55]	
Приложение 49. Расчёт простого срока окупаемости ВЭС относительно ТЭС	
Приложение 50. Временная стоимость денег, ставка дисконтирования и цена капитала	
ПРИЛОЖЕНИЕ 51. РАСЧЁТ ВЫРОВНЕННЫХ ЗАТРАТ НА ПРОИЗВОДСТВО ЭНЕРГИИ (LCOE, ИЛИ LEC)	
ПРИЛОЖЕНИЕ 52. ДАННЫЕ ПО LCOE ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 53. АЛГОРИТМ РАСЧЁТА И ОЦЕНКА ВНЕШНИХ ИЗДЕРЖЕК (EXTERNAL COSTS) [109]	
Приложение 54. Структура землепользования Калмыкии [290]	275
Приложение 55. Протяжённость электросетей и потребление электроэнергии в Республике Калмыкия и Российской Федерации (2015)	276
Приложение 56. Сопоставление некоторых экономико-географических параметров Калмыкии,	
СОПРЕДЕЛЬНЫХ РЕГИОНОВ, РЕГИОНОВ И СТРАН ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЕВРАЗИИ И РОССИИ В ЦЕЛОМ	
Приложение 57. Оценка годового валового биоэнергетического потенциала Калмыкии [10]	
ПРИЛОЖЕНИЕ 57. ОЦЕНКА ГОДОВОГО ВАЛОВОГО ВИОЭПЕРТ ЕТИЧЕСКОГО ПОТЕПЦИАЛА КАЛМВІКИИ [10] ПРИЛОЖЕНИЕ 58. ТЕРРИТОРИЯ, ЧИСЛЕННОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ ПО АДМИНИСТРАТИВНЫМ РАЙОНА	
Калмыкии	
ПРИЛОЖЕНИЕ 59. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАСЕЛЕНИЯ КАЛМЫКИИ ПО НАСЕЛЁННЫМ ПУНКТАМ В ЗАВИСИМОСТИ О	
ЧИСЛЕННОСТИ НАСЕЛЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 60. ПОКАЗАТЕЛИ РАЗВИТИЯ ДОРОЖНОЙ СЕТИ КАЛМЫКИИ И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ЦЕЛ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 61. СТРУКТУРА ВРП КАЛМЫКИИ ПО ВИДАМ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 62. ОБЪЁМ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА КАЛМЫКИИ ПО НАПРАВЛЕНИЯМ И ТИ	
хозяйств [208]	
Приложение 63. Добыча нефти и газа в Калмыкии, 2010-2018 гг.[87]	
Добыча нефти и газа в Калмыкии в 2010-2018 гг.	
Приложение 64. Работа нефтяных компаний в Калмыкии, выдержки из СМИ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 65. ГАЗИФИКАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В КАЛМЫКИИ	
Приложение 66. Структура потребления электроэнергии в Калмыкии, млн. кВтч, 2012-2017 гг	
Приложение 67. Электроэнергетический комплекс Калмыкии	289
Приложение 68. Объём и структура потребления энергии населением в России и по субъектам ЮФО и СКФО, 2017	290
Приложение 69. Тарифы на электроэнергию для Республики Калмыкия на 2019 год	
Приложение 70. Расчёт перспективной потребности Республики Калмыкия в энергии	
ПРИЛОЖЕНИЕ 71. ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗАТРАТ, РУБ./КВТ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ, ДЛЯ ПРОЕК	
ВИЭ в Калмыкии	
Приложение 72. Подходы к оценкам инвестиционных затрат на строительство СЭС и ВЭС в	
Калмыкии	297
ПРИЛОЖЕНИЕ 73. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКАМ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ СЭС И ВЭС В КАЛМЫКИИ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 74. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ КИУМ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАЛМЫКИИ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 75. ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ОКУПАЕМОСТИ ТЭС И ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ВИЭ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 76. РАСЧЁТ LCOE ТЭС И ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ВИЭ	
ПРИЛОЖЕНИЕ 77. ПОДДЕРЖКА И РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ – НОРМАТИВНАЯ БАЗА	307
ПРИЛОЖЕНИЕ 78. РАСЧЁТ LCOE И СРОКОВ ОКУПАЕМОСТИ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ИСХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ДАНІ	ных
в Приложении 76	310
Приложение 79. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций.	312
Приложение 80. Прогнозы роста цен на электроэнергию	
Приложение 81. Расчёты эффективности автономного обеспечения электроэнергией на основе	Е
ВИЭ ПО СРАВНЕНИЮ С СЕТЕВЫМ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕМ ПРИ РАЗНЫХ СЦЕНАРИЯХ	315
Приложение 82. Оценка ущерба, связанного с аварийности электроэнергетической сети в	
Калмыкии	
ПРИЛОЖЕНИЕ 83. ОЦЕНКА ЗАТРАТ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА	
Приложение 84. Благоустройство жилищного фонда Калмыкии [128]	
Приложение 85. Особо охраняемые природные территории Калмыкии [71]	324
Приложение 86. Неработающие ветрогенераторы у посёлка Хар-Булук Целинного района	25-
Капмыкии	327

ПРИЛОЖЕНИЕ 87. ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.	ПОСТАНОВЛЕНИЕ ОТ 14 ЯНВАРЯ	
2008 года N 10 «О федеральной целевой программе "Юг России (2	2008-2013 годы)32	7
ПРИЛОЖЕНИЕ 88. ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ У ПОСЁЛКА ПЕСЧ.	АНЫЙ ПРИЮТНЕНСКОГО РАЙОНА	
Калмыкии, работающие в тестовом режиме	32	8
ПРИЛОЖЕНИЕ 89. КОНФЛИКТЫ ХОЗЯЙСТВУЮЩИХ СУБЪЕКТОВ, СВЯЗАННЕ	ЫЕ С ВЕТРОПАРКОМ У ПОС. ПЕСЧАНЫЙ	Ă
ПРИЛОЖЕНИЕ 90. ВЕДУЩИЕ ИГРОКИ НА РЫНКЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГ	ЕТИКИ РОССИИ [33]32	9
ПРИЛОЖЕНИЕ 91. ИНФОРМАЦИЯ О ПРОЕКТЕ КАЛМЫКСКОЙ СЭС №1 ООО	О «СОЛАР СИСТЕМС»33	2
ПРИЛОЖЕНИЕ 92. ИНФОРМАЦИЯ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ КАЛМЫКСКОЙ СЭСМ	№1 в СМИ и предполагаемое	
РАЗМЕЩЕНИЕ СЭС	33	4
ПРИЛОЖЕНИЕ 93. «ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СТОЯНКА» У С.ТРОИЦКОЕ	33	6
Приложение 94. Солнечная батарея и ветроустановка в Центре ди	ИКИХ ЖИВОТНЫХ33	6
ПРИЛОЖЕНИЕ 95. УСТАНОВКА СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ НА ОБЪЕКТАХ ГОРО	ДСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ЭЛИСТЫ	
	33	7
ПРИЛОЖЕНИЕ 96. СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ СВЕТОФО	РОВ И ОСВЕЩЕНИЯ ПЕШЕХОДНЫХ	
ПЕРЕХОДОВ НА ТРАССЕ, СОЕДИНЯЮЩЕЙ ЭЛИСТУ И ЯШКУЛЬ	33	7
ПРИЛОЖЕНИЕ 97. МАГАЗИН СОЛНЕЧНЫХ ПАНЕЛЕЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ	Я СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ И	
ветрогенераторов, г. Элиста	33	8
Приложение 98. Опытно-экспериментальная солнечная батарея ((РАЗРАБОТКА ВИЭСХ) В ПОСЁЛКЕ	
Адык Черноземельского района Калмыкии	33	8
ПРИЛОЖЕНИЕ 99. СЕТЬ ЦЕНТРОВ ПРОДАЖ И ОБСЛУЖИВАНИЯ, СОЗДАННЫ	ІХ В МОНГОЛИИ В РАМКАХ	
ПРОГРАММЫ REAP ДЛЯ ПОСТАВОК И ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОРТАТИВНЫХ ДО	МАШНИХ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА	
СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ	33	9
ПРИЛОЖЕНИЕ 100. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ 100 000 SOLAR GERS В МО	онголии в 2000-2012 гг33	9
ПРИЛОЖЕНИЕ 101. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПАНИИ «САХАЭНЕРГО»	33	9
Приложение 102. Солнечные электростанции Якутии, построенни	ЫЕ В РАМКАХ ИНВЕСТИЦИОННОЙ	
ПРОГРАММЫ РАО «ЕЭС ВОСТОКА» В 2013-2016 ГГ.	34	0
Приложение 103. Действующие и планируемые электростанции н	на ВИЭ в Республике Алтай по	
ПРОГРАММЕ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ		2

Введение

Работа посвящена исследованию возможностей развития и территориальной организации энергетики на возобновляемых источниках на территории Республики Калмыкия. Актуальность данной темы определяется необходимостью социально-экономического развития регионов страны с устранением острых региональных диспропорций, роста энерговооружённости России и регионов, обеспечения экономической и геополитической стабильности в стране в целом и в одном из самых сложных — южном регионе. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) как таковые тоже являются актуальной и, одновременно, дискуссионной темой. В связи с этим, существенная часть работы посвящена использования ВИЭ в мире и в России, их перспектив, фактического и потенциального вклада в экономическое развитие разных стран и регионов, и обоснованию взвешенного и рационального подхода к ВИЭ.

В свою очередь, выбор Калмыкии в качестве объекта данного исследования в контексте ВИЭ определяется следующим:

- 1) Республика Калмыкия является одним из самых экономически слабых субъектов Федерации с комплексом социально-экономических проблем;
- При этом, Калмыкия занимает важное геополитическое положение в исключительно сложном и проблемном регионе – на юге России;
- 3) Вместе с тем, Калмыкия обладает исключительно высоким потенциалом возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в абсолютном измерении, на единицу территории и на душу населения. Потенциал ВИЭ представлен большими объёмами солнечной, ветровой и биоэнергии и может рассматриваться в качестве ключевого ресурса энергообеспечения и социально-экономического развития республики в целом. В перспективе есть основания рассматривать Калмыкию как регион, полностью обеспечивающий свои потребности в энергии за счёт ВИЭ.
- 4) Внутренняя структура Калмыкии, распределение населения и хозяйства, являются объектом отдельного интереса с позиций регионоведения.

Калмыкию можно рассматривать в качестве оптимальной ниши для приоритетного развития возобновляемой энергетики на территории России. Это следует из экономико-географического анализа её территории и сравнительной оценки потенциалов ВИЭ, приведённых в данной работе.

Объектом исследования является энергетика на основе возобновляемых источников энергии. Предметом исследования являются географические факторы её развития и

размещения. Цель работы – географическое обоснование использования потенциала энергетики на основе возобновляемых источников в Республике Калмыкия. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- 1. Анализ физико-географической, экономико-географической, социальноэкономической специфики Калмыкии, топливно-энергетического комплекса Калмыкии, объёмов и структуры производства и потребления энергии в республике;
- 2. Исследование географической составляющей потенциала ВИЭ в Калмыкии, объёма и структуры данного потенциала с актуализацией по источникам энергии и районам республики и выявлением потенциальных точек роста энергетики на ВИЭ в Калмыкии.
- 3. Изучение подходов регионального освоения энергетики на ВИЭ на примере Калмыкии и сходных территорий, с анализом стимулов и препятствий развития. В работе последовательно рассматриваются следующие вопросы:
- Понятие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и их потенциала, методики исследования и оценки потенциала ВИЭ в мировом масштабе и на территории России;
- История, динамика, тенденции, закономерности и прогнозы развития
 возобновляемой энергетики в мире и в России, вопросы экономической эффективности
 ВИЭ;
- Тенденции и перспективы развития возобновляемой энергетике в регионах России, обоснование Калмыкии как одной из оптимальных ниш для развития возобновляемой энергетики;
- Географическое положение, физико-географическая, экономико-географическая, социально-экономическая, геоэкологическая специфика Республики Калмыкия в связи с возможностями использования ВИЭ;
- Экономико-географическая типология Калмыкии в связи с предпосылками использования ВИЭ;
- Варианты возможного территориального размещения энергетических мощностей и узлов на основе ВИЭ в привязке к условиям Калмыкии и её отдельных районов. В настоящее время в России на региональном и локальном уровнях проводятся исследования ВИЭ с целью определения их валового и технического потенциала, а также выделения площадей, наиболее пригодных для возможного размещения генерирующих мощностей. В основе определения валового потенциала лежат имеющиеся данные по солнечной радиации, ветровому режиму, объёмам сельскохозяйственного производства. Технический потенциал рассчитывается на основе валового потенциала с учётом технологических ограничений размещения и работы энергетического оборудования. Для определения перспективных площадок для строительства энергетических станций на

основе ВИЭ проводится анализ подстилающей поверхности и структуры землепользования.

Данная работа носит сходный характер и использует, в том числе, данную информационную и методологическую основу. В то же время, она содержит новизну, заключающуюся в следующем:

- 1) Оценка предпосылок и потенциала развития возобновляемой энергетики в данном регионе (субъекте РФ) впервые проведена на основе его комплексного экономико-географического анализа, а также с учётом физико-географических, геоэкологических и социально-экономических факторов.
- 2) Проведены самостоятельные расчёты, составлены финансовые модели для ряда разных исходных посылок и сценариев и обоснована экономическая эффективность развития энергетики на ВИЭ сравнительно с другими регионами и углеводородной энергетикой.
- 3) Проведена экономико-географическая типология (микрорайонирование) территории Калмыкии, учитывающая предшествующий опыт районирования республики, но с более высокой степенью детализации и на основе количественных экономико-географических параметров, актуальных для развития возобновляемой энергетики.
- 4) Предложена перспективная схема территориальной организации возобновляемой энергетики в регионе, на основе его экономико-географической типологии и расчётов экономической эффективности размещения объектов генерации в определённых точках.

Результаты работы могут быть рекомендованы для принятия инвестиционных решений коммерческим организациям и производителям в сфере возобновляемых источников энергии, а также представителям федеральных и региональных органов при разработке и осуществлении программ развития Калмыкии и других регионов. Положения и выводы диссертации, могут быть использованы в лекциях в рамках дисциплин, посвященных географии и экономики энергетики, рациональному природопользованию и географии инновационного процесса.

Работа состоит из введения, трёх глав основного текста и заключения.

В главе 1 рассматриваются методология исследований и закономерности развития возобновляемых источников энергии и энергетики на их основе в мире и в России. Определяется терминологически понятие возобновляемых источников энергии и возобновляемой энергетики. Приводятся оценки структуры потенциалов ВИЭ и рационального использования объектов возобновляемой энергетики на региональном

уровне. В рамках историко-методологической направленности обсуждаются географические подходы к освоению энергетики на основе ВИЭ в мире и в России в конце XX – начале XXI века. В выводах обосновывается необходимость учета и использования экономических и географических аспектов возобновляемой энергетики при оценках перспектив развития ВИЭ в мире и в России.

Глава 2 посвящена оценкам энергетических ресурсов возобновляемых источников, предпосылок и опыта их использования в Калмыкии. Для Калмыкии как объекта исследования основной акцент рассмотрения развития энергетики на основе ВИЭ определялся анализом географического положения и природно-ресурсных постоянно возобновляемой и неисчерпаемой составляющей энергии. Устойчивость развития возобновляемой энергетики в Калмыкии обосновывается на основе учета экономико-географических предпосылок развития наиболее оптимальных видов возобновляемых источников солнечной и ветровой энергии. Показывается, что условия экономической эффективности возобновляемой энергетики на территории Калмыкии необходимо соотносить с геоэкологическими и социально-экономическими факторами территориального освоения распределенных систем возобновляемых источников энергии. Обращение к анализу опыта Калмыкии в построении энергетики на основе ВИЭ в постсоветское время в сравнительном аспекте с опытом других регионов России и зарубежных стран дает основание сделать обобщенное заключение о значимости выбора методов оптимизации территориальной организации структуры различных видов источников возобновляемой энергии.

Глава 3 содержит результаты выполненных работ по экономико-географическому районированию Калмыкии с обоснованием территориальной привязки основных источников возобновляемой энергетики. Проведенные исследования включали в себя экономико-географическое районирование Калмыкии, уточненные оценки географической составляющей запасов энергетических ресурсов возобновляемых источников энергии и путей их динамического освоения по экономико-географическим районам. В качестве результирующего заключения предложена перспективная схема ВИЭ генерирующих мощностей основе территориально размещения на актуализированная на уровень районов Республики Калмыкия.

Изучение ВИЭ, исследование и развитие энергетики на её основе находится на стыке дисциплин, включающих комплекс наук о Земле в целом, географию в её физическом, историческом, экономическом, социальном, демографическом аспекте, энергетику, концепции технологического и регионального развития, природопользования, взаимоотношений в системе «Центр – Периферия».

Используемая в работе методология основана на трудах и подходах ряда ведущих отечественных и зарубежных специалистов в сфере экономической географии, экономики, разных аспектов энергетики.

В частности, использовались подходы к экономико-географическим исследованиям, регионоведению, вопросам регионального развития, сельских территорий, территориальной организации и развитию энергетики, экономико-географическому районированию, представленные в работах Н.Н. Баранского [9], А.И. Алексеева [2], В.Л. Бабурина, Э.Б. Валева [18], А.П. Горкина, В.Н. Горлова [25], В.П. Дронова [46], Н.В. Зубаревич [14], В.Л. Каганского, Н.Н. Колосовского [51], Г.М. Кржижановского, Г.М. Лаппо [59], Е.Е. Лейзеровича, И.М. Маергойза, Л.А. Мелентьева [67], Н.С. Мироненко [68], Т.Г. Нефёдовой [72], П.М. Поляна, А.Е. Пробста [78], А.Н. Ракитникова, Ю.Г. Саушкина, Л.В. Смирнягина, А.И. Трейвиша [91], А.Т. Хрущёва [94], В.Е. Шувалова и др. взаимодействий в системе «Центр-Периферия», Для оценки закономерностей долгосрочного технологического и экономического развития использовалась основа, заложенная в работах В.Н. Кондратьева, С.Ю. Глазьева, Дж. Фридмана, Й. Шумпетера и др. Непосредственно в сфере возобновляемой энергетики, её технических и экономических аспектов, перспектив развития основой являются работы Ж.И. Алфёрова О. Андерсена, П. П. Безруких [10], В.И. Висаррионова, А.Е. Копылова, В. Смила, Д.С. Стребкова, В.Е. Фортова и др.

Наконец, применительно к географическим аспектам возобновляемой энергетики, её развитию и исследованию на страновом и региональном уровне, в том числе, в России, основой являются работы З.А. Атаева, В.В. Акимовой и др., а также А.А. Соловьёва и других сотрудников Научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ: М.Ю. Берёзкина, С.В. Киселёвой, Ю.Ю. Рафиковой, О.А. Синюгина и др.

В работе были применены методы экономико-географического анализа территории, ВИЭ статистического отраслевого анализа, оценки потенциалов (валового, географического, технического, экономического, доступного), картографического анализа, проводились собственные полевые исследования и экспертные интервью. Был использован ряд отечественных и зарубежных официальных данных, информация СМИ, отраслевые информационно-аналитические ресурсы. Выведен ключевых ряд экономико-географических количественных показателей Калмыкии, проведено районирование территории республики на их основе, данные представлены в виде таблиц и карт.

Следует отметить существующий на данный момент недостаток информации о ВИЭ в России, отсутствие системы сбора статистики, недостаток информации по технико-экономической стороне проектов ВИЭ, что приходится в ряде случаев компенсировать собственными и отдельными экспертными оценками и предположениями. Несмотря на некоторую неопределённость и дискуссионность, связанную с самим понятием «возобновляемые источники энергии» (ВИЭ), а также наличие других обозначений, используемых как синонимы («альтернативные» или «нетрадиционные» источники энергии), данная работа не фокусируется на теоретических и терминологических аспектах. Также вопросы может вызвать понятие «источники энергии» и «возобновляемая энергетика», используемое как синоним понятию «энергетика на основе ВИЭ». Данные вопросы также не затрагиваются в работе, являясь предметом отдельного рассмотрения.

Одно из общепринятых определений возобновляемых источников энергии (ВИЭ) - «источники на основе постоянно существующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненном цикле растительного и животного мира и жизнедеятельности человеческого общества» [10].

Как правило, в справочниках, официальных документах, даётся не общее определение ВИЭ, а перечисление (более или менее полное) самих источников: гидравлическая, солнечная, биоэнергия, геотермальная, океаническая (приливная и волновая) энергия и др. В данной работе, применительно к Калмыкии, рассматривается три источника энергии, потенциал которых на территории республики наиболее высок, которые уже используются и могут быть широко использованы в ближайшей перспективе:

- Ветровая энергия;
- Солнечная энергия;
- Биоэнергия отходов сельскохозяйственного производства.

В работе рассматривается теоретические (валовые) потенциалы данной энергии на территории Калмыкии, вычленяются практически доступные для использования в настоящее время объёмы, оценивается целесообразность их использования и возможная структура размещения энергетических мощностей на основе ВИЭ. Данная работа проведена для Калмыкии в целом и для районов республики в рамках представленной экономико-географической типологии (микрорайонирования) территории.

В случае с ветровой и солнечной энергией основной акцент делается на использовании их в качестве источников электроэнергии.

Республика Калмыкия – субъект Федерации на юге европейской части России площадью 75 тыс. км² и населением около 273 тыс. человек (оценка на начало 2019), плотность

населения — менее 4 чел/км 2 , в том числе, сельского населения — 2 чел./км 2 . Это равнинная территория в сухостепной и полупустынной зоне, большая часть которой используется в качестве естественного пастбища.

Более 50% населения живёт в сельской местности, а основу реального сектора экономики республики составляет сельское хозяйство, представленное преимущественно растениеводством в западной части и животноводством в центральных, южных и восточных районах.

Республика Калмыкия сталкивается с комплексом инфраструктурных и социальноэкономических проблем, к числу которых относятся и проблемы с надёжным и дешёвым энергоснабжением, прежде всего — в небольших сельских удалённых населённых пунктах и на животноводческих точках.

Вместе с тем, широтное положение и климат Калмыкии, особенности ветрового режима, а также развитое сельское хозяйство с большим объёмом отходов обусловливают высокий природный потенциал ВИЭ — солнечной, ветровой и биоэнергии. Данное сочетание природных и хозяйственных параметров обусловливает интерес к Калмыкии как территории, где ВИЭ имеют наиболее мощные в нашей стране предпосылки развития, а возобновляемая энергетика, как показано далее в работе, способна давать прямой экономический эффект на данной территории. Более того, энергетика на основе ВИЭ способна внести заметный вклад в социально-экономическое развитие республики в целом.

Помимо этого, Калмыкия представляет собой интересный объект с точки зрения экономико-географического, геополитического положения и внутренней структуры, что раскрывается параллельно с исследованиями ВИЭ и находится с тесной связи с ними. Конечная цель работы на данном этапе — обозначить подходы к оптимальному территориальному размещению источников энергоснабжения за счёт ВИЭ и расположению отдельных объектов генерации дифференцированно в привязке к условиям разных районов Калмыкии.

Для достижения данной цели было проведено исследование территории и хозяйства Калмыкии, имеющегося на данный момент опыта развития возобновляемой энергетики в самой республике, других странах и регионах, проведены расчёты сравнительной экономической эффективности различных вариантов энергоснабжения территорий. Автор выражает глубокую благодарность Т.В. Манджиевой, М. М. Сангаджиеву и другим коллегам из Калмыцкого государственного университета, коллегам из НИЛВИЭ, Географического факультета МГУ, Института географии РАН, Федерального научного агроинженерного центра ВИМ, Энергетического института им. Г.М. Кржижановского за

большую помощь в сборе информации, проведении исследований, замечания и рекомендации.

Глава 1. ВИЭ и энергетика на их основе в мире и в России: методика исследований и закономерности развития

1.1. Понятие возобновляемых источников энергии и возобновляемой энергетики. Методика исследований ВИЭ на региональном уровне, понятие и оценки потенциалов ВИЭ и возобновляемой энергетики

Использование энергии из возобновляемых источников (ВИЭ) насчитывает давнюю историю, сопоставимую с историей человеческой цивилизации как таковой. В то же время, начало развития энергетики на ВИЭ в виде, приближенном к современному, можно отсчитывать примерно с XIX века, когда появились первые гидроэлектростанции (ГЭС) и геотермальные станции (ГеоЭС).

Активное же продвижение энергетики на основе ВИЭ в господствующем ныне понимании и даже с определённым политико-идеологическим наполнением началось примерно в 1970-е гг. Катализаторами современного этапа развития энергетики на ВИЭ, или возобновляемой энергетики, стали нефтяной кризис 1970-х гг., а также рост экологических и ресурсных проблем и обострение их восприятия, выразившееся, в частности в представлениях о «Пределах роста» [113] и концепции «Устойчивого развития» [116].

Возобновляемая энергетика рассматривалась и рассматривается в качестве инструмента:

- Ресурсосберегающего и экологически безопасного энергоснабжения населения и хозяйства;
- Снижения энергетической зависимости стран импортёров ископаемых энергоресурсов;
- Рационального использования энергоресурсов территорий;
- Обеспечения более «справедливого» доступа пользователей к энергоресурсам (учитывая более равномерный характер распределения ВИЭ по земной поверхности по сравнению с ископаемыми энергоресурсами);
- Инновационного и социально-экономического развития, создания новых отраслей экономики и рабочих мест.

С использованием ВИЭ производится электроэнергия, тепло, транспортное топливо. Производство электроэнергии связано, главным образом, с гидроэнергетикой, солнечной, ветровой и геотермальной энергетикой, в меньшей степени, с биоэнергетикой.

Возобновляемая энергетика, теоретически, может решать задачи энергообеспечения на следующих уровнях:

- Обеспечение, главным образом, бытовых потребностей в энергии на уровне домохозяйств, небольших населённых пунктов, предприятий малого бизнеса уровень малой автономной энергетики (низовой территориальный уровень);
- Обеспечение части текущих потребностей страны или региона за счёт ВИЭ при включении генерации энергии в общую сеть вспомогательный уровень;
- Обеспечение большей части или всех текущих потребностей экономики страны или региона в энергии основной уровень;
- Обеспечение энергией страны или региона с учётом ожидаемого роста и возможностей поставок энергии на ВИЭ в другие страны или регионы опережающий уровень.

В настоящее время возобновляемая энергетика в мире выполняет задачи, главным образом, первого и второго уровня. Исключение составляют отдельные страны и регионы, как правило, сочетающие большой природный потенциал возобновляемых энергоресурсов, сравнительно небольшие объёмы потребления энергии и трудности различного характера, связанные с обеспечением ископаемыми углеводородными и атомными ресурсами.

Методология исследования ВИЭ и возможностей развития возобновляемой энергетики основана на оценке перспективности данной территории и подходах к территориальной организации энергетической инфраструктуры.

Основа методики исследования и планирования развития энергетики на возобновляемых источниках — оценка **потенциалов возобновляемых источников энергии**, делящихся на несколько категорий. В советской, позже — российской практике выделяются три основные категории [10]:

- 1. Валовый (теоретический) годовой объём энергии, содержащийся в данном виде ВИЭ при полном её превращении в полезно используемую энергию.
- 2. Технический часть валового потенциала, преобразование которого в полезную энергию возможно при существующем уровне развития технических средств и соблюдении требований по охране природной среды.
- 3. Экономический потенциал ВИЭ часть технического потенциала, преобразование которого в полезную используемую энергию экономически целесообразно при данном уровне цен на ископаемое топливо, тепловую и электрическую энергию, оборудование, материалы, транспортные услуги, оплату труда и т.д.

В зарубежных работах данные три потенциала также всегда присутствуют с практически идентичными по смыслу определениями. В то же время, обычно даётся более детальная типология, которая у разных авторов может быть различной (табл. 1) и, как правило, связана с аспектом, в котором проводятся исследования ВИЭ и рассматриваемыми типами ограничений развития энергетики.

В частности, М. Hoogwjik [107], в свою очередь, ссылаясь на подходы van Wijk and Coelingh [122] и Мирового энергетического совета [123], выделяет следующие типы потенциалов ВИЭ:

- Теоретический;
- Географический;
- Технический;
- Экономический;
- Практический (в оригинале implementation potential, что можно перевести также как потенциал внедрения, реализуемый потенциал или потенциал имплементации). Воуle [100] выделяет общий (total), технический, практический и экономический потенциал. Painuly [117] и, далее, Farooq [103], выделяют, в качестве промежуточных категорий, также технико-экономический (techno-economic) и рыночный (market) потенциал. Resch и др. [120] используют также понятия реализуемого или доступного (realisable) потенциала.

 Таблица 1. Типы потенциалов ВИЭ, используемые в некоторых зарубежных исследованиях, и их определения

Потенциал	van Wijk и Coelingh, Hoogwijk,	Painuly, Farooq
	World Energy Council, 1994	
Теоретический	Теоретический предел первичного	Наивысший уровень ресурсного
	ресурса, такого, как солнечная,	потенциала, связанный только
	ветровая или другая	ограничениями природного и
	возобновляемая энергия	климатического характера
Географический	Теоретический потенциал,	Теоретический потенциал,
	уменьшенный до энергии,	ограниченный ресурсами
	генерируемой на территориях,	территорий, пригодных для
	рассматриваемых как доступные и	установки данной технологии
	пригодные для её производства	

T	F 1 ×	T 1 V
Технический	Географический потенциал,	Географический потенциал,
	уменьшенный на потери от	который может быть реализован
	конверсии первичной энергии во	при использовании технически
	вторичные источники энергии	жизнеспособных технологий,
		исходя из эффективности
		конверсии
Технико-		Потенциал, который может быть
экономический		полезным при применении
		технически и экономически
		жизнеспособных технологий,
		повсеместно используемых на
		конкурентных рынках
Экономический	Производная от технического	Технический потенциал при
	потенциала при ценах,	конкурентоспособных уровнях
	конкурентоспособных с	затрат
	альтернативными технологиями	
Реализуемый	Технический потенциал,	
(внедряемый,	внедряемый (пригодный к	
потенциал	внедрению) в энергетическую	
имплементации,	систему (прим.: субсидии и другие	
практический)	политические меры могут	
	повысить потенциал внедрения,	
	но социальные барьеры могут его	
	снизить)	
Рыночный		Общее количество возобновляемой
		энергии, которое может быть
		поставлено на рынок, принимая во
		внимание спрос на энергию,
		конкурирующие технологии,
		затраты и субсидии на ВИЭ и
		барьеры

В таком, более дробном подходе, есть свои достоинства и недостатки, однако явным преимуществом является выделение в самостоятельную категорию географического потенциала [121], учитывая большую роль географического, в том числе —

пространственного, фактора для ВИЭ и развития энергетики на их основе. Понятие географического потенциала ВИЭ ещё требует более тщательной методологической проработки, а сам потенциал – более детальных исследований.

На первом этапе исследований проводится оценка валового (теоретического, природного) потенциала ресурсов возобновляемой энергии. Валовый потенциал является объективной величиной. Его оценки могут различаться в зависимости от выбранной методики, технических средств и полноты информации. Его объективные изменения могут быть связаны с изменением природных условий, в частности, погодно-климатических параметров.

Другие типы потенциала зависят, прежде всего, от деятельности человека и определяются, в первую очередь, достигнутым на данный момент технологическим уровнем, экономической политикой, конкретными условиями данной территории. В связи с этим, географический, технический, экономический потенциалы являются существенно более изменчивыми величинами по сравнению с природным потенциалом и труднее поддающимися корректному расчёту.

Одно из наиболее полных описаний методики приводится в работе П.П. Безруких [10]. В данном случае рассмотрим подходы к расчётам потенциалов для следующих видов возобновляемой энергии:

- солнечная;
- ветровая;
- гидроэнергия;
- биоэнергия, связанная с отходами от сельскохозяйственной деятельности.

Именно этот спектр представлен в Калмыкии (гидроэнергия – в меньшей степени). Для оценки валового потенциала солнечной энергии используются данные о солнечной радиации, поступающей в единицу времени на единицу земной поверхности в данной точке, местности или регионе. Информационной базой для него являются данные актинометрических наблюдений и расчётов, полученных на основе наземных и спутниковых наблюдений. Оценка валового потенциала солнечной радиации методологически наиболее проста и однозначна, хотя на локальном уровне в силу существенных различий местных условий это может стать весьма трудоёмкой задачей. Валовый солнечный потенциал территории вычисляется умножением площади территории на среднегодовой приход солнечной радиации на единицу площади. В то же время, возможны различия в оценках, связанные с методикой подсчёта, в частности, измеряется ли приход солнечной радиации на горизонтальную поверхность,

следящую за солнцем поверхность или под каким-либо другим углом. Как правило, используется показатель прихода радиации на горизонтальную поверхность.

В основе расчёта лежит солнечная постоянная, или поток солнечного излучения, проходящий через единичную площадку, перпендикулярную направлению лучей, за пределами земной атмосферы и на среднем расстоянии от Солнца (1 а.е.), составляющая 1367 Вт/кв.м [63; 50].

В то же время, из-за действия земной атмосферы 1 м^2 поверхности Земли получает около 1000 Bт/ м^2 при чистой атмосфере и Солнце в положении, близком к зениту [236]. В среднем же, в силу формы Земли, характера её вращения и подстилающей поверхности 1 м^2 поверхности Земли получает в среднем около 200 Bт/ м^2 , что эквивалентно 4,8 кВтч/ м^2 *сутки или 1750 кВтч/ м^2 *год.

При этом, наблюдаются резкие различия по широте, с одной стороны, и по сезону – с другой (табл. 2). С увеличением широты идёт резкое нарастание разницы между приходом солнечной радиации в месяцы с наибольшим и наименьшим поступлением солнечной энергии.

Таблица 2. Среднемесячные дневные и среднегодовые приходы солнечной радиации на горизонтальную площадку поверхности Земли в северном полушарии по широтам и месяцам [Стребков.., 2015], кВтч*

Месяц/Широта	0_0	10^{0}	20^{0}	30^{0}	40^{0}	50^{0}	60^{0}	70^{0}	80^{0}	90^{0}
I	5,85	4,84	3,72	2,52	1,32	0,50	-	-	-	-
II	6,16	5,35	4,34	3,22	2,01	1,01	0,20	-	-	-
III	6,44	6,05	5,35	4,42	3,41	2,21	1,12	0,31	-	-
IV	6,36	6,36	6,16	5,66	4,93	3,92	2,83	1,71	0,59	0,11
V	5,94	6,36	6,55	6,44	6,16	5,54	4,65	3,64	2,91	2,32
VI	5,54	6,24	6,66	6,86	6,75	6,44	5,93	5,24	4,73	4,44
VII	5,43	6,16	6,66	6,86	6,86	6,50	6,05	5,40	5,04	4,93
VIII	5,74	6,24	6,45	6,55	6,24	5,74	4,95	4,03	3,22	2,76
IX	6,16	6,50	6,24	5,85	5,15	4,34	3,22	2,13	1,01	0,39
X	6,36	6,05	5,54	4,73	3,72	2,63	1,51	0,50	-	-
XI	6,16	5,43	4,53	3,53	2,32	1,20	0,39	-	-	-
XII	5,85	4,93	3,84	2,63	1,51	0,50	-	-	-	-
Среднегодовой	5,99	5,85	5,49	4,93	3,92	3,33	2,58	1,90	1,46	1,29
Соотношания прихода солнанной разначни мажду масянами с максимал и и и										

Соотношение прихода солнечной радиации между месяцами с максимальным и

минимальным значением										
	1,1	1,3	1,8	2,7	5,2	13,0	30,8	-	-	-

В свою очередь, валовый потенциал ветровой энергии может быть оценен при определённых допущениях о возможности её использования, т.е. включает географические и технические составляющие. В частности, для его оценки необходимы определённые допущения о высоте размещения лопастей ветроэнергетической установки и расстоянии между установками.

Информационной базой для расчёта ветропотенциала являются данные метеорологических наблюдений и их интерполяция.

Валовый потенциал ветровой энергии рассчитывается как «суммарная энергия воздушных масс, использование которой возможно современными ветроэлектрическими установками (ВЭУ) с максимально большой высотой захватываемого приземного слоя Н и соответственной высотой оголовка ветротурбины h»[10].

В методике П.П. Безруких принимаются следующие допущения:

- Мощности ВЭУ 1000...2000 кВт;
- h 75 метров;
- H 150 метров (примерно в 2 раза больше h);
- При обтекании воздушными потоками препятствия («воздушной плотины»)
 высотой Н возмущённый поток полностью восстанавливается на расстоянии 20Н после препятствия (в данном случае 3000 м).

Исходя из этих допущений «устанавливается, что максимально полное использование энергии ветра осуществляется ветроэнергетической системой «воздушных плотин» высотой H, ориентированных перпендикулярно направлению ветра и отстоящих друг от друга на расстояние 20H, так что полная ветровая энергия, захватываемая установками по площади территории S, M^2 год представляет валовый потенциал территории W_b , Bтч/ M^2 год, который при удельной энергии ветра E_B , KВтч/ M^2 год, равен:

$$W_b = E_B * S/20 = 1/40 * \rho * T * S * \sum_{i=1}^{n} v_i^3 * t_i$$

Где: ρ - плотность воздуха, кг/м³; T = 8700 – число часов в году; S – площадь территории, M^2 ; V_i - среднемноголетняя скорость ветра в диапазоне i, M/сек; t_i - вероятность нахождения скорости в диапазоне i» [10].

Отмечается, что данная методика расчёта имеет недостаток, связанный с тем, что не учитывается высота приземного слоя, скорость ветра принята равной по всему профилю, тогда, как следует учесть профиль скорости по высоте от 0 до H и определить среднее

значение. Тем не менее, для предварительных оценочных расчётов данный подход допустим.

Исходные данные для расчёта валового гидроэнергетического потенциала — расход воды через поперечное сечение водотока в единицу времени (${\rm M}^3/{\rm c}$) и падение водотока (${\rm M}$) на данном участке.

Валовый гидроэнергетический потенциал данного участка водотока (N_i) может быть рассчитан по формуле [20]:

$$N_i = g*((Qn_i+Qk_i)/2)*H_i$$

где:

g – ускорение свободного падения, M/c^2 ;

 Qn_i - расход воды в начале участка, M^3/c ;

 Qk_i – расход воды в конце участка, м³/с;

H_i – падение реки на данном участке, м.

Формула является частным случаем общего вида расчёта потенциальной энергии:

$$E = m*g*h$$
.

Для расчёта общего валового гидроэнергетического потенциала территории потенциалы отдельных участков водотоков складываются.

Валовый потенциал биоэнергии, связанный с отходами сельского хозяйства, не является, в полном смысле, природным, а обусловлен хозяйственной деятельностью. Основные исходные показатели для расчётов отходов животноводства – поголовье крупного рогатого скота (КРС), свиней, мелкого рогатого скота (МРС), и масса образуемых ими физиологических отходов, составляющая в пригодной для сжигания форме в среднем [3]:

- для KPC 1,64 тонны с головы в год;
- для MPC 0,44 тонны с головы в год;
- для свиней около 1 тонны с головы в год.

Энергетический эквивалент 1 тонны навоза — 0,29 т.у.т., или 850 кВтч (0,34 кг. у.т. = 1 кВтч)

Отходы птицеводства рассчитываются по тому же принципу.

Для расчётов потенциала отходов зернобобовых культур (соломы и стеблей) принимается соотношение 1:1 к урожаю зерна; эквивалент 1 тонны отходов – 0,425 т.у.т. [3] или 1 250 кВтч.

Сходным образом рассчитывается и валовый потенциал другой продукции растениеводства – производства картофеля, сахарной свёклы, подсолнечника, овощей. Теоретический (валовый, природный) потенциал энергии на возобновляемых источниках в мире и в России, оцениваемый по данным и сходным методикам, оценивается в

огромные величины, на несколько порядков превосходящие потребности человечества в энергии (табл.3-4), хотя точный и достаточно корректный его расчёт затруднителен. В частности, потенциал солнечной энергии в 6000 раз больше годового мирового потребления энергии, т.е. за 1,5 часа Земля получает примерно столько же энергии от Солнца, сколько всё человечество потребляет за год.

Таблица 3. Теоретический потенциал ВИЭ в мире и текущее потребление первичной энергии человечеством, ТВтч (10¹² Втч)/год

Вид энергии	Теоретический потенциал, ТВтч (10 ¹² Втч)/год
Солнечная	885 млн.[236]
Ветровая	170 тыс. [48]
Геотермальная	278 млрд.
	(или $5,4$ х 10^{21} МДж - суммарный объём тепла, содержащийся в земной коре
	[225])
Гидроэнергия	39 тыс.[293]
рек	
Океаническая	20-80 тыс.[233]
энергия	
(приливная,	
волновая,	
осмотическая)	
Биоэнергия	> 800 тыс.
	(исходя из ежегодного продуцирования биомассой около 10^{11} тонн
	углерода ежегодно [103] примерно 10 ¹¹ т.у.т.)
Мировое	160 тыс. (13,7 млрд. тонн нефтяного эквивалента в 2015) [232]
потребление	
энергии	

Таблица 4. Теоретический потенциал ВИЭ в России [10] и текущее потребление первичной энергии в России, ТВтч (10¹² втч)/год

Вид энергии	Теоретический потенциал, ТВтч (10 ¹² Втч)/год
Солнечная	18 млн. (2,2 трлн. т.у.т.)
Ветровая	7,2 млн. (886 млрд. т.у.т.)
Малая гидроэнергетика	3,3 тыс. (402 млн. т.у.т.)

Лесная биомасса	3 тыс. (374 млн. т.у.т.)
Геотермальная	10,3 трлн. (1263 трлн. т.у.т.)
Потребление энергии в России	8 тыс. (<1 млрд. т.у.т.) [170; 176]

Из таблиц видно, что основной объём, за исключением трудноопределимого и трудно извлекаемого геотермального потенциала, приходится на потенциал солнечной энергии. Кроме того, практически все потоки возобновляемой энергии, за исключением геотермальной, обусловлены наличием солнечной энергии. В этой связи, суммирование теоретических потенциалов было бы некорректным даже теоретически (поскольку гипотетическое изъятие солнечной энергии приводит к уменьшению всех остальных потоков). Поэтому общий теоретический потенциал ВИЭ (кроме геотермального) можно условно приравнять к потенциалу солнечной энергии.

Следует в принципе отделить геотермальную энергию от солнечной энергии и других видов возобновляемой энергии, обусловленных ею. Геотермальные источники (за исключением поверхностного низкопотенциального тепла поверхностных слоёв земли) являются эндогенными, остальные — экзогенными. Кроме того, можно обозначить геотермальную энергию как «геологическую», другие источники — как «географические», причём имеющие и физико-географическую, и экономико-географическую составляющую. Далее в работе рассматриваются именно экзогенные, «географические» источники энергии.

Другие виды потенциалов - географический, технический, экономический, имеют непосредственное отношение уже к оценке возможностей практического использования энергии на основе ВИЭ. Они существенно ниже валового и, в отличие от него, являются в высокой степени изменчивой величиной, зависящей от комплекса меняющихся факторов, таких, как:

- Характер земельных угодий и структура землепользования;
- Ограничения экологического характера;
- Уровень технологического развития;
- Уровень экономического развития и текущая экономическая конъюнктура;
- Законодательство и нормативная база, политика государства в сфере энергетики. Как правило, данные виды потенциалов ещё труднее поддаются подсчёту, чем теоретические, и в большей степени зависят от принятых исходных допущений, спектр которых будет заведомо шире и сложнее, чем в случае с расчётом теоретического потенциала.

Методики расчётов технических потенциалов также приводятся в работе П.П. Безруких [10].

Технический потенциал солнечной энергии рассчитывался, исходя из следующих допущений:

- Солнечные тепловые установки потенциально могут занимать не более 0,8% площади в каждом субъекте Российской Федерации; солнечные фотоэлектрические установки не более 1%;
- КПД солнечных тепловых установок -0.7, фотоэлектрических -0.15.

Используются данные по производительности тепловых установок солнечного горячего водоснабжения из работы Б.В. Тарнижевского «Оценка эффективности применения солнечного теплоснабжения в России» [90].

Исходя из этого, технический потенциал солнечной энергии составляет 0,01*0,15 = 0,0015 от валового потенциала, или примерно в 700 раз ниже. Применительно к Российской Федерации эта величина составляет 25 700 ТВтч в год, что в 25 раз выше всего производства и потребления электроэнергии в России в настоящее время.

Технический потенциал ветровой энергии рассчитывался по более сложной схеме на основе следующих допущений:

- Использование энергии целесообразно в районах со среднегодовыми скоростями ветра не ниже 5 м/с;
- Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) ветроустановки составляет 20%.
- Для ветроустановок может быть использовано не более 10% территории;
- Используются ветроустановки большой мощности от 100 до 2000 кВт.

В России требуемыми ветровыми характеристиками обладает около 20% территории. Таким образом, общая площадь, где ветроустановки могут быть размещены, составляет 10%*20% = 2% всей территории страны.

Расчёты, включающие данные параметры, среднюю мощность ветроустановок и правила их размещения дают величину, в 100 раз меньшую валового потенциала, или около 7000 ТВтч, что примерно в 7 раз выше всего производства электроэнергии в России.

Гидроэнергетический технический потенциал также определяется как технически осваиваемая часть валового потенциала.

П.П. Безруких приводит данные расчётов технических потенциалов малых рек России (табл. 5).

Таблица 5. Технические гидроэнергетические ресурсы малых рек России

По С.В. Г	ригорьеву	По А.Н. Возне	есенскому [20]	По Л.П. Михайлову [69]		
[2	26]					
млн. кВт	млрд. кВтч	млн. кВт	млрд. кВтч	млн. кВт	млрд. кВтч	
51,7	452,9	44,5	389,9	40,77	357,1	

В соответствии с этими оценками, технический потенциал малых рек России равен 35%-45% всей электроэнергии, производимой в России.

В случае с биоэнергией отходов сельского хозяйства технический потенциал принимался равным валовому, исходя из того, что все данные отходы технически перерабатываемы в энергию.

Экономический потенциал ВИЭ определяется как экономически целесообразный объём производства энергии на основе ВИЭ на данной территории при данных технологиях. Экономический потенциал рассматривается как производная от технического потенциала. Один из базовых подходов — сравнение расчётной или фактической стоимости энергии, полученной при использовании возобновляемых и конвенциональных источников на определённом временном интервале. Экономический потенциал также может быть отождествлён и с рыночным потенциалом, и с потенциалом внедрения, и может рассматриваться как реальный потенциал использования ВИЭ на данной территории при данном комплексе природных, технологических, финансово-экономических, социальных и других условий.

Географический потенциал представляется наиболее интересным и, на данный момент, неопределённым предметом исследования.

В основу расчёта географического потенциала кладётся территориальный принцип - это валовый потенциал за исключением потенциала территорий, по тем или иным причинам непригодным для установки мощностей на основе ВИЭ. Географический потенциал, чаще всего, рассматривается как производная от валового потенциала, находящаяся «между» валовым и техническим потенциалом.

Также географический подход наблюдается на примере *расчётного гидроэнергетического потенциала, доступного к освоению* [8], рассчитываемого как валовый за вычетом следующих территорий:

- 1. Особо охраняемые природные территории (ООПТ);
- 2. Существующие водохранилища;
- 3. Территории, выявленные как неблагоприятные для строительства ГЭС с точки зрения инженерно-геологических условий.

Кроме того, географическая (точнее, территориальная) составляющая присутствует при расчётах технического потенциала. В то же время, понятие пригодности территории или пригодной территории для размещения энергетических объектов и инфраструктуры на основе ВИЭ, может быть очень широким и включать техническую, экономическую, социальную составляющие.

Доступность территории определяется, в значительной степени, уровнем технологического и экономического развития. Один из примеров – ветроэлектростанции в море (офшорные), появившиеся сравнительно недавно, на территориях (точнее, акваториях), которые ранее могли рассматриваться как непригодные.

Таким образом, географический потенциал, если его выделять в качестве отдельной категории, может зависеть и от технического потенциала, а также от хозяйственных условий территории, если брать в расчёт экономико-географический аспект.

Расчёты потенциалов дают укрупнённые оценки, позволяющие предварительно оценить перспективность территории для более детальных исследований возможностей развития энергетики на основе ВИЭ.

Также опыт показывает, что расчёты потенциалов возобновляемых источников энергии требуют корректировки с помощью мониторинга действующих опытно-экспериментальных или эксплуатационных установок.

В частности, некоторые наблюдения за работой солнечных батарей в условиях Москвы показали отклонение результатов наблюдений от расчетных данных около 10%-15% в летние месяцы и порядка 80% - в ноябре [21], при этом, не в пользу фактических данных.

1.2. Развитие энергетики на основе ВИЭ в мире в конце XX – начале XXI века

С 1970-х гг. по середину 2010-х существенно выросли объёмы производства энергии за счёт ВИЭ. Также несколько увеличилась их доля в мировом энергобалансе.

В 1973 году общий объём поставок первичных энергоресурсов в мире составлял 5,5 млрд. тонн нефтяного эквивалента (т.н.э.) [231], в 2017 году – 13,5 млрд. т.н.э. [238]. При этом, на все ВИЭ в 1973 году пришлось всего 757 млн. т.н.э., или 12,4%; в 2016 – более 1,9 млрд. т.н.э. и 14% (табл. 6). По данным [238] на 2017 год, на ВИЭ пришлось 1,4 млрд. т.н.э., или 10,4% в мировом энергобалансе. Различия связаны с разными методиками подсчётов и неполнотой информации. В целом, мы видим выглядящую несколько парадоксальной ситуацию, при которой доля ВИЭ в мировом энергобалансе за последние почти полвека практически не изменилась.

Таблица 6. Объёмы и доли различных источников энергии в мировом первичном энергобалансе в 1973 и 2016-2017 гг.

	1973		2016		2017	
		Доля в		Доля в		Доля в
Источник	Объём, млн.	мировом	Объём, млн.	мировом	Объём,	мировом
	т.н.э.	энергобала	Т.Н.Э.	энергобал	млн. т.н.э.	энергобал
		нсе,%		ансе,%		ансе,%
Уголь	1 495	24,5%	3 729	27,1%	3 731	27,6%
Нефть	2 819	46,2%	4 390	31,9%	4 622	34,2%
Газ	976	16,0%	3 041	22,1%	3 156	23,4%
Всего ископаемые	5 290	86,7%	11 160	81,1%	11 509	85,2%
углеводороды	3 270	00,770	11 100	01,170	11 307	03,270
Атомная энергия	55	0,9%	674	4,9%	596	4,4%
Всего						
невозобновляемые	5 344	87,6%	11 834	86,0%	12 106	89,6%
источники						
Гидроэнергия	110	1,8%	344	2,5%	919	6,8%
Биотопливо и	641	10,5%	1 349	9,8%	487	3,6%
отходы	011					
Другие ВИЭ	6	0,1%	234	1,7%		
Всего ВИЭ	757	12,4%	1 927	14,0%	1 405	10,4%
Всего	6 101	100,0%	13 761	100,0%	13 511	100,0%

Сходная структура и динамика наблюдалась и в мировом производстве электроэнергии (табл. 7) [238], хотя рост производства электроэнергии опережал общий рост производства и потребления энергоресурсов в целом, и вес ВИЭ в данном случае заметно выше, хотя тоже не обнаружил существенного роста. Изменения коснулись, главным образом, структуры производства по разным возобновляемым источникам.

Таблица 7. Производство электроэнергии в мире из разных источников в 1973 и 2017

	19	73	2017		
Энергоноситель	ТВтч	Доля в мировом производстве, %	ТВтч	Доля в мировом производстве, %	
Уголь	2 348	38,3%	9 723	38,1%	

Нефть	1 520	24,8%	883	3,5%
Газ	742	12,1%	5 915	23,2%
Всего ископаемые углеводороды	4 610	75,2%	16 522	64,7%
Атомная энергия	202	3,3%	2 636	10,3%
Всего невозобновляемые энергоресурсы	4 812	78,5%	19 157	75,0%
Гидроэнергия	1 281	20,9%	4 060	15,9%
Другие ВИЭ (ветровая, солнечная, геотермальная и др.)	37	0,6%	2 334	9,1%
Всего ВИЭ	1 318	21,5%	6 394	25,0%
Всего	6 130	100,0%	25 551	100,0%

Доля гидроэнергии в мировом производстве электроэнергии снизилась, и общий рост доли ВИЭ стал, в значительной степени, компенсацией этого снижения за счёт других источников. В абсолютном выражении выработка возобновляемой электроэнергии (кроме ГЭС) выросла с начала 1970-х по 2017 год с 35 до более 2 300 ТВтч, а доля в мировом производстве – с 0,6% до 9,1%, тогда как в целом доля ВИЭ, с учётом ГЭС, выросла с 21,5% до 25%.

По состоянию на 2018 год, общая мощность электроэнергетических мощностей на основе ВИЭ составляет более 2,3 млн. МВт [234], из которых на гидроэлектростанции приходится 50% (Табл.8). Также на ГЭС приходится более 63% всей выработки электроэнергии за счёт ВИЭ, что связано с более высоким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) по сравнению с большинством других типов станций на основе ВИЭ.

Таблица 8. Электроэнергетические мощности на основе ВИЭ и их структура в мире в 2000 и 2018 гг.

	2000		2018		
Типы электростанций на	Установленная	Доля в общей	Установленная	Доля в общей	
основе ВИЭ	мощность,	структуре	мощность,	структуре	
	МВт	мощностей	МВт	мощностей	
ГЭС всего	782 637	93,2%	1 171 612	50,0%	
Ветровые станции оншорные	17 263	2,1%	540 370	23,1%	
Ветровые станции офшорные	67	0,0%	23 356	1,0%	
Солнечные фотовольтаические	804	0,1%	480 357	20,5%	
Биоэнергетические	30 137	3,6%	113 379	4,8%	
Геотермальные	8 329	1,0%	13 329	0,6%	
Морские (приливные и волновые)	265	0,0%	532	0,0%	
ВИЭ всего	839 502	100,0%	2 342 935	100,0%	

Следует также отметить опережающий рост производства электроэнергии относительно общего объёма поставок первичной энергии в 1973-2016 гг. (табл. 9). Это связано как с ростом электрификации, так и увеличением эффективности использования первичных энергоресурсов.

С этим, в свою очередь, связано некоторое снижение доли ГЭС в мировом производстве электроэнергии при росте их доли в общем энергобалансе.

Большая часть ВИЭ ориентирована на производство электроэнергии. Исключение составляют биоэнергия и, в несколько меньшей степени – геотермальная энергия. Первая используется, главным образом, для производства тепла и транспортного топлива; вторая – для производства и тепла, и электроэнергии.

Таблица 9. Производство электроэнергии относительно общего объёма энергообеспечения для различных источников энергии, 1973-2016 (расчёт на основе данных IEA и US EIA)

Показатели	1973	2016		
Все источники энергии				
Общий объём поставок первичной энергии, млн. т.н.э.	6 101	13 761		
То же, ТВтч (<i>1 т.н.</i> э. = <i>11,63 МВтч</i>)	71 304	160 040		
Производство электроэнергии, ТВтч	6 131	24 973		
Отношение производства ЭЭ к общему объёму	0,09	0,16		
поставок энергии				
Все ВИЭ				
Общий объём поставок первичной энергии за счёт ВИЭ,	757	1 927		
млн. т.н.э.				
То же, ТВтч (<i>1 т.н.</i> э. = <i>11,63 МВтч</i>)	8 804	22 411		
Производство электроэнергии за счёт ВИЭ, ТВтч	1 318	6 068		
Отношение производства ЭЭ к общему объёму	0,15	0,27		
поставок энергии				

Таким образом, увеличение доли ВИЭ в энергобалансе находится в общем контексте смещения в сторону производства электроэнергии.

В этом же ряду стоит атомная энергетика, также ориентированная на производство электроэнергии и отличавшаяся по итогам последних 40-50 лет не менее высокими темпами роста, чем возобновляемая энергетика.

Темпы роста гидроэнергетики были существенно ниже, чем ветроэнергетики и солнечной энергетики (Приложение 1- 3). С конца 1980-х в энергобалансе некоторую долю, впоследствии постоянно растущую, занимает ветроэнергетика; с конца 1990-х - солнечная энергетика. К 2017 году среди всех ВИЭ (за исключением гидроэнергетики) на долю ветростанций пришлось более 52% выработки электроэнергии (1 123 ТВтч), солнечных станций чуть менее 21% (443 ТВтч), геотермальный и других станций – 27%.

В конце 1980-х наблюдался всплеск темпов производства электроэнергии за счёт всех ВИЭ (кроме гидроэнергии), связанный с эффектом низкой базы (Приложение 4), далее сменившийся переходом к более спокойному росту, составившему для всех ВИЭ в совокупности 5,6% в 1990 и 7,8% в 1991.

В дальнейшем темпы роста производства электроэнергии на геотермальных, био- и других станциях имели тот же характер, что и гидроэнергетика – в диапазоне от 0% до 10% в год.

Темпы роста производства электроэнергии на ветростанциях увеличивались до конца 1990-х с максимумом в 48% в 2000 году. С начала 2000-х и до настоящего времени фиксируется нисходящий тренд — до значений менее 30%, начиная с 2005 года и менее 20% - с 2014 года.

В солнечной энергетике увеличение темпов роста фиксируется с середины 1990-х (рост на 5% в 1997 году) до начала 2010-х (в 2011 – 91,5%), после чего также наблюдается нисходящий тренд – менее 40% в год, начиная с 2015 года (рис.1).



Рис. 1. Темпы роста производства ветровой и солнечной электроэнергии в мире (% к предыдущему году) в 2001-2017 гг

Снижение темпов роста производства электроэнергии за счёт ВИЭ с начала 2010-х связан со спадом темпов прироста производственных мощностей в солнечной и ветроэнергетике (Приложение 5-6; рис. 2).



Рис. 2. Темпы роста генерирующих мощностей в солнечной и ветроэнергетике в мире (% к предыдущему году) в 2000-2018 гг.

Также представляет интерес динамика энергетической эффективности ветровых и солнечных фотовольтаических электростанций, которую можно выразить в коэффициенте использования установленной мощности (КИУМ). Он представляет собой отношение реальной выработки энергии единицей установленной мощности и максимальной теоретически возможной, или реального количества часов работы станции за год к максимальному, равному 8760 часов.

Для вычисления среднемирового КИУМ станций сопоставим выработку электроэнергии в данном году к установленной мощности прошлого года. Обнаруживается, что в 2001-2017 гг. КИУМ солнечных и ветростанций принципиально не изменился. Средняя выработка электроэнергии с 1 кВт составляла для ветростанций 2000-2400 кВтч, для солнечных фотовольтаических станций — около 1500 кВтч, КИУМ, соответственно, 23%-27% в первом случае и около 17%, в обоих случаев — без заметной тенденции к росту (рис.3).

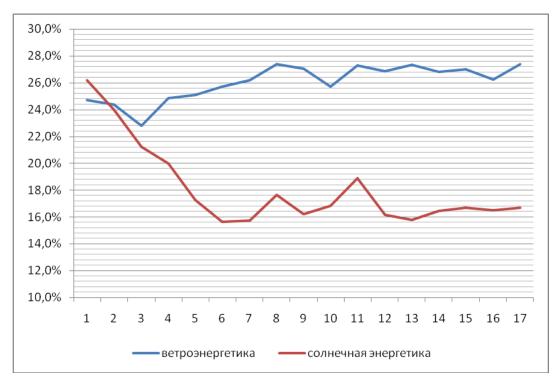


Рис. 3. Изменение среднегодового КИУМ ветровых и солнечных электростанций в 2001- $2017~\mathrm{rr}$.

Следует отметить и динамику доли ВИЭ в общем приросте производства электроэнергии в мире. До 2012 года она росла. Более того, рост производства электроэнергии за счёт ВИЭ продолжался при общем спаде производства электроэнергии в 2009 году в результате кризиса. В 2012 года доля ВИЭ в приросте мирового производства электроэнергии впервые превысила 50%, составив почти 59% - из общего прироста в 550 ТВтч на ВИЭ пришлось 324 ТВтч, в том числе на гидроэнергию – 168 ТВтч, ветровую – 87, солнечную – 36, другие ВИЭ – 33 ТВтч. Однако после 2012 года доля ВИЭ в приросте не увеличивается, колеблясь в диапазоне 50%-60% (рис.4), при этом рост сохраняется только для солнечной и ветроэнергетики.



Рис. 4. Изменение доли ВИЭ в мировом приросте производства электроэнергии в 2001-2017 гг.

Таким образом, в период с 2010-2012 гг. идёт устойчивое снижение темпов роста энергетики на ВИЭ в целом, включая ветроэнергетику и солнечную энергетику с тенденцией к стабилизации её доли в приросте мирового производства энергии и, вероятно, в дальнейшей перспективе — в его объёме.

1.3. Развитие энергетики на основе ВИЭ в России в XX – начале XXI века

Развитие энергетики на основе ВИЭ в России может быть подразделено на следующие периоды:

- 0. С конца XIX начала XX века до революции 1917 г.
- 1. С 1918 по 1950-1960-е гг.
- 2. С 1960-х по конец 1980-х гг начало 1990-х.
- 3. С начала 1990-х по середину конец 2000-х.
- 4. Настоящее время: с конца 2000-х по середину 2020-х (?).
- 5. С середины 2020-х (?).

Период с конца XIX - начала XX века был стартовым в энергетическом использовании ВИЭ в современном понимании. Это, прежде всего, строительство первых гидроэлектростанций (по современным критериям, все они попадают под определение малых ГЭС) и электростанций на торфе. К 1913 году в России действовало 78 ГЭС [43]. Из крупных торфяных электростанций следует отметить Богородскую станцию (в настоящее время – Ногинский район Московской области), запущенную в эксплуатацию в 1913 году, мощностью 5 МВт. В проектировании станции принимал участие Г.М. Кржижановский.

В 1866 году в России было основано Императорское Русское техническое общество, в котором в 1877 году был создан Электротехнический отдел (VI отдел), представители которого поднимали вопросы стратегического развития энергетики страны на основе возобновляемых источников энергии, хотя сам термин «ВИЭ» в тот период не использовался. В значительной степени, идеи, высказанные в тот период, в том числе Кржижановским, легли позже в основу плана ГОЭЛРО. Одной из отправных точек стал его доклад «Областные электрические станции на торфе и их значение для Центрального промышленного района России» от 21 ноября 1915 г. на совещании по подмосковному углю и торфу под эгидой Бюро объединённых технических организаций.

Расчёты, приведённые Кржижановским, показывали достаточность торфяных ресурсов для обеспечения развития промышленности района в течение многих десятилетий, а также более высокую экономическую эффективность производства электроэнергии на торфяных станциях с её транспортировкой по линиям электропередач к месту потребления по сравнению с перевозкой непосредственно торфа [56].

Возвращение к данной теме произошло уже после 1917 года, в новых социальноэкономических и геополитических условиях. В частности, о необходимости
использования местных энергоресурсов, включая торф, водяные и ветровые двигатели
заявляет В.И. Ленин в «Наброске плана научно-технических работ» от апреля 1918 г. [62].
В свою очередь, «Набросок...» был создан под влиянием состоявшихся ранее, в ноябредекабре 1917 года, встреч Ленина с энергетиками И. И. Радченко и И. В. Винтером [22].
На них поднимался, в том числе, вопрос использования местных энергоресурсов в новых,
критических условиях, связанных с войной и потерей, по ряду причин, доступа к
имевшимся ранее источникам энергии. Кроме того, по итогам встреч было принято
постановление о строительстве Шатурской ГРЭС и начата подготовка сметы
строительства Волховской ГЭС под руководством Г.О. Графтио, в тот момент
возглавлявшего Электрожелдор.

Ленин также активно поддерживал и способствовал продвижению идей и разработок Кржижановского, занимавшего с 1919 года пост председателя Главэлектро ВСНХ, а с февраля 1920 г. – председателя Государственной комиссии по электрификации России (ГОЭЛРО).

В январе 1920 года Кржижановский (занимавший с 1919 года пост председателя Главэлектро ВСНХ) снова выступил на тему использования торфяных ресурсов в докладе «Торф и кризис топлива». В тот момент Россия находилась, по сути, в энергетической блокаде. Основная часть довоенных источников энергоснабжения была потеряна — инфраструктура Донбасса разрушена, а уголь Домбровского бассейна (современная

Польша) оказался в пределах отдельного, при этом враждебного России, государства, контроль над нефтепромыслами Баку также был на тот момент потерян (Приложение 7). В феврале 1920 года было утверждено Положение о Комиссии ГОЭЛРО. Комиссия была сформирована в составе 19 человек во главе с Г.М. Кржижановским, всего же в работе Комиссии было задействовано около 240 человек [22].

План государственной электрификации России (план ГОЭЛРО) был одобрен 22 декабря 1920 года VIII Всероссийским съездом Советов и утверждён декретом СНК «Об электрификации РСФСР» на IX Всероссийском съезде Советов 23 декабря 1921 года. ГОЭЛРО был планом не только развития энергетики, но и экономики страны в целом на основе её электрификации. Более того, районирование страны в соответствии с планом ГОЭЛРО легло в основу принятого Госпланом экономического районирования России и СССР.

В дальнейшем план ГОЭЛРО составлялся с опорой на местные энергоресурсы. С точки зрения ВИЭ можно выделить следующие его составляющие:

- Акцент на местных видах топлива в каждом районе;
- Торфяные ресурсы;
- Гидроэнергетические ресурсы;
- Перспективы использования ветроэнергетики.

Непосредственно электроэнергетическая составляющая плана включала реконструкцию и строительство в течение 10-15 лет 30 электростанций во всех основных районах страны (Приложение 8) установленной мощностью более 1,7 ГВт и рабочей мощностью более 1,4 ГВт. [277].

В течение 15 лет план ГОЭЛРО был даже перевыполнен – построено не 30, а 40 современных по меркам того времени электростанций (Приложение 9), работавших, главным образом, на местном сырье, при этом почти в половине случаев – на ВИЭ. В качестве возобновляемых источников выступали гидроэнергия и торф [57]. В дальнейшем планировалось ещё более активное использование местных возобновляемых источников. В частности, выступая на V съезде Советов 23 мая 1929 г., Кржижановский отдельно упомянул потенциал и перспективы гидро- и ветроэнергетики [56] (Приложение 10).

Планы развития энергетики на основе возобновляемых источников нашли отражение даже в научно-популярной литературе 1930-х. В частности, в 1933 году в одном из первых номеров журнала «Техника - молодёжи» была опубликована статья Б.В. Дюшена «Ветер — вода — солнце» [47], где рассматривались идеи и перспективы использования основных ВИЭ, включая ветроэнергетику, речную гидроэнергетику, использование энергии

приливов, солнечную энергетику (Приложение 11). Необходимость активного вовлечения данных источников энергии в энергетику обосновывалось растущим энергопотреблением и риском исчерпания используемых в то время энергоресурсов.

В духе своего времени автор возлагал надежды, прежде всего, на социалистическую экономику СССР с её грандиозными проектами развития и централизованным планированием в противовес неорганизованной рыночной стихии капиталистического мира. В то же время, отмечаются интересные идеи и достижения в использовании ВИЭ в западных странах. Энергетика на основе новых источников объявляется «энергетикой будущего».

В период до 1960-х энергетика на ВИЭ в СССР действительно отличалась высокими темпами развития. Прежде всего, отмечается мощное развитие гидроэнергетики, включая строительство малых ГЭС - к началу 1960-х их число достигло 2,5 тыс., а также рост использования торфа в энергетических целях.

К 1940 году добыча торфа в СССР превысила 27 млн. тонн в год, к середине 1970-х объём добычи торфа вырос до 90-100 млн. тонн в год в РСФСР и до 130-150 млн. тонн в СССР в целом, что составляло примерно половину мировой добычи торфа в то время [35].

. Кроме того, активизировалось использование других видов ВИЭ, в том числе, упоминавшихся в программных документах, статьях и выступлениях в 1920-е — 1930-е гг. В частности, продолжалось строительство ветроэлектростанций. В 1950—1955 годах в СССР производилось 9000 ветроустановок в год, а в Казахстане была построена комбинированная электростанция ВЭС в паре с дизельным двигателем, общей мощностью 400 кВт, ставшая прообразом современных европейских ветропарков и систем «ветродизель» [42].

В солнечной энергетике также имело место продолжение работ, начатых ещё в 1920-е гг. Б.П. Вейнбергом и другими специалистами. В 1958 году был запущен первый спутник с солнечными батареями («Спутник-3»), экспериментальные солнечные электростанции (СЭС) ставились в 1960-е гг. в Туркмении, в Краснодарском крае в 1989 году была построена «солнечная деревня» мощностью 40 кВт [88].

В 1968 году была построена первая в нашей стране приливная электростанция – Кислогубская ПЭС.

Развивалась также биоэнергетика. Разработки в сфере получения биогаза из сельскохозяйственных отходов и современной биоэнергетики в целом начались ещё в 1960-х гг [75]. В конце 1960-х гг. в СССР уже были созданы промышленные производства биотоплив (биоводород, биометан, биобутанол, биоацетон, биоэтанол).

Более того, СССР оказался в данных разработках в числе мировых лидеров, хотя в дальнейшем развить успех не удалось.

История развития геотермальной энергетики в России началась ещё до Великой Отечественной войны, на Северном Кавказе (Краснодарский и Ставропольский края, Чечня, Дагестан), где тёплые термальные воды использовались для отопления. Уже в настоящее время около 500 тыс. человек в регионе обеспечиваются теплом за счёт термальных источников, в частности, город Лабинск в Краснодарском крае с населением 60 тыс. чел [34].

Другим центром развития геотермальной энергетики стала Камчатка уже в послевоенные годы. Первые геотермальные электростанции (ГеоЭС) на Камчатке были пущены в эксплуатацию в 1960-е. Одна из них — Паратунская, мощностью 600 кВт, стала первой в мире, работающей на бинарном цикле, являющемся разработкой советских учёных С.С. Кутателадзе и А.М. Розенфельда.

Далее, с 1960-х – 1970-х гг., наблюдается торможение развития энергетики на ВИЭ, за исключением строительства крупных ГЭС, вероятно, связанное с открытием и началом разработок огромных запасов углеводородов, прежде всего - в Западной Сибири, и освоения атомной энергии. Произошло резкое снижение ВИЭ в энергобалансе страны в пользу ископаемых углеводородов и атомной энергии, а выработка энергии на малых ГЭС снизилась и в абсолютных величинах – их общее число сократилось с нескольких тысяч до нескольких сотен.

Тем не менее, работы в области энергетики на ВИЭ продолжались. Данной проблематикой занимался и занимается в настоящее время ряд образовательных, научно-исследовательских и научно-производственных организаций, включая НИЛВИЭ географического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, ЦАГИ, МЭИ, ЭНИН, ВИЭСХ, НОЦ «ВИЭ» и ряд других — в Москве, Санкт-Петербурге, Новосибирске, Краснодаре и других городах.

Отрезок времени с начала 1990-х до конца 2000-х гг. в России был периодом стагнации, при этом на уровне НИОКР разработки в области ВИЭ продолжались.

Более того, в 1990-е осуществлялись отдельные проекты, в частности, строительства Куликовской ВЭС в Калининградской области (работавшей до 2016 года; в настоящее время принято решение о демонтаже и строительстве нового ветропарка) и первого ветропарка в Республике Калмыкия (проект в итоге не был реализован).

Тем не менее, именно в данный период, первые 15-20 лет после распада СССР и начала масштабного экономического кризиса в России, западные страны, позже — ряд развивающихся стран, резко увеличили долю ВИЭ в энергобалансе. Россия, в данном

случае, «пропустила» восходящую фазу «длинной волны» развития энергетики на возобновляемых источниках.

По ситуации на начало 2000-х годов работавшие энергетические мощности на ВИЭ (кроме большой гидроэнергетики) включали:

- Геотермальные станции (ГеоЭС) на Камчатке;
- Обеспечение теплом из геотермальных источников ряда населённых пунктов на Кавказе;
- Ряд малых ГЭС (порядка нескольких сотен) на Кавказе и в других регионах;
- Приливная электростанция на Кольском полуострове (Кислогубская ПЭС) мощностью 1,7 МВт;
- Ветроэлектростанция в Калининградской области (Куликовская ВЭС) мощностью 5 МВт;
- Отдельные торфяные электростанции и котельные на торфе небольшой мощности.

Основной вклад в возобновляемую энергетику России вносили сохранившиеся малые ГЭС и камчатские ГеоЭС, но даже с их учётом суммарная мощность исчислялась величинами до 3 ГВт (главным образом, за счёт МГЭС), чуть более 1% всех установленных электроэнергетических мощностей страны.

Помимо причин, связанных с экономическим кризисом, важную роль сыграла и играет в настоящее время специфика энергообеспечения в стране, заключающаяся в топливно-энергетическом ресурсном богатстве, созданной в советский период развитой системе генерации энергии за счёт ископаемых источников и транспортировки энергии, как результат — сравнительно низкой стоимости энергии из ископаемых источников для потребителей.

Другая группа причин обусловлена сравнительно низким потенциалом возобновляемых энергоресурсов на единицу площади для большей части территории России, где сосредоточено также наибольшее число промышленных и бытовых потребителей энергии. Это центральные районы европейской части России, Средний Урал, Западная Сибирь, отличающиеся сравнительно низкими значениями солнечной энергии (территории к северу от 50-55° с.ш.), небольшими скоростями ветра, равнинным рельефом с небольшим гидроэнергетическим потенциалом.

Отметим, что развитие энергетики на ВИЭ в западных странах осуществлялось при активной финансовой поддержке со стороны государства при наличии политикоидеологической составляющей в двух аспектах:

• борьба с глобальным потеплением и загрязнением окружающей среды;

• снижением энергетической зависимости от России (данный мотив присутствовал, прежде всего, в Западной Европе).

Объективно, Россия в целом имела меньше стимулов поддержки энергетики на основе ВИЭ. Отметим также неоднородность развития возобновляемой энергетики внутри самой группы западных стран. В частности, Западная Европа, как по абсолютным значениям выработки энергии за счёт ВИЭ, так и показателям на душу населения и единицу площади, существенно превосходит США, что также может быть объяснено наличием объективных экономических, ресурсных и геополитических стимулов.

Тем не менее, заметное возрождение интереса к энергетике на основе ВИЭ в России фиксируется с середины - конца 2000-х гг. — начала 2010-х гг.

В странах бывшего СССР и постсоциалистических странах Восточной Европы наблюдается сходная, но более ярко выраженная и раньше проявившаяся тенденция – восточноевропейские государства встраиваются в экономическую и геополитическую орбиту Западной Европы, включая программы развития «зелёной» энергетики.

В возобновлении интереса к ВИЭ в России задействована совокупность причин различного характера:

- Следование западному тренду как заведомо «прогрессивному»;
- Следование экологическому тренду;
- Опасения, связанные с гипотетическим исчерпанием запасов углеводородного сырья в России (прежде всего, нефти) в обозримом будущем;
- Реально существующие экологические проблемы в ряде регионов России;
- Энергетический дефицит, ненадёжное и дорогостоящее энергоснабжение в ряде удалённых регионов России и сельских территорий, в том числе в центре;
- Высокая концентрация ВИЭ в ряде регионов страны, что позволяет в ряде случае рассматривать использование ВИЭ с позиций прямого экономического эффекта – ценовой конкурентоспособности с ископаемыми энергоресурсами;
- Наличие инновационного потенциала разработок в области ВИЭ, принадлежность энергетики на ВИЭ к инновационному кластеру экономики;
- Экономическая кооперация с западными странами и встраивание в производственные цепочки, связанные с производством энергии за счёт ВИЭ.

Последнее относится, главным образом, к биоэнергетике – производству биотоплива, в следующих аспектах:

• выращивание масличных культур (рапс, подсолнечник) для производства моторного топлива;

- переработка и использование отходов растениеводства для производства топлива для отопления помещений и выработки электроэнергии (топливные брикеты и пеллеты из лузги, соломы и др.);
- переработка и использование отходов лесопромышленного комплекса и торфа для отопления помещений и производства электроэнергии (древесные пеллеты и брикеты, щепа, торфяные брикеты).

В 2000-х гг. в Западной Европе, сталкивающейся с дефицитом земельных и топливных ресурсов, обозначается интерес к России (и другим странам бывшего СССР) в качестве площадки для производства первичной или частично переработанной биоэнергии. В свою очередь, ориентация Западной Европы на «зелёную энергию» открыл для российского сельскохозяйственного и лесопромышленного комплекса новый источник экспортной выручки. За последнее десятилетие, начиная с 2005-2006 гг., в России существенно выросли, в частности, производство и экспорт рапса и рапсового масла. Также был создан ряд производств древесных пеллет (древесных топливных гранул), главным образом – на базе лесоперерабатывающих предприятий. По данному виду продукции Россия в настоящее время выступает в качестве одного из ведущих мировых производителей и экспортёров – производственные мощности достигают 3 млн. тонн в год, годовое производство превышает 1 млн. тонн в год. Производство древесных пеллет ориентировано на 80%-90% на экспорт и размещается, главным образом, в Ленинградской области и других северо-западных субъектах РФ (крупнейшие покупатели российских пеллет – Дания, Швеция, Финляндия, Германия); также появился ряд предприятий на юге Сибири и Дальнего Востока, в данном случае – с ориентацией на рынки Восточной Азии. Таким образом, в сфере биоэнергетики Россия встраивается в общий экспортно-сырьевой контекст ТЭК страны [29].

В геотермальной, ветровой, солнечной энергетике в последние несколько лет также реализован или реализуется ряд проектов. Среди проектов и программ последних лет (рис.5-6) можно отметить:

- Продолжение строительства новых и роста мощностей имеющихся геотермальных электростанций на Камчатке и Курильских островах и геотермальных тепловых станций на Кавказе и в Крыму;
- Частичное восстановление торфяной промышленности и рост использования торфа в качестве местного топлива, а также перевод котельных на древесные пеллеты главным образом, на севере и в центре европейской части России (Владимирская, Тверская, Архангельская и др. области);

- Строительство биогазовых станций в Белгородской области, Калужской области и других сельскохозяйственных регионах; строительство котельных на биотопливе и перевод на биотопливо имеющихся энергетических мощностей в ряде регионов севера европейской части России;
- Строительство малых ГЭС на Кавказе, в республиках Алтай и Тыва;
- Северная приливная электростанция (Мурманская область) и ряд других ПЭС;
- Строительство солнечных электростанций в большей части южных субъектов РФ (включая юг европейской части, Урала и Сибири) и в Якутии [33];
- Проекты (в различной степени продвижения) строительства ветроэлектростанций и ветропарков в Калмыкии, Краснодарском крае, Ленинградской области, Мурманской области, на Ямале, в Алтайском крае и Республике Алтай, на Камчатке и в других регионах;

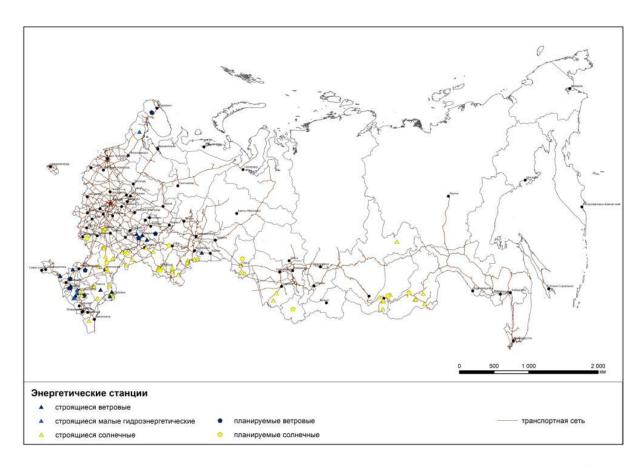


Рис. 5. Запланированные и строящиеся электростанции на основе ВИЭ в России (конец 2017 – начало 2018 гг.).

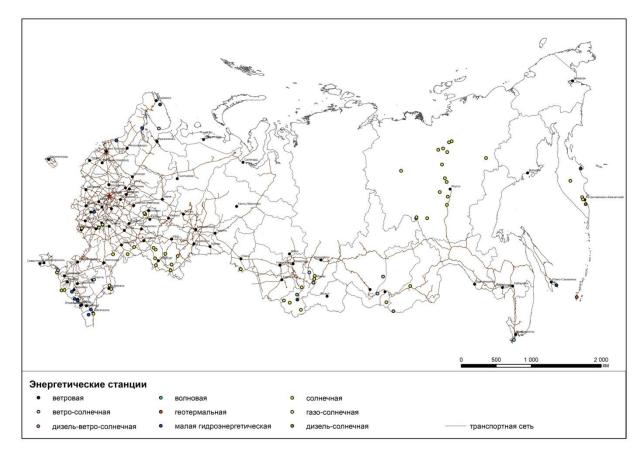


Рис. 6. Действующие электростанции на основе ВИЭ в России (конец 2017 – начало 2018 гг.).

Суммарная мощность всех проектов уже достигает величин порядка нескольких гигаватт. Общая мощность всех солнечных фотовольтаических станций, построенных к началу 2019 года, составляет 1000 МВт (включая около 400 МВт, построенных в Крыму до 2014 года). Общая мощность запущенных ветростанций на данный период меньше, построен один крупный ветропарк в Ульяновской области общей мощностью 85 МВт. Различаются проекты:

- направленные на производство и подачу энергии в единые энергосистемы (ОЭС) ЕЭС России;
- электростанций на ВИЭ, работающих в рамках изолированных энергосистем (Камчатка, Сахалин, Якутия, Чукотка) и энергосистем, имеющих свою специфику работы (Крым, Калининградская область);
- автономных электростанций, не включаемых в энергосистему более высокого порядка и направленных на обслуживание отдельных объектов небольших населённых пунктов, частных и личных хозяйств, отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

С 2008 г. в России введён ряд нормативных актов, направленных на стимулирование энергетики на ВИЭ, в том числе – с опорой на отечественное производство (требования по локализации производства оборудования и комплектующих) и регламентацию работы генерирующих объектов при поставке энергии в сеть (Приложение 12).

Наиболее полная информация имеется по первой группе проектов, предполагающих поставку энергии в ЕЭС. Данные проекты проходят конкурсный отбор, информация о них публикуется в официальных источниках.

В частности, общая мощность **солнечных электростанций** (СЭС) по всем проектам, отобранным по результатам конкурсных отборов [181] в 2014-2018 гг. с планами ввода в эксплуатацию в 2015-2023 гг., составляет 1500 МВт (Приложение 13), ветроэлектростанций – 3200 МВт (Приложение 14). Речь идёт о примерно 100 объектах генерации в более, чем 20 субъектах РФ, главным образом, на юге Европейской части России, Урала и Сибири, управляемых примерно 7-10 ведущими компаниями (Приложение 15). Россию можно отнести к странам с фрагментированным фотовольтаическим и ветроэнергетическим комплексом [1]. Сходная ситуация ситуация в малой гидроэнергетике и биоэнергетике (Приложение 16).

Следует отметить, что средний КИУМ электростанций России в настоящее время составляет величину около 50% (годовая выработка электроэнергии около 1 млн. ГВтч при общей мощности электростанций около 230 ГВт), что означает отсутствие текущий потребности в наращивании мощностей для производства электроэнергии. Это также не создаёт стимулов для развития солнечной, ветровой и других видов энергетики на ВИЭ. В то же время, представляется, что приоритетной задачей энергетики на ВИЭ в России на ближайшую перспективу (как минимум, до 2025 г.) является не увеличение валового объёма и доли в общем объёме производства как таковой, а следующие два направления:

- НИОКР и создание полных производственно-технологичных циклов на основе ВИЭ;
- Поиск и занятие естественных природных, производственных и социальных ниш. Иными словами, целесообразна не силовая недостаточно обоснованная и практически невозможная, а нишевая стратегия продвижения ВИЭ.

Основная ценность ВИЭ в России в настоящее время связана не с вкладом в общее энергообеспечение страны, а с инновационным потенциалом исследований, а также решением энергетических проблем в отдельных точках и на отдельных территориях. В этой связи наибольший интерес представляет малая автономная энергетика, начиная с индивидуального уровня, на котором роль начинают играть и внеэкономические факторы (автономия и дополнительный комфорт сами по себе воспринимаются как ценность).

Кроме того, ряд территорий отличается, с одной стороны, высоким потенциалом ВИЭ, с другой – системными проблемами в «традиционном» энергообеспечении, что позволяет рассматривать использование ВИЭ уже с позиций прямого экономического эффекта. Отдельная группа территорий, где вопрос использования местных ВИЭ актуален – территории, находящиеся в зоне повышенного геополитического риска. Это регионы, не имеющие сухопутной границы с основной территорией России – Калининградская область, Крым; островные и удалённые территории – Курильские острова, Сахалин, Камчатка, Чукотка, Приморье.

При неблагоприятном развитии событий эти территории могут стать первоочередными и наиболее уязвимыми объектами воздействия, в том числе, энергетической блокады, что, в частности, продемонстрировали события ноября 2015 года в Крыму, когда действиями экстремистов с украинской стороны было прервано электроснабжение полуострова. Более того, в России практически отсутствует прямая связь по территории страны между европейским и сибирским сегментами энергосистемы — связь между ними идёт через северную часть Казахстана, с небольшой мощностью энергомоста — 1 ГВт. Также отсутствует прямая связь с энергосистемой Дальнего Востока [4]. Только в 2015 году был построен энерготранзит между Сибирью и Уралом (Курганская — Тюменская — Омская область) мощностью 500 кВ, впервые по российской территории [287]. Данные риски и угрозы могут быть снижены, в том числе, за счёт более развитой энергетической системы на основе местных ВИЭ.

1.4. Географические аспекты энергетики на основе ВИЭ

С точки зрения пространственного распределения развитие энергетики – в целом и на основе ВИЭ, в частности, в последние десятилетия определялось сочетанием трёх закономерностей:

- Классической схемы «Центр Периферия» и диффузии инноваций;
- Привязке к территориям (государствам) с более благоприятными экономическими предпосылками;
- Привязке к территориям с более благоприятными природными условиями.

Прежде всего, отметим снижение доли западных стран (стран классического Центра, или «Триады», включающей Северную Америку, Западную Европу и Японию) в общемировом производстве электроэнергии. Также снизилась доля России и других стран бывшего СССР и Восточной Европы. Более того, с конца 2000-х фиксируется стабилизация и даже некоторое снижение производства электроэнергии в западных и пост-социалистических странах в абсолютных величинах [220].

В целом, суммарная доля западных и постсоциалистических стран в мировом производстве электроэнергии с 1985 по 2017 год снизилась почти в 2 раза — с 81% до 45%. Доля других регионов мира, напротив, выросла (Приложение 17-18). Общий прирост годового производства электроэнергии в мире за данный период составил 15,7 тыс. ТВтч, или в 2,6 раза. При этом 39% всего прироста пришлось на Китай, обогнавший США по производству электроэнергии ещё в 2011 году и вышедшей по этому показателю на первое место в мире. К 2017 году доля Китая в мировом производстве электроэнергии (25,6 тыс. ТВтч) превысила 25% против 17% у США, 12% у Западной Европы и 8% у России и других пост-социалистических стран.

Производство **гидроэнергии** следует общей тенденции производства электроэнергии (Приложение 19). Более того, в целом по группе западных и пост-социалистических стран в 1985-2017 гг. не было существенного роста выработки электроэнергии за счёт ГЭС даже в абсолютных величинах, а их доля в мировом производстве гидроэлектроэнергии снизилась с 71% до 39%, в том числе доля западных стран – с 58% до 32%. При этом, общий прирост годового производства гидроэлектроэнергии составил 2080 ТВтч, из которых 51% пришлось на Китай (Приложение 20).

Отдельный интерес представляет распределение производства гидроэлектроэнергии внутри регионов.

Среди западных стран безусловным лидером является Канада (397 ТВтч в 2017), существенно опережающая по данному показателю США (297 ТВтч) и уступающая в мире только Китаю (1156 ТВтч). В 2017 году на Канаду приходилось почти 10% всей мировой выработки гидроэлектроэнергии (4060 ТВтч) и 30% всего её производства в группе западных стран. В Западной Европе в 2017 из общей выработки гидроэлектроэнергии в 476 ТВтч (12% мирового производства) более 70% (340 ТВтч) пришлось на первую пятёрку стран (Приложение 21): Норвегию (151 ТВтч), Швецию (65 ТВтч), Францию (49 ТВтч), Австрию (39 ТВтч) и Италию (36 ТВтч). В данном случае ключевую роль также играет фактор не общего экономического развития, а наличия природных гидроэнергетических ресурсов. Кроме того, одно из заметных мест в группе западных стран занимает Новая Зеландия — выработка 25 ТВтч.

Сходная ситуация в других регионах. Крупнейший в мире регион, производящий гидроэлектроэнергию — Азия, на которую пришлось в 2017 году более 1600 ТВтч (без Японии и постсоветских стран), или 39% мирового производства. В отличие от европейских стран, в этих странах с 1985 по 2017 год производство выросло почти в 4 раза. Из данного объёма 1 156 ТВтч, или 72%, пришлось на Китай, занимающий первое место в мире по выработке гидроэлектроэнергии.

На Центральную и Южную Америку в 2017 году пришлось 18% (717 ТВтч) мирового объёма производства гидроэлектроэнергии, из них более 51% (370 ТВтч) - на Бразилию. Таким образом, производство гидроэлектроэнергии концентрируется на территориях с наибольшими гидроэнергетическими ресурсами. Кроме того, свою роль могут играть факторы экономического и геополитического характера. В частности, более высокая степень зависимости Западной Европы, по сравнению с США, от внешних поставок энергоресурсов, в большей степени стимулировало использование местных источников. В Западной Европе в целом коэффициент специализации на гидроэнергетике (КС), рассчитываемого как отношение долей в мировом производстве гидроэлектроэнергии и электроэнергии в целом, составляет 0,53, что существенно выше показателя США – 0,36. Кроме того, в случае с гидроэнергетикой наблюдается ситуация, когда Центр не обладает явным лидерством в производстве энергии. В Юго-Восточной Азии и Южной Америке на данный момент существуют сопоставимые с ними центры производства. Что касается динамики КС по регионам, фиксируются разнонаправленные тенденции (в пределах, как Центра, так и Полупериферии) при несущественных в целом изменениях

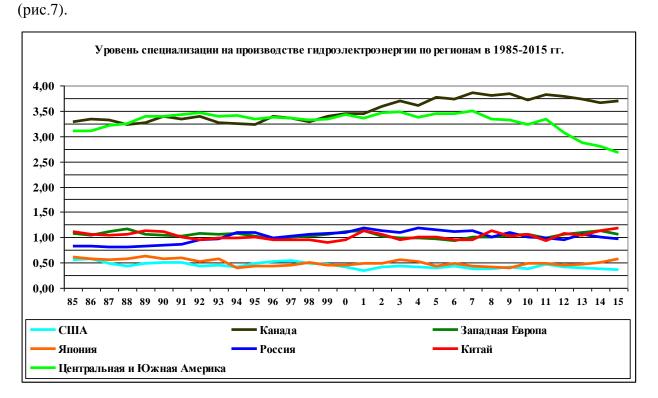


Рис. 7. Динамика гидроэнергетического КС по регионам в 1985-2015 гг.

Более сложная картина в производстве электроэнергии за счёт других ВИЭ. В 1985-2015 гг. в западных странах произошёл резкий рост, ускорившийся в начале 2000-х (Приложение 22). При этом, в период с конца 1980-х до середины 1990-х лидерство

принадлежало США, где вырабатывалось около 50% общемирового производства электроэнергии за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) и более 60% всего производства западных стран. С конца 1990-х — начала 2000-х ситуация меняется в пользу Западной Европы, существенно опередившей США по темпам роста возобновляемой энергетики и абсолютным объёмам производства. В 2017 году на Западную Европу (кроме постсоветских и постсоциалистических стран) приходилось уже 29% (633 ТВтч в год) мирового производства (2152 ТВТч) против 19% (419 ТВтч) в США. Западные страны в целом сохраняют лидерство, однако с середины 2000-х на первое место по темпам роста выходит Китай (Приложение 23) - к 2017 году его доля в мировом производстве составила 22% (472 ТВтч), и он вышел на первое место в мире среди отдельных стран (уступая странам Западной Европы в совокупности). Доля западных стран в целом в 1985-2017 гг. снизилась с 89% (64 из 78 ТВтч) до 60% (1294 из 2152 ТВтч).

Можно выделить три периода (Приложение 24):

- 1. 1990-е доминирование США;
- 2. 2000-е смещение центра развития из США в Западную Европу;
- 3. 2010-е начало смещения центра развития в Восточную Азию, прежде всего, в Китай.

Наибольшая и растущая доля в производстве электроэнергии за счёт ВИЭ (без ГЭС) приходится на ветроэлектроэнергию (Приложения 25-26) - в 2017 году она составила 52%, или 1 123 Твтч.

На внутрирегиональном уровне в Западной Европе лидерство принадлежит Германии, где

производство электроэнергии за счёт ВИЭ (без ГЭС) в 2017 году составило 177 ТВтч, или 31% от всего западноевропейского объёма, а также 11% от мирового. На втором месте Великобритания — 77 ТВтч, на третьем Испания — 68 ТВтч, на четвёртом Италия — 65 Втч. Германия по данному показателю находится на третьем месте в мире после США и Китая. Ветроэнергетика в значительной степени определяет общую тенденцию развития энергетики на основе ВИЭ. С середины 1990-х гг. в ветроэнергетике, как и в возобновляемой энергетике в целом, на первое место выходит Западная Европа, опережая США. На 2017 год в Западной Европе вырабатывается 352 ТВтч ветроэлектроэнергии, или 31% мировой, в США — 257 ТВтч (23%).

В то же время, с конца 2000-х гг. наиболее мощный рост ветроэнергетики демонстрирует Китай, где производство к 2017 - 286 ТВтч (25% мирового) превзошло США (Приложение I.26-I.28).

При этом, Китай к 2018 году вдвое превзошёл США по количеству установленных ветроэнергетических мощностей – 185 ГВт против 94 ГВт (соответственно, 33% и 17% мирового объёма установленных мощностей).

Пока в ветроэнергетике лидерство «Триады», прежде всего, Западной Европы, сохраняется (в совокупности на «Триаду» приходится почти 60% всего производства), равно, как и фактор диффузии инноваций от Центра к Полупериферии (включая постсоветские страны Восточной Европы) и Периферии. В то же время, в пределах Центра выделяются страны с более развитой ветроэнергетикой – это Западная Европа в целом и европейские страны преимущественно приатлантической зоны.

Солнечная энергетика до начала — середины 2000-х не играла заметной роли в производстве электроэнергии за счёт ВИЭ. Далее, в процессе развития, с самого начала обозначилась лидирующая роль Западной Европы (Приложения 29-30), чья доля в мировом производстве солнечной электроэнергии в 2017 году превышала 25% (114 ТВтч); доля США составляла 18% (78 ТВтч).

В глобальном масштабе, так же, как и в случае с ветроэнергетикой, лидером роста с начала 2010-х гг., становится Китай. В 2017 объём производства солнечной электроэнергии в Китае – 108 ТВтч, почти сравнялся с западноевропейским и существенно превзошёл американский.

По установленным фотовольтаическим мощностям Китай также далеко остальные страны; к 2018 году они составили 175 ГВт, или 31% мировых. Для сравнения, на второе место вышла Япония с 56 ГВт, на третьем - США с 51 ГВт, на четвёртом – Германия с 46 ГВт. Сохранение существующих тенденций также указывает на лидерство Китая в ближайший период, а также, вероятно, Японии.

В целом, доля западных и постсоветских стран в производстве солнечной электроэнергии в 2010-2017 гг. упала с 85% (28 из 33 ТВтч) до 63% (278 из 443 ТВтч).

Из внутрирегиональных различий следует отметить, прежде всего, западноевропейские. Солнечная энергетика практически отсутствует в североевропейских странах, а в числе лидеров, помимо Германии, находятся южно-европейские страны, с точки зрения как абсолютных объёмов производства, так, в большей степени, специализации.

Производство **геотермальной и биоэнергии** обнаруживает несколько иные закономерности. В западных странах в 1985-2017 гг. наблюдался активный рост, прежде всего, за счёт Западной Европы, а с середины 2000-х — также пост-социалистических европейских стран (Приложение 31- 32).

В абсолютных цифрах суммарное годовое производство гео- и био-электроэнергии в мире за этот период выросло с 78 до 586 ТВтч. При этом, доля Западной Европы выросла

с 14% до 31%, а доля США, напротив, снизилась с 46% до 14%. В целом, доля западных и постсоциалистических стран снизилась, а лидерами роста стали страны Центральной и Южной Америки, далее Китай, Индия и группа стран Юго-Восточной Азии (Приложения 33-40).

В случае с геотермальной энергетикой наблюдается чёткая привязка к определённым геологическим условиям более 80% мощностей и производства (включая производства в США, а также геотермальные станции на Камчатке) привязано к Тихоокеанскому огненному кольцу, остальные — к Альпийско-Кавказскому поясу (Италия, Турция), Срединно-Атлантическому хребту (Исландия, Азорские о-ва) и Восточно-Африканскому рифту. В результате, одним из лидеров является Новая Зеландия. Также весомая роль принадлежит Японии и фиксируется присутствие и некоторое увеличение доли России (камчатские ГеоЭС), хотя на 2015 год она составляла 1,2% от западной и 0,6% мировой. Что касается Европы, то 96% всех мощностей сконцентрировано в двух странах — Исландии и Италии (на 2015 год, соответственно, 665 и 916 ГВт). В Азии и АТР лидерами являются Филиппины, Индонезия, Турция, Папуа-Новая Гвинея, в Латинской Америке — Мексика и страны Мезо-Америки, в Африке — Кения и Эфиопия.

В производстве **биотоплива**, также наблюдаются свои специфические закономерности. С 1990 по 2015 год производство биотоплива выросло более, чем в 10 раз, с 7 млн. до 75 млн. тонн в нефтяном эквиваленте. При этом, если на первом этапе доминировала Южная Америка, то в дальнейшем более высокими темпами производство биотоплива росло в США, позже в Западной Европе и Азии.

В **биоэнергетике** лидерство стран «Триады», прежде всего — Западной Европы, выражено наиболее чётко. На них приходится 64% мирового производство биоэлектроэнергии, в том числе 34% - на Западную Европу, в том числе, 11,6% - на Германию. Кроме того, обращает на себя внимание развитие биоэнергетики в ряде восточноевропейских стран, прежде всего — в Польше. Также прослеживается более чёткая биоэнергетическая специализация северной части Западной Европы по сравнению с южной.

Два других центра – Азия (14,8% мирового производства) и Центральная и Южная Америка (13,5%, в том числе Бразилия – 9,2%), при этом в последнем случае также выражена биоэнергетическая специализация.

Африка не вносит существенного вклада в мировое производство биоэлектроэнергии, но в ряде стран её доля в общем производстве электроэнергии также высока.

Сходная, хотя и несколько иная, ситуация с производством биотоплива, распределяющимся по ведущим регионам следующим образом (2015): США и Канада – 32 млн. тонн (43% мирового производства); Западная Европа – 12 млн. тонн (16%);

Центральная и Южная Америка – 21 млн. тонн (28%); Азиатско-Тихоокеанский регион – 8 млн. тонн (11%).

В данном случае срабатывает фактор благоприятных природных и хозяйственных условий, обусловливающих опережение Западной Европы не только США, но и Южной Америкой.

На основе приведённых выше данных можно сгруппировать факторы территориального размещения объектов энергетики на основе ВИЭ (табл.10).

Таблица. 10. Отражение различных групп факторов в территориальном размещении и развитии энергетики на возобновляемых источниках

Центр-Периферия и диффузия	Частные геополитические,	Благоприятные природные
инноваций	экономические и	и/или хозяйственные условия
	институциональные	
	предпосылки	
	Гидроэнергетика	
«Триада» перестала быть	Производство	Основные объёмы
крупнейшим производителем.	гидроэлектроэнергии в	производства
На все западные и	Западной Европе существенно	гидроэлектроэнергии и/или
постсоциалистические страны	выше, чем в США;	максимальная
в 2017 году пришлось 39%	гидроэнергетическая	гидроэнергетическая
мирового производства, тогда,	специализация выражена	специализация энергетики
как на страны Азии – 39%	существенно сильнее	привязаны к территориям с
(только на Китай – 28%)		максимальным
		гидроэнергетическим
		потенциалом:
		- Канада, скандинавские и
		альпийские страны Европы;
		- Южная Америка;
		- Кавказско-гималайский пояс
		и Юго-Восточная Азия;
		- Субсахарская Африка
Возобновляемая электроэнергетика в целом, кроме гидроэнергетики		
На страны «Триады» в целом	Доля в Западной Европе (29%	Присутствует привязка к
приходится 60%	мирового производства)	более благоприятным
производства, но доля	существенно выше, чем в	природным и природно-

снижается	США (19%); в энергобалансе	хозяйственным условиям
	Западной Европы на ВИЭ	
	(кроме ГЭС) приходится 20%	
	(650 из 3270 ТВтч); в США –	
	10% (419 из 4282 ТВтч)	
	Геотермальная энергетика	<u> </u>
На страны «Триады» в целом		Наблюдается чёткая привязка
приходится большая часть		производства к территориям с
производства геотермальной		благоприятными природными
энергии в мире		условиями; более 80%
		производства геотермальной
		энергии приходится на
		Тихоокеанское огненное
		кольцо
	Биоэнергетика	<u> </u>
Сохраняется лидерство стран	Производство	- Наличие второго и третьего
«Триады», на которые в	биоэлектроэнергии и	центров – в Азии и Южной
совокупности приходится	биоэнергетическая	Америке, при этом в Южной
около 64% мирового	специализация в Западной	Америке чётко выражена
производства электроэнергии	Европе и ряде	биоэнергетическая
из биомассы и отходов и 59%	восточноевропейских стран	специализация.
мирового производства	существенно выше, чем в	- Среди западноевропейских
биотоплива	других регионах «Триады»	стран производство и
		биоэнергетическая
		специализация существенно
		выше в североевропейских
		(Финляндия, Швеция,
		Нидерланды), чем в южно-
		европейских (Франция,
		Греция) странах;
		- в производстве биотоплива,
		при этом, доминируют США
	Ветроэнергетика	I
Лидерство стран «Триады»	Производство ветроэнергии и	Доля ветроэлектроэнергии в
(60% всего мирового	ветроэнергетическая	энергобалансе прибрежных

производства	специализация в Западной	стран (Дании, Португалии)
ветроэлектроэнергии) при	Европе существенно выше,	существенно выше
снижении её доли	чем в других регионах	
	«Триады»	
	Солнечная энергетика	
Лидерство стран «Триады»	Производство солнечной	В производстве солнечной
(около 70% всего мирового	энергии и солнечно-	энергии внутри группы
производства	энергетическая	западных стан доминируют
ветроэлектроэнергии) при	специализация в Западной	страны с более
снижении её доли	Европе существенно выше,	низкоширотным положением,
	чем в других регионах	что наиболее чётко
	«Триады»	просматривается на примере
		Западной Европы

С географических позиций можно выделить следующие частично перекрывающиеся, крупные зоны, или пояса, развития различных типов возобновляемой энергетики:

- 1. Тихоокеанский геотермальный (связанный с Тихоокеанским огненным кольцом)
- 2. Три биоэнергетических Северный (Северная и Центральная Европа, Северная Америка), Центрально-Южноамериканский и Восточноазиатский
- 3. Североатлантический ветровой;
- 4. Средиземноморский солнечный.

Следующий фактор, который необходимо отметить – размер страны и общий объём выработки электроэнергии.

В случае с ВИЭ обнаруживается отрицательная корреляция между общим объёмом производства электроэнергии и долей ВИЭ в её производстве. На примере 5, 10 и 20 ведущих мировых производителей электроэнергии (на которых в совокупности приходится, соответственно, 56%, 68% и 80% мирового производства электроэнергии) мы видим, что коэффициенты их специализации на ВИЭ в целом ниже 1, т.е. доля ВИЭ в выработке электроэнергии у крупнейших стран - производителей электроэнергии, как правило, ниже средней мировой, причём наиболее чётко эта закономерность проявляется в группе 5 ведущих производителей электроэнергии — Китая, США, Индии, России и Японии (Приложение 43).

Отрицательная корреляция между общим объёмом производства электроэнергии и долей ВИЭ в нём также прослеживается в группе сопоставимых по общему уровню

экономического развития западных стран (рис. 8, Приложения 44-46), даже при исключении США.



Рис. 8. Корреляция между объёмом производства электроэнергии и долей ВИЭ в западных странах (без США) 2015 г.

Более того, эта же закономерность обнаруживается и для мира в целом в случае с ВИЭ в целом и гидроэнергетикой при отсутствии корреляции по остальным ВИЭ, о чём говорит сопоставление более 130 стран с различным уровне развития по всем регионам мира, в данном случае, также, при исключении Китая и США (рис.9).



Рис.9. Корреляция между объёмом производства электроэнергии и долей ВИЭ по странам мира (без Китая и США) 2015 г.

Таким образом, страны с максимальной долей ВИЭ оказываются в области пересечения следующих факторов (всех или большей их части):

- 1. Высокий уровень экономического развития (принадлежность к «Центру»);
- 2. Наличие благоприятных природных условий (высокого теоретического потенциала возобновляемых энергоресурсов);
- 3. Наличие определённых экономических и геополитических предпосылок и институциональной поддержки энергетики на ВИЭ (в частности, высокий уровень зависимости от импорта ископаемых энергоносителей и стимулирование собственного производства энергии на основе местных ВИЭ);
- 4. Сравнительно невысокий абсолютный объём производства и потребления электроэнергии (сравнительно невысокий уровень потребностей в энергии).

Выделение ведущих стран с точки зрения доли ВИЭ в выработке электроэнергии создаёт сложную картину. В первой десятке стран только Исландия принадлежит к группе развитых западных стран (при этом, она находится на одном из последних мест в данной группе по абсолютным величинам производства электроэнергии), а большая часть, напротив, относится к числу наименее развитых государств (табл. 11).

Таблица 11. 10 стран с наиболее высокой долей ВИЭ в выработке электроэнергии

Страна	Все ВИЭ	ГЭС	Другие ВИЭ
Лесото	100,0%	100,0%	0,0%
Парагвай	100,0%	100,0%	0,0%
Бутан	100,0%	100,0%	0,0%
Исландия	100,0%	70,1%	29,9%
Албания	100,0%	100,0%	0,0%
Мозамбик	99,9%	99,9%	0,0%
Замбия	99,7%	99,7%	0,0%
Конго (Киншаса)	99,6%	99,6%	0,0%
Непал	99,5%	99,5%	0,0%
Эфиопия	99,4%	100,0%	0,0%

Как видно из таблицы 5, это достигается почти исключительно за счёт гидроэлектроэнергии. Если рассмотреть долю ГЭС отдельно (табл. 12), из ведущей десятки выпадает Исландия и не остаётся ни одной страны из группы развитых стран.

Таблица 12. Ведущие 10 стран с наиболее высокой долей ГЭС в выработке электроэнергии

Страна	Все ВИЭ	ГЭС	Другие ВИЭ
Лесото	100,0%	100,0%	0,0%
Парагвай	100,0%	100,0%	0,0%
Бутан	100,0%	100,0%	0,0%
Албания	100,0%	100,0%	0,0%
Мозамбик	99,9%	99,9%	0,0%
Замбия	99,7%	99,7%	0,0%
Конго (Киншаса)	99,6%	99,6%	0,0%
Непал	99,5%	99,5%	0,0%
Бурунди	99,0%	99,0%	0,0%
Эфиопия	99,4%	98,7%	0,7%

В производстве электроэнергии за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) включается фактор общего экономического развития. В перечне 10 ведущих стран по доле ВИЭ (кроме гидроэнергии) в производстве электроэнергии присутствует 6 западноевропейских стран (включая одну

постсоветская – Литва. В то же время, там присутствует всего одна страна – Германия, находящаяся в числе 10 ведущих мировых производителей электроэнергии.

Таблица 13. Ведущие 10 стран с наиболее высокой долей ВИЭ (кроме ГЭС) в выработке электроэнергии

Страна	Все ВИЭ	ГЭС	Другие ВИЭ
Дания	65,6%	0,1%	65,6%
Белиз	96,7%	49,4%	47,3%
Никарагуа	41,1%	9,9%	31,3%
Сальвадор	60,7%	29,8%	30,9%
Португалия	46,7%	16,7%	30,0%
Исландия	100,0%	70,1%	29,9%
Литва	34,9%	7,0%	27,9%
Германия	30,3%	3,0%	27,3%
Ирландия	27,4%	2,8%	24,6%
Испания	34,4%	10,0%	24,4%

Совмещение этих групп (табл. 14) даёт сложную конфигурацию, из которой следует, что ни один из перечисленных выше факторов в отдельности не является решающим.

Таблица 14. Ведущие страны мира по доле ВИЭ в производстве электроэнергии

Страна	Все ВИЭ	ГЭС	Другие ВИЭ
Лесото	100,0%	100,0%	0,0%
Парагвай	100,0%	100,0%	0,0%
Бутан	100,0%	100,0%	0,0%
Исландия	100,0%	70,1%	29,9%
Албания	100,0%	100,0%	0,0%
Мозамбик	99,9%	99,9%	0,0%
Замбия	99,7%	99,7%	0,0%
Конго (Киншаса)	99,6%	99,6%	0,0%
Непал	99,5%	99,5%	0,0%
Эфиопия	99,4%	100,0%	0,0%
Бурунди	99,0%	99,0%	0,0%
Дания	65,6%	0,1%	65,6%
Белиз	96,7%	49,4%	47,3%

Никарагуа	41,1%	9,9%	31,3%
Сальвадор	60,7%	29,8%	30,9%
Португалия	46,7%	16,7%	30,0%
Литва	34,9%	7,0%	27,9%
Германия	30,3%	3,0%	27,3%
Ирландия	27,4%	2,8%	24,6%
Испания	34,4%	10,0%	24,4%

1.5. Экономические аспекты энергетики на основе ВИЭ

Экономический фактор – ключевой для оценки перспектив ВИЭ. Структура затрат на производство энергии, равно как и большинства других продуктов, складывается из двух основных составляющих [37;38]:

- 1. Инвестиционные затраты на создание и запуск производства, в относительной форме исчисляемые в денежных единицах на единицу установленной мощности производства;
- 2. Операционные затраты, возникающие в процессе производства и продаж, делящиеся, в свою очередь, следующим образом:
- 2.1. Постоянные затраты, не зависящие от объёмов производства продукта, которые необходимо нести даже при отсутствии производства продукта;
- 2.2. Переменные затраты, растущие при росте объёмов производства, в относительной форме исчисляемые в денежных единицах на единицу выпуска продукции.

В структуру постоянных затрат обычно входит существенная часть затрат на оплату труда персонала (прежде всего, управленческого и вспомогательного), обслуживание оборудования, охрану и обеспечение безопасности предприятия, арендные платежи и т.д. В структуру переменных затрат входят, прежде всего, сырьё, материалы и комплектующие для производства продукции, большая часть затрат на оплату труда основного производственного персонала и т.д.

В случае с углеводородной и атомной энергетикой существенная и, нередко, основная часть переменных затрат (до 90%) приходится на энергоносители, в связи с этим они в высокой степени зависят от изменения конъюнктуры цен, которые могут кардинально меняться в течение короткого времени.

В этой связи, фундаментальное преимущество энергетики на возобновляемых источниках (за исключением биоэнергетики) - в отсутствии либо при незначительной величине

переменных операционных затрат, связанных с условной бесплатностью энергоносителя, за исключением биоэнергетики. Теоретически, на некотором интервале времени, благодаря отсутствию переменных затрат, стоимость выработки энергии за счёт ВИЭ в любом случае окажется ниже; практически же данный интервал времени может оказаться неприемлемо долгим, в частности, он может превысить срок службы оборудования. В то же время, фундаментальный недостаток возобновляемой энергетики — высокие инвестиционные затраты и, в ряде случаев, постоянные операционные затраты. Это также связано с природой энергоносителя, но, в данном случае — с его низкой концентрацией и нестабильностью.

В частности, на примере солнечной энергии можно видеть низкие значения солнечной радиации, приходящей на единицу земной поверхности, а также резкие различия в количестве приходящей радиации в течение суток и по сезонам.

Например, среднесуточные значения солнечной радиации, приходящей на 1 м^2 горизонтальной земной поверхности на 45^0 с.ш. (широта южной части Калмыкии), составляют 3.8 кВтч [88], или чуть менее 1400 кВтч в год.

Для сравнения, текущее потребление электроэнергии в Республике Калмыкия составляет величину около 500 млн. кВтч в год.

Даже полное использование приходящей солнечной энергии означало бы, что для полного обеспечения республики электроэнергией за счёт солнечного излучения потребует общей площади солнечных панелей около 500 млн./1,4 тыс. = 357 тыс. м², или 36 га.

В то же время, для выработки 500 млн. кВтч электроэнергии потребуется ТЭС мощностью около 100 тыс. кВт (100 МВт), которая может быть размещена на площади порядка 10-20 га [58; 205; 262].

Фактически же, при имеющихся на данный момент технологиях, КПД солнечных панелей составляет величину порядка 20%. Таким образом, потребуется площадь уже 357 тыс./15% = 2380 тыс. м^2 , или 240 га, что уже в 10-20 раз больше площади ТЭС, вырабатывающей то же количество энергии.

Другой способ расчёта связан с мощностью солнечных панелей и коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) в данных условиях. Панель мощностью 0,1 кВт займёт площадь порядка 1 м². При полном использовании установленной мощности это означает выработку около 1000 кВтч в год на 1 м². Таким образом, для выработки 500 млн. кВтч потребовалась бы площадь солнечных панелей около 500 тыс. м², или 50 га. Однако, при фактическом КИУМ 10-20% (в среднем 15%) для производства данного количества солнечной энергии потребуется площадь 500 тыс./15% = 3300 тыс. м², или 330 га.

Общая мощность солнечных батарей составит в данном случае **330 тыс. кВт (330 МВт)**, что в **3,3** раза больше мощности ТЭС, требуемой для производства того же количества электроэнергии.

Плотность производства электроэнергии, в данном случае, порядка 150 кВтч/м^2 . Для сравнения, потребность отдельного домохозяйства в электроэнергии можно оценить в величину порядка 2-3 тыс. кВтч в год. Площадь солнечных модулей для полного обеспечения электроэнергией (даже исходя из среднегодовой величины поступающей солнечной радиации, без учёта сезонных колебаний) одного домохозяйства составит, в данном случае, 13- 20 m^2 .

В условиях высокой плотности населения и инфраструктуры это способно создать проблемы с размещением солнечных модулей, как таковым. В любом случае, производство солнечных панелей оказывается материалоёмким, а солнечная энергетика требует сравнительно больших площадей.

Резкие суточные и годовые изменения солнечной радиации обусловливают резкую неравномерность энергоснабжения в течение суток и, что ещё более важно, в течение года.

В частности, на широте 45^0 минимальные значения солнечной радиации, приходящей на горизонтальную поверхность (в январе) составят величину около 0.9 кВтч/м^2 в сутки, максимальные (июль) — около 6.7 кВтч/м^2 в сутки; различия примерно в 7 раз (рис. 10) с отклонением от среднегодовой величины в 4.2 раза меньшую сторону в первом случае, в 1.7 раз большую — во втором.

Различия между месяцами с максимальным и минимальным суточным приходом солнечной радиации на широте 50^0 составляют уже 13 раз (соответственно, 6,5 и 0,5 кВтч/ м 2 в сутки), тогда, как на широте $40^0 - 5,3$ раз (6,9 и 1,3 кВтч/ м 2 в сутки), на широте $20^0 - 1,8$ раз (6,7 и 3,7 кВтч/ м 2 в сутки), на экваторе – менее 1,1 раза (6,4 и 5,9 кВтч/ м 2 в сутки). На широтах выше 60^0 эксплуатация солнечных панелей в зимнее время оказывается практически невозможной.



Рис.10. Среднемесячный приход солнечной радиации на широте 45⁰ по месяцам и среднегодовое значение (кВтч/м² в сутки)

Преодоление факторов суточной и сезонной неравномерности солнечной радиации в условиях замкнутой (автономной) системы требует либо установки дополнительных мощностей, либо систем слежения за солнцем и, соответственно, изменения ориентации солнечной панели, и аккумуляции, что требует дополнительных затрат, в настоящее время, сопоставимых с затратами на собственно солнечные панели. Затраты на балансирование замкнутой фотоэлектрической системы могут составлять 35%-40% всех инвестиционных затрат [55] (рис. 11).

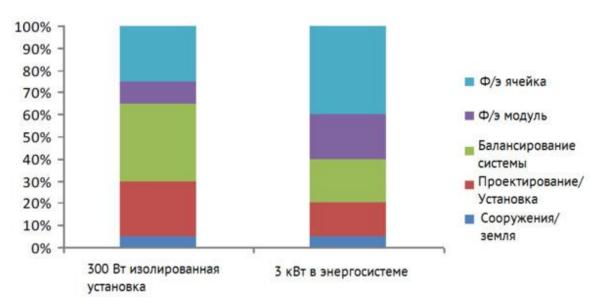


Рис. 11. Структура инвестиционных затрат для фотоэлектрических систем [55] При этом, аккумулирующих систем, способных сглаживать сезонные колебания, на данный момент нет.

В итоге, экономическая эффективность (отношение выработки энергии в единицу времени к затратам) солнечных энергетических систем кардинально зависит от широты местности и комплекса метеорологических и климатических факторов и может различаться в разы и даже на порядки.

Кроме того, экономические параметры солнечной электростанции существенно зависят от условий землепользования, исходя из площади, требуемой для её установки.

В случае с ветровой энергией присутствуют сходные проблемы, связанные с низким потенциалом ветровой энергии на единицу площади, высокой степенью суточной и сезонной изменчивости, зависимостью от условий в данной точке и высоты размещения ветрогенератора.

Размещение агрегатов мощностью 1-3 МВт требует расстояния между ними 500-2000 метров (во избежание попадания их в «ветровую тень» друг друга) и высоты мачты порядка нескольких десятков (до 50-100) метров для обеспечения более мощного и стабильного потока ветровой энергии.

Таким образом, площади ветропарков мощностью 100 MBт составляют около 10 км 2 или более; в среднем для размещения каждого 1 MBт мощности ветроагрегатов отчуждается территория около 0.1 км^2 , или 10 га.

При этом, КИУМ ветроагрегатов составляет 20%-30%. Для производства 500 млн. кВтч электроэнергии при КИУМ = 30% потребовалось бы: 500 млн.кВтч/(8760ч/30%) = 170 тыс. КВт (170 МВт), что почти в 2 раза превосходит мощность ТЭС, требуемой для производства того же количества электроэнергии.

Общая площадь, отведённая под установку ветрогенераторов, в данном случае, должна была бы составить 17 км², или 1700 га, что уже более, чем в 100 раз превосходит площадь, отводимую под строительство ТЭС.

Хотя площади, отводимые под ветропарки, могут одновременно использоваться с другими целями, вопросы, связанные с землепользованием и побочными эффектами работы ВЭС, требующими определённых ограничений в использовании территории (в частности, отнесения ВЭС на расстояния порядка нескольких сотен метров от жилья), сохраняются.

Кроме того, ВЭС также является в высокой степени материалоёмкой (в частности, металлоёмкой) конструкцией; в частности, на сооружение мачты современного ветроагрегата мощностью 3 МВт уходит более 300 тонн металла.

В случае с ВЭС их экономическая эффективность также кардинально зависит от метеорологических, хозяйственных и других параметров в данной точке и также может принципиально различаться.

В силу нестабильности энергии, поступающей от ВИЭ, для обеспечения автономного энергоснабжения необходима комбинированная система, включающая солнечные батареи, ветрогенераторы, при возможности – генераторы, использующие биоэнергию, в сочетании с дизельными генераторами.

При оценке инвестиционных затрат, как правило, оперируют таким показателем, как затраты на единицу (обычно 1 кВт) установленной мощности. Существует множество оценок, в которых этот показатель для электростанций, как на ископаемом топливе, так и на возобновляемых источников, варьируется в очень широких пределах, от нескольких сотен до нескольких тысяч долларов США за 1 кВт (Приложение 47-48), по данным US ЕІА - от менее \$1000 до более \$6000 для газовых и угольных ТЭС, около \$5500 для АЭС, около \$3000 для ГЭС.

Здесь и далее рассматриваются затраты в «чистом» виде, без учёта субсидий и других мер поддержки энергетики.

Инвестиционные затраты на строительство солнечных и ветростанций быстро снижаются. Так, по данным IRENA [237], средние мировые инвестиционные затраты снизились:

- для ветроэлектростанций на суше (оншорных) с 1983 по 2014 год с \$ 4800/кВт до
 \$ 1600 с прогнозом снижения к 2025 году до \$ 1400;
- для солнечных электростанций с 2009 по 2015 год с \$5000 до \$1800 за 1 Квт, с прогнозом снижения к 2025 году до \$800.

Оценка инвестиционных затрат проектов ветровых и солнечных электростанций в России находится в близком диапазоне значений от 50000 до 120000 руб.(\$800-\$2000)/кВт, большей частью — от 60000 до 70000 рублей, т.е. также примерно \$1000/кВт.

При всех, иногда огромных, различиях, зависящих от конкретного проекта, в целом можно сказать, что инвестиционные затраты для СЭС и ВЭС и для электростанций на ископаемом топливе уже сравнялись.

В то же время, следует учитывать различия в КИУМ станций. Для ТЭС он составляет 70%-80%, для ВЭС и СЭС – 15%-25%, примерно в 3 раза ниже. Таким образом, для выработки одинакового количества электроэнергии требуется возведение примерно в 3 раза больших мощностей ВИЭ по сравнению со станциями на ископаемом топливе. В связи с этим, реальное равенство инвестиционных затрат возможно, если стоимость 1 кВт ВЭС или СЭС будет примерно в 3 раза ниже 1 кВт ТЭС или АЭС.

Следующая группа затрат — операционные затраты с разделением на постоянную (оплата труда персонала, материалы и комплектующие для текущего обслуживания и т.д.) и переменную (главным образом, топливо) составляющие.

По разным оценкам, постоянные затраты для ТЭС также варьируются в очень широком диапазоне от \$13 до более \$70/кВт установленной мощности в год, для АЭС – более \$90, для ветровых на суше и фотовольтаических – соответственно, \$40 и \$25/кВт. Очевидно также, что постоянные затраты на 1 кВт ниже при более высокой мощности станции. Переменные затраты (оцениваемые на единицу производства энергии) в случае с ВЭС, СЭС и ГЭС можно считать условно равными нулю, в то время, как для станций на ископаемом топливе (а также биотопливе) они зависят от стоимости энергоносителя – основной составляющей данной группы затрат.

Возможен грубый предварительный расчёт переменных затрат на топливо. Для производства 1 кВтч электроэнергии требуется около 0,3 м³ природного газа. При стоимости природного газа \$100/ 1000м³, или \$0,10/ м³ затраты составят \$0,03/ кВтч. Данные, приводимые ЕІА (Приложение 47), близки – затраты на топливо для газовых станций оцениваются примерно в \$0,05/кВтч (что примерно соответствует цене газа в \$167/1000 м³). В России текущие оптовые тарифы на природный газ [168] – в пределах 4-5 руб./ м³. Соответственно, переменные затраты можно оценить в 1,2-1,5 руб. (\$0,02)/кВтч. Исходя из приведённых выше оценок, мы можем сопоставить экономическую эффективность (сравнить потоки затрат) на определённых отрезках времени. Возьмём в качестве упрощённых примеров усреднённые ТЭС на газе и оншорную ВЭС, производящие одинаковое количество энергии (допустим, 1 млрд. кВтч/год), используя некоторые допущения (табл. 14).

Таблица 14. Исходные допущения для сравнения экономической эффективности ТЭС и ВЭС

Параметр	ТЭС (газовая)	ВЭС (на суше)
Требуемый объём	1 млрд. кВтч	
производства		
электроэнергии		
Инвестиционные затраты,	1000	1000
\$/кВт установленной		
мощности		
Постоянные операционные	15	40
затраты, \$/кВт		
установленной мощности в		
год		
Переменные операционные	0,05	0

затраты, \$/кВтч		
КИУМ, %	80%	25%

Исходя из КИУМ, требуемая мощность для производства заданного количества электроэнергии составит (округлённо):

ТЭС: $(1 \text{ млрд. } \kappa \text{Втч/8760ч})/80\% = 140 \text{ тыс. } \kappa \text{Вт } (140 \text{ MBt});$

ВЭС: $(1 \text{ млрд. } \kappa \text{Втч/8760})/25\% = 450 \text{ тыс. } \kappa \text{Вт } (450 \text{ MBr}).$

Инвестиционные затраты на строительство составят:

- ТЭС: 140 тыс.кВт*\$1000 = \$140 млн.
- BЭC: 450 тыс.кBт*\$1000 = \$450 млн.

Таким образом, инвестиционные затраты для ВЭС оказываются более, чем втрое, или на \$310 млн. выше.

Постоянные годовые операционные затраты составят (округлённо):

- ТЭС: 140 тыс. кВт*\$15/кВт = \$2 млн.
- ВЭС: 450 тыс. $\kappa B \tau * \$40/\kappa B \tau = \18 млн.

Переменные годовые операционные затраты (округлённо):

- ТЭС: 1 млрд. кВтч* \$0,05/кВтч = \$50 млн.
- B3C: \$0

Таким образом, суммарные годовые операционные затраты составят:

- ТЭС: \$2 млн. + \$50 млн. = \$52 млн.;
- B \ni C: \$18 млн. + \$0 = \$18 млн.

Годовые операционные затраты ниже почти втрое, или на \$34 млн., уже для ВЭС. Простой срок окупаемости (Приложение 49) ВЭС относительно ТЭС (если пренебречь сроком строительства станций, который может достигать нескольких лет) - это отношение разности и инвестиционных и операционных затрат:

$$$310 \text{ млн.}/($34/год) = 9 лет.$$

На интервале 10 лет общая накопленная сумма затрат составит для ТЭС \$664 млн., для ВЭС - \$639 млн. Такой срок (даже при увеличении до 10-15 лет с учётом предпроектных работ и строительства) можно считать приемлемым для энергетики. Но приведённые выше расчёты не учитывают дисконтирования, связанного со снижением стоимости денег во времени — в нарастающей степени для более отдалённых периодов (Приложение 50). Принятие ставки дисконтирования в 10% увеличивает срок окупаемости, в данном случае — дисконтированный срок окупаемости, до 28 лет, а на 10-летнем интервале накопленный дисконтированный поток затрат составит -\$106 млн. При увеличении же ставки дисконтирования всего до 12% ВЭС не окупится относительно ТЭС и в течение 50 лет.

На данном примере можно видеть высокую чувствительность проекта к разным изменениям исходных параметров, в частности, к стоимости энергоносителей для ТЭС. Допустим, что цены на газ выше вдвое (примерно \$200/1000м³), соответственно, переменные операционные составят \$0,10/кВтч. В этом случае, простой срок окупаемости ВЭС относительно ТЭС составит всего 4 года, а дисконтированный при ставке 10% - 5 лет. Напротив, при снижении цены газа на 20% примерно до \$80/1000м³, что близко к текущим российским параметрам, даже простой срок окупаемости вырастет до 36 лет, а дисконтированный при ставке 10% составит величину порядка сотен лет. Кроме того, в большинстве случаев следует учитывать площадь, отчуждаемую под строительство. Для ТЭС мощностью 140 МВт потребуется площадь от нескольких до нескольких десятков га, а для ветропарка мощностью 450 МВт – до нескольких десятков км^2 , что, во-первых, далеко не осуществимо на территориях с высокой плотностью населения и инфраструктуры либо влечёт большие затраты на приобретение или аренду земли; во-вторых, обслуживание системы, занимающей большую территорию, может повлечь дополнительный рост затрат. Также дополнительные затраты могут быть связаны с особенностями технологического режима при работе сети с нестабильным энергоносителем, требующей дополнительного оборудования.

Приведённые данные и примеры также показывают, что крайне сложно говорить о большей или меньшей экономической эффективности возобновляемой энергетики про сравнению с углеводородной в общем случае. В целом, ветровая и солнечная энергетика прошли период, когда они были однозначно дороже углеводородной и вышли на уровень, при котором в определённых обстоятельствах они могут быть экономически эффективны. Ключевыми параметрами являются:

- КИУМ станции на основе ВИЭ, более высокий в определённых физико-географических условиях;
- Уровень цен на ископаемые энергоносители чем они выше, тем более экономически целесообразно использование ВИЭ;
- Экономическая стабильность, низкий уровень рисков проекта, что снижает ставку дисконтирования.

В качестве интегрального показателя затрат используется выровненные затраты производства единицы энергии (levelized costs of energy, LCOE), или нормированная стоимость энергии, на определённом временном интервале времени. Они включают распределённые на некотором временном интервале (обычно от 20 до 40 лет, чаще всего 25-30 лет) инвестиционные и операционные затраты на производство данного количества

энергии (Приложение 51). Проведём простейший расчёт на основе нашего примера без учёта дисконтирования на интервале 25 лет.

Для ТЭС инвестиционные затраты составляют \$140 млн., операционные за 25 лет - \$52 млн./год*25 лет = \$1300 млн., в сумме \$1440 млн. За этот период электростанция произведёт 1 млрд. кВтч/год*25 лет = 25 млрд. кВтч электроэнергии. Таким образом, LCOE составят \$1440 млн./25млрд.кВтч = \$0,06кВтч (округлённо).

Для ВЭС инвестиционные затраты составят \$450 млн., операционные - \$18млн.*25лет = \$450 млн., всего \$900 млн.; LCOE = \$900млн./25млрд.кВтч = \$0,04 кВтч (также округлённо).

Однако дисконтирование – в данном случае, и затрат, и электроэнергии, также вносит свои коррективы.

При ставке 10% дисконтированное производство электроэнергии за 25 лет в обоих случаях составит 9,1 млрд. кВтч. Дисконтированные же затраты для ТЭС составят \$616 млн., LCOE = \$0,07; для ВЭС - \$622 млн., LCOE – также \$0,07.

Эти расчёты соответствуют данным, приводимым, в частности, EIA и IRENA [234] для электростанций разных типов (Приложение 52).

Оценка LCOE также даёт представление о минимальных безубыточных для производителя уровнях цен продажи энергии, составляющих величины порядка \$0,05-\$0,10 (3-6 рублей)/кВтч, ниже которых возникает вопрос о необходимости поддержки энергетики со стороны государства, причём это относится и возобновляемым, и невозобновляемым источникам энергии.

Рассмотренные выше затраты относятся к категории **внутренних затрат** (internal costs), относящихся непосредственно к строительству и работе станции. Отдельный аспект — **внешние затраты** (external costs, externalities), или затраты (потери, издержки), которые несёт природа и общество.

Одним из первых экономистов, отмечавших эффект внешних издержек, был Артур Пигу (Arthur Cecil Pigou) [118]. В данном случае, речь шла об оптимальном уровне налогов, обеспечивающим минимизацию издержек для общества.

В свою очередь, применительно к снижению загрязнения окружающей среды среди первых законов, ограничивающих выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и запрещающих использование наиболее грязных видов транспортного топлива, был ряд парламентских актов, принятых в Великобритании в 1920-1926 гг. [109; 110; 112]. Согласно методикам, принятым в настоящее время, в частности, в ЕС, в качестве основного источника внешних издержек рассматривается эмиссия загрязняющих веществ в атмосферу в процессе добычи, переработки, использования топлива и утилизации

отходов производства и оборудования, т.е. подход основан на полном жизненном цикле (life cycle) производства.

В качестве основных проявлений внешних издержек рассматривается негативное влияние на здоровье людей, а также другие негативные воздействия на общество. Алгоритм расчёта следующий (Приложение 53):

- 1. Определение источника эмиссии и её величины (кг/год);
- 2. Атмосферное рассеивание частиц на окружающих территориях (например, в нг/куб.м.);
- 3. Определение последствий (функции) (например, заболеваний астмой) загрязнения от концентрации частиц.
- 4. Денежная оценка (например, «цена» астмы, которую можно определить как стоимость лечения, снижения трудоспособности и т.д.).

Объектом оценки могут стать «потерянные» годы жизни (снижение ожидаемой продолжительности жизни) и «готовность платить» (willingness to pay, WTP) за избежание потери здоровья и преждевременной смерти [109].

Помимо этого, рассчитывается ущерб, причинённый конструкциям и материалам из-за выбросов SO_2 и озона, продуцируемых в ходе химических реакций с участием первичных загрязнителей, выбрасываемых при сжигании ископаемого топлива. Степень коррозии материалов связана с концентрацией загрязнителей в атмосфере.

Также рассматривается негативное воздействие на сельскохозяйственные культуры. При концентрации SO_2 ниже 6,8 частей на 1 млрд. (parts per billion, ppb) наблюдается позитивный эффект для пшеницы, ячменя, картофеля, сахарной свёклы и овса, но негативный — при дальнейшем росте концентрации. Сходные эффекты наблюдаются при изменении концентрации азота. Наконец, наблюдается негативный эффект при концентрации озона выше 40 ppb.

Потери, связанные с коррозией материалов и снижением урожайности сельхозкультур рассчитываются на основе их рыночных цен.

Также рассчитывается ущерб для биоразнообразия из-за эвтрофикации и окисления почв при эмиссии SO_2 , NO_x и NH_3 . Подход, используемый для оценки ущерба, включает расчёт потенциально исчезающих фракций (potentially disappeared fraction, PDF), или видов, оказывающихся под угрозой исчезновения с высокой вероятностью, в данном случае — из-за окисления (ацидификации) и эвтрофикации.

В ландшафте каждого типа находится определённое число видов и при загрязнении в силу обозначенных выше причин снижается численность их представителей и количество самих видов. Эти потери могут быть оценены как: а) стоимость восстановления

численности и разнообразия видов или б) «готовность платить» (WTP) за восстановление. Первое оценивалось в величину 0,45евро/PDF/кв.м [110], последнее – в 0,45евро/PDF/кв.м [115].

Оценка внешних издержек, связанных с эмиссией парниковых газов, наиболее трудна для подсчёта ввиду высокой степени неопределённости в оценках изменений климата. В основах расчётов обычно лежит оценка затрат на сокращение эмиссии CO₂ (в евро/тонну) – «стоимость избегания» (avoidance costs) изменений климата [105]. Оценки варьируются в широких пределах, в частности, на 2000 год от 4 до 53 евро/тСО₂ (среднее значение – 23) с тенденцией и прогнозами существенного роста в будущем (на 2030 год от 8 до 110 евро при среднем значении 41 евро/ тСО₂).

Ущерб от «неклассических» загрязнителей (тяжёлые металлы, мышьяк, кадмий, никель, свинец, ртуть) и радионуклидов рассматривается по тем же схемам, что и ущерб от SO_2 и озона.

Оцениваемый размер внешних издержек (Приложение 53) лежит также в широком диапазоне — от 0,05 до 1 цента/кВтч для ВИЭ (минимальные значения — для гидро- и ветроэнергетики) и от 0,2 до 10-15 центов/кВтч для ископаемых энергоносителей (причём в данном случае минимально оцениваются внешние издержки АЭС и газовых ТЭС, максимально — угольных ТЭС).

Таким образом, учёт внешних издержек оказывается мощным фактором конкурентоспособности для ВИЭ, где они составляют не более нескольких процентов от их общей величины, тогда, как в случае с ископаемыми энергоносителями они оказываются сопоставимыми с величинами внутренних издержек и даже превышающими их. В то же время, очевидно, что величина внешних издержек в очень высокой степени зависит от методики подсчёта, и оценки не могут не отличаться высокой степенью неопределённости и слабой верифицируемостью.

Кроме того, с точки зрения внешних издержек конкурентоспособными с ВИЭ оказываются использование атомной энергии и газа, где внешние издержки сопоставимы, местами даже ниже.

Другой фактор эффективности ВИЭ – отсутствие издержек на транспортировку энергоносителей. Для ряда объектов, в частности, отдалённых точек с высокими транспортными издержками поставок конвенциональных энергоносителей, структура издержек и общая картина экономической эффективности может существенно меняться в пользу ВИЭ.

Резюмируя приведённые выше расчёты, вопрос об экономической эффективности ВИЭ по сравнению с ископаемыми источниками энергии, зависящей от множества параметров,

не имеет однозначного ответа в общем случае. На данный момент в большинстве случаев окупаемость станций на основе ВИЭ (относительно станций на углеводородном топливе) возможна в долгосрочной перспективе (более 10-20 лет) и при низкой стоимости капитала, привлекаемого в их строительство.

1.6. Оценка перспектив развития энергетики на основе ВИЭ в мире и в России

Прослеживается корреляция развития энергетики на ВИЭ с 50-60-летними «длинными волнами» технико-экономического развития, именуемыми также циклами Кондратьева или Ван Гельдерена.

Применительно к западным странам Н.Д. Кондратьев, позже – его последователи, выделяют пять циклов (сам Кондратьев выделил первые 2,5 цикла), связанных с тремя промышленными революциями (табл. 15).

Таблица 15. Динамика индустриальных циклов в Западной Европе [6; 7; 52]

Промышленная революция	Кондратьевский цикл	Период времени в западных
		странах
Первая	1-й	1789-1849
	2-й	1849-1896
Вторая	3-й	1896-1936
	4-й	1936-1975
Третья	5-й	1975-2024 (?)

Начало активного развития гидроэнергетики примерно совпадает с началом 3-го цикла, притом, что первые гидротурбины появляются ещё в начале 1-го цикла, а энергетики на основе других ВИЭ в современном виде — с началом 5-го цикла. При этом, начало развития авиационных технологий, ставших базой для ветроэнергетики, привязано к началу 3-го цикла.

Ранее, первая и вторая промышленные революции и первые четыре цикла (технологических уклада), напротив, вели к вытеснению использования ВИЭ ископаемыми энергоносителями, и третья промышленная революция стала также периодом реанимации ВИЭ уже на новой технологической основе. Параллельно с этим, создавалась атомная энергетика. Комбинация атомной и возобновляемой энергии формируют то, что называют также «неуглеродным» технологическим укладом. Однако, ко второй, нисходящей фазе 5-го экономического цикла относится и замедление темпов развития возобновляемой энергетики и, следуя выделяемым циклам, можно

прогнозировать продолжение данной тенденции до середины 2020-х с возможной перегруппировкой и новым ростом в дальнейшем.

В последнее время выделяют уже шесть технологических укладов [24; 254] (рис. 12), а также идущую с начала XXI века четвёртой промышленной революции [95].

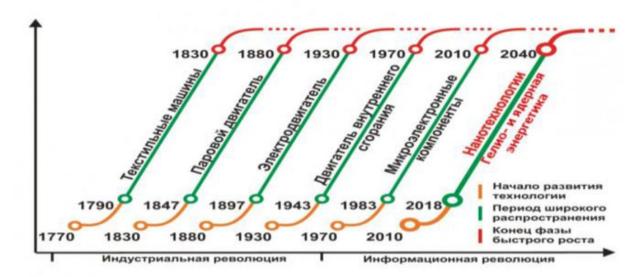


Рис. 12. Смена технологических укладов с середины XVIII по середину XXI века [24; 254]

В рамках данных концепций наилучшие перспективы у солнечной фотовольтаической энергетики, где потенциал развития в наибольшей степени связан с использованием нанотехнологий и созданием новых материалов в целом, позволяющих повышать КПД фотовольтаических установок.

Энергетика на основе других ВИЭ, с большой вероятностью, подошла к некоторым технологическим пределам. В частности, существует базовый принцип ветроэнергетики Жуковского — Бетца, ограничивающий мощность ветряного колеса и коэффициент преобразования энергии. В соответствии с этим принципом, КИУМ даже в идеальной ветроустановке не может превышать 59,3% [84]. Точка зрения ещё целого ряда специалистов заключается в том, что некоторые пределы развития технологий ветроэнергетики уже достигнуты.

Примерно то же можно сказать о гидроэнергетике, функционирующей на сходных с ветроэнергетикой принципах, а также геотермальной энергетике, биоэнергетике, тепловой солнечной энергетике, технологически сходных с обычными тепловыми электростанциями (ТЭС), работающими на ископаемых углеводородах.

На этом фоне выше резерв у фотовольтаической солнечной энергетики. К настоящему времени КПД солнечных батарей вырос до 20%-25%; максимальный достигнутый в лаборатории КПД солнечных элементов превышает 40%.

За последние 10-20 лет произошло кардинальное снижение стоимости солнечных элементов – с величин более \$10 до менее \$1 за 1 Ватт мощности, и прогнозируется дальнейшее снижение, хотя и менее высокими темпами.

Ключевые свойства материалов для солнечных элементов, определяющие стоимость способность поглощать солнечный свет в наиболее широком диапазоне длин световых волн и толщина поглощающей поверхности, при которой происходит поглощение света. Для разных материалов она составляет от 100 до 1 мкм и менее, что определяет расход материала и, соответственно, цену. На данный момент разрабатываемые и за рубежом, и в России, тонкоплёночные материалы позволят, в перспективе, достигать КПД 90% и выше. Другие факторы повышения КПД солнечных элементов – использование концентрированного солнечного излучения (солнечных концентраторов), создание полимерных солнечных элементов и наноструктур на основе кремния и фуллеренов. С высокой вероятностью, в ближайшее десятилетие в возобновляемой энергетике возобладает более осторожный и прагматичный подход с поиском оптимальных ниш развития – географических, экологических, социальных. Также, вероятно, страны «Триады», прежде всего – Западной Европы, близки к пределу наращивания мощностей и производства энергии на основе ВИЭ, и лидерами роста станут другие регионы. Россия в конце XX – и первом десятилетии XXI века практически «пропустила» восходящую фазу цикла развития возобновляемой энергетики, что, с другой стороны, даёт возможность исследования имеющегося опыта и подготовки к следующей восходящей фазе уже с более высокого уровня.

Представляется, что приоритетной задачей возобновляемой энергетики в России на ближайшую перспективу является не увеличение доли ВИЭ в общем объёме производства как таковой, а следующие два направления:

- НИОКР и создание полных производственно-технологичных циклов на основе ВИЭ;
- Поиск и занятие естественных природных, производственных и социальных ниш. Целесообразна не силовая, а нишевая стратегия продвижения ВИЭ. Основная ценность ВИЭ в России в настоящее время связана не с вкладом в общее энергообеспечение страны, а с инновационным потенциалом исследований в сфере ВИЭ, а также решением энергетических проблем в отдельных точках и на отдельных территориях. В этой связи наибольший интерес представляет малая автономная энергетика, начиная с индивидуального уровня, на котором роль начинают играть и внеэкономические факторы (автономия и дополнительный комфорт сами по себе воспринимаются как ценность).

Кроме того, ряд территорий отличается, с одной стороны, высоким потенциалом ВИЭ, с другой — системными проблемами в «традиционном» энергообеспечении, что позволяет рассматривать использование ВИЭ уже с позиций прямого экономического эффекта. Отдельная группа территорий, где вопрос использования местных ВИЭ актуален — территории, находящиеся в зоне повышенного геополитического риска: эксклавы - Калининградская область, Крым; островные и удалённые территории — Курильские острова, Сахалин, Камчатка, Чукотка, Приморье.

При неблагоприятном развитии событий эти территории могут стать первоочередными и наиболее уязвимыми объектами воздействия, в том числе, энергетической блокады, что, в частности, продемонстрировали события ноября 2015 года в Крыму.

Более того, в России практически отсутствует прямая связь по территории страны между европейским и сибирским сегментами энергосистемы – связь между ними идёт через северную часть Казахстана, с небольшой мощностью энергомоста – 1 ГВт. Также отсутствует прямая связь с энергосистемой Дальнего Востока [4]. Только в 2015 году был построен энерготранзит между Сибирью и Уралом (Курганская – Тюменская – Омская область) мощностью 500 кВ, впервые по российской территории [287]. Данные риски и угрозы могут быть снижены, в том числе, за счёт более развитой системы генерации на основе местных ВИЭ.

1.7. Выводы

Энергетика на основе ВИЭ обладает валовым потенциалом, многократно превышающим потребности человечества в энергии. В то же время, практически реализуемый потенциал существенно ниже. Развитие возобновляемой энергетики сталкивается с рядом ограничений, связанных как с природой самого энергоносителя, так и с уровнем развития и принципиальными возможностями технологий преобразования энергии.

В мире с 2010-х гг. после активной фазы 1990-х – 2000-х гг. наблюдается общее снижение темпов роста энергетики на основе ВИЭ, что вписывается в общую динамику длинных экономических волн.

При этом, с 1970-х до середины 2010-х доля гидроэлектроэнергии в общемировом объёме производства снизилась, что компенсировалось ростом доли других ВИЭ, главным образом — ветровой и солнечной энергии. В то же время, с 2000-х наблюдается снижение темпов роста мощностей и производства в ветроэнергетике, в 2010-е — в солнечной энергетике.

Параллельно происходит смещение центров развития возобновляемой энергетики — из США в Западную Европу в течение 1990-х гг. и в Восточную Азию, прежде всего — Китай, в 2010-е годы. В настоящее время данный регион является основным локомотивом роста энергетики на основе ВИЭ.

Развитие и территориальная организация возобновляемой энергетики определяется сложным взаимодействием ряда факторов, включающих: отношения в системе Центр — Периферия, экономическая и политическая специфика регионов и комплекс физико-географических факторов.

Географические факторы, связанные с природными условиями и ресурсами, играют ключевую роль в территориальном размещении объектов генерации на основе ВИЭ и весе возобновляемой энергетики в энергобалансе стран и регионов.

С географических позиций можно выделить следующие частично перекрывающиеся, крупные зоны, или пояса, развития различных типов возобновляемой энергетики:

- 1. Тихоокеанский геотермальный (связанный с Тихоокеанским огненным кольцом)
- 2. Три биоэнергетических Северный (Северная и Центральная Европа, Северная Америка), Центрально-Южноамериканский и Восточноазиатский
- 3. Североатлантический ветровой;
- 4. Средиземноморский солнечный.

Кроме того, обнаруживается отрицательная корреляция между общим уровнем производства энергии в стране и долей ВИЭ в её энергобалансе.

Экономическая эффективность энергетики на основе ВИЭ в конце XX – начале XXI века существенно выросла. К настоящему времени солнечная и ветроэнергетика в некоторых случаях выходят на уровень ценовой конкурентоспособности с энергетикой на основе ископаемого топлива на временных интервалах 10-20 лет. Дополнительным фактором конкурентоспособности энергетики на основе ВИЭ является учёт внешних издержек. Существенный резерв дальнейшего снижения стоимости сохраняется у солнечной энергетики. Другие направления возобновляемой энергетики, включая ветровую, с высокой вероятностью подошли к некоторым, в том числе – технологическим и экономическим, пределам роста.

В целом, исходя из концепции длинных экономических волн и наблюдений за фактической динамикой развития возобновляемой энергетики, можно прогнозировать дальнейшее снижение темпов роста до середины – конца 2020-х гг. с перспективами возобновления роста в дальнейшем.

В России развитие энергетики на ВИЭ имеет достаточно давнюю историю, включающую и успешный опыт. В то же время, Россия в силу ряда причин, ключевой из которых

является системный кризис 1990-х, пропустила восходящую фазу роста возобновляемой энергетики. С другой стороны, это даёт возможность исследования имеющегося мирового опыта и подготовки к следующей восходящей фазе уже с более высокого уровня.

Развитие в России энергетики на основе ВИЭ на современном этапе на новой институциональной и технологической основе, включая строительство крупных солнечных фотовольтаических и ветроэнергетических электростанций, начинается в 2010-е годы и в настоящее время идёт темпами, существенно превышающими средние мировые.

Представляется, что приоритетной задачей возобновляемой энергетики в России на ближайшую перспективу является не увеличение доли ВИЭ в общем объёме производства как таковой, а следующие два направления:

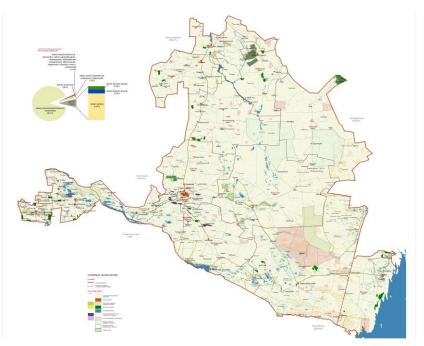
- НИОКР и создание полных производственно-технологичных циклов на основе ВИЭ;
- Поиск и занятие естественных природных, производственных и социальных ниш. Целесообразна не силовая, а нишевая стратегия продвижения ВИЭ. Основная ценность ВИЭ в России в настоящее время связана не с вкладом в общее энергообеспечение страны, а с инновационным потенциалом исследований в сфере ВИЭ, а также решением энергетических проблем в отдельных точках и на отдельных, в частности, удалённых и изолированных, территориях, а также в зонах с максимальным природно-хозяйственным потенциалом ВИЭ.

Глава 2. Оценка ресурсов, предпосылок и опыта использования ВИЭ в Калмыкии

2.1. Калмыкия в качестве объекта исследования с точки зрения перспектив развития возобновляемой энергетики. Географическое положение и природно-ресурсные предпосылки развития возобновляемой энергетики в Калмыкии

Калмыкия расположена на юге европейской части России, в северо-западной части Прикаспийской низменности, в пределах треугольника, образуемого нижним течением Волги и Каспийским морем на северо-востоке и востоке, восточной частью Кумо-Манычской впадины на юге и нижним течением Дона на северо-западе. Имеет выход к Каспийскому морю на юго-востоке и к Волге на участке длиной около 10 км на северовостоке.

Площадь Калмыкии — 74,7 тыс. кв.км, протяжённость с севера на юг около 420 км, с востока на запад — 450 км, координаты крайних точек: 41°38' и 47°34' в.д. и 48°15' и 44°45' с.ш. Более 90% территории — степные и полупустынные равнины, являющиеся естественными пастбищами и рассматриваемые как земли сельскохозяйственного назначения (Приложение 54). На рис. 13 представлена структура землепользования Калмыкии.



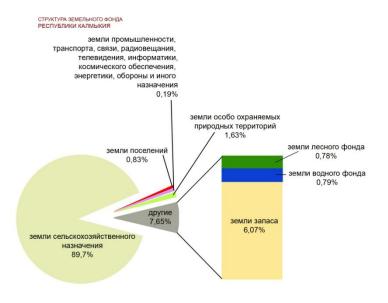


Рис. 13. Структура земельного фонда Калмыкии

В целом, юг европейской части России отличается максимальными показателями валового потенциала солнечной и ветровой энергии [5], на которые в совокупности приходится основная часть всего доступного потенциала возобновляемых энергоресурсов. На них приходится, соответственно, примерно 2/3 и 1/3 теоретически доступного потенциала. Доля остальных ВИЭ не превышает 1%-2%, хотя на локальном уровне она может быть существенно выше. Тем не менее, на солнечный и ветровой потенциалы повсеместно приходится более 90% всего потенциала ВИЭ, доступного к использованию, в большинстве случаев – 95%-98%.

Валовый солнечный потенциал на территории России максимален на Юге европейской части — в среднем 1339 кВтч/м 2 в год на территориях, принадлежащих Южному и Северокавказскому ФО. Для сравнения, в Центре европейской части России (ЦФО) он составляет 1061 кВтч, на Севере (СЗФО) — 866 кВтч, в Поволжье (ПФО) — 983 кВтч, на территориях к востоку от Урала (УрФО, ЗФО и ДФО) — 1057 кВтч.

Валовый ветроэнергетический потенциал в среднем по СКФО и ЮФО также в среднем в 1,5 раз выше, чем в других регионах России - 6,7 млн. кВтч/км² в год на высоте 30 метров, тогда, как на остальных территориях России – от 4,1 до 4,9 млн. кВтч/км² [73].

В качестве регионального ВИЭ дополнительный интерес на Юге России представляет биоэнергия на основе отходов сельского хозяйства.

В свою очередь, в пределах данного региона Калмыкия отличается высокой концентрацией солнечной энергии (1389 кВтч/ м²) и средней – ветровой энергии (6,6 млн. кВтч/км²).

При этом потенциал ВИЭ на душу населения в Калмыкии существенно выше, чем в соседних регионах. По солнечной и ветровой энергии в совокупности он составляет 5,6 млн. кВтч (3,8 млн. по солнечной и 1,8 млн. по ветровой энергии), тогда, как в среднем по СКФО и ЮФО – 0,5 млн. кВтч. Высокий душевой потенциал ВИЭ в Калмыкии определяется низкой плотностью населения – 3,6 чел./км², что в среднем в 12 раз ниже, чем в соседних субъектах.

Низкая плотность населения означает, в свою очередь, низкую плотность инфраструктуры и наличие больших по площади земельных участков, которые могли бы быть использованы для генерации энергии на основе ВИЭ.

Плотность солнечной и ветровой энергии на 1 км² территории Калмыкии составляет 1,4 млрд. кВтч, что, при коэффициенте использования 0,1, означает выработку 140 млн. кВтч. Это эквивалентно потреблению 28% всей электроэнергии в Калмыкии. Иными словами, отчуждение всего 4 км 2 , или примерно 0,005% (1/20000) площади республики под ВЭС и СЭС теоретически способно полностью покрыть потребности Калмыкии в электроэнергии (500 ГВтч) и поставлять избыток в другие регионы. Это означало бы создание примерно 400-500 МВт генерирующих мощностей и модернизацию сетевой инфраструктуры. Дополнительный возобновляемый ресурс Калмыкии – биоэнергия, связанная с отходами сельского хозяйства. Объёмы сельскохозяйственного производства и поголовье скота на душу населения в Калмыкии – самые высокие в России. Суммарная энергетическая ценность отходов растениеводства и животноводства в Калмыкии – около 6 млрд. кВтч в год. Это более, чем в 10 раз, превышает текущее потребление электроэнергии в республике и существенно выше общего энергопотребления (4,9 млрд. кВтч). Из-за проблем со сбором сырья и использования отходов сельхозпроизводства также в других целях может быть задействована небольшая часть этого потенциала, но даже в этом случае он, теоретически, может иметь существенный вес в энергобалансе. По показателям сельскохозяйственного биопотенциала на душу населения – 21,3 тыс. кВтч, Калмыкия далеко превосходит другие субъекты РФ (на 2-м месте Тамбовская область с 14,3 кВтч). При исключительно высоком потенциале ВИЭ Калмыкия сталкивается с большими проблемами в энергоснабжении. В Калмыкии практически полностью отсутствует собственная генерация электроэнергии, которая поставляется из соседних регионов, а распределительная сеть отличается высокой степенью физического износа – более 70%.

Кроме того, размещение населения и производства Калмыкии дисперсно, с большими расстояниями между населёнными пунктами, и энергосеть должна обслуживать большое количество удалённых мелких потребителей, что обуславливает её большую протяжённость — почти 70 метров на душу населения, тогда, как в России в среднем — 25 метров (в 2,6 раз меньше). В то же время, потребление электроэнергии в Калмыкии на душу населения в 4,2 раза ниже, чем в среднем по России (соответственно, 1,8 тыс. и 7,5 тыс. кВтч в год). Соответственно, отношение потребления электроэнергии к протяжённости электросетей в России в целом составляет 288 млн. кВтч/км, в Калмыкии — 27 млн., или почти в 11 раз меньше (Приложение 55).

В свою очередь, ВРП Калмыкии на душу населения в 2,1 раза ниже, чем средний душевой ВВП России, соответственно 239 тыс. и 511 тыс. рублей (2017). При большей – также в 2,6 раз, протяжённости электроэнергетической сети на душу населения, это означает, что эффективность её работы можно с некоторой долей условности оценить в величину в 2,1 х 2,6 = 5,5 раз меньшую.

В Калмыкии также одни из самых высоких в России тарифов на электроэнергию - около 5 руб./кВтч для физических лиц и более 7-8 руб./кВтч для юридических лиц. Таким образом, существуют две группы предпосылок развития возобновляемой энергетики (прежде всего, автономной) в Калмыкии:

- 1) «позитивные» исключительно высокий потенциал ВИЭ на единицу площади и на душу населения.
- 2) «негативные», обусловленные проблемами, связанными с «традиционным» сетевым энергообеспечением на основе ископаемых источников энергии, что заставляет рассматривать местные ВИЭ в качестве альтернативы.

Их комбинация создаёт в Калмыкии наилучшие в России условия для развития энергетики на основе ВИЭ. При этом, доля ВИЭ в энергобалансе Калмыкии может быть высокой, теоретически, за счёт возобновляемых источников потребности республики в энергии могут быть удовлетворены даже полностью, при этом, с учётом их роста, а сама возобновляемая энергетика может стать ключевым фактором экономического развития Калмыкии. Выделение Калмыкии в качестве объекта исследования, наиболее перспективного с точки зрения развития энергетики на основе ВИЭ, в данном случае также сходно с выделением Н.Н. Баранским «почти математически точно» оптимальной точки строительства Сталинградского тракторного завода [9].

В связи с этим, отдельно следует отметить специфику экономико-географического и геополитического положения Калмыкии (рис. 14). Республика Калмыкия занимает стыковое экономико-географическое положение между территориями Северного Кавказа,

Нижнего Поволжья и Нижнего Дона. В схеме деления России на экономические районы (ЭР) Калмыкия отнесена к Поволжскому ЭР и граничит с Северо-Кавказским ЭР. В системе деления России на федеральные округа (ФО) Калмыкия включена в Южный ФО и граничит с Северо-Кавказским ФО. Кроме того, Калмыкия находится между Каспийским и Чёрным морем на кратчайшем пути, соединяющем их, а также в зоне сужения российской территории и сближения границ ряда стран ближнего зарубежья - Украины, Казахстана, Грузии, Южной Осетии, Азербайджана. Также Калмыкия расположена на небольшом расстоянии от федеральных и региональных экономических центров: расстояние от Москвы до столицы Калмыкии Элисты — 1300 км, до ближайших центров юга России — Ростова-на-Дону, Волгограда, Астрахани, Ставрополя, Краснодара — в пределах 500 км.

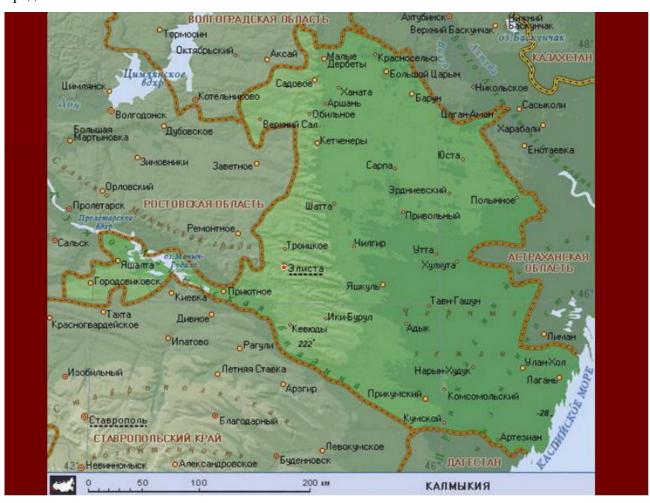


Рис. 14. Географическое положение Калмыкии

Калмыкия - потенциально важный транспортный узел, связывающий как регионы России, так и Россию с ближним и дальним зарубежьем — в частности, со Средней Азией и Ближним Востоком благодаря выходу к Каспийскому морю. Республику можно рассматривать как своего рода «ключ» ко всему Черноморско-Каспийскому региону, очень сложному в геополитическом отношении.

Успешное развитие Калмыкии будет способствовать общему благополучию региона, снижению и блокированию распространения данных рисков.

В то же время, Калмыкия сталкивается с комплексом проблем, более характерных для территорий Севера, Сибири и Дальнего Востока, что обусловлено её физико-географическими и экономико-географическими параметрами, более сходными с малонаселёнными территориями Севера и Востока России [41] (Приложение 56).

Калмыкия относится к чётко выраженной внутренней экономической периферии России, являясь аграрным регионом периферийного типа [65; 66], субъектом РФ с одним из самых низких ВРП на душу населения и сельским хозяйством в качестве основы экономики республики.

Калмыкия резко отличается от соседних субъектов РФ, а также других регионов, входящих в те же ЭР и ФО, комплексом природно-хозяйственных характеристик, прежде всего, более континентальным климатом и на порядок меньшей плотностью населения $(3.7 \text{ чел./km}^2; \text{территория} - 75 \text{ тыс. km}^2, \text{ население менее 280 тыс.}).$

В некоторой степени, специфика Калмыкия обнаруживает также сходство со спецификой запада европейской части России, описанной Н.Н. Баранским [9], где промышленное развитие «скатывается» на восток к Москве и на запад к Балтике, а западный регион становится сельскохозяйственным хинтерландом для этих территорий. В случае с Калмыкии она может рассматриваться как потенциальный сельскохозяйственный и энергетический хинтерланд относительно расположенных восточнее низовьев Волги и Прикаспия и расположенного к западу Причерноморского региона.

2.2. Население, хозяйство и топливно-энергетический комплекс Калмыкии. Экономико-географические предпосылки развития возобновляемой энергетики Калмыкии.

Текущее потребление и перспективные потребности экономики Калмыкии в энергоресурсах определяются комплексом факторов, связанных с населением, уровнем развития и структурой хозяйства.

Республика Калмыкия – один из самых малонаселённых субъектов Российской Федерации. При площади 74,7 тыс.км² её население по оценке на начало 2018 года составляет 275,8 тыс. человек.

Калмыкия в постсоветское время, начиная с 1992 года, переживает депопуляцию – за это время население сократилось с 328 тыс. [136] - на 50 тыс. человек, или на 15,2%.

Несмотря на положительный естественный прирост населения, сохранявшийся в течение всего постсоветского периода, отрицательное сальдо миграции - главным образом, в другие регионы России, приводит к падению численности населения.

Сокращение численности населения Калмыкии в целом идёт на фоне его концентрации в столице республики Элисте – с 1990 по 2015 год её население выросло с 91 тыс. до 109 тыс. человек.

Плотность населения Калмыкии – 3,8 чел./кв.км, без учёта Элисты, где проживает 39% всего населения республики - 2,3 чел./кв.км. По этому показателю Калмыкия сходна не с соседними субъектами РФ юга России и Северного Кавказа, а с регионами Сибири и внутриконтинентальных частей Северной и Центральной Евразии [41].

Уровень урбанизации в Калмыкии один из самых низких в России и составляет 45% — 126 тыс. человек. Помимо Элисты ещё 2 населённых пункта имеют статус города — Городовиковск (9 тыс.) и Лагань (13 тыс.). В то же время, с 1990 года уровень урбанизации вырос с 36% за счёт роста населения Элисты (при некотором снижении численности населения в двух других городах).

Население распределено по территории республики крайне неравномерно. Наиболее густонаселённые территории — запад и юго-запад республики, наименее — центр и юг; максимальная плотность населения в Городовиковском районе — 15 чел./кв.км, минимальная в Черноземельском — 0,9 чел./кв.км. (Приложение 58).

Всего в Калмыкии около 250 населённых пунктов (рис. 15), преобладают небольшие, с численностью населения несколько сотен человек (Приложение 59); около 150 населённых пунктов — с численностью населения менее 200 человек, около 80 — с населением менее 100 человек. Среднее расстояние между населёнными пунктами — 15-20 км, в западных районах сокращается до нескольких км, в центральных и южных увеличивается до 50 км.

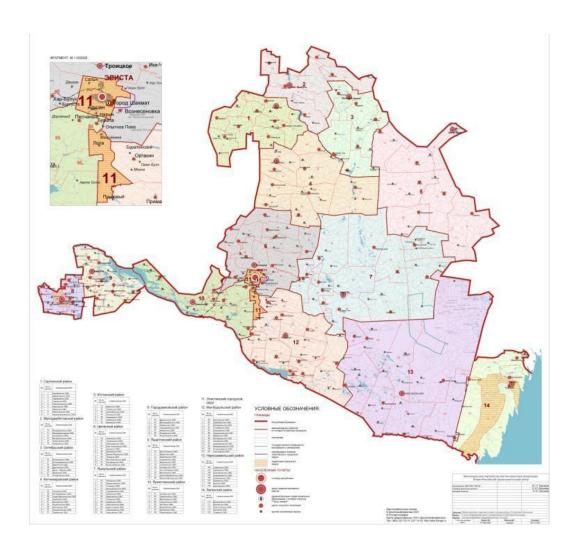


Рис. 15. Административное деление и населённые пункты Калмыкии

Дорожная сеть Калмыкии также слабо развита (Приложение 60). Общая протяжённость автодорог составляет 3,9 тыс. км, плотность - 50 м/км^2 (в РФ в среднем – 75 м), в том числе, дорог с твёрдым покрытием – 3,2 тыс. км, или 43 м/км^2 .

Если сопоставить соотношение протяжённости автодорог с протяжённостью электросетей, то для России в целом оно составит 0,5 км/1км, а для Калмыкии — 0,21, что косвенно может указывать на дополнительные трудности в создании и обслуживании электроэнергетической инфраструктуры из-за худшей ситуации с подъездными путями. При этом, годовой грузооборот автодорог на 1 км пути составляет 9 000 тонн; для сравнения, в среднем по России — 174 000 тонн, т.е. интенсивность использования дорог в Калмыкии на порядкок ниже и, в данном случае, можно провести аналогию с соотношением энергопотребления и протяжённости энергосети.

Дорожная сеть, за исключением федеральных трасс, соединяющих Элисту с Волгоградом и Астраханью, находится в плохом состоянии – это одна из острейших проблем республики [241]. При этом более половины сельских населенных пунктов республики

не имеют связи с сетью автомобильных дорог общего пользования с твердым покрытием [162] и в холодное время года полностью отрезаны от окружающего мира.

Протяжённость железных дорог Калмыкии — 165 км, эксплуатационная длина — 83 км [165]. Есть две железнодорожные ветки — соединяющая Элисту и Ставрополь и проходящая через Лаганский район железная дорога, связывающая Астрахань и Махачкалу. Существует проект строительства железной дороги Волгоград — Элиста, но, с высокой вероятностью, он не будет реализован в обозримой перспективе [262]. ВРП Калмыкии (2017) — 67 млрд. рублей [207], или 0,08% от ВВП России [211]. ВРП на душу населения в Калмыкии — 240 тыс. рублей, или 47% от среднего российского уровня, составившего в 2017 году 510 тыс. рублей.

Структура ВРП Калмыкии также кардинально отличается от России в целом и большей части российских регионов. Основной отраслью экономики Калмыкии является сельское хозяйство, на которое приходится более 31% в общей структуре ВРП республики (Приложение 61), при том, что в России в среднем доля сельского хозяйства в ВВП составляет 4,2%. Поголовье крупного рогатого скота (КРС) в Калмыкии превышает 500 тыс. голов, овец – более 2 млн. голов; средние годовые сборы зерновых – около 350 тыс. тонн. По данным показателям на душу населения Калмыкия занимают лидирующие позиции среди субъектов РФ.

Основной объём сельхозпродукции в стоимостном выражении –84%, приходится на животноводство (Приложение 62). Кроме того, всего 14% сельхозпроизводства приходится на сельскохозяйственные организации, остальное – на хозяйства населения (более 55%) и фермерские хозяйства. При этом, наиболее высока доля растениеводства в сельскохозяйственных организациях, а доля животноводства максимальна в хозяйствах населения.

Таким образом, сельское хозяйство Калмыкии представлено, с одной стороны, рядом сравнительно крупных хозяйств с высокой долей растениеводства, с другой — множеством небольших животноводческих хозяйств. В республике, по данным Минсельхоза Калмыкии, более 4 тыс. отдельных животноводческих точек. В сельском хозяйстве зафиксировано около 3,5 тыс. индивидуальных предпринимателей, из них около 3 тыс. — в животноводстве [32].

Территория Калмыкии сравнительно богата не только возобновляемыми, но и ископаемыми углеводородными энергетическими ресурсами.

Месторождения углеводородного сырья присутствуют на территории республики практически повсеместно, большая часть сосредоточена на востоке Калмыкии.

Все разведанные месторождения углеводородов расположены на суше, хотя по предварительным оценкам геофизической разведки большие потенциальные ресурсы нефти и газа сосредоточены на участке шельфа Каспийского моря, примыкающего к территории Республики Калмыкия [288].

По данным на 2000-е годы, непосредственно на территории Калмыкии начальные суммарные запасы (НСР) углеводородов оценивались в более, чем 19,8 млрд. т.у.т., в т.ч. жидких – 8,3 млрд. тонн и газа – 11,6 трлн. куб.м.[93].

Пор более поздним данным, запасы природного газа оцениваются в14,5 млрд. куб.м² [23]. Всего на территории Калмыкии числится 39 месторождений углеводородного сырья, в том числе 18 нефтяных, 10 газовых, 6 нефтегазовых и 5 нефтегазоконденсатных. Добыча природного газ и нефти начата в Калмыкии в 1961 г. Подача газа в Элисту началась с Ики-Бурульского месторождения после его запуска в эксплуатацию в сентябре 1965 года. К началу 1980-х гг. в Калмыкии было добыто более 6 млрд. м³ природного газа и 7,5 млн. тонн нефти. Добыча нефти и газа осуществлялась в 4-х районах республики: Ики-Бурульском (юг республики), Черноземельском (юго-восток), Юстинском (северовосток) и Городовиковском (юго-запад). По объёмам и перспективам добычи лидировал Черноземельский район. В 1990-е годы добыча нефти и газа резко снизились и продолжали снижаться в 2000-х и начале 2010-х.

Добыча нефти ведётся на 23 нефтяных, нефтегазовых нефтегазоконденсатных месторождениях. Глубины скважин достигают 3-5 км, нефть Калмыкии отличается высоким содержанием парафина (20-30%).

Наиболее известные месторождения:

- Нефть Высоковское, Межозёрное, Комсомольское, Камышанское;
- Газ Промысловое, Цубукское, Ермолинское, Межевое, Ики-Бурульское;
- Газоконденсат Тенгутинское, Олейниковское.

В настоящее время лицензии на разработку недр на территории Калмыкии имеют: ООО «Лукойл-Астраханьморнефть»;. ОАО «Калмнефть», ООО «Кавказтрансгаз», ДГП «Калмнедра», ЗАО «Калмпетрол», ОАО «Калмгаз», ЗАО НК «Калмистерн», ЗАО «КалмТатнефть», ООО «Оникс Плюс», ОАО «Калмыцкая нефтегазовая компания», ЗАО «Ильменскнефть», ФГУП «Нижневолжскгеология», ООО «Югнефтегаз», ООО «ЗААБ Инвест».

Объём добычи нефти в Калмыкии в 2014-2018 гг. составлял около 150 тыс. тонн в год, обнаруживая некоторую тенденцию к росту по сравнению с 2012-2013 гг. (Приложение 63). Более 70% добываемого углеводородного сырья приходится на Черноземельский и Лаганский районы. Объём добычи природного газа и газового конденсата – около 50 млн.

м³ в год с сохраняющейся тенденцией к снижению. Существует проблема выработки значительной части разрабатываемых нефтяных месторождений, физического износа оборудования (63,7% ещё в 2003 году), неэффективного менеджмента.

Ситуация, в то же время, может поменяться в лучшую сторону благодаря приходу крупных нефтяных компаний и возобновлению геологоразведочных работ [45; 247] (Приложение II.62).

По территории Калмыкии, через восточную и южную части республики, проходит нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК). В Черноземельском районе у пос. Комсомольский в 2018 году построена нефтеперекачивающая станция НПС-2.

Объём добычи нефти на душу населения в Калмыкии – в 7 раз ниже среднего российского показателя (соответственно 3,5 и 0,5 тонн), газа - в 21 раз ниже (соответственно 4,2 и 0,2 тыс. м³). Годовое потребление природного газа в Республике Калмыкия - более 320 млн.м³; таким образом, за счёт собственной добычи газа Калмыкия может быть обеспечена всего на 15%.

Общее потребление энергоресурсов в Республике Калмыкия составляет 405 тыс. тонн условного топлива [165], или примерно 3300 млн. кВтч. Таким образом, общий объём добычи нефти и газа покрывает не более 50% данной величины.

Душевое потребление энергоресурсов на душу населения в Калмыкии, соответственно, около 12 000 кВтч/год. Для сравнения, в Российской Федерации в целом составило в 2017 году 1090 млн. тонн условного топлива [210], или 8 870 млрд. кВтч, в пересчёте на душу населения – около 60 000 кВтч/год, или в 5 раз больше, чем в Калмыкии.

Протяженность межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов составляет 3415 км, в т.ч. в сельской местности — 1835 км [131]. Газоснабжение населенных пунктов осуществляется газопроводами высокого давления общей протяженностью 1621 км. Уровень газификации — 84% или около 86 тыс. квартир, главным образом, за счёт крупных населённых пунктов (Приложение 65). Природный газ используется в 151 населенных пунктах (из 265). Протяженность межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов составляет 3415 км, в т.ч. в сельской местности — 1835 км. Уровень газификации — 84% или около 86 тыс. квартир, главным образом, за счёт крупных населённых пунктов. На рис. 16 представлена инфраструктура ТЭК Калмыкии.



Рис. 16. Инфраструктура ТЭК Калмыкии

При общем объёме потребления электроэнергии около 500 млн. кВтч в год, собственная генерация в Калмыкии практически отсутствует (Приложение 66). Незначительные объёмы нерегулярно вырабатываются Элистинской ГТ ТЭЦ с установленной электрической мощностью 18 МВт.

Потребление электроэнергии почти в равных долях распределяется между потреблением населением, хозяйством (на территории Калмыкии отсутствуют крупные промышленные потребители энергии) и потерями в сетях, превышающими 25% (рис. 17).

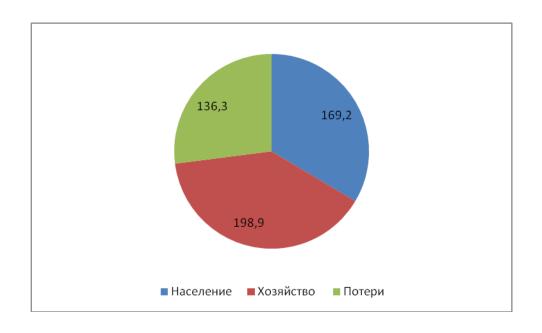


Рис. 17. Структура потребления электроэнергии в Калмыкии, млн. кВтч. 2017

Покрытие потребления осуществляется за счет внешних перетоков, в основном из энергосистем Ростовэнерго и Астраханьэнерго и частично Ставропольэнерго. Схема сети имеет радиальное питание от двух питающих центров ПС 220 кВ - Элиста Северная и Большой Царын в Октябрьском районе на северо-востоке республики (ПС-220/110/10 кВ «Э.Северная», ПС-220/110/10 кВ «Большой Царын») (рис. 18). Граничащими энергосистемами являются филиалы ПАО «МРСК Юга»: «Ростовэнерго», «Волгоградэнерго», «Астраханьэнерго», филиалы ПАО «МРСК Северного Кавказа»: «Дагэнерго», «Ставропольэнерго».

Крупных промышленных потребителей электрической энергии на территории Республики Калмыкия нет. Крупнейшим потребителем является население.

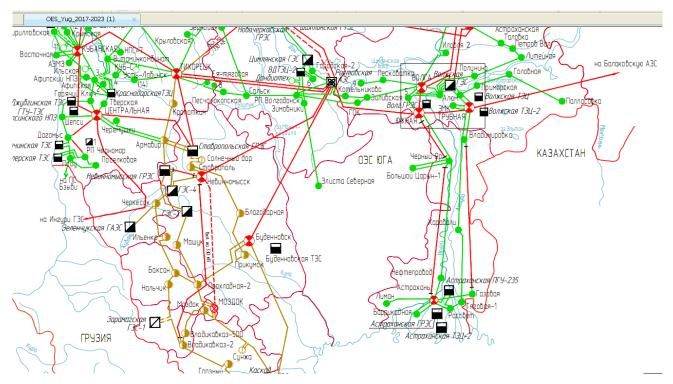


Рис. 18. Схема размещения электроэнергетического комплекса ОЭС Юга России на 2017-2023 гг. [146]

Общая протяжённость кабельных линий электропередач – менее 1 км, воздушных – 19,5 тыс. км, из которых более 15 тыс. км приходится на распределительную сеть 0,4-10 кВ (Приложение 67).

Физический износ электросетей оценивается в 70%. Высокий уровень потерь в сетях связан с данным фактором, а также высокой частотой гололёдных, изморозевых и других неблагоприятных погодных явлений, высокой протяжённостью и низким напряжением распределительных сетей.

Существует статистика аварийности электросетей Калмыкии [187]. В 2014-2018 гг. ежегодно фиксировалось около 3000 аварий; за первый квартал 2019 – 700 аварий. Итоговый годовой недоотпуск электроэнергии из-за аварий – около 160 тыс. кВтч. При том, что население является основным потребителем электроэнергии в Калмыкии, по уровню потребления энергии населением Калмыкия (620 кВтч в год на душу населения) находится на одном из последних мест среди субъектов ЮФО и СКФО и почти вдвое уступает среднему по России и средним показателям по ЮФО и СКФО (Приложение 68), опережая только Ингушетию и Кабардино-Балкарию (рис. 19).

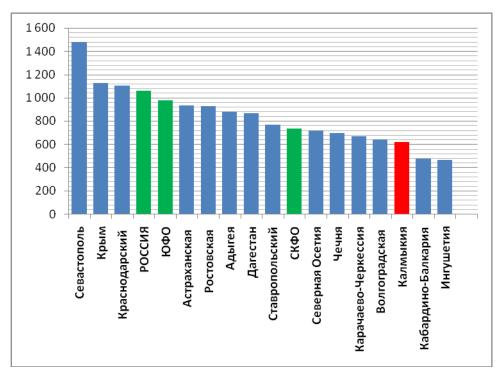


Рис. 19. Душевое потребление электроэнергии населением по России и субъектам ЮФО и СКФО, кВтч/год, 2017

Отметим также, что разделить по существу потребление электроэнергии населением и хозяйствами в Калмыкии сложно, учитывая то, что большинство населения живёт в сельской местности, большая часть скота распределена по мелким хозяйствам, включая личные хозяйства, одновременно выступающие в качестве производственных единиц с существенным совокупным весом в экономике Калмыкии.

Тарифы на электроэнергию на 2019 год составляют [204] для физических лиц 4,67 руб./кВтч, со 2-го полугодия 2019 – 4,83 руб./кВтч.; для сельского населения, соответственно, 3,27 и 3,38 руб./кВтч (Приложение 69); для малых предприятий и ИП с апреля 2019 года — более 8 руб./кВтч [203]. На данный момент это самые высокие тарифы среди субъектов РФ.

Годовое потребление тепловой энергии в Калмыкии – около 320 тыс. Гкал, или около 370 млн. кВтч, их которых более 160 тыс. Гкал (185 млн.кВтч), или около 50%, отпускается населению [165].

Для сравнения, годовое потребление тепловой энергии в России составляет около 1300 млн. Гкал [206] (1500 млрд. кВтч). В пересчёте на душу населения в России в среднем потребление тепловой энергии составляет около 10 000 кВтч, в Калмыкии – менее 1 200 кВтч, т.е. в 8 раз меньше, что также отчасти объясняется отсутствием в Калмыкии крупных промышленных потребителей.

Тарифы на тепловую энергию – от 883 до 2633 руб./Гкал (2018), близки к средним российским, с планом увеличения в дальнейшем [161].

Таким образом, экономико-географические предпосылки развития энергетики на основе ВИЭ в Калмыкии определяются, с одной стороны, характером расселения населения и размещения хозяйства Калмыкии, с другой — спецификой собственно энергетической инфраструктуры и энергоснабжения.

В первом случае, ключевыми факторами являются:

- Низкая численность (275 тыс. чел.) средняя плотность населения Калмыкии (3,5 чел./км²), что обусловливает высокий душевой потенциал ВИЭ по сравнению с соседними регионами;
- Высокая (более 50%) доля сельского населения;
- Большое количество малых и удалённых потребителей (среднее расстояние между населёнными пунктами 15-20 км; более половины населённых пунктов имеют численность населения менее 200 чел.; около 4000 отдельных животноводческих точек);
- Доминирование сельского хозяйства в экономике республики (более 30% в структуре ВРП; сборы зерновых около 300 тыс. тонн в год; поголовье КРС более 500 тыс. голов, МРС около 2,5 млн. голов);
- Отсутствие крупных промышленных энергоёмких предприятий.

Особенности энергоснабжения и энергопотребления Калмыкии заключаются в следующем:

- Низкий уровень душевого потребления энергии (620 кВтч/год на душу населения, что существенно ниже, чем в среднем в России и большинстве субъектов ЮФО и СКФО);
- Энергодефицитность: объёмы добычи нефти и газа (в совокупности около 200 тыс. т.у.т.) могут покрыть не более половины энергопотребления республики; отсутствует собственная генерация электроэнергии;
- Громоздкая для масштабов республики (протяжённость на душу населения в 2,5 раза больше, чем в среднем по России; протяжённость относительно объёма энергопотребления в 10 раз больше) и неэффективно работающая электроэнергетическая сеть с высоким уровнем физического износа (70%), аварийности и потерь при передаче энергии (более 25%); тарифы на электроэнергию самые высокие в России.

Комбинация высокого природного и природно-хозяйственного потенциала ВИЭ с экономико-географическими и инфраструктурными факторами создают сильные

предпосылки для развития возобновляемой энергетики на основе солнечной, ветровой и биоэнергии, в том числе, малой автономной энергетики.

Теоретически, потребности Калмыкии в электроэнергии и даже в энергообеспечении в целом могут быть полностью удовлетворены за счёт ВИЭ даже с учётом существенного роста энергопотребления.

По данным, приведённым выше, отчуждение всего 4 км² (0,005% или 1/20000) площади республики под ВЭС и СЭС (с созданием 400-500 МВт генерирующих мощностей) теоретически способно полностью покрыть потребности Калмыкии в электроэнергии (500 ГВтч) и даже поставлять избыток в другие регионы. Экстраполируя данную величину на весь годовой объём энергопотребления Калмыкии – около 3300 ГВтч (около 12 000 кВтч в год на душу населения), мы получаем площадь под генерирующими установками порядка 25 км² (мощности около 3000 MBт), что составляет 0,03% площади республики. Оценить перспективную долгосрочную потребность Калмыкии в энергопотреблении, при условии экономического роста с преодолением региональных диспропорций развития, возможно, сравнивая уровень потребления энергии республики с соседними регионами и Россией в целом, а также с текущими нормативами энергопотребления (Приложение 70). При данных допущениях перспективное энергопотребление может быть оценено в величину в 1,5-5 раз выше текущей -750-2500 ГВтч/год для электроэнергии и 5000-16500ГВтч/год. В данном случае, отчуждение в 1,5-5 раз бoльших территорий (до 0,05%-0,15% площади республики) под строительство генерирующих объектов также не является критичным для Калмыкии. В то же время, экономические аспекты не ограничиваются размерами отчуждаемых площадей и требуют отдельного рассмотрения.

2.3.Подходы к оценке экономической эффективности возобновляемой энергетики на территории Калмыкии

Данные, приведённые выше, указывают на экономическую эффективность ВИЭ в Калмыкии относительно других территорий России. Однако необходимо также сопоставление экономических параметров возобновляемой энергетики и энергоснабжения за счёт «традиционных» ископаемых энергоносителей.

Ниже данный аспект рассматривается применительно к электроэнергетике на основе ветровой и солнечной энергии. Сопоставляется экономическая эффективность «в чистом виде», без учёта финансовой поддержки проектов со стороны государства, схемы финансирования и налогового режима.

Оценка экономической эффективности для крупных сетевых объектов и автономных установок ВИЭ требует разных подходов.

В первом случае энергетическая установка на основе ВИЭ рассматривается как обычный коммерческий проект, цель которого – извлечение прибыли для инвестора. Данный аспект уже был частично рассмотрен в Главе 1.5. «Экономические аспекты энергетики на основе ВИЭ».

В Калмыкии по состоянию на 2019 год практически отсутствуют генерирующие объекты на основе как ВИЭ, так и ископаемых ресурсов, поэтому невозможно сопоставление фактических затрат. Сопоставление можно проводить на основе имеющихся данных по другим странам и регионам, России в целом, нормативным и расчётным данным о затратах.

В качестве объектов для сравнения используем газовые ТЭС (электрические мощности, без учёта тепловых), ветроэлектростанции (ВЭС) и солнечные фотовольтаические электростанции (СЭС).

Инвестиционные затраты на строительство и эксплуатацию ТЭС могут существенно различаться в зависимости от проекта. В качестве примеров можно рассмотреть несколько реализованных и реализуемых в последние годы проектов строительства газовых ТЭС средней мощности на юге России, в системе ОЭС Юг (табл. 16), где разброс в оценках инвестиций составляет от менее 40 000 до более 100 000 руб./кВт установленной мошности.

Таблица 16. Инвестиционные затраты на строительство газовых ТЭС

Электростанция	Электрическая	Оцениваемый объём	Инвестиции на 1 кВт,
	мощность	инвестиций, руб.	руб.
Будённовская ТЭС	135 МВт	7,7 млрд. [249; 269]	57 000
4 ТЭС в	1000 МВт (общая	50 млрд.	50 000
Ставропольском крае	мощность)	[249; 269]	
по программе			
компании «Лукойл»			
Шахтинская ТЭС	43 МВт	1,5 млрд. [286]	35 000
Краснодарская ТЭС	450 MB _T	30 млрд. [264]	67 000
Джубгинская ТЭС	180 MB _T	17 млрд. [255; 256]	105 000

Вероятно, за основу целесообразно взять среднюю величину – около 70 000 руб./кВт (примерно \$1000), что примерно соответствует и приведённым ранее средним мировым показателям.

Постоянные операционные затраты для ТЭС, опираясь на ряд экспертных оценок, можно оценить в величину около 1000 руб./кВт установленной мощности в год (что также соответствует приведённым ранее усреднённым мировым оценкам в \$15).

Переменные операционные затраты зависят, прежде всего, от стоимости газа и могут быть, с некоторой долей условности, сведены к затратам на покупку газа. Оптовые цены на газ в Калмыкии составляют величину около 4,5 руб./м³ [163]. Средний расход газа на производство 1 кВтч электроэнергии составляет 0,3 м³, отсюда переменные затраты составят 1,35 руб./кВтч.

В свою очередь, для солнечных и ветроэлектростанций мы можем использовать данные, заявленные в паспортах проектов ВЭС и СЭС на территории Калмыкии, прошедших конкурсный отбор в 2014-2018 гг (Приложение 71). Диапазон плановых инвестиционных затрат для ВЭС — от 60 000 до 80 000 руб./кВт, для СЭС — от 60 000 до более 120 000 руб./кВт.

В качестве усреднённой величины инвестиционных затрат мы можем принять 70 000 руб./кВт для ВЭС и 80 000 руб./кВт для СЭС, что также примерно соответствует и зарубежным оценкам, и данным по СЭС и ВЭС, уже введённым в эксплуатацию на территории России (Приложение 72).

Постоянные операционные затраты ВЭС и СЭС на территории России и, в частности, Калмыкии, в настоящее время с трудом поддаются оценке. По данным из европейских источников, они могут составлять величины \$30-\$50/кВт, в среднем — около \$40, т.е. около 1500 рублей, исходя из текущего курса или же вдвое меньше — около 700 рублей, исходя из паритета покупательной способности. Наши расчёты, основанные на определённых допущениях относительно структуры постоянных операционных затрат, дают разброс от менее 1300 до 2000 рублей/кВт (Приложение 73). Представляется целесообразным принять величину около 1500 рублей/кВт.

Переменные операционные затраты ВЭС и СЭС принимаются равными нулю.

Таким образом, мы определили исходные допущения об инвестиционных и операционных затратах усреднённых газовой ТЭС, ВЭС и СЭС (табл. 17), на основе которых мы можем проводить дальнейшее сопоставление экономической эффективности.

Таблица 17. Инвестиционные и операционные затраты ТЭС, ВЭС и СЭС.

Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Инвестиционные	70 000	70 000	80 000
затраты, руб./кВт			
Постоянные	1 000	1 500	1 500

операционные			
затраты, руб./кВт			
Переменные	1,35	0	0
операционные			
затраты, руб./кВтч			

Следующий шаг – определение мощности, требуемой для выработки данного количества энергии. Допустим, он составляет 1000 млн. кВтч – текущее потребление электроэнергии Калмыкией, умноженное на 2, исходя из долгосрочных перспектив роста.

Для решения этой задачи требуется определение КИУМ (коэффициент использования установленной мощности, аналог загрузки оборудования) электростанций.

В проектах ТЭС в настоящее время закладываются величины в 80%-90% после выхода на проектную мощность. В то же время, среднегодовое число часов работы электростанций России при суммарной мощности около 160 ГВт и выработке около 700 ТВтч составляет 700*1000/160 = 4375 часов; соответственно, КИУМ = 50%. Это может объясняться недостаточной загрузкой оборудования и высокой степенью износа (в последние годы идёт активная модернизация электроэнергетического комплекса). Представляется целесообразным принять ожидаемый КИУМ ТЭС равным 60%.

Для ВЭС, в свою очередь, закладываются целевые показатели в 27%, для СЭС – 15%, что представляется реалистичным в случае СЭС, исходя из уже накопленного опыта (Приложение 74), и несколько завышенным в отношении ветроэнергетики – более реалистичной величиной выглядит 20%.

Требуемая мощность Р определяется как:

$$P = W/(8760 * C)$$

Где W – требуемая выработка электроэнергии, С – КИУМ.

Отсюда мы можем сравнить инвестиционные затраты (табл. 18)

Таблица 18. Сравнение инвестиционных затрат ТЭС, ВЭС и СЭС

Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Требуемый объём производства	1000 млн. кВтч		
электроэнергии			
КИУМ, %	60%	20%	15%
Требуемые мощности	190 тыс. кВт	570 тыс. кВтч	760 тыс. кВт

Инвестиционные затраты, руб./кВт	70 000	70 000	80 000
Инвестиционные затраты, всего, млн. руб.	13 300	39 900	60 800
Превышение ВИЭ относительно ТЭС,	-	26 600	47 500
млн. руб.			

Очевидно, что инвестиционные затраты для ТЭС будут в 3-5 раз ниже – порядка 13 млрд. рублей против 40 млрд. для ВЭС и 60 млрд. для СЭС.

Далее сравним годовые операционные затраты (табл. 19).

Таблица 19. Сравнение годовых операционных затрат ТЭС, ВЭС и СЭС

Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Установленная мощность, кВт	190 000	570 000	760 000
Постоянные операционные затраты,	1000	1500	1500
руб./кВт			
Постоянные операционные затраты,	190	855	1 140
млн.руб./год			
Годовое производство ЭЭ, тыс. кВтч	1000		
Переменные операционные затраты,	1,35	0	0
руб./кВтч			
Переменные операционные затраты,	1 350	0	0
млн.руб.			
Всего операционные затраты, млн. руб.	1 540	855	1 140
Экономия ВИЭ относительно ТЭС, млн.	-	685	400
руб./год			

Простой срок окупаемости генерирующих объектов ВИЭ относительно ТЭС – соотношение превышения инвестиционных затрат и годовой экономии. Он составит (округлённо):

- для ВЭС: 26600 млн. руб./685 млн.руб./год = 39 лет;
- для СЭС: 47500 млн. руб./400 млн.руб./год = 119 лет.

Данный горизонт планирования не является приемлемым; тем более, это простой срок окупаемости, без учёта дисконтирования, и даже в этом случае он превышает срок службы оборудования как таковой.

В то же время, отметим, что государственная финансовая поддержка в настоящее время требуется обоим типам проектов – и ВИЭ, и «традиционной» энергетике (Приложение

75). В нашем примере LCOE (средневзвешенная стоимость производства электроэнергии) ТЭС в нашем случае, даже без учёта дисконтирования, на 30-летнем интервале составит 1,98 руб./кВтч (для ВЭС и СЭС, соответственно, 2,19 и 3,17 руб./кВтч) (Приложение 76), что существенно выше оптовых цен на электроэнергию, составляющих для Калмыкии около 1,50 руб./кВтч [177].

Система государственной поддержки энергетики, прежде всего, договоры ДПМ, в России развита и по ряду параметров является передовой в мире (Приложение 77).

При изменении некоторых условий – в частности, повышении цен на газ, а также некотором снижении инвестиционных затрат и рост КИУМ для СЭС и ВЭС (исходя из продолжения технологического прогресса в данном направлении, а также роста локализации производства) объекты ВИЭ выйдут на уровень конкурентоспособности на приемлемых временных интервалах. Рассмотрим следующий (достаточно вероятный для ближайшего десятилетия) сценарий:

- Инвестиционные затраты для ВЭС снижаются с 70 000 до 60 000 руб./кВт, для СЭС
 с 80 000 до 50 000 руб./кВт;
- КИУМ ВЭС увеличивается с 20% до 25%, СЭС с 15% до 20%;
- Цены на газ увеличиваются с 4,5 до 6,0 руб./м³.

В этом случае простой срок окупаемости относительно ТЭС составит:

- для проекта ВЭС 11 лет,
- для проекта СЭС **13** лет.

ВНД (внутренняя норма доходности), или IRR (internal rate of return), т.е. ставка дисконтирования, при которой проект окупается, на интервале 30 лет для ВЭС составит 9,5%, для СЭС – 6,9%. LCOE без учёта дисконтирования составят для ТЭС, ВЭС и СЭС, соответственно, 2,43, 1,60 и 1,81 руб./кВтч, при дисконтировании при ставке 10% - соответственно, 3,27, 3,33 и 3,61 руб./кВтч. (Приложение 78).

Это слишком низкая ставка дисконтирования для проектов такого рода; тем не менее, у крупных сетевых проектов ВЭС обозначается определённая перспектива, хотя на данный момент они являются очевидно более дорогостоящими, чем строительство электростанций на ископаемых энергоносителях, если не учитывать внешние издержки. Кроме того, в условиях Калмыкии строительство ТЭС может иметь технологические ограничения, связанные с дефицитом воды. Этот вопрос требует дополнительного исследования.

Также отметим, что, по ряду причин, введённая в эксплуатацию в 2010 году Элистинская ГТ-ТЭЦ (установленная электрическая мощность 9x2 = 18 МВт, тепловая -40 Гкал/ч), по ряду причин, де-факто не работает. В 2011 и 2013 году включение электростанции

производилось только для проведения испытаний, в 2012 включений станции не было. Пуски оборудования Элистинской ГТ-ТЭЦ в 2014 году осуществлялось по результатам отбора ВСВГО (оптимизационные пуски). Большую часть времени оборудование электростанции находится в холодном резерве. Отсутствие выработки связано с отсутствием тепловой нагрузки станции, что делает работу станции неэффективной. В 2011 и 2012 году электростанция не прошла конкурентный отбор мощности по причине превышения максимальной цены по зоне свободного перетока [165]. По информации СМИ, в 2017 году началось строительство теплотрассы [241], необходимой для полноценного и эффективного функционирования станции.

Что касается проектов автономных генерирующих установок на основе ВИЭ, в данном случае перспектива более очевидна. Прежде всего, она связана с проблемами сети, о которых было сказано ранее — высокой протяжённостью, степенью физического износа и аварийности.

В настоящее время сетевое электроснабжение присутствует практически во всех населённых пунктах, однако оно недостаточно надёжно, тарифы на электроэнергию высоки, а в перспективе встаёт необходимость модернизации сетей. С учётом данной перспективы целесообразно сопоставить экономическую эффективность сетевого энергоснабжения (прокладки или модернизации линий электропередач - ЛЭП) и автономного энергообеспечения на основе ВИЭ.

Ключевые факторы в данном случае:

- удалённость населённого пункта от ближайшего источника энергии т.е. требуемая протяжённость (соответственно, и стоимость) ЛЭП при сетевом электроснабжении;
- величина энергопотребления в данном пункте чем оно меньше, тем менее целесообразна ЛЭП и тем больше преимуществ у автономного энергоснабжения.

Допустим, что инвестором является сам потребитель энергии, т.е. он оплачивает прокладку ЛЭП и, далее, электроэнергию в соответствии с розничными тарифами. В случае установки автономного комплекса он оплачивает его и, далее, затраты, связанные с самостоятельным производством электроэнергии. Вопрос в том, какой вариант выгоднее потребителю (дешевле для него) в зависимости от ситуации.

Стоимость прокладки ЛЭП может варьироваться в широких пределах от 600-950 тыс. рублей для сетей напряжением до 10 кВт до более 2 млн. рублей в соответствии с нормативами [83] (Приложение 79), с учётом дополнительных затрат и строительства трансформаторных подстанций затраты могут быть выше на 20%-50%.

Реальная стоимость в настоящее время может оказаться существенно выше.

В частности, МОЭСК приводит цены от 1,0-1,4 млн. руб./км для ЛЭП от 0,4 кВ и, отдельно от 1,0 млн. рублей за технологическое присоединение и строительство трансформаторных подстанций [173]. По другим данным, стоимость прокладки ЛЭП 0,4-10 кВ составит 600-800 тыс. рублей [267] либо 300-500 тыс. рублей за работу и ещё 300-500 тыс. – стоимость материалов [275], всего 600 тыс. - 1,0 млн. руб./км. Представляется, что 1,0 млн.руб./км с учётом сопутствующих затрат в первом приближении было бы адекватным допущением для сравнения вариантов. Далее, цена электроэнергии для потребителей составила бы 5 руб./кВтч. Для автономного комплекса на основе ВИЭ (комбинация ветровых и солнечных установок) примем средние инвестиционные затраты в размере 100 тыс. руб./кВт

Далее параметры автономного комплекса зависят от душевого потребления электроэнергии в населённом пункте. Допустим, в условиях Калмыкии они составят 1000 кВтч на человека в год, исходя из душевого показателя 620 кВтч потребления электроэнергии собственно населением и с учётом возможного дополнительного потребления, связанного с производствами, социальной и другой инфраструктурой населённого пункта.

установленной мощности.

Допустим, средний КИУМ солнечных и ветровых установок составит примерно 10%. Это ниже величин, обозначавшихся ранее, но в случае с автономным энергообеспечением необходимо учитывать резкое снижение солнечного излучения в зимнее время и, в целом, нестабильность поступления энергии при отсутствии эффективных технических средств сезонной аккумуляции. Тогда средняя установленная мощность на 1 человека, требуемая для обеспечения электроэнергией, составит 1000 кВтч/(8760ч*10%) = 1,1 кВт. Инвестиционные затраты на 1 человека, соответственно, составят 1,1 кВт*100тыс.руб./кВт = 110 000 рублей.

Кроме того, потребуется установка дизельного генератора (электростанции, нескольких генераторов) для компенсации дефицита электроэнергии в зимнее время из расчёта примерно 1,0-1,5 кВт на человека. Исходя из ряда рыночных предложений [253; 257; 258; 259], мы можем оценить стоимость генератора в пересчёте на единицу номинальной мощности в 10-15 тыс. руб./кВт. Соответственно, объём инвестиций на душу населения составит около 15 000 рублей, в сумме – 125 000 рублей.

Следующий вопрос – доля выработки электроэнергии в автономном комплексе, которая придётся на дизельный генератор. Допустим, она составит в среднем за год 30% (10%-15% летом, 25%-30% весной и осенью, 50%-60% зимой). Для выработки 1 кВтч требуется около 0,25 литров дизельного топлива. При розничных ценах на дизельное топливо около

45 рублей/л выработка генератором 1 кВтч обходится в 11,25 руб./кВтч, в целом для автономного комплекса себестоимость электроэнергии составит 11,25*30% = 3,4 руб./кВтч (табл. 20). Таким образом, экономия на покупке электроэнергии составит 5,0-3,4 = 1,6 руб./кВтч.

Таблица 20. Исходные допущения для сравнения сетевого обеспечения электроэнергией и автономного комплекса на основе ВИЭ при годовом душевом потреблении электроэнергии 1000 кВтч

ЛЭП		Автономный комплекс на основе ВИЭ		
Статьи затрат	Стоимость	Статьи затрат	Стоимость	
Прокладка или	1 млн. руб./км	Ветровые и	110 тыс. руб./чел.	
модернизация ЛЭП		солнечные		
		установки		
		Дизель-генератор	15 тыс.руб./чел.	
		Всего	125 тыс.руб./чел.	
Цена на	5,0 руб./кВтч	Доля ЭЭ,	30%	
электроэнергию для		вырабатываемая		
потребителей		дизельным		
		генератором		
		Цена дизельного	45	
		топлива, руб./л		
		Средняя стоимость	3,4 руб./кВтч/	
		электроэнергии	1,6 руб./кВтч	
		/экономия		

Далее сравнительная эффективность сетевого энергоснабжения зависит от сопоставления следующих параметров:

- для ЛЭП протяжённость (удалённость населённого пункта);
- для автономного комплекса численность населения (объём потребления электроэнергии).

Допустим, посёлок удалён от ближайшего источника энергии на 10 км, а численность его населения – 100 человек.

В этом случае инвестиционные затраты на строительство ЛЭП составят 10 км* 1 млн./км = 10 млн. рублей. При выборе же автономного комплекса они составят 100 чел.*125

тыс.руб./чел. = 12,5 млн. рублей. Инвестиционные затраты выше на 2,5 млн. рублей в случае установки автономного комплекса.

При этом, потребление электроэнергии в посёлке: 1000 кВтч/чел.*100 чел. = 100 тыс. кВтч. Таким образом, ежегодная экономия на оплате электроэнергии при автономном энергообеспечении составит 1,6 руб./кВтч*100 тыс.кВтч = 160 тыс. рублей.

Следовательно, простой срок окупаемости автономного комплекса составит 2500 тыс.руб./160 тыс.руб. = **15,6 лет**, а ВНД проекта (автономного комплекса по сравнению с сетевым энергоснабжением) на интервале 25 лет составит всего 2,7%.

В то же время, проект может быть рассмотрен. Как мы уже видели выше, даже небольшое (при этом весьма вероятное) изменение исходных параметров способно кардинально изменить его экономические показатели.

Например, рассмотрим вариант ежегодного роста цен на 5%, как для электроэнергии, так и для дизельного топлива. Отметим, что рост цен на электроэнергию, даже на более высоком уровне, является высоко вероятным сценарием. В частности, по прогнозам Минэкономразвития [175], рост тарифов на электроэнергию для населения составит в разных регионах России в 2016-2030 гг. 300%-400%, что соответствует ежегодному росту более, чем на 8% (Приложение 80).

Однако рассмотрим сценарий роста всего на 5%. Очевидно, что в этом случае при сетевом энергоснабжении стоимость электроэнергии для потребителя растёт на 5%, а при автономном — на 5%*30% = 1,5%. Тогда экономия во 2-й год составит 182 тыс. рублей, в 3-й — 204 тыс., и т.д. Простой срок окупаемости сетевого комплекса составит **10,5 лет**, а ВНД на 25-летнем интервале — 11,5%.

Сходная ситуация возникает и при увеличении стоимости прокладки ЛЭП всего на 10% - с 1,0 млн. рублей до 1,1 млн. рублей/км. В этом случае, объём инвестиций в ЛЭП составит 11 млн. рублей, инвестиционные затраты в автономный комплекс превысят его на 1,5 млн. рублей, и даже при постоянных ценах на энергоносители, простой срок окупаемости составит 1500/160 = 9,4 года, а ВНД на 25-летнем отрезке -6,9%.

Наконец, при стоимости прокладки ЛЭП 1,0 млн. рублей/км, но расстоянии более 12,5 км инвестиционные затраты на сетевое и автономное энергоснабжение выравниваются, и автономный вариант окупается уже на инвестиционной стадии (табл. 21).

Таблица 21. Сравнительные показатели эффективности автономного комплекса на основе ВИЭ относительно сетевого обеспечения электроэнергией при разных сценариях

Показатели	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4
	(базовый)			

Численность населения, чел.	100					
Годовое потребление ЭЭ, кВтч		100 000				
Объём инвестиций в автономный		12 50	00			
комплекс, тыс. руб.						
Удалённость, км	10,0			12,5		
Стоимость прокладки ЛЭП, тыс.	1 000 1		1 100	1 000		
руб./км						
Цены на ЭЭ и дизельное топливо	постоянные рост на 5% постоя		янные			
	в год					
Простой срок окупаемости, лет	15,6	10,5	9,4	0		
ВНД на интервале 25 лет, %	2,7%	11,5%	6,9%			

Детальные расчёты для данных и ряда других сценариев приведены в Приложении 81. В целом, пункты, отдалённые на 10-20 км и более и с населением 100-200 человек и менее становятся первоочередным объектом рассмотрения при анализе эффективности установки автономного энергообеспечения на базе ВИЭ как альтернативы сетевому энергообеспечению.

Приведённые выше расчёты проводились с позиции потребителя энергии, выступающего в качестве инвестора, но сделанные выводы точно так же верны и при реализации инвестиционных программ и проектов энергообеспечения, где в качестве инвесторов и выгодоприобретателей выступают энергетические компании и/или государство. На микроуровне, включающем отдельные хозяйства, возможно также рассмотреть вариант установки малых мощностей на основе ВИЭ для замещения части электроэнергии при наличии сетевого энергоснабжения.

Например, стоимость солнечного фотовольтаического комплекса мощностью 100 Вт (площадь собственно солнечной панели составит примерно 1 м²) составит около 10 000 рублей. При КИУМ, равном 10%-20%, годовая выработка электроэнергии (главным образом, летом) составит 175 – 350 кВтч. Таким образом, при ценах на электроэнергию около 5 руб./кВтч, годовая экономия на оплате электроэнергии для потребителя составит 875 – 1750 рублей, простой срок окупаемости, соответственно, от 5,7 до 11,4 лет. Отдельный аспект – обеспечение непрерывности энергоснабжения при авариях и, соответственно, связанного с ними ущерба потребителю. Это актуальный вопрос для Калмыкии, но подсчёт такого рода ущерба, как для отдельных хозяйств, так и для системы в целом, затруднителен (Приложение 82).

На уровне Калмыкии в целом необходимо сравнивать затраты на модернизацию всего электросетевого комплекса и полного республики за счёт системы автономных комплексов на основе ВИЭ в качестве гипотетической альтернативы. В инвестиционные программы модернизации сетевого хозяйства, включающего также высоковольтные ЛЭП и систему трансформаторных подстанций, закладываются существенно более крупные затраты, чем 1 млн.руб./км линий электропередач.

В частности, инвестиционная программа ПАО МРСК Юга на 2012-2017 гг., предусматривавшая строительство и реконструкцию 3 325 км распределительной сети и ввод трансформаторной мощности в объёме 1773 МВА, предполагала капиталовложения в объёме 29 млрд. рублей [195], что эквивалентно примерно 8,7 млн.руб./км, включая трансформаторные мощности. В рамках инвестиционной программы 2011 года в МРСК Юга было введено всего 1185 км ЛЭП и 408 МВА трансформаторных мощностей, а объём инвестиций составил более 5 млн. руб. [147], или более 4200 руб./км. По отдельным позициям в Калмыкии, затраты на строительство новых воздушных линий, составляют (с учётом трансформаторных подстанций) от 400 тыс. до 15 млн. рублей/км (Приложение 83).

Если определить среднюю величину затрат в 4000 рублей/км, то полная модернизация электросетевого комплекса Калмыкии (такие планы на данный момент не представлены), физически изношенного на 70%-80%, обошлась бы в сумму не менее **55-65 млрд. рублей**, исходя из общей протяжённости ЛЭП в 20 тыс. км.

В свою очередь, гипотетическое полное автономное энергообеспечение населённых пунктов Калмыкии, при необходимости выработки 500 млн. кВтч электроэнергии в год и среднем КИУМ установок на ВИЭ, равном 10%, потребует установки примерно 500 млн.кВтч/(8760ч*10%) = 570 тыс. кВт (570 МВт) солнечных и ветровых мощностей в сочетании с мощностями генераторов на ископаемом топливе, что, при затратах в 100 тыс. руб./кВт, означает объём инвестиций **50-60 млрд. рублей**. Общая площадь, отведённая под размещение генерирующих систем, исходя из плотности 10 МВт/км² (ветростанции), составит 50-60 км² (или менее 0,1% площади Калмыкии).

Таким образом, стоимости обоих вариантов можно считать сопоставимыми. В то же время, в реальности, оба варианта по ряду причин, прежде всего – высокой стоимости (объём инвестиций превышает годовой ВРП Калмыкии), в обозримой перспективе, неосуществимы.

В связи с этим, применительно к автономным системам ВИЭ, целесообразным представляется движение «снизу», от энергообеспечения отдельных малых и удалённых

потребителей, начиная с отдельных хозяйств и животноводческих точек и более детальной исследований для малых населённых пунктов.

Отдельно следует упомянуть социально-экономический аспект развития ВИЭ в Калмыкии. Значительная часть населения живёт в тяжёлых бытовых условиях. Жилищный фонд Калмыкии отличается высокой степенью газификации – почти 100%, однако ситуация с теплом и водоснабжением существенно хуже. Водопроводом оборудовано в среднем 59% жилищного фонда Калмыкии, централизованным отоплением – 19%, горячим водоснабжением – 47%, при этом, в сельской местности эти цифры существенно ниже (Приложение 84).

Также острейшей проблемой является дефицит воды в сочетании с высокой степенью минерализации большей части поверхностных и подземных вод, что нередко делает их непригодными не только для питья, но и для орошения. При этом, подземные воды — основной местный источник водоснабжения республики.

Среднее душевое водопотребление в республике для хозяйственно-питьевых нужд – 70 литров в сутки (в России в среднем – 275 литров), в некоторых районах – всего 7-10 литров, при этом более 75% населённых пунктов используют воду, доставляемую автотранспортом [81], не имея собственных источников водоснабжения.

Установка на локальном уровне энергомощностей на основе ВИЭ может способствовать решению задач бытового благоустройства.

Кроме того, острой социально-экономической проблемой Калмыкии является безработица и низкий уровень оплаты труда. Уровень безработицы составляет 10,7%. Развитие нового направления — в данном случае, создание производств оборудования и комплектующих и системы обслуживания генерирующих установок, создаст новые рабочие места, при этом — в отрасли, обладающей высоким инновационным потенциалом.

2.4. Геоэкологические предпосылки развития возобновляемой энергетики в Калмыкии.

Калмыкия находится в степной и полупустынной зоне с элементами пустыни и очагами опустынивания в центре, на востоке и юге республики.

Средняя температура июля в Калмыкии — около +25°C с максимальными значениями до +45°C, января — около -5°C, с минимумами до -30--35°C. [142]. Среднегодовое количество осадков — около 300 мм в год. Минимальное количество осадков — около 250 мм, в центральных и восточных районах на Прикаспийской низменности, максимальное, до 450-500 мм - в юго-западной части, на Ставропольской возвышенности. Наибольшее

количество осадков выпадает в мае – июле. Среднегодовое испарение – 1000-1100 мм, коэффициент увлажнения – 0,25-0,45. Практически отсутствуют постоянные водотоки и крупные естественные водоёмы, наблюдается острый дефицит воды и высокая минерализация поверхностных и подземных вод.

Снежный покров в зимнее время маломощный, в районе Чёрных земель может полностью отсутствовать, с чем связано историческое название данной территории.

Погодные условия могут быть и хуже, в частности, в 2014 году, когда средняя температура воздуха за год составила 10.5-12.5°С (на 0.5-1.8°С выше нормы), количество осадков в западных районах - 222-414мм осадков (77-78% нормы), на Черных землях 156-258мм (59-100%) [135].

Общая площадь опустынивания в настоящее время – более 1 млн. га [82], или 14% территории Калмыкии.

Проблема была зафиксирована ещё в начале XX века. Существенную роль в опустынивании играет перевыпас скота. По оценкам исследователей того периода, оптимальное поголовье скота, обеспечивающее воспроизводство растительного покрова, составляет до 1 млн. овец, 300 голов КРС, по 200 тыс. лошадей и верблюдов [74]. В настоящее время этот лимит существенно превышен – поголовье овец составляет около 2,5 млн. голов (в советское время – до 4 млн. голов), КРС – более 500 тыс. голов. Дополнительную проблему создало изменение структуры поголовья овец в сторону более кормоёмких тонкорунных, тогда, как в начале XX века 85% поголовья составляли грубошерстные курдючные овцы. Ситуация усугубляется резким сокращением в постсоветское время фитомелиоративных мероприятий. В сочетании с сильными ветрами опустынивание также приводит к пыльным и песчаным бурям.

При этом, в Калмыкии значительная часть площади отведена под особо охраняемые природные территории (ООПТ). В настоящее время в систему ООПТ Калмыкии входят [71]:

- Государственный природный биосферный заповедник (ГПБЗ) «Черные земли»;
- 12 заказников (в том числе 3 федеральных);
- Природный парк Республики Калмыкия (Волго-Ахтубинская пойма);
- 9 памятников природы.

Общая площадь ООПТ – более 1 млн. га, или 15% территории Калмыкии (Приложение 85).

Развитие энергетики на основе ВИЭ на территории Калмыкии с геоэкологической и природоохранной точки зрения имеет две стороны.

С одной стороны, возобновляемая энергетика в целом, прежде всего — малые автономные форматы, несёт менее высокую нагрузку на экосистемы по сравнению с углеводородной энергетикой в сочетании с сетевым энергоснабжением с использованием воздушных линий. Один из ключевых аспектов для Калмыкии — острый дефицит воды, которая в большом количестве требуется при работе ТЭС, в частности, для выработки 1 МВтч электроэнергии на газовых ТЭС, в зависимости от технологии — до 1-2 м³ воды [17; 102]. Следовательно, для производства 500 млн. кВтч (500 тыс. МВтч) — объём потребления электроэнергии в Калмыкии в настоящее время, в год может потребоваться до 500-1000 тыс. м³ воды, что в условиях Калмыкии проблематично. Ситуация осложняется высокими температурами воздуха, что может вызвать дополнительные проблемы и расходы при охлаждении, а также, возможно, высокой минерализацией воды. У ветровых и солнечных фотовольтаических установок потребность в воде практически отсутствует, что является дополнительным — как экономическим, так и экологическим, преимуществом в условиях Калмыкии.

С другой стороны, строительство ветроэнергетических установок с большой высотой мачт может иметь негативный эффект, прежде всего, для богатой орнитофауны Калмыкии. Данный вопрос требует дополнительных исследований.

Следующий аспект, тесно связанный с проблемами социально-экономического развития – упомянутая выше избыточная нагрузка на пастбища, вызывающая опустынивание. Среди теоретически возможных вариантов решения проблемы — сокращение поголовья скота и мелиоративные мероприятия, направленные на восстановление и поддержание почвенно-растительного покрова.

Первый вариант несёт риски сокращения рабочих мест и экономического спада в целом, учитывая роль животноводства в экономике Калмыкии. Сглаживание негативных последствий возможно через диверсификацию экономики Калмыкии и, в данном случае, развитие возобновляемой энергетики может стать одним из её направлений.

Второй вариант требует привлечения больших дополнительных ресурсов. В связи с этим, усиление энерговооружённости, в том числе, за счёт генерации на основе ВИЭ, также способно дать позитивный эффект.

2.5. Опыт развития энергетики на основе ВИЭ в Калмыкии в постсоветское время

Хотя развитие энергетики на возобновляемых источниках в современном виде в России можно отсчитывать с конца XIX – начала XX века, информация по Калмыкии имеется, начиная уже с постсоветского времени – начала 1990-х гг.

На данный момент можно выделить три этапа развития энергетики на ВИЭ в Калмыкии (табл. 22-23):

- 1. С начала 1990-х до середины 2000-х;
- 2. С середины 2000-х до начала 2010-х;
- 3. С начала 2010-х, включая настоящее время.

В определённой степени они коррелируют с развитием энергетики на ВИЭ в России в целом в постсоветский период.

Таблица 22. Этапы развития энергетики на ВИЭ в Калмыкии в постсоветское время

№	Период времени	Характеристика	Реализуемые и реализованные
		этапа	проекты
1	Начало 1990-x —	Первые попытки	Проект строительства ВЭС в Хар-
	середина 2000-х	развития энергетики	Булуке (не реализован).
		на ВИЭ	Информация о малых автономных
			формах отсутствует
2	Середина 2000-х –	Расширение	Проект ветропарка в Песчаном –
	начало 2010-х	диапазона проектов	построены два ветрогенератора
		и первые	мощностью по 1,2 МВт,
		реализованные	работающие в тестовом режиме.
		проекты	Отдельные автономные солнечные
			и ветровые установки в
			крестьянских хозяйствах и
			частных домах
3	С начала 2010-х	Дальнейшее	Заявлены и прошли отбор проекты
		расширение	СЭС и ВЭС общей мощностью 330
		диапазона проектов	МВт, в т.ч. ВЭС – 225 МВт, СЭС –
		и увеличение	105 МВт (табл. 23):
		мощностей;	Одновременно расширяются
		оформлена	поставки малых автономных
		нормативная база	солнечных и ветровых установок

для частных хозяйств. Их общее
число достигает нескольких сотен
(по экспертным оценкам).
Появляется сбытовая и сервисная
сеть в Элисте.

Таблица. 23. Проекты ветровых и солнечных электростанций в Калмыкии, прошедших конкурсный отбор в 2014-2018 гг.

Год отбора	Участник рынка	Наименование проекта	Плановая дата начала поставки мощности	Плановый объем установленной мощности, МВт
2014	000 "АЛТЭН"	ВЭС «Приютненская ВЭС» 1 очередь	01.12.2015	51
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-	01.12.2019	19
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк- 34	01.12.2019	23
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк- 36	01.12.2019	19
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк- 41	01.12.2021	38
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк- 42	01.12.2021	38
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк- 71	01.12.2023	39
2015	ООО "Солар Системс"	Калмыкская СЭС N1, первая очередь	01.12.2019	25
2018	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	СЭС-2018-3	01.12.2019	24
2018	ПАО "Фортум"	Калмыкская СЭС	01.12.2021	15
2018	ПАО "Фортум"	СЭС Калмыкии	01.12.2022	15
Всего				331
ВЭС				227
СЭС				104

Первый этап можно рассматривать как своего рода пробу сил и проявление интереса к новой тенденции. На втором этапе наблюдается рост объёмов и масштабов и первые крупные проекты или, как минимум, заявки на их реализацию. Третий этап связан с продолжением расширения спектра проектов, появлением первых успешно реализованных проектов, созданием и упорядочиванием нормативной базы проектов, связанных с ВИЭ.

Первый проект ветропарка в Калмыкии - у посёлка Хар-Булук (Целинный район) в 10 км к западу от Элисты, реализовывался в начале - середине 1990-х [40] (1992-1994 гг.), примерно в то же время, когда было начато строительство и Калининградской (Куликовской) ВЭС.

Кроме того, в это же время начинается масштабное строительство ветроэнергетических станций в США и Западной Европе.

В России, в том числе в Калмыкии, эти проекты были первыми попытками создания новой отрасли в новых и очень сложных экономических условиях. Как правило, успеха они не имели. В то же время, проект Куликовской ВЭС был успешно реализован, и ветропарк проработал до 2016 года [28]. В настоящее время данная ВЭС демонтируется; одновременно строительство нового ветропарка в Калининградской области. Проект ВЭС в Хар-Булуке был менее успешен. Изначально проект предусматривал установку около 20 ветроагрегатов общей мощностью 22 МВт. Для создания ветропарка в Хар-Булуке использовалось отечественное оборудование. Фактически же были построены два ветроагрегата (мощностью по 1,2 МВт), некоторое время работавшие в тестовом режиме. Также было заложено около 10 фундаментов для установки новых агрегатов. Далее, к 1997 году, по ряду причин, среди которых — дефицит финансирования, проект был свёрнут и, в настоящее время, агрегаты находятся в нерабочем состоянии (Приложение 86).

С середины 2000-х гг. (с 2006 года) реализуется другой проект строительства ветропарка - у посёлка Песчаный (Приютненский район), также примерно в 10 км к юго-западу от Элисты. Первоначальный план включал строительство ветропарка общей мощностью около 300 МВт [174; 224], 100 ветроагрегатов по 3 МВт.

Целью проекта было заявлено энергоснабжение Элисты и продажа электроэнергии на оптовом рынке.

На тот момент это стало крупнейшим в России проектом строительства ветропарка и проектом в области ВИЭ в целом (исключая гидроэнергетику).

В роли инвестора проекта выступил чешско-швейцарский инвестиционный фонд Falkon Capital a.s., представленный в Калмыкии ООО «АЛТЭН», являющейся его 100%-ной дочерней структурой, на которую возложена функция управления данным проектом. Соглашение между Falkon Capital и правительством Республики Калмыкия о реализации данного проекта было подписано 9 июня 2007 года на XI Санкт-Петербургском международном экономическом форуме [245].

Общая величина инвестиционных затрат на строительство ветропарка мощностью 300 МВт оценивалась в 600 млн. евро. Предполагалось использование собственных средств Falkon Capital, привлечение кредитов западноевропейских банков под гарантии ведущих российских банков, а также средства федерального бюджета.

Проектной компании для строительства ветропарка правительством Калмыкии была предоставлена в аренду сроком на 49 лет площадь 2300 га (23 км²). Правительство Калмыкии также взяло на себя обязательства по созданию инфраструктуры ветропарка (подъездные пути, линии электропередач и связи).

Для этих целей в рамках Федеральной целевой программы «Юг России» на 2008-2012 гг. выделялось 247 млн. рублей, в т.ч. 190 млн. – из федерального, 57 млн. – из республиканского бюджета (Приложение 87) [159].

Согласно распоряжению главы Калмыкии (на тот момент – К.Н. Илюмжинов) от 15 ноября 2007 года ветропарку в Песчаном был присвоен статус «Особо важный инвестиционный проект». Также проект был включён в республиканскую целевую программу «Развитие возобновляемых источников энергии в Республике Калмыкия на 2008-2012 годы» [180]. Точнее было бы сказать, что именно данный проект лежал в основе всей программы.

Также ещё в декабре 2006 года была создана компания ОАО «КалмЭнергоКом» [138], учредителями которой стали Falkon Capital (94,2% акций) и Республика Калмыкия в лице Министерства имущества республики (5,8% акций) [139].

Компании «Калм Энерго Ком» были переданы распределительные сети г. Элиста (электросетевой комплекс Элисты был выкуплен компанией «Калм Энерго Ком» в 2006 году за 130 млн. рублей [274], что, вероятно, рассматривалось как оптимизация управления в контексте данного проекта, учитывая то, что ветропарк должен будет обеспечить город электроэнергией.

На первом этапе, осенью 2011 года, были построены два ветрогенератора мощностью по 1,2 МВт каждый (Приложение 88). Ветрогенераторы были изготовлены чешским машиностроительным концерном «ЧКД Нове энерго» (ČKD NOVÉ ENERGO) [221] по лицензии немецкой компании Vensys. Фундамент для установок был смонтирован

немецкой компанией Wka montage Gmbh [240], она же осуществляла работы по обслуживанию генераторов.

Далее предполагалась установка 11 генераторов по 3 МВт (всего 33 МВт), до конца 2012 года [174], установка 150 МВт к 2013-2015 гг. и доведение мощности ветропарка до 300 МВт к 2017-2018 гг. Для этого ещё в сентябре 2009 года был подписан контракт между Falkon Capital и датской компанией Vestas [245], являющейся одним из ведущих мировых производителей оборудования для ветроэнергетики.

Теоретически, при КИУМ ветроустановок, равном 20%, мощности в 150 МВт было бы достаточно для выработки количества электроэнергии, потребляемой городом Элиста, а 300 МВт — для производства электроэнергии в объёме, потребляемой Калмыкией в целом — около 500 млн. кВтч.

В то же время, ветропарк рассматривался, в первую очередь, как объект, подключённый к общей энергосети, что снимало проблему аккумуляции энергии и позволяло бы продавать в сеть на оптовом рынке излишки энергии, покупая недостающую энергию при её дефиците.

Обеспечение электроэнергией всей территории Калмыкии за счёт ветроустановок в рамках данного проекта не рассматривалось. Это потребовало бы масштабной модернизации всей электроэнергетической сети республики, а затраты на программу такого рода были бы сопоставимы с затратами на создание ветропарка.

В перспективе, в то же время, рассматривалось создание на территории Калмыкии нескольких ветропарков, а реализуемый потенциал ветроэнергетики в Калмыкии оценивался экспертами Falkon Capital и «КалмЭнергоКом» в 7-9 ГВт мощности. При КУИМ 20%-30% это эквивалентно выработке 12-24 тыс. ГВтч (12-24 млрд. кВТч) в год, что сопоставимо с оценками технического потенциала Калмыкии в работе П.П. Безруких [10], дающими 20,9 млрд. кВтч в год.

Фактически же по состоянию на конец 2018 года на площадке, как и в 2012 году, стояли два ветрогенератора Vensys мощностью по 1,2 МВт, работавшие в тестовом режиме, т.е. проект более 6 лет оставался на той же стадии строительства.

При этом, в соответствии с уже новыми правилами, была подана заявка на инвестиционный проект строительства ветропарка (название проекта — «Приютненская ВЭС, 1-я очередь»), удовлетворённая в 2014 году, при этом, с существенно меньшей мощностью — 51 МВт [126], заявитель — ООО «АЛТЭН», дочерняя компания Falkon Capital. Заявленная величина капитальных затрат — чуть менее 66 тыс. рублей/кВт установленной мощности, или около 3,3 млрд. рублей на весь проект, что выглядит существенно заниженной величиной для подобных проектов, а также на фоне

большинства других проектов, заявленных в России. В то же время, частично это может объясняться уже понесёнными инфраструктурными затратами и, соответственно, наличием созданной в предыдущие годы инфраструктуры.

При этом датой запуска проекта в эксплуатацию был обозначен 2015 год, т.е. на данный момент фиксируется очередное существенное удлинение сроков реализации проекта и неопределённость его будущего в целом.

На существенное затягивание сроков строительства и резкое сокращение первоначальных планов повлиял ряд факторов, действовавших в период 2008-2016 гг., среди которых:

- Финансово-экономический кризис 2008-2009 гг.;
- Возможно, смена руководства Республики Калмыкия уход со своего поста в 2010 году руководителя республики К.Н. Илюмжинова, бывшего активным сторонником проекта и анонсировавшего его как превращение Калмыкии в «ветровой Кувейт» [273];
- Нерешённость ряда вопросов с взаимодействующими сетевыми и сбытовыми компаниями Калмыкии и Южного Федерального округа;
- Общие экономические трудности республики Калмыкия, проблемы высокого износа распределительных электроэнергетических сетей и неплатежеспособности потребителей электроэнергии;
- Неопределённость и изменения правовой базы реализации подобных проектов в России в 2008-2015 гг.;
- Экономический кризис, санкции и девальвация рубля в 2014-2015 гг.;
- Конфликты хозяйствующих субъектов (Приложение 89).

Будущее проекта на данный момент остаётся неопределённым, в частности, и из-за изменений нормативной базы — в соответствии с новыми правилами становится невозможной реализация проекта в изначальном виде, когда предполагалось использование зарубежного оборудования и поставщиков практически на 100%. С другой стороны, в настоящее время проект получил более определённый правовой статус и, в целом, нормативная база реализации подобных проектов стала более упорядоченной.

Проект «Приютненская ВЭС» может служить наглядной иллюстрацией проблем, с которыми сталкивались на первых этапах и могут столкнуться в дальнейшем проекты создания крупных сетевых генерирующих объектов на основе ВИЭ.

Своего рода контрастом является успешно реализованный проект Калининградской (Куликовской) ВЭС – с одной стороны, отличавшийся существенно меньшим масштабом, с другой – инициированный и последовательно поддерживаемый на всех стадиях

региональной администрацией и региональной энергокомпанией, а также непосредственно привлекавший достаточно профессиональных зарубежных партнёров. Отметим, что на данный момент в России наиболее успешны те проекты ВИЭ, за которыми стоят крупные корпорации [28].

В настоящее время все, кроме «Приютненской ВЭС», проекты ветропарков в Калмыкии, общей мощностью 176 МВт, заявлены от нового игрока — «Ветропарки ФРВ», являющегося структурой ПАО «Фортум». Запланированные даты введения в эксплуатацию — с конца 2019 по 2023 годы. По состоянию на 2018 год информации о начале строительства не было.

Инициатор проекта строительства Калмыкской СЭС №1 мощностью 25 МВт в Черноземельском РМО на юге Калмыкии – ООО «Солар системс», СЭС-2018-3 мощностью 24 МВт – ООО «Авелар Солар Технолоджи», структуры ГК «Хевел», ещё двух СЭС по 15 МВт каждая в районе Элисты – ПАО «Фортум». Даты планируемого введения в эксплуатацию – с конца 2019 по 2022 годы. По состоянию на 2018 год информации о начале строительства также не было.

Подробная информация о ведущих компания, реализующих проекты ВИЭ в России – в Приложении 90. Детальная информация о параметрах станции и участниках проекта ООО «Солар Системс» - в Приложениях 91 и 92.

Также примерно с середины 2000-х в Калмыкии идёт развитие энергетики на ВИЭ на локальном уровне.

В частности, одна из крупнейших в России телекоммуникационных компаний «Мегафон» в июне 2012 года совместно с Nokia Siemens Networks приступили к проекту использования ВИЭ для питания элементов сети в посёлке Ики-Чонос Целинного района, в 20 км к северо-востоку от Элисты на одной из базовых станций «Мегафона». На базовой станции был установлен гибридный комплекс производства Nokia Siemens Networks, состоящий из ветрогенератора, 24 солнечных панелей и аккумулятора [144; 235; 266]. В 2009 г. был реализован экспериментально-демонстрационный проект - «Экологическая стоянка» у посёлка Троицкое в Целинном районе, в 15 км к северу от Элисты, с ветроагрегатом мощностью 10 кВт и солнечными панелями (Приложение 93). Однако в настоящее время проект свёрнут, ветроагрегат неисправен.

Ветрогенератор и солнечные панели установлены также в Центре диких животных в Яшкульском районе в 70 км к востоку от Элисты в окрестностях посёлка Улан-Эрге (Приложение 94) [215]. С ветроагрегатом в Центре диких животных также возникают проблемы, связанные с отсутствием ремонтной техники.

Помимо этого, примерно с середины 2000-х начинается поставка отдельных ветроэнергетических и солнечных установок в частные хозяйства Калмыкии, осуществляемая силами отдельных предпринимателей. Статистика поставок на данный момент отсутствует. Основным источником информации являются полевые наблюдения, данные экспертов, в частности, представителей бизнеса, отдельные сообщения в СМИ. По экспертным оценкам, можно говорить о примерно нескольких десятках ветроустановок и до нескольких сотен солнечных панелей, поставленных и установленных в отдельных хозяйствах во второй половине 2000-х и 2010-х гг. Среди них были широко представлены ветрогенераторы и солнечные батареи российского производства. География размещения автономных установок малой мощности включает западные, центральные, восточные, южные районы Калмыкии — Приютненский, Целинный, Кетченеровский, Яшкульский, Черноземельский, Ики-Бурульский. Информации о поставках в Калмыкию биогазовых установок и использовании биоэнергии на современном уровне на данный момент нет. По-прежнему широко распространено архаичное использование биотоплива - кизяки.

Одновременно идёт оснащение солнечными панелями и комбинированными солнечноветровыми установками отдельных объектов инфраструктуры – дорожное освещение, детские площадки и другие объекты (Приложение 95) [284].

Другой пример связан с установкой на дорогах солнечных панелей для питания светофоров, освещения пешеходных переходов и трассы, в частности, на трассе, соединяющей Элисту и Яшкуль (Приложение 96).

В данных случаях, инициатива и финансирование исходят от региональных властей. Что касается установки солнечных панелей и ветрогенераторов в хозяйствах, они осуществляются за счёт самих хозяйств силами отдельных частных предпринимателей. На данный момент они не пользуются какой-либо поддержкой на федеральном или региональном уровне и пока даже при отсутствии на республиканском уровне планов поддержки развития автономной малой энергетики на местных возобновляемых источниках.

Внедрение энергетики на ВИЭ на уровне личных хозяйств сдерживается рядом факторов, включая:

- низкий уровень информированности потребителей;
- отсутствие поддержки со стороны органов власти, крупных финансовых и организационных агентов развития;
- низкий платежеспособный спрос населения.

Немаловажно, что одним из факторов торможения является и низкий уровень информированности потенциальных поставщиков мощностей о самой Калмыкии и её сильных сторонах в качестве потенциального рынка.

В то же время, за последние годы осведомлённость о ВИЭ выросла, накоплен некоторый опыт, и спрос на солнечные батареи и ветрогенераторы растёт. Точки продажи и обслуживания солнечных батарей и ветрогенераторов появились и в самой Калмыкии (Приложение 97). При этом, поставляется оборудование как российского, так и зарубежного, преимущественно китайского производства.

Также идут научно-исследовательские и экспериментальные работы с целью поиска оптимальных решений для потребителей малого масштаба в условиях Калмыкии (Приложение 98), в частности, совместные исследования НИЛВИЭ географического факультета МГУ и ВИЭСХ.

Дальнейшее развитие энергетики на ВИЭ в Калмыкии при сохранении имеющегося «инерционного» сценария с большой вероятностью будет означать постепенное наращивание оснащённости отдельных точек автономными устройствами (прежде всего, солнечными батареями и ветрогенераторами) небольшой мощности.

Перспективы реализации крупных сетевых проектов ВИЭ станут более понятными в течение 2020-2023 гг. Вероятно, они будут более успешными, чем проекты в Хар-Булуке и Песчаном, благодаря уже накопленному опыту их реализации в других регионах России, прежде всего, в солнечной энергетике [33], и сформированной в 2010-2015 гг. нормативной базе.

2.6. Опыт развития малой энергетики на основе ВИЭ в регионах России и зарубежных странах со сходными с Калмыкией условиями

Существует позитивный зарубежный и российский опыт развития малой, в том числе – автономной, возобновляемой энергетики, в частности, Монголии и российских республик Якутия и Алтай - территорий, территорий, по ряду ключевых параметров сходных с Калмыкией.

В Монголии в 2000–2012 годах была реализована программа «100 тысяч солнечных юрт» (100 000 Solar Gers Electrification Programme) [108], позже — под названием «Доступ сельских территорий к электроэнергии» (Rural Electricity Access Project, REAP). Программа была направлена на обеспечение электроэнергией за счет малых переносных фотовольтаических систем (ФС) около 500 тысяч сельских жителей (порядка 100 тысяч хозяйств, примерно 20% населения страны), занимающихся

животноводством и живущих традиционным кочевым укладом. Хозяйства разбросаны на большой территории, превышающей 1 млн. км 2 .

Проект изначально позиционировался как социальный, призванный обеспечить сотням тысяч человек доступ к энергии и, как следствие, к другим современным удобствам и возможностям (мобильная связь, телевидение, компьютеры). Кроме того, преследовалась цель развития рынка как ФС, так и сопутствующих товаров и услуг. В частности, получение доступа к электроэнергии неизбежно повышает спрос на электроприборы. Программа осуществлялась на принципах государственно-частного партнерства. В ней приняли участие правительство Монголии, местные администрации и частные компании, международные финансовые институты и фонды.

Программа стартовала в 2000 году по инициативе правительства страны. К 2005 году удалось, с привлечением средств ряда стран - доноров, обеспечить фотовольтаическими системами около 30 тысяч хозяйств. В 2006 году к участию в программе присоединился Всемирный Банк (World Bank, WB). Проект получил наименование REAP и был оформлен как интегрированная программа прямых инвестиций и технического содействия с участием правительства Монголии, Международной ассоциации развития (International Development Association — IDA), Глобального экологического фонда (Global Environmental Facility — GEF), правительства Нидерландов, Азиатского фонда устойчивого развития и альтернативной энергии (Asia Sustainable and Alternative Energy Program — ASTAE).

K сотрудничеству также привлекались местные администрации, курировавшие продажи и обслуживание ΦC .

С помощью Всемирного Банка после 2005 года было привлечено около \$13 млн., включая:

- \$3,5 млн. грант Международной Ассоциации развития (International Development Association (IDA));
- \$ 3,5 млн. грант Глобального экологического фонда (Global Environment Facility (GEF));
- \$ 6 млн. грант Правительства Нидерландов.

Поддержка реализации программы была обеспечена Азиатской программой по устойчивой и альтернативной энергетике (Asia Sustainable and Alternative Energy Program (ASTAE)) – донорским трастовым фондом, управляемым Всемирным Банком. Общая стоимость проекта составила \$23 млн., из них \$12 млн. были выделены на непосредственное приобретение ФС, \$10 млн. – на обеспечение обслуживания и сервисную инфраструктуру и \$1 млн. долларов — на институциональную составляющую, в том числе, систему продвижения проекта.

Предполагалось поставить 50 тысяч ФС в дополнение к 30 тысячам, уже поставленным. Каждая система включала в себя солнечную батарею мощностью 50 Вт, обеспечивающую работу, например, 14–17-дюймового телевизора, спутниковой тарелки и приемника, 7-11–ваттной флюоресцентной лампы и зарядку мобильных телефонов.

Ключевым аспектом программы стало сочетание субсидий и собственных затрат пользователей СБ. Учитывая низкий платежеспособный спрос со стороны потребителей, предполагалось, что скотоводы будут субсидироваться на уровне 50% при покупке систем.

Стоимость одной установки составляла \$330, из которых \$160 субсидировалось, а остальную сумму должен был оплатить сам потребитель.

При этом правительство Монголии гарантировало поставщикам СБ твёрдые закупочные оптовые цены для обеспечения их финансовой устойчивости.

Центры продаж и послепродажного обслуживания (ЦПО) были созданы при районных администрациях, ставших основными каналами распространения ФС.

Была создана система сертификации, страхования и гарантий для данной продукции и 50 центров продаж и обслуживания (Приложения 99-100) по всей стране, работающих в тесном контакте с администрациями монгольских провинций (аймаков) и населённых пунктов (более 340 административных единиц).

Позже 10 ЦПО после прохождения соответствующего обучения со стороны проектной компании, созданной в рамках программы, были сертифицированы в качестве независимых частных дилеров.

Проект завершился успешно, достигнув своих целей и даже перевыполнив первоначальные планы. Фактически ФС были установлены в 67 тысячах хозяйств [114], причем часть хозяйств установили по 2 или 3 батареи; всего было установлено, в дополнение к 30 тысячам, имевшимся на 2006 год, 75 тысяч систем.

По завершении проекта, в 2012–2013 годах, проводились социологические опросы семей, установивших у себя ФС. Около 89% опрошенных выразили полное удовлетворение установкой, замечания остальных были связаны с недостаточным количеством энергии в зимние месяцы, а также со снижением эффективности системы по прошествии времени.

Также опросы и исследования показали, что спустя 6 лет после установки более 90% ФС еще были в рабочем состоянии и использовались потребителями.

Суммарная мощность ФС, установленных в рамках данных программ, превысила 7 МВт, что само по себе существенно увеличило долю ВИЭ в энергобалансе страны [114].

Обеспечение остальной части сельского скотоводческого населения заложено к 2020 году в рамках правительственного Национального плана по возобновляемой энергетике (National Renewable Energy Plan) 2005-2020 гг [200].

В целом, данная программа предполагает также обеспечение доступа 180 тыс. скотоводческих хозяйств к возобновляемым источникам энергии, введение в эксплуатацию малых и средних ГЭС суммарной мощностью более 100 МВт, введение в эксплуатацию ветропарков средней мощности (30-50 МВт).

Позже опыт Монголии предполагалось использовать в России в Республике Тува [280], но информация о его практической реализации отсутствует, хотя отдельные проекты электрификации за счёт солнечных батарей осуществлялись [250; 251].

В Якутии, начиная с 2011 года в рамках программы развития энергетики на ВИЭ ОАО «РАО Энергетические системы Востока» (предприятие, входящее в корпорацию «РусГидро»), идёт последовательное оснащение солнечными и гибридными электростанциями отдалённых и труднодоступных посёлков на большей части территории Якутии.

Непосредственная реализация проектов на территории Якутии происходит силами ОАО «Сахаэнерго» - дочернего предприятия ОАО АК «Якутскэнерго», в свою очередь, входящего в холдинг ОАО «РАО Энергетические системы Востока». В данном случае, также имеет место государственно-частное партнёрство на основе соглашений, подписанных между правительством Республики Саха-Якутия и ОАО «РАО Энергетические системы Востока» [145; 217; 279] (Приложение 101).

ОАО «Сахаэнерго» была принята программа оптимизации локальной энергетики [178; 263], подпрограммой которой является развитие ВИЭ в локальной энергетике.

Планируемый объём инвестиций в ВИЭ составляет 3,2 млрд.рублей. В рамках подпрограммы планируется строительство 16 МВт мощностей, в т.ч. 9 ветроэнергетических установок общей мощностью 3,5 МВт, 17 малых ГЭС (3,4 МВт), 64 СЭС — (8,58 МВТ).

Первые СЭС были запущены в эксплуатацию в 2011 году, с этого момента их число достаточно быстро растёт (Приложение 102).

С 2014 по 2017 гг. было установлено 18 СЭС в отдалённых посёлках Якутии. Их общая мощность — около 2 МВт, из них 1 МВт приходится на Батагайскую СЭС в Верхоянском улусе — на данный момент, это крупнейшая в мире солнечная электростанция за Полярным кругом, внесённая в данном качестве в книгу рекордов Гиннеса. Также СЭС установлены в посёлках Тойон-Ары, Батамай, Ючюгей, Куду-Кюель, Дулгалах, Эйик,

Джаргалах, Бетенкес, Столбы, Улуу, Эйик, Куберганя, Юнкюр, Иннях, Дельгей, Себян-Кюель, Орто-Балаган.

Электростанции на основе ВИЭ для автономного энергоснабжения посёлка работают в комплексе с дизельными электростанциями, что неизбежно в силу самого характера возобновляемых источников, тем более – в полярных условиях.

Прямой экономический эффект в данном случае связан с экономией дорогостоящего дизельного топлива. Наблюдения в течение первых лет эксплуатации показали показали средний КИУМ станций в Якутии около 11%, что означает выработку около 1000 кВтч с 1 кВт установленной мощности. По расчётам, это позволяет сэкономить более 300 литров дизельного топлива, или, при текущих ценах на дизель до 70 рублей/л, около 20 000 рублей. С другой стороны, стоимость 1 кВт установок на основе солнечный энергии в регионе превышает 200 тыс. рублей, что означает простой срок окупаемости СЭС более 10 лет. В то же время, существует косвенный эффект за счёт диверсификации источников энергии и частичного обеспечения автономии потребителей со снижением зависимости от привоза топлива.

Республика Алтай до недавнего времени находилась в сходном с Калмыкией положении с точки зрения отсутствия собственных электроэнергетических генерирующих мощностей, за исключением малой ГЭС в посёлке Чемал мощностью 0,5 МВт, построенной в 1935 году. В 2002 и 2007 гг. были пущены в эксплуатацию автономные МГЭС «Кайру» (0,4 МВт) и «Джазатор» (0,6 МВт), обслуживающие близлежащие населённые пункты. В начале 2010-х гг. была принята и реализуется более масштабная программа развития энергетики региона с опорой на ВИЭ [197] (Приложение 103) с участием ведущих российских компаний на рынке ВИЭ. Основной акцент сделан на солнечных гидроэнергетических ресурсах.

Удельные капиталовложения (на 1 кВт) должны составить 115 000 руб. для СЭС и 140-150 000 для МГЭС; в общей сложности — 8 млрд. рублей для СЭС и 10 млрд. для МГЭС. Данные электростанции планируются как сетевые. При этом, мощности СЭС при КИУМ 14% способны вырабатывать 86 МВтч электроэнергии в год, МГЭС при КИУМ 40% - 245 МВтч, что эквивалентно более, чем 50% прогнозируемого потребления электроэнергии в республике. При этом, мощности ТЭС при КИУМ 70% способны выработать более 850 МВт, что на 50% выше прогнозируемого энергопотребления. Кроме того, реализация программы потребует масштабной модернизации электроэнергетической сети республики.

По состоянию на конец 2016 – начало 2017 года построены и введены в эксплуатацию СЭС в посёлках Кош-Агач и Усть-Кан.

Кроме того, в удаленных от электрических сетей населенных пунктах вводятся в работу комплексные энергоустановки (ВИЭ + дизель-генератор) небольшой мощности, в частности:

- Малая ГЭС в селе Аргут мощностью 60 кВт (запланирована);
- Солнечно-дизельные электростанции в селах Яйлю (100 кВт; введена в эксплуатацию в 2013 году), Суранаш (30 кВт; введена в 2013 году) и Курмач-Байгол (100 кВт; запланирована);
- ВЭС в селах Балыкча (300 кВт; запланирована) и Кок-Паш (6 кВт; введена в 2010);
- ГЭС и ВЭС в селе Коо (100 кВт; запланирована);
- ГЭС и СЭС в селе Язула (100 + 100 кВт; запланирована).

Опыт Монголии, Якутии и Республики Алтай объединяет определяющая роль крупных инвесторов в лице международных финансовых организаций (Монголия) или отечественных корпораций (регионы России) и наличие тех или иных механизмов государственно-частного партнёрства.

2.7. Предварительная оценка рыночного потенциала возобновляемой энергетики Калмыкии

В отличие от Монголии или северных территорий России, в Калмыкии уже практически отсутствует кочевое хозяйство, и проблемы полного отсутствия энергообеспечения, как правило, нет. В то же время, спрос на «домашние» солнечные установки небольшой мощности существует. Также с отсутствием энергообеспечения сталкивается ряд отдельных животноводческих точек. Кроме того, животноводство в целом по-прежнему требует определённой мобильности (в основном скот находится на вольном выпасе большую часть года), при которой возникает потребность в портативных источниках электропитания.

Если рассматривать в качестве возможных потребителей солнечных батарей малой мощности (50 Вт) всё сельское население Калмыкии, то при общей его численности в 150 тыс. человек и, соответственно, количестве домохозяйств около 30 тыс., общая установленная мощность солнечных батарей составит примерно 1,5 МВт. Их общая выработка при среднем КИУМ 10%-15% составит 1300-2000 МВтч, или 0,4% всего текущего энергопотребления Калмыкии и 1,2% потребления населением.

При удельной стоимости (тем или иным образом распределённой между потенциальными потребителями и финансированием из внешних источников) 1000 руб./Вт общая стоимость составит около 150 млн. руб. (табл. 24, рис.20).

Таблица 24. Оценка потенциального рынка солнечных установок малой мощности (50 Вт) для сельских районов Калмыкии [44]

Районно- муниципальное образование	Численность сельского населения (2016)	Примерная численность личных хозяйств (потенциальных точек установки ФС)	Потенциально возможная суммарная мощность установок ФС, кВт	Общая мощность установок, тыс.руб.
Сарпинское	12 526	2 505	125	12 526
Малодербетовское	10 037	2 007	100	10 037
Октябрьское	8 636	1 727	86	8 636
Кетченеровское	9 740	1 948	97	9 740
Юстинское	9 958	1 992	100	9 958
Целинное	20 352	4 070	204	20 352
Элиста	4 596	919	46	4 596
Яшкульское	14 707	2 941	147	14 707
Городовиковское	6 988	1 398	70	6 988
Яшалтинское	15 800	3 160	158	15 800
Приютненское	10 880	2 176	109	10 880
Ики-Бурульское	10 522	2 104	105	10 522
Черноземельское	12 618	2 524	126	12 618
Лаганское	5 369	1 074	54	5 369
Всего	152 729	30 546	1 527	152 729

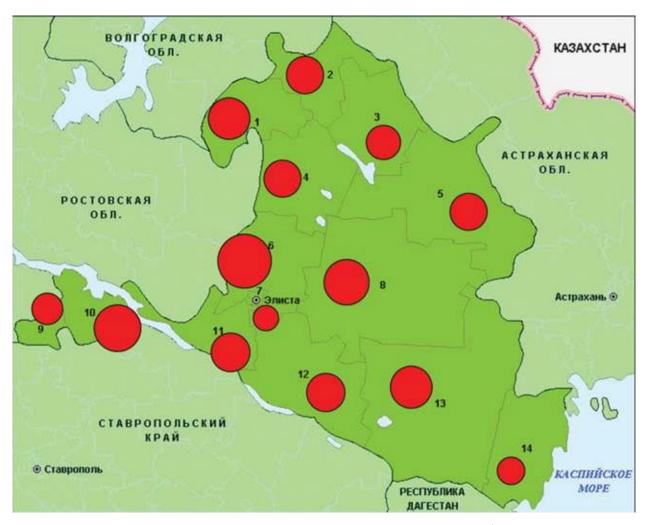


Рис. 20. Сравнительная расчетная потенциальная общая мощность фотовольтаических систем в сельской местности в Калмыкии по районам. Районно-муниципальные образования Калмыкии:

1 — Сарпинское, 2 — Малодербетовское, 3 —

Октябрьское, 4 — Кетченеровское, 5 — Юстинское, 6 — Целинное, 7 — г. Элиста, 8 — Яшкульское, 9 — Городовиковское, 10 — Яшалтинское, 11 — Приютненское, 12 — Ики-Бурульское, 13 — Черноземельское, 14 — Лаганское

При выборе пилотных или приоритетных районов следует ориентироваться, в первую очередь, на южные и центральные районы — с исключительно сельским населением и наиболее высокой долей животноводства в хозяйстве.

Отдельное внимание можно уделить объектам нового строительства, где можно изначально предусмотреть энергообеспечение за счёт ВИЭ.

Наряду с этим, задачей является обеспечение отдельных животноводческих точек (ЖТ), выступающих в качестве самостоятельных хозяйственных единиц или подразделений крупных животноводческих хозяйств. Общее число ЖТ оценивается в 3000-4000. До

определённой степени, можно ориентироваться на число индивидуальных предпринимателей в сельском хозяйстве — 3400 по данным на начало 2019 года [209]. Исходя из данных АО «Калмэнергосбыт» по ЖТ Черноземельского (около 250 точек) и Яшкульского (около 120 точек), среднегодовое потребление электроэнергии 1 ЖТ можно оценить в 3000-4000 кВтч.

Электропотребление всех ЖТ (3000-4000 точек) составит, соответственно, 10-15 млн. кВтч, или 2%-3% всего потребления электроэнергии в Калмыкии.

При автономном энергообеспечении за счёт солнечной энергии это потребует 2,3-3,1 кВт мощности на 1 точку и затрат около 300 тыс. рублей. Соответственно, для 3000-4000 ЖТ общая величина составит 7 – 12 МВт и, в стоимостном выражении 0,7-1,2 млрд. рублей. Одно из предлагавшихся возможных типовых решений для ЖТ или домохозяйства включает комбинацию ветроэнергетической установки мощностью 1 кВт, солнечной батареи мощностью 300 Вт и биогазовой мини-установкой мощностью 3 кВт [15]. Если рассматривать, в перспективе, возможность перехода на автономное энергообеспечение за счёт ВИЭ небольших населённых пунктов (с людностью менее 200 чел.), то речь идёт о 100-150 таких точек. Исходя из общей численности населения там около 20 000 человек и установки примерно по 1 кВт мощностей на человека, общая мощность составит 20 тыс. кВт, или 20 МВт, что, в стоимостном выражении, составит 2 млрд. рублей. Можно выделить несколько уровней потенциального рынка электроэнергетических мощностей на основе ВИЭ в Калмыкии.

- Уровень 1 индивидуальный, включающим обеспечение, главным образом, бытовых потребностей в энергии на уровне домохозяйств, и отдельных небольших хозяйств, как правило, частично, иногда полностью замещающее сетевое энергообеспечение;
- Уровень 2 локальный, предполагающий автономное энергообеспечение небольших населённых пунктов;
- Уровень 3 основной, предполагающий обеспечение большей части или всех текущих потребностей республики в электроэнергии;
- Уровень 4 опережающий, или перспективный, исходящий из прогнозов роста экономики и/или предполагающий и превышающий текущее потребление в республике.

Оценка потребностей в электроэнергетических мощностях на основе ВИЭ и потенциальная ёмкость каждого из них в стоимостном выражении (исходя из 100 тыс.руб./кВт) приведена в таблице 25.

Таблица 25. Потенциальная ёмкость рынка электроэнергетических мощностей Калмыкии на разных уровнях

№	Объект	Расчёт потребностей	Общая	Ёмкость, млн.
			потребность,	руб.
			кВт	
Мал	ая автономная энергетика			
1	Личные хозяйства (30-	По 50-100 Вт для	12 000	1 200
	50 тыс.), отдельные	личных хозяйств;		
	животноводческие	по 2-3 кВт на ЖТ		
	точки (3-4 тыс.)			
2	Небольшие населённые	Примерно 1кВт на	20 000	2 000
	пункты (100-150 общей	человека или 100-200		
	численностью около 20	кВт на 1 населённый		
	тыс. человек)	пункт		
Кру	пные сетевые ветропарки	и солнечные станции		
3	Калмыкия в целом при	Исходя из текущего	500 000	50 000
	текущей ситуации	потребления		
		электроэнергии – 500		
		млн. кВтч		
4	Калмыкия с учётом	Двукратный рост,	1 000 000	100 000
	роста	исходя экономического		
		роста с преодолением		
		региональных		
		диспропорций – до		
		1000 млн. кВтч		

Важно, что «заполнение» каждого уровня может идти независимо, и задача самостоятельного энергообеспечения республики может решаться поэтапно, начиная с наиболее легко осуществимого уровня 1, а также параллельно. В целом, крупная сетевая и малая автономная энергетика решают различные задачи. В первом случае речь идёт о подключении к магистральной сети и поставках энергии наиболее крупным потребителям Калмыкии (прежде всего, Элисте), а также в другие регионы. В то же время, проблему энергообеспечения большого числа малых удалённых потребителей это не решает, прежде всего — из-за сильного износа и ненадёжности распределительной сети, требующей модернизации. В данном случае проблема может решаться именно за счёт развития малой

автономной энергетики. Отметим также, что эти два направления возобновляемой энергетики требуют разных подходов с точки зрения мер поддержки и регулирования.

2.8. Выволы

Калмыкия является одним из оптимальных регионов России для развития энергетики на ВИЭ, что определяется сочетанием природных условий, структуры хозяйства и расселения.

Валовый потенциал солнечной и ветровой энергии на единицу площади на юге европейской части России (в том числе, в Калмыкии) в среднем в 1,5-2 раза выше, чем в других регионах страны. Калмыкию, при этом, отличает в 10-12 раз более высокий потенциал данных ВИЭ на душу населения по сравнению с соседними субъектами РФ. Дополнительным преимуществом Калмыкии является исключительно высокий потенциал биоэнергетики, связанный с отходами сельского хозяйства, по величине которого на душу населения Калмыкия занимает первое место в России.

Пространственный и технический потенциал ВИЭ многократно превышает текущее энергопотребление Калмыкии.

В то же время, Калмыкия сталкивается с острыми проблемами энергообеспечения, связанными с отсутствием собственной генерации электроэнергии, ненадёжной и экономически неэффективной распределительной сетью электроснабжения.

Структура расселения и хозяйства Калмыкии включает множество малых удалённых потребителей, что обусловливает принципиальную экономическую неэффективность сетевого энергоснабжения. В связи с этим возобновляемая энергетика, в первую очередь – малые автономные форматы, может рассматриваться в качестве альтернативы.

В условиях Калмыкии для населённых пунктов людностью менее 100-200 чел. и удалённостью более 10-20 км организация автономного энергообеспечения на основе местных ВИЭ - солнечных и ветровых установок, в сочетании с дизельными генераторами, оказывается дешевле организации сетевого энергоснабжения на инвестиционной стадии либо на интервале около 10 лет.

Расчёты для Калмыкии в целом показывают сопоставимость затрат на организацию автономного возобновляемого энергообеспечения населённых пунктов и модернизацию электросетевого хозяйства.

Кроме того, на уровне отдельных домохозяйств и малых сельскохозяйственных предприятий экономически оправдана установка малых генерирующих солнечных и ветровых мощностей, способных частично или полностью заместить потребление

электроэнергии из сети, а также обеспечивать автономное энергоснабжение в аварийных ситуациях.

Потенциальный рынок электроэнергетических мощностей Калмыкии следует рассматривать на нескольких уровнях, от индивидуального и локального до основного и опережающего. В зависимости от уровня, ёмкость рынка в натуральном выражении можно оценить в величины от 12 тыс. до 1000 тыс. кВт, в стоимостном — от 1,2 млрд. до 100 млрд. рублей. Возможно как поэтапное, так и параллельное освоение рынка на разных уровнях.

Социально-экономические и геоэкологические факторы создают дополнительные предпосылки развития возобновляемой энергетики в Калмыкии.

Республика отличается низким уровнем экономического развития и диверсификации экономики, в связи с чем целесообразно создание новой отрасли с высоким инновационным потенциалом и созданием новых рабочих мест.

Значительная часть населения живёт в тяжёлых бытовых условиях, и рост энерговооружённости территории и населения за счёт ВИЭ будет способствовать решению этих проблем.

Кроме того, комплекс геоэкологических проблем Калмыкии, включая острый дефицит воды и опустынивание, в сочетании с большим природоохранным значением территории, даёт преимущества развитию именно возобновляемой энергетики, оказывающей меньшее давление на природно-хозяйственную систему Калмыкии.

Глава 3. Экономико-географическое районирование Калмыкии и территориальная привязка возобновляемой энергетики

3.1. Экономико-географическое районирование Калмыкии

В основе предлагаемой территориальной типологии Калмыкии лежит экономикогеографический анализ и районирование с использованием существующих в
отечественной научной школе подходов. В частности, использованы подходы к
районированию, представленные в работах Е.Е. Лейзеровича [60; 61], А.Н. Ракитникова
[79], В.Л. Каганского [49], В.Е. Шувалова [96]. Использован картографический метод,
выделенные экономико-географические районы Калмыкии представлены в виде карт.
Источниками информации являются статистические данные, материалы исследований
Калмыкии в предыдущие годы, собственные полевые наблюдения.

Совмещены классические подходы к районированию, связанные с территориальным разделением труда, и современные, в большей степени социально-географические и гуманитарные [96].

В качестве базовой территориальной единицы используется единица административного деления - район (РМО). РМО группируются в экономико-географические районы на основе сходства ряда их ключевых экономико-географических параметров с учётом физико-географических показателей.

В трёхступенчатой иерархии экономико-географических районов Калмыкия относится к мезорайону; соответственно, дифференциация её территории выделяет единицы масштаба микрорайонов [60, 61]. Соблюдается принцип пространственного единства выделенных районов. Экономико-географическая типология Республики Калмыкия выполнена в рамках онтологической парадигмы, предполагающей исследование территории с целью выявления действительно существующих районов [49]. При изучении основных показателей по РМО Калмыкии выявлены следующие основные различия:

- 1. По численности и плотности населения и уровню урбанизации;
- 2. В сельскохозяйственной специализации районов выделяются преимущественно растениеводческие и преимущественно животноводческие районы.

Различия между районами — по населённости территории, типу сельского хозяйства; наконец, ландшафтные отличия, фиксируются и визуально, особенно при пересечении территории Калмыкии в широтном направлении.

Показатели населения как таковые являются ключевыми для географической типологии территорий. В свою очередь, сельское хозяйство является основой реального сектора экономики Калмыкии. На него пришлось (в среднем за 2005-2016 гг.) почти 32% всего ВРП республики и 70% от доли ВРП, приходящейся на первичный и вторичный секторы, включая сельское хозяйство, добывающие и обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды и строительство [87]. В связи с этим, сельскохозяйственные показатели также рассматриваются в качестве главных для типологии территории Калмыкии.

Таким образом, проводимая типология носит и черты сельскохозяйственного районирования. В основе в данном случае различия РМО по сбору зерновых (показатель растениеводства) и поголовьям крупного рогатого скота (КРС) и овец и коз (показатели животноводства). Выбор данных показателей, в свою очередь, обусловлен их базовым характером для сельского хозяйства Калмыкии. На зерновые приходится около 90% общей массы растениеводческой продукции, включая овощи, подсолнечник, картофель. На поголовье КРС, овец и коз приходится в совокупности около 98% всего поголовья скота, включающего также свиней, лошадей, верблюдов.

Это собственно сельскохозяйственный аспект районирования, отражающий реальное состояние сельского хозяйства, а не природно-хозяйственное районирование для сельскохозяйственных целей [79], но далее оно сопоставляется с имеющейся ландшафтной и природно-хозяйственной типологией, подкрепляющей проведённое экономико-географическое деление.

В настоящее время в большей степени проработан вопрос физико-географической типологии территории Калмыкии.

Большая часть (порядка 90%) территории Калмыкии – её центральная и восточная части, отнесены к континентальной восточно-европейской климатической области; крайняя западная часть – атлантико-континентальной европейской (степной) [153]. С запада на восток наблюдается нарастание континентальности климата со снижением среднегодового количества осадков с более 400 мм до 200-250 мм, снижением коэффициентов увлажнения, ростом разности летних и зимних температур.

В основе ландшафтного районирования лежит разделение территории Калмыкии на три зоны: степную, полупустынную и пустынную, в пределах которых, в свою очередь, выделяется 11 ландшафтных районов [97]. Также выделены основные геолого-геоморфологические структурные единицы Калмыкии: Ставропольская возвышенность на крайнем западе Калмыкии; возвышенность Ергени, пересекающая западную часть

Калмыкии субмеридионально; Кумо-Манычская впадина, ограничивающая Калмыкию с юга; Прикаспийская низменность, занимающая центр и запад Калмыкии.

Данная ландшафтная типология связана с делением на три природно-хозяйственные зоны [16] (рис.21):

- 1. Западную, которой в административном отношении соответствуют Городовиковское и Яшалтинское РМО, соответствующую степной зоне в ландшафтной классификации, а также Ставропольской возвышенности и Кумо-Манычской впадине в геоморфологическом отношении;
- 2. Центральную: Приютненское, Ики-Бурульское, Целинное, Кетченеровское, Сарпинское, Малодербетовское, Октябрьское РМО; степная и полупустынная зоны; возвышенность Ергени;
- 3. Восточную: Яшкульское, Юстинское, Черноземельское, Лаганское РМО; полупустынная и пустынная зоны; Прикаспийская низменность.



Рис. 21. Территориально-административное деление Республики Калмыкия с границами природно-хозяйственных зон

Экономико-географическое микрорайонирование Калмыкии было предложено Е.Е. Лейзеровичем [61], выделившим три микрорайона:

1. Элистинский (включающий Элисту, Целинное, Ики-Бурульское, Приютненское, Городовиковское, Яшалтинское РМО);

- 2. Сарпинский (Сарпинское, Малодербетовское, Кетченеровское, Октябрьское, Юстинское РМО).
- 3. Черноземельский. (Яшкульское, Черноземельское, Лаганское РМО).

Данное деление в значительной степени коррелирует с ландшафтной и природнохозяйственной дифференциацией Калмыкии, представленной выше. Кроме того, Калмыкия разделена таким образом на три массива, сопоставимые по площади и форме.

В то же время, в ряде случаев в один микрорайон объединены РМО с существенно различающимися экономико-географическими характеристиками, в частности, Ики-Бурульское РМО в составе Элистинского района, Кетченеровское и Юстинское РМО в составе Сарпинского района, Лаганское РМО в составе Черноземельского района.

Нами предлагается более дифференцированный подход, опирающийся на ряд количественных экономико-географических показателей.

При изучении данных по плотности населения в пределах разных РМО Калмыкии мы можем выделить три ареала (рис. 22) с повышенной плотностью населения:

- 1. Запад Калмыкии (Городовиковское, Яшалтинское, Целинное, Приютненское РМО и г.Элиста), с максимальной плотностью населения от 3,4 до 14,3 чел./км² по районам (в 1,5-6,3 раз выше, чем в среднем по республике); при этом, в пределах данного ареала находится и столица республики Элиста, на которую приходится почти 40% всего населения Калмыкии. На этот ареал приходится 16% площади и 37% населения республики без учёта Элисты, а с учётом Элисты 62% населения.
- 2. Восток Калмыкии территория, прилегающая к Каспийскому морю и включающая Лаганское РМО с плотностью 3,9 чел./ км² в 1,7 раз выше средней.
- 3. Север Калмыкии, включающий Сарпинское, Малодербетовское и Октябрьское PMO, с плотностью населения 2,3-3,3 чел./км 2 в 1,0-1,4 раза выше средней.

Эти ареалы не имеют общих границ и разделены и разделены единым массивом, включающим пять РМО в центре и на юге республики: Кетченеровское, Юстинское, Яшкульское, Черноземельское и Ики-Бурульское. В данном ареале плотность населения повсеместно существенно ниже, чем в среднем по Калмыкии - от 0,9 до 1,6 чел./км², или 0,4-0,7 от средней. На эту группу районов в совокупности приходится 63% территории Калмыкии и всего 33% населения без учёта Элисты; с учётом Элисты – менее 21%.

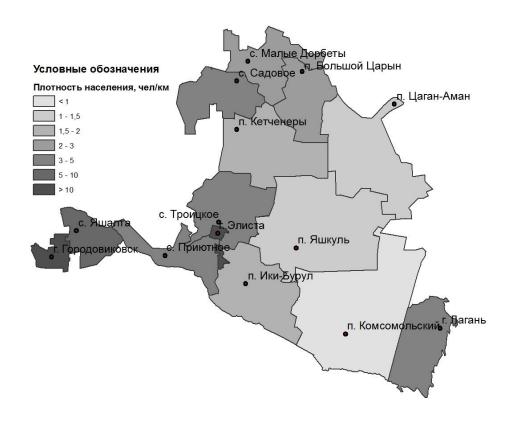


Рис. 22. Плотность населения по РМО Калмыкии

Изучение статистики сбора зерновых (взято среднее значение за 2008-2017 гг.), поголовья КРС и овец и коз (средние данные за 2009-2018 гг.), в свою очередь, позволяют чётко разделить РМО с растениеводческой и животноводческой специализацией (рис. 23-25).

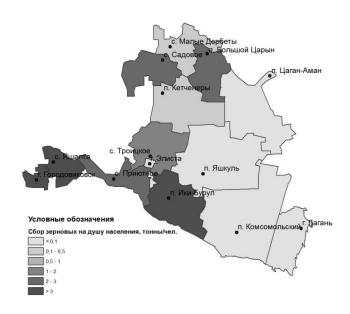


Рис. 23. Душевой сбор зерновых по РМО Калмыкии

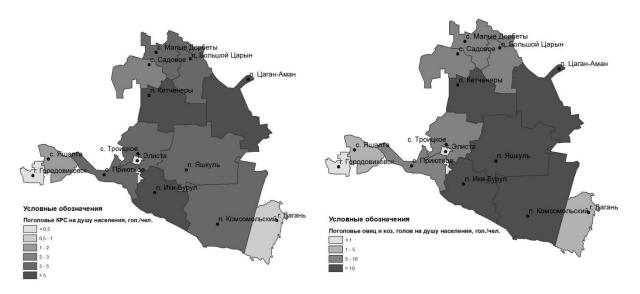


Рис. 24. Душевое поголовье КРС по РМО Рис. 25. Душевое поголовье овец и коз по Калмыкии РМО Калмыкии

В данном случае, прежде всего, заметны различия в специализации между западным и центрально-южным ареалами. На западе (кроме городского округа Элисты) максимальны сборы зерновых. Около 68% производства зерновых Калмыкии сосредоточено в данном ареале. При этом, животноводство играет сравнительно подчинённую роль — около 24% всего поголовья КРС и 15% всего поголовья овец и коз. Контрастно противоположная ситуация в центрально-южном массиве — развитое животноводство при слабо развитом растениеводстве. В данном случае, особняком стоит Ики-Бурульское РМО, где развито и то, и другое. Без Ики-Бурульского РМО на центрально-южный ареал приходится всего 0,5% общего производства зерновых в Калмыкии (с данным районом — 12,9%). В то же время, на него приходится 41% всего поголовья КРС (с Ики — Бурульским РМО — 53%) и 63% всего поголовья овец и коз (с Ики-Бурульским РМО — 71%).

Особняком стоят: Северный ареал со средними показателями развития растениеводства и животноводства, по обеим позициям занимающий промежуточное положение между западным и центрально-южным ареалами; Юго-Восток – прикаспийское Лаганское РМО, где сравнительно слабо развито животноводство, а растениеводство практически отсутствует.

Для более чёткого определения хозяйственной специализации района по каждому из них рассчитан натуральный показатель специализации как частное доли данного показателя и доли данного района в населении Калмыкии. Средняя численность населения взята за 2010 – 2016 гг. Из натуральных показателей специализации по поголовью КРС, овец и коз выводится средний натуральный показатель животноводческой специализации (табл. 26).

Таблица 26. Расчёт натурального показателя специализации каждого РМО в разных направлениях сельского хозяйства

	Доля РМО, %				Показатель специализации			
					Растени			Сред.
			Поголо	Числен	еводческ			животнов
		Поголо	вье	ность	ий			одческий
	Пр-во	вье	овец и	населе	(зернов		Овцы	
PMO	зерн.	КРС	коз	ния	ые)	КРС	и козы	
ВСЕГО	100,0%	100.00/	100.00/	100.00/	1.0	1.0	1.0	1.0
КАЛМЫКИЯ	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	1,0	1,0	1,0	1,0
г.Элиста	0,6%	0,7%	0,4%	38,3%	0,0	0,0	0,0	0,0
Городовиковское	21,0%	1,0%	0,1%	5,8%	3,6	0,2	0,0	0,1
Яшалтинское	31,0%	4,4%	2,1%	5,8%	5,3	0,8	0,4	0,6
Целинное	7,4%	10,4%	7,2%	7,1%	1,0	1,5	1,0	1,2
Приютненское	8,3%	7,2%	5,0%	4,0%	2,1	1,8	1,3	1,5
Лаганское	0,0%	2,9%	4,0%	6,8%	0,0	0,4	0,6	0,5
Сарпинское	11,0%	5,9%	5,2%	4,6%	2,4	1,3	1,1	1,2
Малодербетовское	2,2%	8,1%	2,5%	3,6%	0,6	2,2	0,7	1,5
Октябрьское	5,5%	6,7%	2,3%	3,2%	1,7	2,1	0,7	1,4
Ики-Бурульское	12,4%	11,6%	8,5%	3,9%	3,2	3,0	2,2	2,6
Кетченеровское	0,4%	12,2%	8,1%	3,5%	0,1	3,5	2,3	2,9
Яшкульское	0,0%	12,7%	23,0%	5,3%	0,0	2,4	4,4	3,4
Юстинское	0,0%	7,9%	10,5%	3,6%	0,0	2,2	2,9	2,5
Черноземельское	0,1%	8,3%	21,1%	4,5%	0,0	1,8	4,7	3,2

Из таблицы 1 чётко видна растениеводческая специализация западного ареала (1,0-5,3), в несколько меньшей степени — северного (0,6-2,4), а также южного Ики-Бурульского района (3,2). При этом, растениеводство практически полностью отсутствует в центре (0,0-0,1) и на востоке (0,0).

Животноводческая специализация, напротив, отчётливо выражена в районах центрального ареала (2,5-3,2), Ики-Бурульском районе (2,6), в меньшей степени на севере (1,2-1,5) и западе (0,1-1,5) и в слабой степени на востоке (0,6).

Анализ данных по населению и сельскому хозяйству показывает нам чёткую тенденцию. Калмыкия в экономико-географическом отношении подразделяется на следующие ареалы:

- 1. Густонаселённый запад с преимущественно растениеводческой специализацией хозяйства;
- 2. Редконаселённый центр с чёткой животноводческой специализацией хозяйства и почти отсутствующим растениеводством;
- 3. Три отдельных ареала северный, южный (Ики-Бурульский район) и восточный (Лаганский район), отличающихся каждый своей спецификой и по ряду позиций занимающих промежуточное положение между западом и центром.

Исходя из этого, мы можем выделить следующие экономико-географические районы Калмыкии (рис. 26):

- Западный (включает Городовиковское, Яшалтинское, Приютненское, Целинное РМО и г. Элисту);
- Центрально-Восточный (Кетченеровское, Юстинское, Яшкульское, Черноземельское РМО);
- Юго-Восточный (Лаганское РМО);
- Северный (Сарпинское, Малодербетовское, Октябрьское РМО);
- Южный (Ики-Бурульское РМО).

Каждый из них обладает своей спецификой географического положения, природных условий, параметров расселения и хозяйства.



Рис.26. Экономико-географическое районирование Калмыкии

Сводные показатели населения и сельского хозяйства по каждому экономическому району представлены в таблице 27.

Таблица 27. Сводные показатели населения и сельского хозяйства по экономикогеографическим районам Калмыкии

Показатели	Западный	Центрально-	Юго-	Северный	Южный
Hokusulesin	Западпын	Восточный Восточный		Севериын	ТОЖПЫЙ
Площадь, тыс. км ²	12,0	40,5	4,7	11,1	6,4
Население (2016),	170,9	47,0	18,5	30,8	10,5
тыс. чел.	62,5 *	47,0	10,5	30,0	10,5
Средняя плотность	14,2				
населения	5,2*	1,2	3,9	2,8	1,6
(чел./км ²)					
Натуральный					
показатель	3,0*	0,0	0,0	1,6	3,2
растениеводческой		0,0	0,0	1,0	3,2
специализации					
Натуральный	0,8*				
показатель	. 0,0	3,1	0,5	1,4	2,6
животноводческой					

Западный район в физико-географическом отношении находится на стыке Ергенинской возвышенности, Кумо-Манычской впадины и Ставропольской возвышенности. Это зона наиболее мягкого климата и плодородных почв в Калмыкии. Ближайшие региональные центры — Ростов-на-Дону и Ставрополь. Между Элистой и Ставрополем также есть железнодорожное сообщение. В среднем Западный и Южный районы наиболее приближены к соседним региональным центрам (табл. 28).

Центрально-Восточный район связан с Прикаспийской низменностью. Это, напротив, зона наиболее континентального климата в Калмыкии с минимальным количеством осадков и процессами опустынивания, а также несколько более удалённая от экономико-географических центров региона, ближайший из которых после Элисты – Астрахань.

Юго-Восточный район связан с побережьем Каспийского моря, что определяет также его хозяйственные особенности. Другая хозяйственная особенность связана с нефтедобывающими производствами на его территории. Ближайший региональный центр – Астрахань, до которого от Лагани существенно ближе, чем до Элисты, а также Махачкала, расстояние до которой примерно такое же, как до столицы Калмыкии. При этом, Лагань связана с Астраханью и Махачкалой железнодорожным сообщением.

Северный район - часть Калмыкии между низовьями Волги и Дона. Это область сравнительного мягкого для Калмыкии климата. Ближайший центр — Волгоград, до которого существенно ближе, чем до Элисты.

Южный район связан с южной частью Ергенинской возвышенности и её стыком с Кумо-Манычской впадиной. Удалён от экономико-географических центров.

Также экономико-географические районы Калмыкии различаются уровнем урбанизации, средней людностью населённых пунктов, плотностью дорожной сети (табл. 28).

 Таблица 28. Дополнительные показатели по экономико-географическим районам

 Калмыкии

Показатели	Западный	Центрально-	Юго-	Северный	Южный
		Восточный	Восточный		
Уровень урбанизации, %	69%	0%	72%	0%	0%
Средняя людность населённых пунктов (чел.)	710*	506	1 043**	791	377
Среднее расстояние между	11,7	20,9	30,7	16,9	15,1

населёнными пунктами, км					
Плотность $\mbox{железнодорожной}$ сети, $\mbox{м/км}^{2^{****}}$	6	3	16	0	0
Плотность автодорожной сети, M/KM^2	80	33	56	53	52
Среднее расстояние (по прям	ой) до ближай	ших региональ	ных центров ((KM)***:	1
Город	Западный	Центрально-	Юго-	Северный	Южный
		Восточный	Восточный		
Ростов-на-Дону	293	468	619	393	407
Волгоград	297	261	426	101	320
Ставрополь	177	347	422	383	226
Ставрополь Астрахань	368	347 214	422 118	383 292	226 267
•					
Астрахань	368	214	118	292	267
Астрахань Махачкала	368 497	214 431	118 268	292 579	267 389

экономико-географического района до данного города; ****расчёт на основе данных в [199]

Статус города в Калмыкии имеют три населённых пункта: Элиста, Городовиковск и Лагань. Первые два расположены в Западном районе, третий — в Юго-Восточном. Кроме того, в Западном районе (Целинное РМО) расположено село Троицкое, где численность населения выше, чем в Городовиковске, хотя оно не имеет статуса города.

В целом, Западный район отличается наибольшей людностью населённых пунктов, наименьшим расстоянием между ними, наибольшей плотностью дорожной сети, наименьшими расстояниями до крупнейших городов региона. Центрально-Восточный район, напротив, характеризуется наименьшей людностью, наибольшими расстояниями, наименее плотной в Калмыкии дорожной сетью. Остальные экономико-географические районы занимают по ряду этих показателей промежуточное положение между Западным и Центрально-Восточным районами.

Кроме того, исходя из расстояний и транспортной сети, некоторые районы теснее связаны с соседними региональными центрами, чем со столицей Калмыкии Элистой – Северный район в большей степени с Волгоградом, Юго-Восточный – с Астраханью и Махачкалой. В свою очередь, Западный район ближе к Ростову-на-Дону и Ставрополю, чем к Лагани.

Районы существенно различаются возможностью сельскохозяйственного использования территории, в том числе хозяйственного — происходит сужение спектра от многостороннего к одностороннему использованию [79] от Западного, Северного и Южного к Центрально-Восточному и Юго-Восточному районам.

3.2. Оценка ресурсов и предпосылок развития возобновляемой энергетики по экономико-географическим районам.

Различия между районами, носящие как природный, так хозяйственный характер, определяют и различные предпосылки развития энергетики на возобновляемых источниках. Данный вопрос следует рассмотреть в двух разрезах:

- по источникам энергии;
- по экономико-географическим районам.

Также необходима оценка ресурсов с двух точек зрения:

- физико-географической;
- экономико-географической.

Далее проводится интегральная оценка предпосылок развития энергетики на основе ВИЭ.

Кроме того, можно рассмотреть две группы предпосылок – «абсолютные» и «относительные». В первом случае речь идёт об абсолютном объёме мощностей и производства энергии, во втором – какую долю в энергобалансе района они могли бы занять.

Валовый потенциал **солнечной** энергии района на данный момент мы можем оценить только по широтному положению. Калмыкия расположена между 48^0 и 45^0 с.ш. Суммарная солнечная радиация (на горизонтальную поверхность при безоблачном небе) растёт с севера на юга с 1840 до 1950 кВтч/м 2 в год -6%, при этом разница между месяцами с максимальным (июнь) и минимальным (декабрь) поступлением радиации снижается с 4,8 до 3,8 раз (рис. 27).

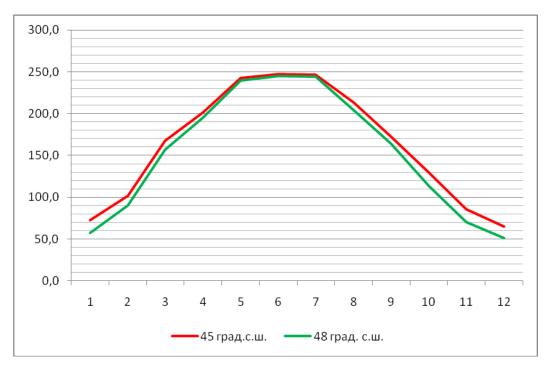


Рис. 27. Поступление солнечной радиации по месяцам на горизонтальную поверхность на широте крайнего севера и крайнего юга Калмыкии

Таким образом, некоторые, хотя и небольшие, различия есть, и мы можем ранжировать районы на сравнительно более и менее благоприятные для солнечной энергетики, исходя из их средней широты. Мы ограничиваемся этим критерием, поскольку оценить другие, осложняющие, факторы, на данный момент затруднительно. Более того, имеющиеся на данный момент данные [5; 80] касаются Калмыкии в целом, без её дифференциации по районам. Оценки для Калмыкии – 3,5-4,0 кВтч/м² в сутки, или 1278-1460 кВтч/м² в год. По данным оценкам, поступление солнечной радиации на юге Калмыкии может быть выше, чем на севере, примерно на 10%.

Сравним среднюю широту районов, определяемую как среднее арифметическое широт РМО, входящих в район. Чем она ниже, тем выше физико-географическая составляющая потенциала солнечной энергетики. В этом случае, районы распределяются следующим образом (в порядке убывания):

- 1. Юго-Восточный средняя широта $45,4^{0}$;
- 2. Южный 45.8° ;
- 3. Западный и Центрально-Восточный соответственно, $46,3^0$ и $46,4^0$;
- 4. Северный 47,9⁰.

Центрально-Восточный район, в то же время, отличается большой меридиональной протяжённостью. Его северные части — Кетченеровское и Юстинское РМО (средняя широта $47,44^0$, ближе к Северному району, средняя — Яшкульское РМО ($46,17^0$), к Западному, а южная - Черноземельское РМО ($47,44^0$), к Южному и Юго-Восточному.

Далее важно сопоставление ограничений использования данного потенциала. В качестве показателя можно использовать площадь, которая потребуется для размещения солнечных энергетических установок при гипотетическом полном обеспечении электроэнергией района за счёт солнечных фотовольтаических батарей.

Допустим, что если для этого потребуется площадь, не превышающая 0,1% площади района, это не снижает возможностей использования потенциала солнечной энергии. Предполагается, что батарея площадью 1 м² имеет мощность 0,1 кВт, а КИУМ составляет 10%-15%, т.е. годовая выработка с 1 м² составит около 100 кВтч. Энергопотребление по районам принимается пропорциональным численности населения при текущем среднем душевом потреблении около 2000 кВтч. Иными словами, на 1 человека потребуется 20 м² площади солнечных батарей. Расчёт показывает, что пространственные ограничения отсутствуют во всех районах (табл. 29), и в данном аспекте они находятся в равном положении.

 Таблица 29. Оценка пространственных ограничений для размещения солнечных

 фотовольтаических мощностей

Экономико-	Население	Площадь, требуемая для	9/ of Hamman
географический район /	тыс. чел.	100%-ного обеспечения	% от площади
PMO		энергией, км ²	района
Калмыкия	277,8	5,56	0,007%
Западный	170,9	3,42	0,028%
г. Элиста	108,5	2,17	1,085%
Городовиковское	15,7	0,31	0,029%
Яшалтинское	15,7	0,31	0,013%
Приютненское	10,6	0,21	0,007%
Целинноей	20,4	0,41	0,008%
Центрально- Восточный	47,0	0,94	0,002%
Кетченеровское	9,6	0,19	0,003%
Юстинское	10,0	0,20	0,002%

Яшкульское	14,9	0,30	0,003%
Черноземельское	12,6	0,25	0,002%
Юго-Восточный /Лаганское	18,5	0,37	0,008%
Северный	30,8	0,62	0,006%
Сарпинское	12,3	0,25	0,007%
Малодербетовское	10,0	0,20	0,005%
Октябрьское	8,5	0,17	0,005%
Южный / Ики-Бурульское	10,5	0,21	0,003%

Исключение составляет городской округ Элиста, где это показатель равен 1,1%, но даже Западный район в целом (0,028%) с максимальной в Калмыкии плотностью населения ограничений не испытывает, и приведённое выше ранжирование районов по потенциалу сохраняется. Требуемая площадь везде составит тысячные, максимум, сотые доли процента.

Ветроэнергетический потенциал поддаётся расчёту и прогнозам в ещё меньшей степени, чем потенциал солнечной энергии, из-за отсутствия чёткой привязки к зональным факторам, в том числе, к широтной и высотной зональности. В то же время, он в большей степени зависит от интразональных факторов.

Дифференциация территории Калмыкии по ветроэнергетическому потенциалу также практически отсутствует, за исключением высот около 10 метров, охватываемых данными метеостанций. Здесь в зону среднегодовых скоростей ветра более 5,0 м/с попадает Элиста и окрестности — большая часть территории Целинного РМО, большая часть западной и центральной Калмыкии — в зону скоростей 4,0-5,0 м/с, восточная часть — в зону 3,0-4,0 м/с [80]. По данным метеонаблюдений в отдельных точках Калмыкии [86], среднегодовые скорости выше 5,0 м/с на высотах 7-12 метров наблюдаются в Городовиковске, Элисте и Лагани, в остальных точках — от 4,2 до 4,7 м/с.

Эти различия, в принципе, прогнозируемы, исходя из физико-географических условий. Городовиковск и Элиста (обе точки — Западный район) привязаны к возвышенностям — Ставропольской и Ергени, Лагань — к побережью Каспийского моря. Мы можем, в целом, предположить, что природный ветроэнергетический потенциал выше на территориях, связанных с вершинными поверхностями возвышенностей — Ставропольской и Ергени, и с прибрежной зоной и ранжировать его по районам в порядке убывания следующим образом:

- 1. Западный, Южный и Юго-Восточный;
- 2. Центрально-Восточный и Северный.

Проведём ту же оценку возможных пространственных ограничений для ветрогенераторов. В данном случае, при том же КИУМ 10%-15%, допустим, что площадь не должна превысить 1%, исходя из возможности использования площадей под ветроэлектростанциями и для других хозяйственных целей. Плотность размещения установок, судя по оценкам технического потенциала и имеющегося опыта, должна составить примерно 10 МВт/км². Для полного обеспечения электроэнергией 1 человека, исходя из обозначенного выше потребления в 2000 кВтч в год, при данном КИУМ потребуется около 2 кВт мощностей, или отведения $0,0002 \text{ км}^2 - 200 \text{ м}^2$. Это в 10 раз больше, чем в случае с фотовольтаическими панелями, но при ограничении не 0,1%, а 1% даёт тот же результат. Для Элисты этот показатель составит 11%, для Западного района в целом – менее 0,3%, для остальных районов также от сотых до десятых долей процента, для Калмыкии в целом – 0,07%. В данном случае ограничения также везде отсутствуют, и представленное выше ранжирование районов сохраняется.

Для оценки **биоэнергетического** потенциала отходов сельского хозяйства больше информации. Он определяется, исходя из сборов зерновых и поголовья скота. Ранее эта работа проводилась автором в соответствии с определёнными методиками [31; 36]. Ниже приводятся несколько уточнённые сведения. В основе методики - пересчёт отходов сельского хозяйства (в данном случае, производства зерновых и скота) в энергетические единицы следующим образом:

- на 1 тонну урожая зерновых образуется 1 тонна соломы энергетической ценностью 0,425 тонн условного топлива (т.у.т.), или 3460 кВтч;
- на 1 голову крупного рогатого скота (КРС) образуется 1,64 тонны отходов в год энергетической ценностью 0,29 т.у.т./тонна; соответственно, общая энергетическая ценность отходов с 1 головы КРС составит 1,64*0,29 = 0,48 т.у.т., или 3870 кВтч;
- на 1 голову мелкого рогатого скота (MPC) овец и коз, (KPC) образуется 0,44 тонны отходов в год энергетической ценностью 0,29 т.у.т./тонна; общая энергетическая ценность отходов с 1 головы MPC составит 0,44*0,29 = 0,13 т.у.т., или 1039 кВтч.

Также важна фактическая возможность использования этого потенциала. Солома используется для ряда других, не энергетических, целей, а сбор отходов животноводства затруднителен из-за пастбищного содержания большую часть года, в некоторых случаях даже круглый год. В связи с этим, использован понижающий коэффициент 0,25 для растениеводческого потенциала, 0,05 для КРС и 0,01 для МРС. Далее, используется

коэффициент 0,4 для преобразования энергии (хотя это уже не влияет на соотношение потенциалов для разных районов).

Используются данные о производстве зерна, поголовье скота и численности населения (для расчёта душевых показателей), приведённые ранее в разделе «Экономико-географическое районирование Калмыкии». Результаты расчётов приведены в табл. 30.

 Таблица 30. Распределение доступного к использованию биоэнергетического потенциала

 сельскохозяйственных отходов по районам Калмыкии

Экономико- географический район/РМО	ВСЕГО, кВтч	На душу населения, кВтч	Доля в общем энергобалансе, которая может быть обеспечена за счёт биоэнергетики
Калмыкия	171 399 366	604	5%
Западный	94 083 982	544	5%
Западный без Элисты	93 054 431	1444	12%
Элиста	1 029 552	9	0%
Городовиковское	25 983 936	1 579	13%
Яшалтинское	39 782 900	2 414	21%
Приютненское	13 456 695	1 198	10%
Целинное	13 830 900	682	6%
Центрально-Восточный	23 140 305	481	4%
Кетченеровское	6 153 416	613	5%
Юстинское	4 172 626	406	3%
Яшкульское	7 310 047	489	4%
Черноземельское	5 504 217	427	4%
Южный/Ики-Бурульское	20 565 901	1 879	16%
Северный	32 073 133	991	8%
Сарпинское	16 314 744	1 248	11%
Малодербетовское	6 108 122	595	5%
Октябрьское	9 650 267	1 069	9%
Юго- Восточный/Лаганское	1 536 045	80	1%

В целом, доступный к использованию биоэнергетический потенциал существенно ниже, чем потенциал солнечной и биоэнергии. В целом для Калмыкии он покрывает около 30% всего потребления электроэнергии и около 5% всего потребления энергии в Калмыкии. В то же время, в данном случае возможно стабильное обеспечение подачи энергоносителя, и использование биоэнергии в комбинации с солнечной и ветровой энергией способно обеспечивать стабильность работы системы энергообеспечения. В наиболее выигрышном положении в данном случае оказываются Южный и Западный районы с максимальными значениями душевого биоэнергетического потенциала. С точки зрения биоэнергетического потенциала на душу населения экономико-географические районы Калмыкии ранжируются в порядке убывания следующим образом:

1	Южный	1 879 кВтч;
2	Западный (без Элисты)	1 444 кВтч;
3	Северный	991 кВтч;
4	Центрально-Восточный	481 кВтч
5	Юго-Восточный	80 кВтч

Следующая группа факторов — **экономико-географическая.** Она сложна и, до определённой степени, внутренне противоречива. С одной стороны, позитивный фактор для возобновляемой энергетики, как и практически для любой отрасли — развитая инфраструктура и высокая плотность населения, что обеспечивает как высокую концентрацию потребителей, так и лучшие условия для создания и обслуживания мощностей, в том числе — для подготовки местных кадров.

С другой стороны, слабо развитая инфраструктура, низкая плотность населения с малыми и удалёнными потребителями обусловливают более острую потребность в малой автономной энергетике на основе местных ВИЭ и её более высокую экономическую эффективность по сравнению с сетевым энергоснабжением.

С первой позиции, с точки зрения инфраструктуры – таких её ключевых показателей, как плотность населения и дорожной сети (приведённых ранее в разделе «Экономико-географическое районирование Калмыкии»), экономико-географические районы в порядке убывания ранжируются следующим образом (табл. 31):

Таблица 31. Ранжирование районов Калмыкии с точки зрения инфраструктурных предпосылок развития энергетики на основе ВИЭ

$N_{\overline{0}}$	Экономико-	Средняя плотность населения,	Средняя густота наземной

	географический	чел./км ²	транспортной сети, м/км ²	
	район			
1	Западный	14,2 (без Элисты 5,2)	86	
2	Юго-Восточный	3,9	72	
3	Северный	2,8	53	
4	Южный	1,6	52	
5	Центрально-	1,2	36	
	Восточный			

Данное ранжирование относится, прежде всего, к предпосылкам развития крупной сетевой энергетики на ВИЭ, а также создания своих звеньев возобновляемого энергетического комплекса в целом — развития производств оборудования и комплектующих, а также центров продажи и обслуживания. На первом месте в данном случае стоит Западный район, на втором — Юго-Восточный.

Дополнительными благоприятствующими факторами являются для Западного района высокие значения природного ветроэнергетического и природно-хозяйственного биоэнергетического потенциала, для Юго-Восточного — ветроэнергетического и солнечного потенциала.

Предпосылки развития **малой автономной энергетики на ВИЭ** по районам следует рассмотреть отдельно, включая физико-географические (для биоэнергетики – природно-хозяйственные) и экономико-географические составляющие.

Потенциал ВИЭ по районам Калмыкии лежит в некотором диапазоне количественных значений, указанных выше, для каждого источника энергии:

- для солнечной энергии, в привязке к широтному положению, от 48⁰ до 45⁰ широты
 от 1840 до 1950 кВтч/м² в год, с разницей между месяцами с максимальным (июнь) и минимальным (декабрь) поступлением радиации от 4,8 до 3,8 раз;
- для ветровой энергии мы можем выделить территории со среднегодовыми скоростями ветра более 5 м/с и менее 5 м/с;
- для биоэнергии диапазон значений доступного к использованию потенциала на душу населения по районам от 80 до 2414 кВтч.

В зависимости от нахождения в нижней трети, середине или верхней трети данного диапазона району может быть присвоен определённый балл -1, 2 или 3, определяющий благоприятность условий развития малой автономной энергетики на ВИЭ (чем выше балл, тем они благоприятнее).

Для биоэнергии (A) используется разбивка 0-800 (1 балл), 801-1600 (2) и >1600 (3) кВтч на душу населения; для солнечной энергии (S) нахождение выше 47^{0} (1), между 47^{0} и 46^{0} (2) и ниже 46^{0} (3); для ветровой энергии (W) - > (3) или <5 м/с (1). Далее выводится средний балл.

Ранжирование по данным показателям (табл. 32) демонстрирует наиболее благоприятные условия в Южном районе.

 Таблица 32. Сравнительный физико-географический потенциал ВИЭ по районам

 Калмыкии, баллы

ЭГР/РМО	A	S	W	Средний
Западный (без Элисты)	2	2	3	2,3
Городовиковское	2	2	3	2,7
Яшалтинское	3	2	1	2,0
Приютненское	2	2	3	2,3
Целинное	1	2	3	2,0
Центрально- Восточный	1	2	1	1,3
Кетченеровское	1	1	1	1,0
Юстинское	1	1	1	1,0
Яшкульское	1	2	1	1,3
Черноземельское	1	3	1	1,7
Юго-Восточный / Лаганское	1	3	3	2,7
Северный	2	1	1	1,3
Сарпинское	2	1	1	1,3
Малодербетовское	1	1	1	1,0
Октябрьское	2	1	1	1,3
Южный / Ики-Бурульское	3	3	3	3,0

Для оценки экономико-географических предпосылок использованы следующие показатели (табл. 33):

• число населённых пунктов (N) с населением 200 чел. и менее: разброс по РМО составил от 0 в Юго-Восточном районе (Лаганское РМО) до 32 в Черноземельском РМО (Центрально-Восточный район);

- средняя людность (P) населённых пунктов: разброс от менее 400 в Южном районе (Ики-Бурульское РМО) до более 1100 чел. в Юго-Восточном (Лаганское РМО); в данном случае более высокие баллы получают меньшие значения);
- среднее расстояние (L) между населёнными пунктами: разброс от менее 8 км в Городовиковском РМО (Западный район) до 28 км в Лаганском РМО (Юго-Восточный район).

В данном случае, максимальное значение набирает Центрально-Восточный район.

Таблица 33. Сравнительный экономико-географический потенциал ВИЭ по районам Калмыкии, баллы

ЭГР/РМО	N	P	L	Средний
Западный	2	3	1	2,0
Городовиковское	1	2	1	1,3
Яшалтинское	2	2	1	1,7
Приютненское	2	3	2	2,3
Целинное	2	2	2	2,0
Центрально-Восточный	2	3	3	2,7
Кетченеровское	2	3	2	2,3
Юстинское	1	2	3	2,0
Яшкульское	2	2	3	2,3
Черноземельское	3	3	3	3,0
Юго-Восточный / Лаганское	0	1	3	1,3
Северный	1	2	1	1,3
Сарпинское	1	2	2	1,7
Малодербетовское	1	1	2	1,3
Октябрьское	1	2	2	1,7
Южный / Ики-Бурульское	3	3	1	2,3

Далее объединяем средний физико-географический и экономико-географический баллы. При этом, целесообразно экономико-географической составляющей задать больший вес, исходя из более чётко определяемых и существенных различий. Используется соотношение 2:1. Например, если для Западного района средний физико-географический балл составляет 2,3, а экономико-географический -2,0, то интегральный составит (2,3+2,0*2)/3=2,1.

Максимальное интегральное значение — у Южного района (табл. 34) и Черноземельского РМО в Центрально-Восточном районе. Последнее отличается также самой низкой плотностью населения в Калмыкии — 0.9 чел./км².

Также сравнительно благоприятны условия Приютненского и Целинного РМО (Западный район) и Яшкульского РМО (Центрально-Восточный район).

Таблица 34. Сравнительный интегральный потенциал малой автономной энергетики на ВИЭ по районам Калмыкии, баллы

ЭГР/РМО	Средний физико- географический показатель	Средний экономико- географический показатель	Итоговое значение
Западный	2,3	2,0	2,1
Городовиковское	2,7	1,3	1,8
Яшалтинское	2,0	1,7	1,8
Приютненское	2,3	2,3	2,3
Целинное	2,0	2,0	2,0
Центрально-Восточный	1,3	3,0	2,2
Кетченеровское	1,0	2,3	1,9
Юстинское	1,0	2,0	1,7
Яшкульское	1,3	2,3	2,0
Черноземельское	1,7	3,0	2,6
Юго-Восточный / Лаганское	2,7	1,3	1,8
Северный	1,3	1,5	1,3
Сарпинское	1,3	1,7	1,6
Малодербетовское	1,0	1,3	1,2
Октябрьское	1,3	1,7	1,6
Южный /Ики-Бурульское	3,0	2,3	2,5

Территории — экономико-географические районы и отдельные РМО с наиболее благоприятным комплексом предпосылок развития малой автономной энергетики образуют единый ареал в юго-западной и южной частях Калмыкии, включающий Южный район и соседствующие с ним Черноземельское и Яшкульское РМО Центрально-Восточного района, Целинное и Приютненское РМО Западного района (рис. 28).

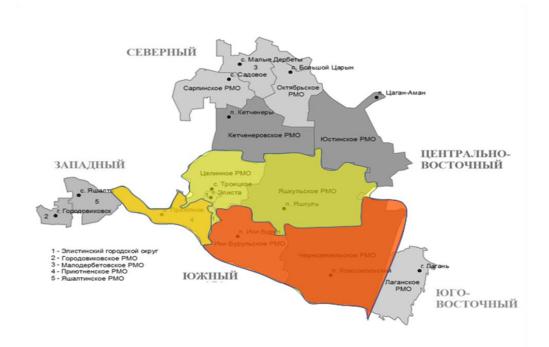


Рис. 28. Ареал с наиболее благоприятным комплексом предпосылок развития малой автономной энергетики на основе ВИЭ

В целом, итоговая характеристика экономико-географических районов в аспекте возобновляемой энергетики выглядит следующим образом.

Западный экономико-географический район Калмыкии комбинирует благоприятные физико-географические и экономико-географические предпосылки развития энергетики на основе ВИЭ: сравнительно высокие значения солнечного, биоэнергетического и максимальные — ветрового потенциала в сочетании с высокой плотностью потребителей, развитой инфраструктурой и близостью к региональным экономическим центрам. Западный район обладает наилучшими предпосылками к строительству крупных станций на основе ВИЭ, созданию центров производства, продаж и обслуживания оборудования. Отметим, что основная часть крупных проектов строительства СЭС и ВЭС в настоящее время сосредоточена именно в Западном районе.

Отдельные территории района благоприятны и для развития малой автономной энергетики.

Центрально-Восточный экономико-географический район представляет собой контрастную противоположность Западному району и является своего рода «внутренней периферией» Калмыкии. Отличается наименее развитой транспортной инфраструктурой, минимальной плотностью населения и максимальными расстояниями между населёнными пунктами. Отличается наилучшими экономико-географическими предпосылками для

развития малой автономной энергетики на ВИЭ, южная часть, Черноземельское РМО – наилучшим в Калмыкии комплексом как физико-географических, так и экономико-географических предпосылок.

Юго-Восточный район (Лаганское РМО) привязан к побережью Каспийского моря. Около 70% населения района сосредоточено в городе Лагань, расположенном на побережье Каспийского моря, с которым связана существенная часть хозяйства района. Присутствует портовая, нефте- и газодобывающая и транспортирующая инфраструктура. По территории района проходит железная дорога Астрахань — Махачкала. По показателям плотности населения и транспортной сети занимает второе в Калмыкии место после Западного района. При этом население, помимо Лагани, сосредоточено всего в 5 населённых пунктах, из которых 4 - с населением от 0,9 тыс. до 2,2 тыс. человек. Район отличается высоким природным солнечным и ветровым потенциалом. Обладает наилучшими, после Западного района, предпосылками для строительства крупных солнечно-энергетических и ветроэнергетических комплексов.

Северный район по своим физико-географическим и экономико-географическим характеристикам занимает промежуточное положение между Западным и Центрально-Восточным районами. Это обусловливает среднюю благоприятность предпосылок для развития энергетики на основе ВИЭ и, в то же время, сбалансированность показателей, что создаёт дополнительные возможности для диверсификации энергетики на ВИЭ. Кроме того, дополнительным преимуществом района является наиболее приближенное положение к региональным центрам, прежде всего - Волгограду, расстояние до которого существенно меньше, чем до Элисты. Это также может открыть новые возможности, в том числе, для развития возобновляемой энергетики.

Южный район (Ики-Бурульское РМО) — также особая территория, расположенная между Западным и Центрально-Восточным районами. В аспекте ВИЭ Южный район, в силу своих физико-географических условий и хозяйственной структуры совмещает преимущества обоих соседних районов, обладая как максимальным в Калмыкии потенциалом биоэнергетики на отходах сельского хозяйства, так и высоким ветроэнергетическим и солнечным потенциалом. В то же время, по своим экономико-географическим параметрам Южный район близок к Центрально-Восточному району. Среди экономико-географических районов Калмыкии Южный район обладает наиболее мощным комплексом предпосылок для развития малой автономной энергетики.

Южный район, а также соседствующее с ним Черноземельское РМО Центрально-Восточного района могут рассматриваться в качестве пилотных территорий в случае разработки и реализации соответствующих проектов и программ.

3.3. Перспективная схема размещения генерирующих мощностей на основе ВИЭ на территории Калмыкии

На основе проведённого анализа предлагается перспективная схема (рис. 29) размещения генерирующих объектов, работающих на основе ВИЭ.

Она включает два уровня:

- 1. Крупные энергетические узлы, представленные большими сетевыми станциями, прежде всего солнечными и ветровыми.
- 2. Объекты малой автономной энергетики, привязанные к малым и удалённым потребителям.

В первом случае выделяется энергетический узел в Западном районе в Элисте и окрестностях и узлы меньшего масштаба в окрестностях городов Лагань и Городовиковск, соответственно, в Западном и Юго-Восточном районах. Обозначение данных потенциальных узлов обусловлено сочетанием благоприятных природных и инфраструктурных условий: с одной стороны, высокого солнечного и ветрового потенциала, в Городовиковске также биоэнергетического потенциала; с другой – развитой транспортной инфраструктурой, высокой концентрацией потенциальных потребителей, наличием условий для создания центров производства, продаж и обслуживания в сфере ВИЭ.

Во втором случае, в качестве потенциальных объектов размещения мощностей на основе ВИЭ обозначены небольшие населённые пункты. Первоочередными объектами такого рода являются даже менее крупные потребители, в частности, более 3000 отдельных животноводческих точек, но нанесение на схему объектов такого масштаба на данном этапе не представляется возможным. В связи с этим, второй уровень на схеме ограничен населёнными пунктами численностью населения менее 200 человек (табл. 35), которых в Калмыкии около 150 с максимальным количеством в западных и южных частях Западного экономико-географического района, Южном районе и южной части Центрально-Восточного района.

Выбор данных объектов обоснован проведёнными ранее расчётами (раздел 2.3. Подходы к оценке экономической эффективности возобновляемой энергетики на территории Калмыкии). Согласно им, при сравнении вариантов автономного обеспечения электроэнергией на основе ВИЭ и сетевого обеспечение с прокладкой или модернизацией ЛЭП первый вариант оказывается менее затратном на инвестиционной стадии либо в перспективе 10 лет эксплуатации при людности населённого пункта 100-200 человек и менее и его удалённости на 10-20 км и более.

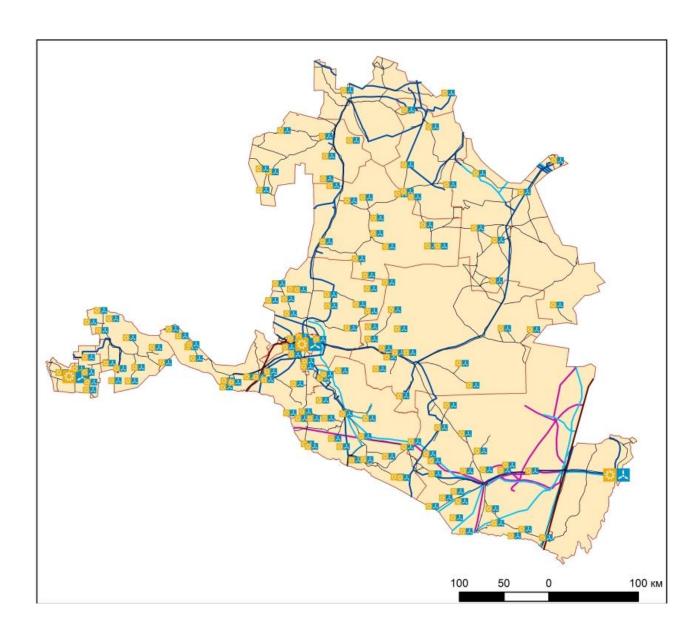
Более половины населённых пунктов Калмыкии отвечают данным параметрам численности населения, а среднее расстояние между населёнными пунктами в Калмыкии в среднем составляет 18,7 км, меняясь от 6,3 до 28,0 км между отдельными РМО и от 11,6 до 28,0 км между экономико-географическими районами. Таким образом, большая часть или почти все населённые пункты Калмыкии могут рассматриваться в качестве потенциальных объектов размещения автономных генерирующих мощностей на основе ВИЭ.

 Таблица 35. Распределение населённых пунктов с населением менее 200 человек по

 районам Калмыкии и расстояния между населёнными пунктами

Район/РМО	Населённые пункты людностью менее 200 чел.	Среднее
		расстояние
		между
		населёнными
		пунктами, км
Западный	50	11,6
Элистинское	3: Лола, Максимовка, Салын	6,3
Городовиковское	5: Пушкинское, Амур-Цанан, Бурул, Цорос,	7,6
	Шин-Бядл	
Приютненское	15: Доценг, Карантин, Левый Остров, Нарта,	11,9
	Бугу, Манц, Октябрьский, Молодёжный,	
	Уралан, Урожайный, Цветной, Амтя Уста,	
	Модта, Дорожный, Вторые Ульдючины	
Целинное	15: Тарата, Гашун Булг, Бор-Нур, Найн-Тахин,	15,0
	Заагин-Сала, Зегиста, Джурак, Бургуста,	
	Майский, Могата, Дубравный, Чагорта,	
	Келькеты, Ялмта, Чонта	
Яшалтинское	12: Красный Маныч, Новая Жизнь,	10,0
	Пролетарский, Зерновое, Теегин Нур, Ики-	
	Чонос, Матросово, Шовр Толга, Эркетен, Дунд	
	Джалг, Лиманный, Сладкое	
Центрально-	58	20,9
Восточный		
Кетченерское	13: Бургсун, Шин-Мер, Новый, Цегрг, Годжур,	17,2
	Алтн-Булш, Шорв, Шорвин Кец, Дашман,	
l	ı	

	Сараха, Эвдык, Байр, Низовый	
Черноземельское	23: Лагань, Халтрын-Бор, Меклета, Радужный,	21,1
	Теегин-Герл, Андратинский, Светлый Ерек,	
	Дружный, Маныч, Мелиоратор, Новый,	
	Раздольный, Кёк-Усн, Рыбачий, Чанта,	
	Яковлево, Цува, Чапчачи, Шин-Тег, Булмукта,	
	Калининский, Майхара, Рогульский	
Юстинское	7: Цаган-Булг, Первомайский, Смушковое,	23,9
	Чомпот, Долан, Белоозёрский, Октябрьский)	
Яшкульское	15: Олинг, Ревдольган, Улан-Зуух, Хогн,	21,7
	Эрмели, Тавн-Гашун, Харгата, Дружный,	
	Рассвет, Степной, Партизанский, Зюнгар,	
	Ниицян, Шарва, Элвгин)	
Юго-Восточный/	0	28,0
Лаганское		
Северный	16	16,9
Малодербетовское	3: Васильев, Ики-Манлан, Хонч-Нур	19,2
Октябрьское	5: Шарлджин, Северный, Босхачи, Лиджин-	17,6
	Худук, Чарлакта	
Сарпинское	8: Арым, Шин, Годжур, Листа, Догзмакин, Ик-	14,8
	Заргакин, Каажихин, Новый	
Южный /	21: Байр, Шерет, Зундат-Олга, Приманычский,	15,1
Ики-Бурульское	Кевюды, Кордон, Цаган-Тошу, Манцин-Кец,	
	Маныч, Манджикины, Магна, Оран-Булг,	
	Шеернг, Джеджикины, Шатта,	
	Интернациональный, Светлый, Соста, Хар-	
	Зуха, Шар-Булг, Чолун-Хамур	
Всего Калмыкия	145	18,7



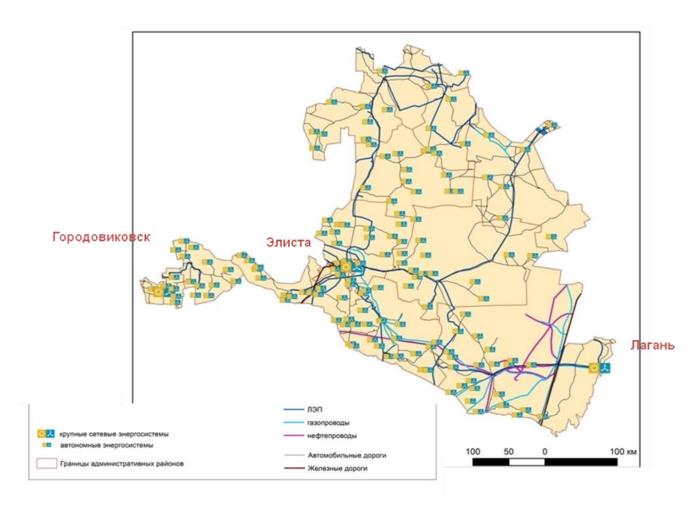


Рис. 29. Перспективная схема развития и размещения объектов генерации энергии на ВИЭ

Предложенная схема носит предварительный характер. Она выделяет наиболее перспективные точки и ареалы, которые могут стать первоочередными объектами для более детальных предпроектных исследований.

В качестве следующих практических шагов, направленных на энергообеспечение Калмыкии, её населения и хозяйства с помощью возобновляемых источников энергии, целесообразно:

- 1. Оснащение отдельных домохозяйств, малых крестьянско-фермерских хозяйств, животноводческих точек генерирующими объектами малой мощности на основе ВИЭ с последующим мониторингом данных объектов;
- 2. Выбор отдельных небольших населённых пунктов из представленных на схеме для детального ознакомления с условиями и экономической составляющей энергоснабжения и принятия решений о целесообразности автономного варианта.

В качестве пилотных предлагается рассмотреть отдельные малые населённые пункты Ики-Бурульского и Черноземельского РМО, отличающиеся наименьшей людностью и наибольшей удалённостью.

3.4. Выводы

Калмыкия как мезорайон может быть разделена, на основе ряда количественных экономико-географических параметров, среди которых ключевые — плотность населения, ведущие направления сельского хозяйства и уровень развития инфраструктуры, на пять экономико-географических микрорайонов: Западный, Центрально-Восточный, Юго-Восточный, Северный и Южный. Данные районы обладают своей спецификой и в аспекте предпосылок и перспектив развития возобновляемой энергетики.

Западный экономико-географический район Калмыкии комбинирует благоприятные физико-географические и экономико-географические предпосылки развития энергетики на основе ВИЭ: сравнительно высокие значения солнечного, биоэнергетического и максимальные — ветрового потенциала в сочетании с высокой плотностью потребителей, развитой инфраструктурой и близостью к региональным экономическим центрам. Западный район обладает наилучшими предпосылками к строительству крупных станций на основе ВИЭ, созданию центров производства, продаж и обслуживания оборудования. Отметим, что основная часть крупных проектов строительства СЭС и ВЭС в настоящее время сосредоточена именно в Западном районе. Отдельные территории района благоприятны и для развития малой автономной энергетики.

Центрально-Восточный экономико-географический район представляет собой контрастную противоположность Западному району и является своего рода «внутренней периферией» Калмыкии. Отличается наименее развитой транспортной инфраструктурой, минимальной плотностью населения и максимальными расстояниями между населёнными пунктами. Отличается наилучшими экономико-географическими предпосылками для развития малой автономной энергетики на ВИЭ, южная часть, Черноземельское РМО — наилучшим в Калмыкии комплексом как физико-географических, так и экономико-географических предпосылок.

Юго-Восточный район (Лаганское РМО) привязан к побережью Каспийского моря. Около 70% населения района сосредоточено в городе Лагань, расположенном на побережье Каспийского моря, с которым связана существенная часть хозяйства района. Присутствует портовая, нефте- и газодобывающая и транспортирующая инфраструктура. По территории района проходит железная дорога Астрахань – Махачкала. По показателям плотности населения и транспортной сети занимает второе в Калмыкии место после Западного района. При этом население, помимо Лагани, сосредоточено всего в 5 населённых пунктах, из которых 4 - с населением от 0,9 тыс. до 2,2 тыс. человек. Район отличается высоким природным солнечным и ветровым потенциалом. Обладает

наилучшими, после Западного района, предпосылками для строительства крупных солнечно-энергетических и ветроэнергетических комплексов.

Северный район по своим физико-географическим и экономико-географическим характеристикам занимает промежуточное положение между Западным и Центрально-Восточным районами. Это обусловливает среднюю благоприятность предпосылок для развития энергетики на основе ВИЭ и, в то же время, сбалансированность показателей, что создаёт дополнительные возможности для диверсификации энергетики на ВИЭ. Кроме того, дополнительным преимуществом района является наиболее приближенное положение к региональным центрам, прежде всего - Волгограду, расстояние до которого существенно меньше, чем до Элисты. Это также может открыть новые возможности, в том числе, для развития возобновляемой энергетики.

Южный район (Ики-Бурульское РМО) — также особая территория, расположенная между Западным и Центрально-Восточным районами. В аспекте ВИЭ Южный район, в силу своих физико-географических условий и хозяйственной структуры совмещает преимущества обоих соседних районов, обладая как максимальным в Калмыкии потенциалом биоэнергетики на отходах сельского хозяйства, так и высоким ветроэнергетическим и солнечным потенциалом. Среди экономико-географических районов Калмыкии Южный район обладает наиболее мощным комплексом предпосылок для развития малой автономной энергетики.

Южный район, а также соседствующее с ним Черноземельское РМО Центрально-Восточного района могут рассматриваться в качестве пилотных территорий в случае разработки и реализации соответствующих проектов и программ.

На основе проведённых в данной работе оценок физико-географических, экономикогеографических условий и экономической эффективности использования ВИЭ в Калмыкии и её отдельных территориях может быть предложена перспективная схема объектов генерации на основе ВИЭ, включающая два уровня:

- 1. Крупные энергетические узлы с большими сетевыми ВЭС и СЭС: основной в окрестностях Элисты (Западный район) и, меньшего масштаба, в окрестностях Городовиковска (Западный район) и Лагани (Юго-Восточный район).
- 2. Ряд малых автономных генерирующих мощностей в населённых пунктах с численностью населения менее 200 человек.

Данная схема может служить основой для детальных предпроектных изысканий в отдельных точках в случае реализации проектов и программ энергообеспечения Калмыкии за счёт ВИЭ.

Заключение

В работе были последовательно рассмотрены история и тенденции развития энергетики на возобновляемых источниках (ВИЭ) в течение последних десятилетий в мире, в России и непосредственно на исследуемой территории – в Республике Калмыкия. Это взаимосвязанные процессы, в связи с чем вопросы развития и территориальной организации энергетики на основе ВИЭ на мезо- и микрорегиональной уровне были рассмотрены в общемировом и общероссийском контексте. Ниже приведены основные выводы из данной работы

Энергетика на основе ВИЭ обладает валовым потенциалом, многократно превышающим потребности человечества в энергии. В то же время, практически реализуемый потенциал существенно ниже, что связано с рядом ограничений, обусловленных как природой самого энергоносителя, так и уровнем развития и принципиальными возможностями технологий преобразования энергии.

В мире с 2010-х гг. после активной фазы 1990-х – 2000-х гг. наблюдается общее снижение темпов роста энергетики на основе ВИЭ, что вписывается в общую динамику длинных экономических волн.

Параллельно происходит смещение центров развития возобновляемой энергетики — из США в Западную Европу в течение 1990-х гг. и в Восточную Азию, прежде всего — Китай, в 2010-е годы. В настоящее время данный регион является основным локомотивом роста энергетики на основе ВИЭ.

Развитие и территориальная организация возобновляемой энергетики определяется сложным взаимодействием ряда факторов, включающих: отношения в системе Центр — Периферия, экономическая и политическая специфика регионов и комплекс физико-географических факторов. Географические факторы, связанные с природными условиями и ресурсами, играют ключевую роль в территориальном размещении объектов генерации на основе ВИЭ и весе возобновляемой энергетики в энергобалансе стран и регионов.

Экономическая эффективность энергетики на основе ВИЭ в конце XX – начале XXI века существенно выросла. К настоящему времени солнечная и ветроэнергетика в некоторых случаях выходят на уровень ценовой конкурентоспособности с энергетикой на основе ископаемого топлива на временных интервалах 10-20 лет. Дополнительным фактором конкурентоспособности энергетики на основе ВИЭ является учёт внешних издержек. Существенный резерв дальнейшего снижения стоимости сохраняется у солнечной энергетики. Другие направления возобновляемой энергетики, включая ветровую, с

высокой вероятностью подошли к некоторым, в том числе – технологическим и экономическим, пределам роста.

В целом, исходя из концепции длинных экономических волн и наблюдений за фактической динамикой развития возобновляемой энергетики, можно прогнозировать дальнейшее снижение темпов роста до середины — конца 2020-х гг. с перспективами возобновления роста в дальнейшем.

В России развитие энергетики на ВИЭ имеет достаточно давнюю историю, включающую и успешный опыт. В то же время, Россия в силу ряда причин, ключевой из которых является системный кризис 1990-х, пропустила восходящую фазу роста возобновляемой энергетики. С другой стороны, это даёт возможность исследования имеющегося мирового опыта и подготовки к следующей восходящей фазе уже с более высокого уровня.

Развитие в России энергетики на основе ВИЭ на современном этапе на новой институциональной и технологической основе, включая строительство крупных солнечных фотовольтаических и ветроэнергетических электростанций, начинается в 2010-е годы и в настоящее время идёт темпами, существенно превышающими средние мировые.

Представляется, что приоритетной задачей возобновляемой энергетики в России на ближайшую перспективу является не увеличение доли ВИЭ в общем объёме производства как таковой, а следующие два направления:

- НИОКР и создание полных производственно-технологичных циклов на основе ВИЭ;
- Поиск и занятие естественных природных, производственных и социальных ниш. Целесообразна не силовая, а нишевая стратегия продвижения ВИЭ. Основная ценность ВИЭ в России в настоящее время связана не с вкладом в общее энергообеспечение страны, а с инновационным потенциалом исследований в сфере ВИЭ, а также решением энергетических проблем в отдельных точках и на отдельных, в частности, удалённых и изолированных, территориях, а также в зонах с максимальным природно-хозяйственным потенциалом ВИЭ.

Калмыкия является одним из оптимальных регионов России для развития энергетики на ВИЭ, что определяется сочетанием природных условий, структуры хозяйства и расселения.

Валовый потенциал солнечной и ветровой энергии на единицу площади на юге европейской части России (в том числе, в Калмыкии) в среднем в 1,5-2 раза выше, чем в

других регионах страны. Калмыкию, при этом, отличает в 10-12 раз более высокий потенциал данных ВИЭ на душу населения по сравнению с соседними субъектами РФ. Дополнительным преимуществом Калмыкии является исключительно высокий потенциал биоэнергетики, связанный с отходами сельского хозяйства, по величине которого на душу населения Калмыкия занимает первое место в России.

Пространственный и технический потенциал ВИЭ многократно превышает текущее энергопотребление Калмыкии.

В то же время, Калмыкия сталкивается с острыми проблемами энергообеспечения, связанными с отсутствием собственной генерации электроэнергии, ненадёжной и экономически неэффективной распределительной сетью электроснабжения. Структура расселения и хозяйства Калмыкии включает множество малых удалённых потребителей, что обусловливает принципиальную экономическую неэффективность сетевого энергоснабжения. В связи с этим возобновляемая энергетика, в первую очередь – малые автономные форматы, может рассматриваться в качестве альтернативы. В условиях Калмыкии для населённых пунктов людностью менее 100-200 чел. и удалённостью более 10-20 км организация автономного энергообеспечения на основе

удалённостью более 10-20 км организация автономного энергообеспечения на основе местных ВИЭ - солнечных и ветровых установок, в сочетании с дизельными генераторами, оказывается дешевле организации сетевого энергоснабжения на инвестиционной стадии либо на интервале около 10 лет.

Расчёты для Калмыкии в целом показывают сопоставимость затрат на организацию автономного возобновляемого энергообеспечения населённых пунктов и модернизацию электросетевого хозяйства.

Кроме того, на уровне отдельных домохозяйств и малых сельскохозяйственных предприятий экономически оправдана установка малых генерирующих солнечных и ветровых мощностей, способных частично или полностью заместить потребление электроэнергии из сети, а также обеспечивать автономное энергоснабжение в аварийных ситуациях.

Потенциальный рынок электроэнергетических мощностей Калмыкии следует рассматривать на нескольких уровнях, от индивидуального и локального до основного и опережающего. В зависимости от уровня, ёмкость рынка в натуральном выражении можно оценить в величины от 12 тыс. до 1000 тыс. кВт, в стоимостном — от 1,2 млрд. до 100 млрд. рублей. Возможно как поэтапное, так и параллельное освоение рынка на разных уровнях.

Социально-экономические и геоэкологические факторы создают дополнительные предпосылки развития возобновляемой энергетики в Калмыкии.

Республика отличается низким уровнем экономического развития и диверсификации экономики, в связи с чем целесообразно создание новой отрасли с высоким инновационным потенциалом и созданием новых рабочих мест.

Значительная часть населения живёт в тяжёлых бытовых условиях, и рост энерговооружённости территории и населения за счёт ВИЭ будет способствовать решению этих проблем.

Кроме того, комплекс геоэкологических проблем Калмыкии, включая острый дефицит воды и опустынивание, в сочетании с большим природоохранным значением территории, даёт преимущества развитию именно возобновляемой энергетики, оказывающей меньшее давление на природно-хозяйственную систему Калмыкии.

Калмыкия как мезорайон может быть разделена, на основе ряда количественных экономико-географических параметров, среди которых ключевые — плотность населения, ведущие направления сельского хозяйства и уровень развития инфраструктуры, на пять экономико-географических микрорайонов: Западный, Центрально-Восточный, Юго-Восточный, Северный и Южный. Данные районы обладают своей спецификой и в аспекте предпосылок и перспектив развития возобновляемой энергетики.

Западный экономико-географический район Калмыкии комбинирует благоприятные физико-географические и экономико-географические предпосылки развития энергетики на основе ВИЭ: сравнительно высокие значения солнечного, биоэнергетического и максимальные — ветрового потенциала в сочетании с высокой плотностью потребителей, развитой инфраструктурой и близостью к региональным экономическим центрам. Западный район обладает наилучшими предпосылками к строительству крупных станций на основе ВИЭ, созданию центров производства, продаж и обслуживания оборудования. Отметим, что основная часть крупных проектов строительства СЭС и ВЭС в настоящее время сосредоточена именно в Западном районе. Отдельные территории района благоприятны и для развития малой автономной энергетики.

Центрально-Восточный экономико-географический район представляет собой контрастную противоположность Западному району и является своего рода «внутренней периферией» Калмыкии. Отличается наименее развитой транспортной инфраструктурой, минимальной плотностью населения и максимальными расстояниями между населёнными пунктами. Отличается наилучшими экономико-географическими предпосылками для развития малой автономной энергетики на ВИЭ, южная часть, Черноземельское РМО — наилучшим в Калмыкии комплексом как физико-географических, так и экономико-географических предпосылок.

Юго-Восточный район (Лаганское РМО) привязан к побережью Каспийского моря. Около 70% населения района сосредоточено в городе Лагань, расположенном на побережье Каспийского моря, с которым связана существенная часть хозяйства района. Присутствует портовая, нефте- и газодобывающая и транспортирующая инфраструктура. По территории района проходит железная дорога Астрахань — Махачкала. По показателям плотности населения и транспортной сети занимает второе в Калмыкии место после Западного района. При этом население, помимо Лагани, сосредоточено всего в 5 населённых пунктах, из которых 4 - с населением от 0,9 тыс. до 2,2 тыс. человек. Район отличается высоким природным солнечным и ветровым потенциалом. Обладает наилучшими, после Западного района, предпосылками для строительства крупных солнечно-энергетических и ветроэнергетических комплексов.

Северный район по своим физико-географическим и экономико-географическим характеристикам занимает промежуточное положение между Западным и Центрально-Восточным районами. Это обусловливает среднюю благоприятность предпосылок для развития энергетики на основе ВИЭ и, в то же время, сбалансированность показателей, что создаёт дополнительные возможности для диверсификации энергетики на ВИЭ. Кроме того, дополнительным преимуществом района является наиболее приближенное положение к региональным центрам, прежде всего - Волгограду, расстояние до которого существенно меньше, чем до Элисты. Это также может открыть новые возможности, в том числе, для развития возобновляемой энергетики.

Южный район (Ики-Бурульское РМО) — также особая территория, расположенная между Западным и Центрально-Восточным районами. В аспекте ВИЭ Южный район, в силу своих физико-географических условий и хозяйственной структуры совмещает преимущества обоих соседних районов, обладая как максимальным в Калмыкии потенциалом биоэнергетики на отходах сельского хозяйства, так и высоким ветроэнергетическим и солнечным потенциалом. Среди экономико-географических районов Калмыкии Южный район обладает наиболее мощным комплексом предпосылок для развития малой автономной энергетики.

Южный район, а также соседствующее с ним Черноземельское РМО Центрально-Восточного района могут рассматриваться в качестве пилотных территорий в случае разработки и реализации соответствующих проектов и программ.

На основе проведённых в данной работе оценок физико-географических, экономикогеографических условий и экономической эффективности использования ВИЭ в Калмыкии и её отдельных территориях может быть предложена перспективная схема объектов генерации на основе ВИЭ, включающая два уровня:

- 1. Крупные энергетические узлы с большими сетевыми ВЭС и СЭС: основной в окрестностях Элисты (Западный район) и, меньшего масштаба, в окрестностях Городовиковска (Западный район) и Лагани (Юго-Восточный район).
- 2. Ряд малых автономных генерирующих мощностей в населённых пунктах с численностью населения менее 200 человек.

Данная схема может служить основой для детальных предпроектных изысканий в отдельных точках в случае реализации проектов и программ энергообеспечения Калмыкии за счёт ВИЭ.

Цели и задачи дальнейших исследований:

- детальное изучение и систематизация имеющегося опыта эксплуатации солнечных батарей, ветрогенераторов и других объектов генерации на основе ВИЭ в Калмыкии;
- проведение опросов потенциальных потребителей, включая руководителей хозяйств, сельхозпредприятий, муниципалитетов, поставщиков оборудования;
- детальное изучение условий энергоснабжения в ряде точек, прежде всего небольших крестьянских хозяйствах и отдельных малых населённых пунктах из обозначенных в предложенной схеме;
- опробование в экспериментальном режиме работы установок и комплексов на основе ВИЭ и разработка оптимальных конфигураций прежде всего, на основе имеющихся отечественных разработок;
- уточняющие расчёты экономической эффективности;
- анализ поставщиков, возможностей организации производств и сервиса на территории Калмыкии;
- уточнение программы в целом с детальным расчётом всех производственных и экономических параметров.

Данное исследование является задачей более высокого порядка, требующей заинтересованности со стороны, в частности, руководства региона, создания исследовательской группы и выделения определённых ресурсов.

На данном этапе выводом является подтверждение перспективности Республики Калмыкия в качестве возможного объекта развития энергетики на основе ВИЭ, включая автономную генерацию.

Библиографический список

Литература

- 1. Акимова В.В. Типология стран по уровню развития солнечной энергетики // Вест.Моск.ун-та, сер.5. География. 2015 №4, стр.89-95.
- 2. Алексеев А.И. Многоликая деревня: население и территория. М.: Мысль, 1990. —268 с.
- 3. Андреенко Т.И., Киселева С.В., Шакун В.П. К оценке энергетических потенциалов отходов растениеводства // Альтернативная энергетика и экология, 2014, №12, стр. 84-95.
- 4. Атаев З.А. Территориальная организация локальной энергетики Центрального экономического района России // Диссертация на соискание учёной степени доктора географических наук. Москва 2008.
- 5. Атлас ресурсов возобновляемой энергии на территории России: науч. издание / Т. И. Андреенко, Т. С. Габдерахманова, О. В. Данилова и др. РХТУ им. Д.И.Менделеева Москва, 2015. 160 с.
- 6. Бабурин В.Л. Инновационные циклы в российской экономике // Изд. 4-е, испр. и доп. М.: КРАСАНД, 2010.
- 7. Бабурин В.Л., Земцов С.П. География инновационных процессов в России // Вест. Моск. ун-та, сер. 5 География, 2013, №5, стр. 25-32.
- 8. Баденко Н.Н. и др. Разработка методологического обеспечения процесса автоматизированного вычисления гидроэнергетического потенциала рек с использованием геоинформационных систем // Инженерно-строительные журнал, №6/2013, с.62-76.
- 9. Баранский Н.Н. Становление советской экономической географии // Избранные труды / Под ред. В.А. Анучина и др. М.: Мысль, 1980. 287 с.
- Безруких П.П. и др. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатели по территориям) // М.: «ИАЦ Энергия», 2007 272 с., С.4.
- 11. Безруких П.П., Арбузов Ю.Д., Борисов Г.А., Виссарионов В.И. и др. Ресурсы и эффективность использования возобновляемых источников энергии в России // СПб.: Наука, 2002. 314 с.

- 12. Берёзкин М. Ю., Синюгин О. А., Соловьев А. А. География инноваций в сфере традиционной и возобновляемой энергетик мира // Вестник Московского университета. Серия 5: География. 2013. № 1. С. 28–32.
- 13. Берёзкин М.Ю., Синюгин О.А. Энергетическое обеспечение Крымской Республики с использованием возобновляемых источников энергии // XI Международная ежегодная конференция «Возобновляемая и малая энергетика». М, 2014, с.30-36.
- 14. Бобылев С.Н., Зубаревич Н.В., Соловьева С.В., Власов Ю.С. Устойчивое развитие: методология и методики измерения Экономика Москва, 2011.
- 15. Борликов Г.М. Использование солнечного, ветроэнергетического и биогазового потенциала для независимого альтернативного энергопроизводства. Преодоление энергодефицитности Республики Калмыкия за счёт использования возобновляемых источников энергии / Г.М. Борликов, В.А. Эвиев // Современное состояние, проблемы и перспективы использования ВИЭ. Материалы Регионально-го научно-практического семинара, 8 9 октября 2009 г. Элиста: КГУ.
- 16. Борликов Г.М., Лачко О.А., Бакинова Т.И. Экология. Природопользование аридных территорий Ростов-на-Дону, изд-во СКНЦ ВШ, 2000 84 с.
- 17. Бушуев В.В., Соловьёв Д.А. Ресурсы гидросферы: энергетика, экология, климат. М.: ИД «Энергия», 2019 212 с.
- Валев Э. Б. Стратегические направления развития отраслевой и территориальной структуры топливно-энергетического комплекса мира // Региональные исследования. 2011. Т. 1, № 31. С. 60–66.
- Вахрушева К. На всё есть воля чиновничья // Экология и право.
 Возобновляемая энергетика, 07.2014, №2(55), с. 12-15. URL:
 http://network.bellona.org/content/uploads/sites/4/2015/09/fil_EiP_55_11.pdf (дата обращения 18.11.2016)
- 20. Вознесенский А.Н. Энергетические ресурсы СССР. М., «Наука», 1967. 598 с.
- 21. Габдерахманова Т.С., Зайцев С.И., Киселева С.В., Тарасенко А.Б., Шакун В.П. Проблемы мониторинга солнечных энергетических систем в России // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2015. Т. 15, № 4. С. 54–60
- 22. Гвоздецкий В. План ГОЭЛРО. Мифы и реальность // Наука и жизнь 2001 №5.
- 23. Геология и гидрогеология Калмыкии/Калм. ун-т; сост.: С.С. Кумеев, М.М. Сангаджиев, Ю.С. Гермашева. Элиста, 2012. 48 с.

- 24. Глазьев С.Ю. Теория долгосрочного технико-экономического развития. М.: ВлаДар, 1993 310 с.
- 25. Горлов В. Н., Бабурин В. Л. Опыт классификации экономических районов СССР (по тенденциям развития электроэнергетики) // Территориальные аспекты комплексной топливно-энергетической программы. Издательство МГУ Москва, 1982.
- 26. Григорьев С.В. Потенциальные энергоресурсы малых рек СССР. Л.: Гидрометеоиздат, 1946, 115 с.
- 27. Гришин В.И. Энергетические войны. 2009, с.24
- 28. Дегтярев К. С. Возобновляемая энергетика в Калмыкии: опыт, проблемы и перспективы региона // Журнал "С.О.К. Сантехника. Отопление. Кондиционирование". (Москва, издатель ИД "Медиа Технолоджи). 2017. № 7.
- 29. Дегтярев К. С. Возобновляемая энергетика в контексте экспортно-сырьевой ориентации российского ТЭК // Малая энергетика. 2014. № 1-2. С. 9—11.
- 30. Дегтярев К.С. Геоэкологический аспект развития энергетики на возобновляемых источниках в Республике Калмыкия // Проблемы региональной экологии. 2018. № 4. С. 54–58.
- Дегтярев К.С. Потенциал возобновляемых источников энергии в Республике Калмыкия // Вестник Московского университета. Серия 5: География. 2019.
 № 1. С. 75–82.
- 32. Дегтярев К. Проблемы энергетической инфраструктуры сельских территорий и развитие малой энергетики на основе ВИЭ на примере Республики Калмыкия // Инновации в сельском хозяйстве. 2014. № №3(8)/2014. С. 11–16.
- 33. Дегтярев К. С. Состояние и территориальная организация фотовольтаической солнечной энергетики в России // Окружающая среда и энерговедение. 2019. № 1. С. 23–38.
- 34. Дегтярев К.С. Тепло Земли.// «Наука и жизнь», №10/2013, с.27-31.
- 35. Дегтярев К. С. Торф недооценённый ресурс России // Журнал Сантехника отопление и кондиционирование. 2016. № 3. С. 44–51.
- 36. Дегтярев К. С. , Андреенко Т. И. , Берёзкин М. Ю. и др. Оценка биоэнергетического потенциала сельского хозяйства Республики Калмыкия по

- районам // Экология России: на пути к инновациям (выпуск 12, 2015). Астрахань, 2015. С. 184–196.
- 37. Дегтярев К. С., Берёзкин М. Ю., Залиханов А. М. Инвестиционные проекты в возобновляемой энергетике: экономический практикум. // Учебное пособие под редакцией профессора А.А. Соловьева. КДУ Москва, 2018. 98 с.
- 38. Дегтярев К. С. , Залиханов А. М. , Соловьев А. А. , Соловьев Д. А. . К вопросу об экономике возобновляемых источников энергии / // Энергия, экономика, техника, экология. 2016. № 10. С. 10–20.
- 39. Дегтярёв К. С., Кошкин С. П., Сангаджиев М. М. Экономические и социально-географические аспекты развития возобновляемой энергетики в Республике Калмыкия // Энергетик. 2016. № 8. С. 32–36. .
- 40. Дегтярев К. С., Манджиева Т. В. Энергетика на возобновляемых источниках в Калмыкии // Сельский механизатор. 2013. № 9. С. 28–31.
- 41. Дегтярев К., Манджиева Т., Сангаджиев М., Намысова А. // Социальная специфика Калмыкии и её современное состояние // Международная научно-практическая конференция «Безопасность в образовательных и социоприродных системах», Элиста, Калм.гос.ун-т, 16-17 мая 2014 г. 2014. С. 193–201.
- 42. Дегтярев К.С., Соловьёв А.А. Ветреная ветровая энергетика // «Наука и жизнь», №7/2013, с.42-47.
- 43. Дегтярев К. С., Соловьёв А. А. Вода зажигает свет // Наука и жизнь. 2015. № 2. С. 56–65.
- 44. Дегтярев К. С., Соловьев А. А., Соловьев Д. А. Новые возможности автономного энергоснабжения на основе ВИЭ в сельских районах России //Академия энергетики. 2016. № 4 (72). С. 40–45.
- 45. Дженгуров Б. Межведомственная комиссия проконтролирует нефтегазовый сектор Калмыкии //Российская газета, 08.08.2012. URL: http://www.rg.ru/2012/08/08/reg-ufo/dobyha.html (дата обращения 29.07.2014).
- 46. Дронов. В.П. Инфраструктура и территория. Географические аспекты теории и российской практики. М.: Наука, 1998. 244 с.
- 47. Дюшен Б. Ветер вода солнце // Техника молодёжи, №5/1933, с.61-67
- 48. Ермоленко Б.В., Ермоленко Г.В., Рыженков М.А. Экологические аспекты ветроэнергетики// «Теплоэнергетика», 2011, № 11.
- 49. Каганский В.Л. Основные практики и парадигмы районирования // Региональные исследования, №1(2)/2003, стр. 17-27.

- 50. Кмито А.А., Скляров Ю.А., Пиргелиометрия, Л., 1981.
- 51. Колосовский Н.Н. Теория экономического районирования. М., Мысль, 1969. —336 с.
- 52. Кондратьев Н.Д. Большие циклы конъюнктуры. М.: РАНИОН, 1928.
- 53. Кондратьев Н.Д. / Избранные труды. M.: Экономика, 2002. 767 с.
- 54. Кондратьев Н.Д., Яковец Ю.В., Абалкин Л. И. Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения. Избранные труды. М., «Экономика», 2002
- 55. Копылов A.E. Экономика ВИЭ M.: Грифон, 2015. 364 c.
- 56. Кржижановский Г.М. Избранное // М., Гос. изд-во политической литературы, 1957, с. 9-20.
- 57. Кржижановский Г.М. К 35-летию плана ГОЭЛРО // План ГОЭЛРО. М., ИД ЭНЕРГИЯ, 2006, c.5-39
- 58. Купцов И.П., Иоффе Ю.Р. «Проектирование и строительство тепловых электростанций» М., «Энергоатомиздат», 1985. Условия выбора площадки строительства тепловой электростанции.
- 59. Лаппо Г.М. География городов. М.: ВЛАДОС, 1997. 480 с.
- 60. Лейзерович Е.Е. Об основных экономических районах (макрорайонах) России // Региональные исследования, №3(45)/2014, стр. 4-11.
- 61. Лейзерович Е.Е. Сетка экономических микрорайонов России. Вариант 2008 года // Региональные исследования, №4(30)/2010, стр. 14-27.
- 62. Ленин В.И. Набросок плана научно-технических работ // Полное собрание сочинений, т.36, стр. 228.
- 63. Макарова Е.А., Харитонов А.В., Распределение энергии в спектре Солнца и солнечная постоянная, М., 1972;
- 64. Максимова Людмила. «Республика Калмыкия как жить без собственной энергии». // Газета «Энергетика и промышленность России», №21 (305) ноябрь 2016 г.
- 65. Малунова Е.Б. Экономико-географические аспекты формирования уровня жизни населения аграрного региона периферийного типа (на материалах Республики Калмыкия) // Диссертация на соискание учёной степени кандидата географических наук. Ростов-на-Дону, 2007
- 66. Малунова Е.Б. Экономико-географические условия и предпосылки формирования уровня жизни населения Республики Калмыкия // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. Спецвыпуск. 2007. С. 40-42.
- 67. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. М.: Наука, 1983. 450 с.

- 68. Мироненко Н. С., Лопатников Д. Л., Гитер Б. А. и др. География мирового хозяйства. Трэвэл Медиа Интернэшнл Москва, 2012. —352 с.
- 69. Михайлов Л.П. Малая гидроэнергетика. М., «Энергоатомиздат», 1989.
- 70. На запасе прочности // Интервью Д.Г. Кирмелашвили «Известиям Калмыкии», 12.04.2011.
- 71. Настинова Г.Э., Бадмаев В.Э., Бадмаев В.С., Анджиева Д.О. Современные особо охраняемые природные территории Республики Калмыкия // Известия Дагестанского государственного педагогического университета. Естественные и точные науки. №1(10)/2010, с. 98-104.
- 72. Нефедова Т.Г. Сельская Россия на перепутье: географические очерки. М.: Новое издательство, 2003. 408 с. (Новая история).
- 73. Оценка технического и экономического потенциала развития ВИЭ на территории Российской Федерации, разработка сценариев и подготовка предложений по содержанию «дорожной карты» развития ВИЭ на перспективу до 2035 года. Киселёва С.В., Соловьёв А.А., и др. // Отчёт о научно-исследовательской работе по теме: Оценка валового и технического ресурсного потенциала ВИЭ в Российской Федерации с разбивкой по регионам и типам ресурсов (заключительный). Том IV. Министерство энергетики Российской Федерации. Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» (ФГБУ «РЭА» Минэнерго России). Москва, 2014
- 74. Очирова Н.Г., Омакаева Э.У., Ташникова Л.Н., Богун Н.М., Санджиева А.Г., Намруева Л.В., Курепина Н.Л., Розен Л.В. Традиционное природопользование и степные экосистемы Калмыкии. Монография//— Элиста: АОз НПП «Джангар», 2006. 112 стр. (ил.).
- 75. Панцхава Е.С. Биоэнергетика. Мир и Россия. Биогаз: теория и практика: монография // М.: изд-во «Русайнс», 2014. 972 с., с.752-755.
- 76. Под солнцем вырастают конкуренты // Коммерсанть, №9 от 21.01.2019.
- 77. Поток энергии Солнца и его изменения, под ред. О. Уайта, пер. с англ., М., 1980.
- 78. Пробст А.Е. Проблемы размещения социалистической промышленности // М., «Экономика», 1982.
- 79. Ракитников А.Н. География сельского хозяйства. М., Мысль, 1970.

- 80. Рафикова Ю.Ю. Геоинформационное картографирование ресурсов возобновляемых источников энергии (на примере юга России) // Диссертация на соискание учёной степени кандидата географических наук. Москва-2015.
- 81. Самбурский Г.А., Кадаева А.Г. Социо-эколого-экономические аспекты выбора технологий водоподготовки для предприятий АПК Республики Калмыкия // Вестник МИТХТ, 2012, т. 7, № 4.
- 82. Сангаджиев, М.М. Край миражей: очаги опустынивания в Яшкульском районе Республике Калмыкия / М.М. Сангаджиев, Л.И. Хохлова, В.В. Сератирова, В.А. Онкаев // Глобальный научный потенциал. СПб. : ТМБпринт. 2014. No 6(39). С. 115—120.
- 83. Сборник «Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» 324 тм т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». Дата введения: 09.07.2012.
- 84. Соловьёв А.А. Базовые принципы использования возобновляемых источников энергии //Возобновляемые источники энергии. Лекции ведущих специалистов, прочитанные на VI всероссийской научной молодёжной школе 25-27 ноября 2008 г., Москва, вып.5.
- 85. Соловьев А. А. Возобновляемые источники энергии. Курс лекций. Университетская книга Москва, 2012. С. 274.
- 86. Справочник по климату СССР. Вып. 13, ч. III.// Л., Гидрометеоиздат, 1990, с. 98.
- 87. Статистические ежегодники «Калмыкия в цифрах» 2014-2018 гг.// Федеральная служба государственной статистики Управление Федеральной службы государственной статистики по Астраханской области и Республике Калмыкия (Астраханьстат). Элиста. 2014-2018.
- 88. Стребков Д.С. История развития солнечной фотоэлектрической энергетики в России // Сборник трудов XII Международной ежегодной научно-практической конференции «Возобновляемая и малая энергетика 2015», под. Ред. П.П. Безруких, С.В. Грибкова и др., с.266-278.
- 89. Стребков Д.С. Физические основы солнечной энергетики // Под ред. д.т.н. Безруких П.П. М.: ФГБНУ ВИЭСХ, 2015. 160 с.; стр.96
- 90. Тарнижевский Б.В. «Оценка эффективности применения солнечного теплоснабжения в России» // Теплоэнергетика, №5/1996.

- 91. Трейвиш А.И. Географическая полимасштабность развития России (город, район, страна и мир): Дис. ... д-ра геогр. наук: 25.00.24. / Ин-т географии РАН, —М., 2006. —309 с.
- 92. Укрупнённые показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750кВ и линий электропередач напряжением 6,10-750кВ. Дата введения 2008-04-18. Издание официальное. ОАО «ФСК ЕЭС». 2008.
- 93. Хулхачиев Б.С., Цистеева К.С., Бембеев А.В., Пальткаев К.Э., Сангаджиев М.М. Перспективы нефтегазоносности недр Республики Калмыкия и прилегающей части Каспийского моря (тезисы). // Тезисы доклада к Всероссийскому съезду геологов «Геологическая служба и минеральносырьевая база России на пороге XXI века» и 300 летию горно-геологической службы России», СПб, 2000. с. 234-236.
- 94. Хрущёв А.Т. «Территориальная организация промышленности СССР (проблемы отраслевого и регионального анализа)» // Диссертация на соискание учёной степени доктора географических наук М., 1967.
- 95. Шваб К. Четвёртая промышленная революция // ООО «Издательство «Э», 2016.
- 96. Шувалов В.Е. Районирование в российской социально-экономической географии: современное состояние и направления развития // Региональные исследования, №3(49)/2015, с. 19-29.
- 97. Эрдниев О.В. Ландшафтное районирование Калмыкии // Материалы IV Международного симпозиума "Степи Северной Евразии". Оренбург: ИПК "Газпромпечать", 2006. 820 с., с.804-807.
- 98. Andersen, Otto. Unintended Consequences of Renewable Energy. Problems to be solved // Springer-Verlag London, 2013
- 99. Boute, Anatole. Promoting Renewable Energy through Capacity Markets: An Analysis of the Russian Support Scheme // Energy Policy 46 (2012) 68–77. URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2232150 (дата обращения 03.10.2016).
- 100. Boyle G. Renewable energy. Oxford University Press, UK (2004).
- 101. Degtyarev K. Wood fuel in heat and power supply of Russia realities and opportunities // MATERIÁLY VIII MEZINÁRODNÍ VĚDECKO PRAKTICKÁ KONFERENCE APLIKOVANÉ VĚDECKÉ NOVINKY 2012 27 červenců 05 srpna 2012 roku Díl 2 Ekonomické vědy Praha Publishing House Education and Science s.r.o. 2012. P. 41–44.

- 102. Edenhofer O. et al. IPCC, 2011: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation., 2011
- 103. Field CB, Behrenfeld MJ, Randerson JT, Falkowski P. Primary production of the biosphere: integrating terrestrial and oceanic components // Science. 1998 Jul 10;281(5374):237-40.
- 104. Fthenakis VM, Kim HC (2007). Geenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power: A life-cycle study. Energy Policy 35:2549-2557.
- 105. Gerike, Regine; Gehlert, Tina; Falk, Richter; Schmidt, Wolfram. Think globally, act locally reducing environmental impacts of transport // European Transport \
 Trasporti Europei n. 38 (2008): 61-84
- 106. Green Kenneth P. et al. Energy Costs and Canadian Households: How Much Are We Spending? // Fraser Institute, March 2016.
- 107. Hoogwijk MM, On the global and regional potential of renewable energy, PhD thesis, Copernicus Institute for sustainable development and innovation, Utrecht University, Nietherland, 2004.
- 108. Jayawardena Migara S. et al. Capturing the Sun in the Land of the Blue Sky.

 Providing Portable Solar Power to Nomadic Herders in Mongolia. // World Bank.

 December 2012.
- 109. Krupnick, A. J.; Markandya, A. and Nickell, E. (1993): «The External Costs of Nuclear Power: Ex Ante Damages and Lay Risks» // American Journal of Agricultural Economics, 75, pp. 1273-1279.
- 110. Kuik, O.; Brander, L.; Nikitina, N.; Navrud, S.; Magnussen, K. and Fall, E.H. (2008): CASES project, WP3, "Report on the Monetary Valuation of Energy Related Impacts on Land Use Changes, acidification, eutrophication, Visual Instruction and Climate Change".
- 111. Markandya Anil. Externalities from electricity generation and renewable energy. Methodology and application in Europe and Spain // Cuadernos económicos de ice? 2013, n.º 83, p.85-99.
- 112. Markandya, A., Bigano, A. and Porchia, R. (eds.) (2010): "The Social Costs of Electricity: Scenarios and Policy Implications", Edward Elgar Publishing.
- 113. Meadows Donella H., Meadows Dennis L., Behrens III Jorgen Randers William W.. The Limits to Growth; A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind // New York: Universe Books. 1972.
- 114. Mongolia Development Impacts of Solar-Powered Electricity Services // The World Bank Asia Sustainable and Alternative Energy Program. January 2014.

- 115. Ott, W., Baur, M.; Iten, R. and Vettori, A. (2005): "Konsquente Umsetzung des Veruracherprinzips", Umwelt-Materialien, Nr.201, BUWAL, Bern.
- 116. Our Common Future. World Commission on Environment and Development // Oxford University Press.1987.
- 117. Painuly JP. Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. Renewable Energy, 24 (1) (2001), pp. 73–89.
- 118. Pigou, A. (1932): The Economics of Welfare, MacMillan, London.
- 119. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 20, April 2013, Pages 240–254.
- 120. Resch G., Held A., Faber T., Panzer C., Toro F., Haas R.. Potentials and prospects for renewable energies at global scale. Energy Policy, 36 (11) (2008), pp. 4048–4056.
- 121. Soloviev A., Degtyarev K., Zalikhanov A., Chekarev K.. Regional and local geographical potentials of renewable energy sources in Russia. // International Geographical Union Regional Conference GEOGRAPHY, CULTURE AND SOCIETY FOR OUR FUTURE EARTH 17-21 August 2015, Moscow, Russia IGU 2015 Book of Abstracts. Lomonosov Moscow State University. Faculty of Geography Москва, 2015. P. 716–716.
- 122. Van Wijk, A.J.M. and J.P. Coelingh, 1993, Wind power potential in the OECD countries, Utrecht University, Department of Science, Technology and Society, pp:35.
- 123. World Energy Council, 1994, New renewable energy sources. A guide to the future, London, Kogan Page Limited.

Официальные и корпоративные информационно-аналитические источники и базы данных

- 124. Абаканская СЭС [электронный ресурс] // URL: http://energybase.ru/power-plant, дата обращения 01.12.2017
- 125. Администратор торговой системы [электронный ресурс] // URL: http://www.atsenergo.ru/ дата обращения 15.09.201)
- 126. Администратор торговой системы [электронный ресурс] // URL: http://www.atsenergo.ru/vie/proresults дата обращения 15.09.2017

- 127. База данных экономической статистики StatInfo.biz [электронный ресурс] // URL: http://www.statinfo.biz/HTML/M78F16524A7852L1.aspx эдата обращения 10.03.2018э
- 128. Благоустройство жилищного фонда. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Калмыкия. [электронный ресурс] // URL:
 - http://astrastat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/astrastat/resources/842f5b804f77f
 65680dfc28250d62a05/%D0%91%D0%9B%D0%90%D0%93%D0%9E%D0%A3
 %D0%A1%D0%A2%D0%A0%D0%9E%D0%99%D0%A1%D0%A2%D0%92%D
 0%9E+%D0%96%D0%98%D0%9B%D0%98%D0%A9%D0%9D%D0%9E%D0%
 93%D0%9E+%D0%A4%D0%9E%D0%9D%D0%94%D0%90.html эдата
 обращения 14.06.2019
- 129. Бугульчанская СЭС-2 [электронный ресурс] //
 URL: http://energybase.ru/power-plant/bugulchanskaya-solar-power-plant-2 дата обращения 01.02.2018
- 130. Возобновляемые источники энергии России, ГИС [электронный ресурс] // URL: http://gis-vie.ru/index.php?option=com_content&view=article&id=179:-10- &catid=51:nasa-&Itemid=76 , дата обращения 29.07.2014.
- 131. Газпром газораспределение Элиста OAO [электронный ресурс] // URL: http://kalmgaz.ru/index.php/home/oao-gpgr-elista-segodnya, дата обращения 29.07.2014.
- 132. ГИС ВИЭ, база данных [электронный pecypc] URL: http://gisre.ru/database/db-sun, дата обращения 26.03.2019
- 133. Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Обзор: Отбор проектов ВИЭ на 2016–2019 годы. [электронный ресурс] // URL: https://gisee.ru/articles/stat/57969/ дата обращения 01.02.2018
- 134. Государственная кадастровая оценка земель в Республике Калмыкия. Доклад о состоянии и использовании земель [Электронный ресурс] // URL: https://refdb.ru/look/1421204-p14.html дата обращения 01.07.2017
- 135. Доклад об экологической ситуации в Республике Калмыкия в 2014 году [электронный ресурс] // URL: http://www.kalmpriroda.ru/docladi.html дата обращения 01.02.2016

- 136. Единая межведомственная информационно-статистическая система [электронный ресурс] // URL: http://www.fedstat.ru/indicator/data.do?id=31557 . дата обращения 11.11.2017.
- 137. ИНФОБИО, информационно-аналитическое агентство [электронный ресурс] // URL: http://www.infobio.ru/news/3073.html дата обращения 08.04.2015.
- 138. Калмыцкая энергетическая компания [электронный ресурс] // URL: http://kalmenergokom.ru/ дата обращения 16.01.2018.
- 139. КалмЭнергоКом [электронный ресурс] // URL: http://kalmenergokom.ru/doc/god2011.pdf, дата обращения 16.01.2018.
- 140. Калмэнергосбыт ОАО [электронный ресурс] //URL: http://www.sbytrk.ru/ дата обращения 29.07.2014.
- 141. Капитальное строительство и капитальный ремонт ПАО «МРСК Юга Калмэнерго» [электронный ресурс] // URL: http://kalmenergo.mrsk-yuga.ru/klientam/kapitalnoe-stroitelstvo-i-kapitalnyy-remont/ дата обращения 18.11.2017.
- 142. Климатическая база данных [Электронный ресурс] // URL: http://ru.climate-data.org/region/686/ дата обращения 04.11.2017.
- 143. Красноярская ГЭС, официальный сайт [электронный ресурс] // URL: https://www.kges.ru/, дата обращения 29.01.2019.
- 144. Мегафон. Официальный сайт [электронный ресурс] // URL: http://corp.megafon.ru/about/дата обращения 01.02.2018.
- 145. Международная конференция «Возобновляемая энергетика в изолированных системах Дальнего Востока России». РАО Энергетические системы Востока [электронный ресурс] // URL: http://en.rao-esv.ru/activities/conference_vie дата обращения 02.03.2017.
- 146. MPCK Юга ОАО [Электронный ресурс] // URL: http://kalmenergo.mrsk-yuga.ru дата обращения 29.07.2014.
- 147. MPCK Юга, 2011. Годовой отчёт [электронный ресурс] // URL: http://fs.rts.ru/content/annualreports/862/1/mrsk-yuga-11-rus.pdf дата обращения 14.06.2019.
- 148. MPCK Юга ПАО [электронный ресурс], URL: https://energybase.ru/distribution/mrsk_south#about-company, дата обращения 14.06.2019.

- 149. МРЦ «Энергохолдинг», ООО [электронный ресурс] // URL: http://energybase.ru/generation/llc-mrc-energoholding дата обращения 15.12.2017.
- 150. MPЦ «Энергохолдинг» [Электронный ресурс] // URL: http://exacom.ru/company/5371796, дата обращения 29.01.2019.
- 151. MPЦ «Энергохолдинг», ООО [Электронный ресурс] // URL: http://rusceo.com/person/2099347 дата обращения 15.12.2017.
- 152. MPЦ «Энергохолдинг», ООО [электронный ресурс] // URL: http://www.rusprofile.ru/id/5854567 дата обращения 15.12.2017.
- 153. Национальный атлас РФ, Т.2. «Природа. Экология» [электронный ресурс] URL: http://xn--80aaaa1bhnclcci1cl5c4ep.xn--p1ai/cd2/territory.html Дата обращения 28.03.2019.
- 154. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России. Федеральный закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ (ред. от 06.12.2011) [электронный ресурс] // URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_72255/ дата обращения 02.02.2013.
- 155. О внесении изменений в приказ Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Калмыкия от 12 сентября 2012 года N 102-п «О расчете размера платы за предоставленную коммунальную услугу по отоплению в 2012-2014 годах по Республике Калмыкия» [Электронный ресурс] // URL: http://docs.cntd.ru/document/460200061 дата обращения 01.02.2014.
- 156. О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности). Постановление Правительства РФ от 24.02.2010 N 89 [Электронный ресурс] // URL: http://legalacts.ru/doc/postanovlenie-pravitelstva-rf-ot-24022010-n-89/ (дата обращения 20.12.2017)
- 157. О перечне генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности Распоряжение Правительства РФ от 11 августа 2010 г. N 1334-р. [электронный ресурс] // URL:
 - <u>http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/6640751/#ixzz4drZBhfCn</u>; дата обращения 25.11.2013.

- 158. О порядке определения размера арендной платы за использование земельных участков, находящихся в собственности Республики Калмыкия, и земельных участков, государственная собственность на которые не разграничена. Правительство Республики Калмыкия. Постановление от 17 января 2014 года N 15 [электронный ресурс] // URL: http://docs.cntd.ru/document/460279427 дата обращения 12.09.2017.
- 159. О федеральной целевой программе "Юг России (2008-2013 годы)» // ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 14 января 2008 года N 10 «О федеральной целевой программе "Юг России (2008-2013 годы)"». [электронный ресурс] // URL: http://docs.cntd.ru/document/902083385 дата обращения 21.06.2012.
- 160. Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности. Постановление Правительства РФ от 13 апреля 2010 г. N 238 [электронный ресурс] // URL: http://base.garant.ru/12174965/#ixzz4drgRi4iA дата обращения 09.12.2012.
- 161. Об установлении тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям Республики Калмыкия // Региональная служба по тарифам Республики Калмыкия. Приказ от от 19 декабря 2018 года N 92-п/т [электронный ресурс] URL: http://docs.cntd.ru/document/550310384, дата обращения 19.06.2019
- 162. Об утверждении государственной программы Республики Калмыкия «Развитие транспортного комплекса и дорожного хозяйства Республики Калмыкия» (с изменениями на 20 февраля 2019 года) // Правительство Республики Калмыкия. Постановление от 11 июня 2013 года N 289 [электронный ресурс] URL: http://docs.cntd.ru/document/460152348, дата обращения 18.06.2019.
- 163. Об утверждении оптовых цен на газ, используемых в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации, указанным в пункте 15.1 Основных положений формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2000 года N 1021

- (утратил силу с 21.08.2018 на основании приказа ФАС России от 03.08.2018 N 1088/18)// Федеральная антимонопольная служба. Приказ от 13 июня 2017 года N 776/17 [электронный ресурс] URL: http://docs.cntd.ru/document/436742739, дата обращения 20.06.2019.
- 164. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. N 1172 [электронный ресурс] // URL: http://base.garant.ru/12184415/ дата обращения 10.11.2015.
- 165. Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Республики Калмыкия на 2016 2020 годы // Глава Республики Калмыкия. Распоряжение от 22 июля 2015 года N 160-рг. [электронный ресурс] URL: http://docs.cntd.ru/document/428648416, дата обращения 18.06.2019.
- 166. Об электроэнергетике. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ. [электронный ресурс] // URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ дата обращения 02.02.2013.
- 167. Опережающий технологический трансфер в возобновляемой энергетике. РусГидро [Электронный ресурс] // URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/34f/Mikhail-Chuchkevich_Bright-Capital.pdf дата обращения 01.02.2017.
- 168. Оптовые цены на газ в 2018 году //Газпром-Межрегионгаз [электронный ресурс] URL: http://gazmsk.ru/pages/124_0.htm, дата обращения 11.06.2019.
- 169. Перечень объектов с использованием ВИЭ по результатам конкурентного отбора 2014-2017 годов [Электронный ресурс] // URL:http://solarsystems.msk.ru/areas/#projects (дата обращения 11.11.2017)
- 170. Повышение эффективности в системах теплоснабжения //
 Государственная информационная система в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. [Электронный ресурс] // URL: http://gisee.ru/articles/articles/1301/. (дата обращения 19.12.2017)
- 171. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности. Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. №449 [электронный ресурс] //URL:

- http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=213719&fld =134&dst=100499,0&rnd=0.7125146795573063#0 дата обращения 10.11.2015.
- 172. Пояснительная записка к долгосрочной инвестиционной программе 2012-2017 г.г. филиала ОАО «МРСК Юга» «Калмэнерго» [электронный ресурс] // URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.240.124-2012.pdf дата обращения 01.02.2017.
- 173. Прейскурант дополнительных услуг ПАО МОЭСК [электронный ресурс] URL: https://www.moesk.ru/upload/iblock/7d3/Preis-2018-0406.pdf, дата обращения: 14.06.2019.
- 174. Пресс-релиз Falkon Capital a.s., OAO «Калмыцкая энергетическая компания» OOO «Алтэн», 16.05.2012, [электронный ресурс] // URL: http://kalmenergokom.ru/press55.html дата обращения 03.09.2012.
- 175. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года (разработан Минэкономразвития России). [Электронный ресурс] // URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144190/ дата обращения 13.10.2017.
- 176. Прогноз развития энергетики мира и России до 2020 г. ИНЭИ РАН. Аналитический центр при правительства Российской Федерации. Москва, 2014. [электронный ресурс] // URL: http://www.eriras.ru/files/forecast_presentation.pdf дата обращения 13.10.2017.
- 177. Прогнозы свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2019 год и исходные данные для построения прогнозов [электронный ресурс] URL: http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/prognoz/20190529_ats_ishodnye_dannye_i_prognoz_na_2019.pdf, дата обращения 20.06.2019
- 178. Программа локальной оптимизации энергетики Республики Саха (Якутия) [Электронный ресурс] // URL: http://www.rushydro.ru/upload/iblock/5ef/Andrey-Sanachyov_Yakutskenergo.pdf (дата обращения 11.01.2018)
- 179. Производство тепловой энергии за 2016 год по республикам, краям, областям [Электронный ресурс] // URL: https://www.cnis.ru/?id=8&stpg=2&stct=teplo дата обращения 11.01.2018.
- 180. Развитие возобновляемых источников энергии в Республике Калмыкия на 2008-2012 годы. Республиканская целевая программа «Развитие возобновляемых источников энергии в Республике Калмыкия на 2008-2012

- годы». Утверждена Постановлением Правительства Республики Калмыкия от 30 октября 2007 г. № 384. [электронный ресурс] // URL: https://gisee.ru/articles/reg_programs/949/ дата обращения 24.11.2012.
- 181. Регламент проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляющих источников энергии (утвержден 10 апреля 2014 года (Протокол № 9/2014 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)) [электронный ресурс] URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_regulation/reglaments/r27_01122017_24112017.pdf, дата обращения 15.06.2018.
- 182. Республика Калмыкия, рынок электроэнергии [электронный ресурс] // URL: http://encosts.ru/map/respublika_kalmykiya дата обращения 02.02.2017.
- 183. Республика Саха, официальный портал [эЭлектронный ресурс] // URL: http://www.sakha.gov.ru/node/247077; дата обращения 21.12.2017.
- 184. РусГидро, официальный сайт [Электронный ресурс] // URL: http://www.rushydro.ru/, дата обращения 29.01.2019.
- 185. Сахаэнерго [электронный ресурс] //
 URL: http://sakhaenergo.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=2&Item
 id=1 дата обращения 01.02.2018.
- 186. Сахаэнерго [Электронный ресурс] // URL: http://sakhaenergo.ru/index.php?option=com_content&task=view&id=1425 дата обращения 01.02.2018.
- 187. Сведения о повреждаемости электрических сетей филиала ПАО «МРСК Юга Калмэнерго» [электронный ресурс] // URL: http://kalmenergo.mrsk-yuga.ru/klientam/svedeniya-o-povrezhdaemosti-elektricheskikh-setey/; дата обращения 19.06.2019.
- 188. Солар Кремниевые технологии, ООО [Электронный ресурс] // URL: http://www.rusprofile.ru/id/10339581 дата обращения 01.10.2017.
- 189. Солар Кремниевые технологии, ООО [Электронный ресурс] // URL: https://sbis.ru/contragents/7703406014/770301001 дата обращения 01.10.2017.
- 190. Солар Менеджмент, ООО [электронный ресурс] // URL: http://www.rusprofile.ru/id/7217975 дата обращения 01.10.2017.
- 191. Солар Системс, официальный сайт [электронный ресурс] // URL: http://solarsystems.msk.ru/, дата обращения 29.01.2019.

- 192. Солар Системс, ООО [электронный ресурс] //
 URL:http://solarsystems.msk.ru/areas/#projects дата обращения 01.10.2017.
- 193. Судебные и нормативные акты РФ. Арбитражный Суд Республики Калмыкия. [электронный ресурс] // URL: http://sudact.ru/arbitral/doc/XyaBbffjIarv/ дата обращения 14.08.2016.
- 194. Ставки налога на имущество организаций в субъектах Российской Федерации. Республика Калмыкия [Электронный ресурс] // URL: http://www.consultant.ru/document/cons doc LAW 157394/2ac6b66480bb2 de1b2d8c0b9e3de70b2902857e3/ дата обращения 20.10.2017.
- 195. Структура и объёмы затрат на оказание услуг по передаче электроэнергии ПАО «МРСК Юга Калмэнерго» [Электронный ресурс] //
 URL: http://kalmenergo.mrsk-yuga.ru/klientam/struktura-i-obemy-zatrat-na-okazanie-uslug-po-peredache-elektroenergii/ дата обращения 01.03.2017.
- 196. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 год. [электронный ресурс] // URL: http://minenergo.gov.ru/node/5021 дата обращения 02.04.2016.
- 197. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Алтай на 2016 2020 ГОДЫ. УКАЗ от 25 сентября 2015 года N 270-у. [Электронный ресурс] // URL: http://docs.cntd.ru/document/430565011 дата обращения 17.02.2016.
- 198. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Калмыкия на 2016 2020 ГОДЫ, утверждены распоряжением Главы Республики Калмыкия от 22 июля 2015 года N 160-рг [Электронный ресурс] // URL: http://docs.cntd.ru/document/428648416 дата обращения 18.02.2015.
- 199. Схема территориального планирования Республики Калмыкия // Общество с ограниченной ответственностью «Научно-проектная организация «Южный градостроительный центр», Ростов-на-Дону, 2008. [электронный ресурс] // URL: http://pandia.ru/text/77/306/15537.php, http://mirznanii.com/a/290065/skhema-territorialnogo-planirovaniya-respubliki-kalmykiya дата обращения 01.02.2017.
- 200. СЭРГЭЭГДЭХ ЭРЧИМ ХҮЧНИЙ ҮНДЭСНИЙ ТӨВ [электронный ресурс] // URL: http://www.nrec.mn/en/index.php?pid=49&nid=19 дата обращения 11.04.2014.
- 201. СЭС Верхняя Амга [Электронный ресурс] 23.11.2016 // URL: http://www.gisre.ru/news/367-news-20161123 дата обращения 02.02.2017/

- 202. Т-Плюс, официальный сайт http://www.tplusgroup.ru/, дата обращения 29.01.2019.
- 203. Тарифы на электроэнергию для малых предприятий и ИП в 2018-2019 гг. [электронный ресурс] URL: http://time2save.ru/articles/tarify-na-elektroenergiyu-dlya-melkih-predpriyatiy-v-2018, дата обращения 19.06.2019.
- 204. Тарифы на электроэнергию для Республики Калмыкия с 1 июля 2019 года [электронный ресурс] // URL: https://tarif-24.ru/russia/electro/2019-elektro/1173-tarify-na-elektroenergiyu-dlya-respubliki-kalmykiya-s-1-yanvarya-2019-goda.html; дата обращения 19.06.2019.
- 205. Тепловые электростанции. Условия создания. Нормы и требования. СТО 70238424.27.100.009-2008. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП "ИНВЭЛ". ОКС 27.100. Дата введения 2009-01-30 [Электронный ресурс] // URL: http://docs.cntd.ru/document/1200083775 дата обращения 15.12.2017.
- 206. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2015-2016 годы [электронный ресурс] URL: http://geosts.ru/novosti/teploenergetika-i-tsentralizovannoe-teplosnabzhenie-rossii-v-2015-2016-godyi/, дата обращения 20.06.2019.
- 207. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Калмыкия [Электронный ресурс] //
 URL: http://statrk.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/statrk/ru/statistics/enterprises/agriculture/ дата обращения 16.01.2018.
- 208. Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Республике Калмыкия, [Электронный ресурс] // URL: http://statrk.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/statrk/ru/statistics/grp/ дата обращения 16.01.2018.
- 209. Управление Федеральной службы государственной статистики по Астраханской области и Республике Калмыкия [электронный ресурс] URL: http://astrastat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/astrastat/ru/statistics/kalmStat/, дата обращения 25.03.2019.
- 210. Федеральная служба государственной статистики [электронный ресурс] // URL: http://www.gks.ru/free_doc/new_site/business/prom/en_balans.htm дата обращения 16.01.2018.
- 211. Федеральная служба государственной статистики [электронный ресурс] // URL:

- http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/# дата обращения 16.01.2018.
- 212. Филиал ПАО MPCK Юга Калмэнерго, [электронный ресурс] // URL: http://kalmenergo.mrsk-yuga.ru/o-filiale/ дата обращения 19.11.2017)
- 213. Фортум, официальный сайт [электронный ресурс] // URL: https://www.fortum.ru/, дата обращения 29.01.2019.
- 214. Хевел, официальный сайт [электронный ресурс] // URL: http://www.hevelsolar.com/, дата обращения 29.01.2019.
- 215. Центр диких животных [электронный ресурс] // URL: http://www.kalmykiatour.com/sights/wild-animals-center/ дата обращения 02.12.2014.
- 216. Энергия Солнца, официальный сайт [электронный ресурс] // URL: http://solen.ru/, дата обращения 29.01.2019.
- 217. Якутия, информационный портал [электронный ресурс] // URL: http://yakutia.com/politics/119/ дата обращения 30.01.2018.
- 218. Activ Solar может потерять солнце Крыма // Коммерсантъ, №151 от 26.08.2014.
- 219. Activ Solar GmbH, официальный сайт [электронный ресурс] // URL: http://www.activsolar.com/, дата обращения 29.01.2019.
- 220. BP Statistical Review for World Energy 2016. [электронный ресурс] // URL: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_ch/PDF/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf дата обращения 15.06.2018.
- 221. ČKD GROUP [электронный ресурс] // URL: http://www.ckd.cz/translate/cs/home дата обращения 11.01.2018.
- 222. Energy Information Administration [электронный ресурс] // URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm дата обращения 15.11.2014.
- 223. External Costs. Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport. European Communities, 2003 [электронный ресурс] // URL: http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/externe_en.pdf дата обращения 15.11.2014.
- 224. Falkon Capital a.s. [Электронный ресурс] // URL: http://www.falkoncapital.eu/alten/ дата обращения 01.02.2018.
- 225. Geothermal. World Energy Council. 2013. [электронный ресурс] // URL: http://www.worldenergy.org/wp-

- content/uploads/2013/09/WER_2013_9_Geothermal.pdf дата обращения 15.11.2014.
- 226. Global electricity prices by select countries in 2017 [электронный ресурс] // URL: https://www.statista.com/statistics/263492/electricity-prices-in-selected-countries/ дата обращения 01.02.2018.
- 227. Global Energy Statistical Yearbook. 2018 [электронный ресурс] URL: https://yearbook.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics.html, дата обращения 23.05.2019.
- 228. Harbin Electric Company Limited [электронный ресурс] URL: http://www.hpec.com/about.asp дата обращения 01.02.2018.
- 229. Harbin Power Equipment Limited , официальный сайт [эЭлектронный ресурс] // URL: http://www.hpec.com/about.asp, дата обращения 29.01.2019.
- 230. IEA Statistics. Electricity information. 2012 [Электронный ресурс] // URL: http://www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/ElectricityInformation.pdf дата обращения 15.11.2014.
- 231. International Energy Agency. Key World Energy Statistics 2014 [электронный ресурс] // URL: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf дата обращения 15.11.2014.
- 232. International Energy Agency. Key World Energy Statistics 2016. [электронный ресурс] // URL: http://large.stanford.edu/courses/2017/ph241/kwan1/docs/KeyWorld2016.pdf, дата обращения 12.12.2018.
- 233. International Energy Agency [Электронный ресурс] // URL: https://www.iea.org/techinitiatives/renewableenergy/ocean/ дата обращения 31.01.2017.
- 234. International Renewable Energy Agency (IRENA), Statistics time series [электронный ресурс], URL: https://irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series, дата обращения 23.05.2019.
- 235. Nokia networks[электронный ресурс] // URL: https://networks.nokia.com/, http://www.nokiasiemensnetworks.com/ дата обращения 01.02.2018.
- 236. Solar Energy Perspectives. International Energy Agency [Электронный ресурс] // URL:

- http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspect ives2011.pdf дата обращения 22.02.2016.
- 237. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025 // IRENA [электронный ресурс] URL: https://irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025, дата обращения 10.06.2018.
- 238. Statistical Review of World Energy BP. 2018 [электронный ресурс] URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html, дата обращения 23.05.2019.
- 239. US EIA [Электронный ресурс] //
 URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm дата обращения 14.01.2014.
- 240. WKA Construction GmbH [Электронный ресурс] // URL: http://www.wka-construction.com/ дата обращения 01.02.2018.

Другие интернет-источники

- 241. Болдуринова Е. Калмыкию ждёт прорыв в сфере дорожного строительства // «Степные вести» [электронный ресурс] URL: http://tegrk.ru/archives/51190, дата обращения 18.06.2019.
- 242. Болдуринова Е. Тепло для элистинцев [электронный ресурс] URL: http://tegrk.ru/archives/9324, дата обращения 20.06.2018.
- 243. Бут Анатоль. «Зелёная» энергетика в России. [электронный ресурс] // URL: http://russiancouncil.ru/inner/%3Fid_4%3D3327#top-content дата обращения 12.09.2013.
- 244. Ветрогенераторы [электронный ресурс] // URL:http://invertory.ru/category/vetrogeneratory/ дата обращения 03.02.2018.
- 245. Ветроустановки в Калмыкии от «Фалкон Капитал» уже реальность, 13.05.2010 [электронный ресурс] // URL: http://bumbinorn.ru/economy/1165134548-
 vetroustanovki_v kalmykii_ot_falkon_kapital_uzhe_realnost_48654.html дата обращения 26.11.2012.
- 246. В городе Орске введена в строй самая современная в стране солнечная электростанция. 21.12.2015 [электронный ресурс] // URL: http://www.tplusgroup.ru/press/news/single/v-gorode-orske-vvedena-v-stroisamaja-sovremennaja-v-str/ дата обращения 21.01.2016.

- 247. В Калмыкии снизилась добыча нефти. Вести-Калмыки [электронный ресурс] // URL: http://vesti-kalmykia.ru/society/476-v-kalmykii-snizilas-dobycha-nefti.html дата обращения 29.07.2014.
- 248. В Нариманове построят солнечную электростанцию мощностью 15 МВт, 29.07.2014 [электронный ресурс] URL: http://expertsouth.ru/novosti/v-narimanove-postrojat-solnechnuyu-yelek.html дата обращения 31.08.2014.
- 249. В Ставропольском крае состоялось открытие Буденновской ТЭС мощностью 135 мегаватт [электронный ресурс] URL: http://ru-good.ru/page/v-stavropolskom-krae-sostojalos-otkrytie-budennovskoj-tes-moshhnostju-135-megavatt, дата посещения 14.06.2019.
- 250. В Туве будут решать трудности электроснабжения за счёт солнечной энергетики [электронный ресурс] // URL: http://banksolar.ru/?p=1653 дата обращения 26.06.2014.
- 251. В Туве задумались об использовании солнечной энергии. [электронный ресурс] // URL: https://gisee.ru/news/top/4094/ дата обращения 26.06.2014.
- 252. 87% котельных Калмыкии готовы к отопительному сезону [электронный pecypc] // URL: http://elista.bezformata.ru/listnews/kotelnih-kalmikii-gotovi-k-otopitelnomu/7077608/ дата обращения 11.11.2012).
- 253. Генераторы от 0,5 кВт до 1,5 кВт [электронный ресурс] // URL: http://www.220-volt.ru/catalog/generatory-1-kw/ дата обращения 01.02.2018.
- 254. Глазьев С.Ю. Великая цифровая экономика (вызовы и перспективы для XXI века [электронный ресурс] URL: http://nlr.ru/news/20171130/glazjev.pdf, дата обращения 26.11.2018.
- 255. Джубгинская ТЭС введена в эксплуатацию [электронный ресурс] // URL: https://bbgl.ru/news/1345, дата обращения 14.06.2019.
- 256. Джубгинская ТЭС мощностью 180 МВт введена в эксплуатацию (Кубань) [электронный ресурс] // URL: www.combienergy.ru/news/1383703981- Djubginskaya-TES-moshchnostyu-180-MVt-vvedena-v-ekspluataciyu, дата обращения 14.06.2019.
- 257. Дизель-генераторы 100 кВт: <a href="https://www.grandmotors.ru/power/generator-100kvt-prp.php?utm_source=yandex&utm_medium=cpc&utm_campaign=28852381&utm_content= Moshchnosti Poisk Ot 100 kVA Moskva i MO |ad:7095073903|a ddphrases:no|device:desktop|groupid:2967099182|retargetingid:|bidadjustment:0|pos

- ition:1|positiontype:premium|source:none|sourcetype:search|region:%D0%9C%D0
 %BE%D1%81%D0%BA%D0%B2%D0%B0&utm_term=%D0%93%D0%B5%D0
 %BD%D0%B5%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%BE%D1%80%20%D0%B4%D
 0%B8%D0%B7%D0%B5%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B9%201
 00%20%D0%BA%D0%92%D1%82&calltouch_tm=yd_c:28852381_gb:29670991
 82_ad:7095073903_ph:11178866243_st:search_pt:premium_p:1_s:none_dt:desktop_reg:213_ret:_apt:none&yclid=3523059378516433018 [электронный ресурс] //
 URL: дата обращения 14.06.2019.
- 258. Дизельные генераторы 100 кВт ... [электронный ресурс] // URL: https://msk.blizko.ru/predl/construction/equipment/elektrostantsii_generatory/dizel_nye_elektrostantsii/f:33662_100-kvt?page=2, дата обращения 14.06.2019.

259. Дизельные и бензиновые генераторы ... [электронный ресурс] // URL:

- 260. Железную дорогу в Калмыкию строить не собираются? // Информационный портал Калмыкии [электронный ресурс] URL: https://vkalmykii.com/zheleznuyu-dorogu-v-kalmykiyu-stroit-ne-sobirayutsya, дата обращения - 18.06.2019.
- 261. Запущена крупнейшая в Беларуси солнечная электростанция,16.08.2016 [электронный ресурс] // URL: https://42.tut.by/508778 дата обращения 21.09.2016.
- 262. ИНТЕР РАО ЕЭС начало подготовку строительства трёх электростанций в Калининградской области [электронный ресурс] // URL: http://bbgl.ru/news/6155, 18.05.2015 дата обращения 22.09.2015.

- 263. Корякин А.К. Опыт внедрения ВИЭ в зоне обслуживания ОАО «Сахаэнерго». Сахаэнерго, Якутск, 2014 [электронный ресурс] // URL: http://energoeducation.ru/images/forums/2014_Conference_Yakutsk/prezentacii/Korjakin%20Konferencija,%20Jakutsk%202014.pdf дата обращения 01.02.2017.
- 264. Краснодар представил на форуме в Сочи проект по строительству ТЭЦ [электронный ресурс] // URL: https://ria.ru/20190214/1550847366.html, дата обращения 14.06.2019.
- 265. Крупнейшая в Беларуси солнечная электростанция заработала под Мяделем, 21.07.2016 [электронный ресурс] // URL: http://greenbelarus.info/articles/21-07-2016/krupneyshaya-v-belarusi-solnechnaya-elektrostanciya-zarabotala-pod-myadelem дата обращения 01.09.2016.
- 266. МегаФон тестирует сотовые вышки на солнечной энергии. Портал «Электровести» [электронный ресурс] // URL: http://elektrovesti.net/17998_megafon-testiruet-sotovye-vyshki-na-solnechnoy-energii дата обращения 18.11.2014.
- 267. Монтаж опор ЛЭП 10 кВ [электронный ресурс] URL: http://astoria-energy.ru/montazh-opor-lep-10-kv/, дата обращения 14.06.2019.
- 268. На Алтае Хевел ввела в строй Усть-Канскую солнечную электростанцию (СЭС) [электронный ресурс] // URL: http://neftegaz.ru/news/view/153188-Na-Altae-Hevel-vvela-v-stroy-Ust-Kanskuyu-solnechnuyu-elektrostantsiyu-SES дата обращения 02.03.2017.
- 269. Новая Будённовская ТЭС в Ставропольском крае введена в эксплуатацию [электронный ресурс] URL: http://tesiaes.ru/?p=11412, дата обращения 14.06.2019.
- 270. НП «Совет рынка»: основные положения модели [электронный ресурс] // URL: http://www.promweekly.ru/2010-33-10.php дата обращения 01.02.2017.
- 271. ОАО «КалмЭнергоКом» признано банкротом. Информационное агентство Республики Калмыкия «БумбинОрн». [электронный ресурс] // URL: http://bumbinorn.ru/society/1165135848-oao-kalmenergokom-priznano-bankrotom_48654.html дата обращения 11.12.2016.
- 272. Общая мощность объектов ВИЭ «Сахаэнерго» составляет 1335 кВт [электронный ресурс] //
 URL: http://www.cleandex.ru/news/2016/06/16/obschaya moschnost obektov vie sahaenergo sostavlyaet 1335 kvt дата обращения 31.07.2016.

- 273. Пономарёв В. Ветровой Кувейт. Expert Online, 2010. [электронный ресурс] // URL: http://expert.ru/2010/01/21/veter/ дата обращения 15.06.2012.
- 274. После драки лопастями не машут. Информационный портал «Степная мозаика», 02.04.2014 [электронный ресурс] // URL: http://smozaika.ru/headings/11-economics/954-posle-draki-lop~ дата обращения 19.05.2015.
- 275. Прайс на строительство ВЛ [электронный ресурс] URL: http://elektromaster-ufa.ru/prajs-na-stroitelstvo-vl.html, дата обращения 14.06.2019.
- 276. Процедуру банкротства ОАО «КалмЭнергоКом» продлили на полгода. Информационное агентство Республики Калмыкия «БумбинОрн».

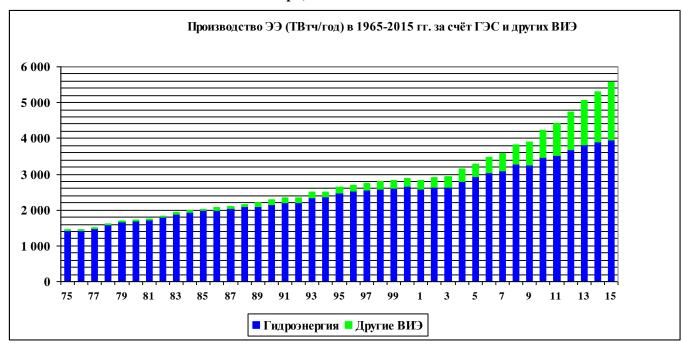
 [электронный ресурс] // URL: http://bumbinorn.ru/society/1165136133-proceduru-bankrotstva-oao-kalmenergokom-prodlili-na-polgoda-48654.html дата обращения 01.02.2017.
- 277. Пчелин М.М. Плану ГОЭЛРО 90 лет. Журнал «Золотой Лев» № 269-270 [электронный ресурс] // URL: http://www.zlev.ru/index.php?article=3292&nomer=54&p=article дата обращения 24.12.2016.
- 278. Развитие альтернативной энергетики. Портал «Калмыкия ньюс», [Электронный ресурс] // URL: http://www.kalmykianews.ru/2013/razvitie-alternativnoj-energetiki/#more-10154 дата обращения 26.12.2015.
- 279. РАО ЭС Востока и Правительство Республики Саха (Якутия) подписали соглашение о развитии энергетики. РусГидро [электронный ресурс] // URL: http://www.rushydro.ru/press/news/95027.html дата обращения 30.09.2014.
- 280. Республика Тыва перенимает опыт Монголии: Проект «солнечная юрта». [Электронный ресурс] URL: http://aenergy.ru/3236 дата обращения 29.03.2014.
- 281. Сахаэнерго внедряет ВИЭ в локальной энергетике [электронный ресурс] // URL: http://www.energyland.info/analitic-show-152843 дата обращения 01.02.2018.
- 282. Солнечные электростанции в России: ускорение развития отрасли [Электронный ресурс] // URL: http://energosberejenie.org/stati/solnechnye-elektrostantsii-v-rossii дата обращения 01.10.2017.
- 283. Солнечные энергосистемы [электронный ресурс] //URL: http://solar-power-system.ru/avtonomnye-elektrostancii.html дата обращения 01.10.2017.

- 284. Уличные фонари на солнечных батареях [электронный ресурс] // URL: http://expert17.ru/news-by-region/respublika-kalmykiya/390874-ulichnye-fonari-na-solnechnyh-batareyah.html дата обращения 15.12.2017.
- 285. Чучкевич М.М. [электронный ресурс] // URL: http://viperson.ru/people/chuchkevich-mihail-mihaylovich дата обращения 10.02.2017.
- 286. Шахтинская газотурбинная электростанция: в Ростовской области реализован первый этап крупного проекта в электроэнергетике [электронный ресурс] URL: http://www.groupmegapolis.ru/ru/enterprise/news/2009/6/, дата обращения 14.06.2019.
- 287. Энергетики построили энерготранзит между Сибирью и Уралом мощностью 500 кВ [электронный ресурс] // URL: http://tass.ru/ural-news/2135980 дата обращения 18.12.2016.
- 288. Энергетическая стратегия Калмыкии [электронный ресурс] // URL: http://kalmykia.news-city.info/docs/sistemse/dok_iegcvz.htm дата обращения 20.12.2017.
- 289. Энергия Солнца. «Эксперт Сибирь» №42-44 (483) [электронный ресурс] // URL: http://expert.ru/siberia/2016/42/energiya-solntsa/ (дата обращения 20.02.2017.
- 290. Эрдниев О.В. Структура земельного фонда Калмыкии и перспективы его дальнейшего использования [электронный ресурс] // URL: http://oren-icn.ru/index.php/enzoren/stepene/142-sim2012/1985-2012-06-05-04-27-42, дата обращения 29.07.2014.
- 291. Южная межрегиональная управляющая компания ЮМЭК признана банкротом. Информационное агентство РИА Калмыкия. [электронный ресурс] // URL: http://riakalm.ru/news/housing/590-yumek-bankrot. дата обращения 11.01.2018.
- 292. Amur Sirius, company overview [Электронный ресурс] //
 URL: http://www.bloomberg.com/research/stocks/private/snapshot.asp?privcapId=2
 75426253 дата обращения 11.01.2018.
- 293. Norwegian Renewable Energy Partners [Электронный ресурс] // URL: http://www.intpow.com/index.php?id=487&download=1 дата обращения 02.02.2018.

294. Russian solar auction attracts Chinese bidders [электронный ресурс] // URL: https://www.pv-magazine.com/2014/06/05/russian-solar-auction-attracts-chinese-bidders 100015335/ дата обращения 29.02.2016.

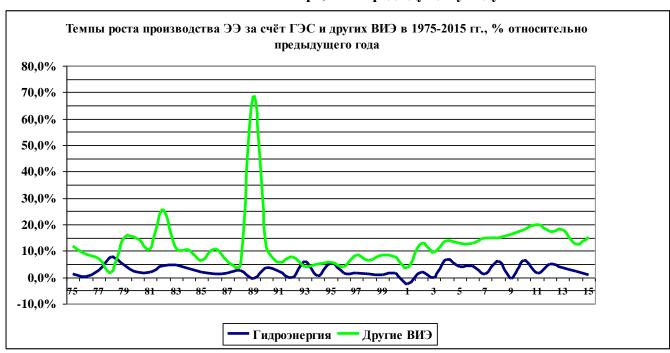
Приложения

Приложение 1. Динамика производства электроэнергии на ГЭС и за счёт других ВИЭ в мире, 1975-2015



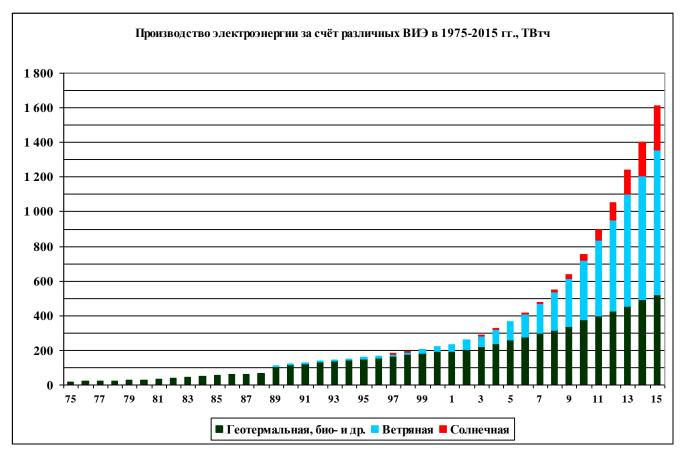
По данным [220]

Приложение 2. Рост производства электроэнергии за счёт гидроэнергии и других ВИЭ в 1975-2015 гг. в мире, % к предыдущему году



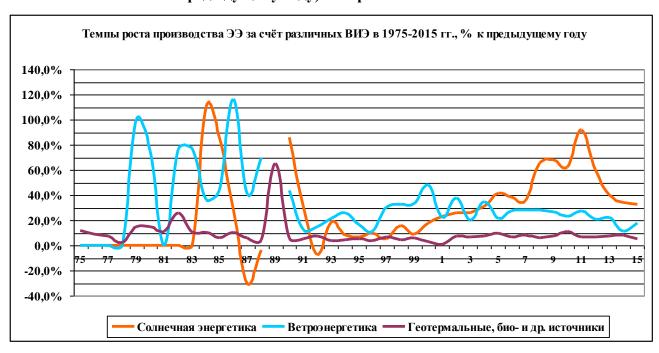
По данным [220]

Приложение 3. Производство электроэнергии, Твтч, на различных типах электростанций, использующих ВИЭ (кроме ГЭС) в мире, в 1975-2015 гг.



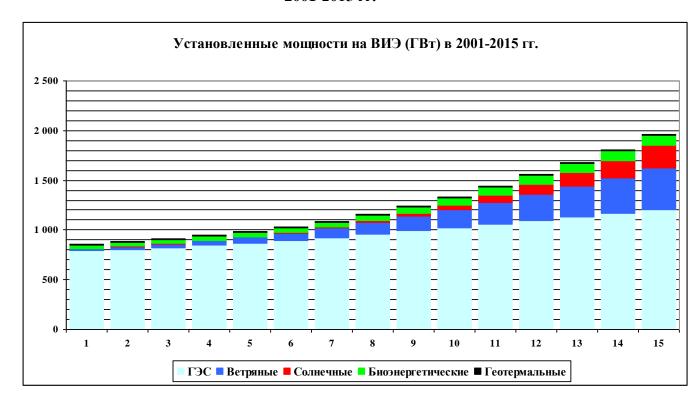
По данным [220]

Приложение 4. Темпы роста производства электроэнергии за счёт разных ВИЭ (в % к предыдущему году) в мире 1975-2015 гг.



По данным [220]

Приложение 5. Установленные электроэнергетические мощности на ВИЭ в мире в 2001-2015 гг.



По данным [234]

Приложение 6. Темпы роста установленных электроэнергетических мощностей на ВИЭ в мире в 2001-2015 гг.



По данным [234]

Приложение 7. Выдержка из доклада Г.М. Кржижановского «Торф и кризис топлива» [57]

Кржижановский характеризует положение вещей в Центрально-промышленном районе и России в целом следующим образом:

«До войны Россия покрывала почти две трети своего промышленного потребления топлива каменным углем: донецким, домбровским и заграничным, а остальную треть — нефтью и дровами. Торф и местные угли играли лишь ничтожную роль. На отопление домов потреблялось больше, чем на промышленность, и здесь преобладающее значение имели дрова.

Потеря домбровского и заграничного углей лишила нас сразу 30% всего промышленного топлива. Потребление топлива в Центрально-промышленном районе в средних круглых цифрах за 1914 и 1915 гг. даёт уже такой годичный баланс, учитывающий всю стационарную промышленность и всё централизованное отопление Москвы (в переводе на донецкий уголь в 7 тыс. калорий и в миллионах пудов): нефть — 77, донецкий уголь — 105, дрова — 114, торф — 41, подмосковный уголь — 3, а всего 340 млн. пудов. Таким образом, топливо местное (дрова, торф и бурый уголь) приблизительно составляют 50% общего баланса...

Нам приходится теперь приступить к переоценке топливных ценностей. Мы не можем рассчитывать на быструю поправку в направлении угля и нефти. Восстановление донецких копей, борьба с транспортной разрухой — работа ряда лет. Дальнейшее «налегание» на дрова грозит государству специфическими бедами, связанными с обезлесением громадных площадей. Подмосковный уголь представляет достаточно капризное топливо: он содержит много золы и серы, выветривается при хранении, мало калориен. Надежда на сланцы пока остаётся надеждой. Ясно, что следует отнестись с особым вниманием к тем перспективам, которые открывает использование торфа».

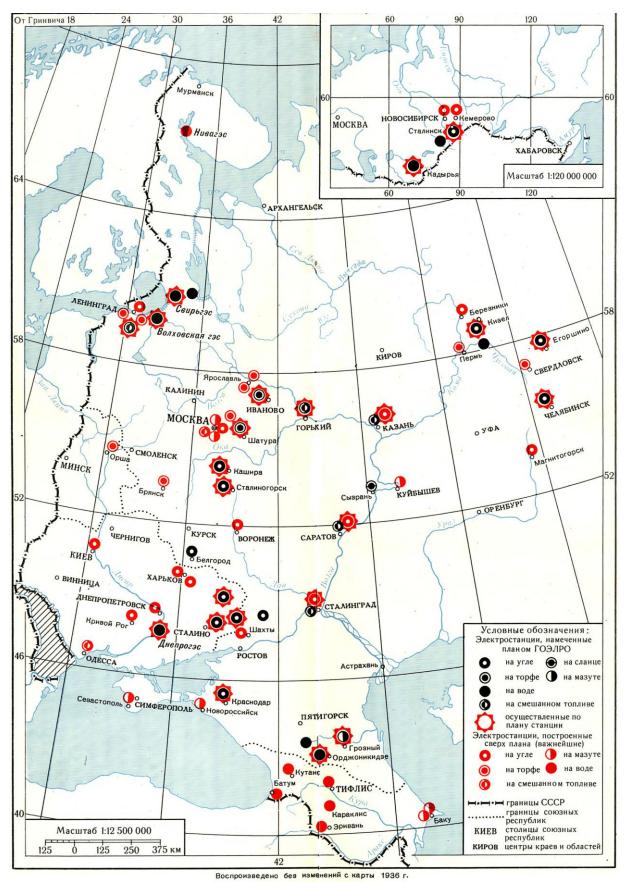
Приложение 8. Электростанции, предусмотренные планом ГОЭЛРО [57]

Электростанция	Рабочая мощность, МВт	Энергоноситель
CEBEPF	НЫЙ РАЙОН	
ТЭС «Уткина Заводь» («Красный	30	торф
Октябрь»)		
Волховская ГЭС	30	гидроэнергия
Нижне-Свирская ГЭС	40	гидроэнергия
Верхне-Свирская ГЭС	60	гидроэнергия
Всего	160	

Ивановская ТЭС 40 торф Нижегородская ТЭС 40 торф Белгородская ТЭС 40 уголь Епифанская ТЭС 60 уголь Капирская ТЭС 60 уголь Патурская ТЭС 40 торф Всего 280 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 сметнанное топливо Саратовская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 сметнанное топливо Всего 100 уголь Всего 100 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Припинская ТЭС 80 уголь Припинская ТЭС 40 уголь Всего 480 уголь Всего 480 уголь Всего 480 уголь Всего 480 уголь КАВКАЗСКИЙ РАЙОН гидроэнергия Кубанская ГЭС<	В т.ч. ВИЭ	160							
Нижегородская ТЭС 40 торф Белгородская ТЭС 40 уголь Епифанская ТЭС 60 уголь Каниирская ТЭС 40 торф Весго 280 В т.ч. ВИЭ 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 смешанное топливо Саратовская ТЭС 20 уголь Парицынская ТЭС 20 уголь Парицынская ТЭС 20 уголь Весго 100 В т.ч. ВИЭ 0 В т.ч. ВИЭ 0 КЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 100 уголь ОЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Прининская ТЭС 100 уголь ОЖНЫЙ РАЙОН Крепоровская ТЭС 100 уголь Прининская ТЭС 100 гидроэнергия Весго 480 В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 100 мазут Терская ГЭС 100 гидроэнергия Грозненская ТЭС 100 мазут Терская ГЭС 100 гидроэнергия Кубанская ГЭС 100 гидроэнергия Кубанская ГЭС 100 гидроэнергия	ЦЕНТРАЛЬНО-ПРОМЫШЛЕННЫЙ РАЙОН								
Белгородская ТЭС 40 уголь Канифская ТЭС 60 уголь Канифская ТЭС 40 торф Всего 280 В т.ч. ВИЭ 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 уголь Саратовская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смешанное топливо Всего 100 уголь В т.ч. ВИЭ 0 уголь ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Днепровская ГЭС 20 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь Весто 480 В т.ч. ВИЭ 200 гидроэнергия КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС	Ивановская ТЭС	40	торф						
Епифанская ТЭС 60 уголь Каширская ТЭС 40 торф Всего 280 В т.ч. ВИЭ 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 уголь Парицынская ТЭС 40 смешанное топливо В т.ч. ВИЭ 0 ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Тришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Бесго 480 уголь В т.ч. ВИЭ 200 гидроэнергия КАВКАЗСКИЙ РАЙОН КАВКАЗСКИЙ РАЙОН гидроэнергия Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС <td>Нижегородская ТЭС</td> <td>40</td> <td>торф</td>	Нижегородская ТЭС	40	торф						
Каширская ТЭС 60 уголь Шатурская ТЭС 280 В т.ч. ВИЭ 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свижская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 емещанное топливо В т.ч. ВИЭ 0 топливо НОЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Тришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 200 гидроэнергия В т.ч. ВИЭ 200 гидроэнергия КАВКАЗСКИЙ РАЙОН КАВКАЗСКИЙ РАЙОН гидроэнергия Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гид	Белгородская ТЭС	40	уголь						
Шатурская ТЭС 40 торф В т.ч. ВИЭ 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы смещанное топливо Саратовская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смещанное топливо В сего 100 уголь В т.ч. ВИЭ 0 уголь Иштеровская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Тришинская ТЭС 40 уголь Депровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь Всего 480 уголь Караснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия	Епифанская ТЭС	60	уголь						
Всего 280 В т.ч. ВИЭ 120 ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смещанное топливо Саратовская ТЭС 40 смещанное топливо Всего 100 В т.ч. ВИЭ 0 КАНЬЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Днепровская ТЭС 40 уголь Днепровская ТЭС 40 уголь Белокалитвинская ТЭС 40 уголь В т.ч. ВИЭ 200 гидроэнергия КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 40 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 40 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 40 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия	Каширская ТЭС	60	уголь						
В т.ч. ВИЭ ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смешанное топливо Всего 100 вето В т.ч. ВИЭ 0 уголь Исичанская ТЭС 100 уголь Днепровская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Бего 480 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 кавказский Район Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 40 гидроэнергия	Шатурская ТЭС	40	торф						
ПРИВОЛЖСКИЙ РАЙОН Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смещанное топливо Всего 100 в топливо В т.ч. ВИЭ 0 уголь Интеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гриппинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 кавказский Район Кавказский Район 20 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 40 гидроэнергия	Всего	280							
Кашпирская ТЭС 20 горючие сланцы Свияжская ТЭС 20 смещанное топливо Саратовская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смещанное топливо Всего 100 вт.ч. ВИЭ ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь Всего 480 уголь Всего 480 уголь КАВКАЗСКИЙ РАЙОН караснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120 гидроэнергия	В т.ч. ВИЭ	120							
Свияжская ТЭС 20 смешанное топливо Саратовская ТЭС 40 смешанное топливо Всего 100 всего В т.ч. ВИЭ 0 о ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 кавказский РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ГЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия	ПРИВОЛЖ	ССКИЙ РАЙОН							
Саратовская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смешанное топливо Всего 100 В т.ч. ВИЭ 0 ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 мазут Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия	Кашпирская ТЭС	20	горючие сланцы						
Саратовская ТЭС 20 уголь Царицынская ТЭС 40 смешанное топливо Всего 100 В т.ч. ВИЭ 0 ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 гидроэнергия Кавказский район Кавказский район тидроэнергия Грозненская ГЭС 20 гидроэнергия Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия	Свияжская ТЭС	20	смешанное						
Царицынская ТЭС 40 смешанное топливо Всего 100 Всего 100 Уголь Ижный РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120			топливо						
Всего ТОПЛИВО В т.ч. ВИЭ О НОЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Писичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь Всего 480 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Саратовская ТЭС	20	уголь						
Всего 100 В т.ч. ВИЭ 0 ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Бсего 120	Царицынская ТЭС	40	смешанное						
В т.ч. ВИЭ			топливо						
ЮЖНЫЙ РАЙОН Штеровская ТЭС 100 уголь Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Всего	100							
Штеровская ТЭС	В т.ч. ВИЭ	0							
Лисичанская ТЭС 80 уголь Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Кавказский Район Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	ІНЖОІ	ЫЙ РАЙОН							
Гришинская ТЭС 40 уголь Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Штеровская ТЭС	100	уголь						
Днепровская ГЭС 200 гидроэнергия Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Лисичанская ТЭС	80	уголь						
Белокалитвинская ТЭС 60 Уголь Всего 480 В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Гришинская ТЭС	40	уголь						
Всего 480 В т.ч. ВИЭ 200 КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Днепровская ГЭС	200	гидроэнергия						
В т.ч. ВИЭ КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Белокалитвинская ТЭС	60	Уголь						
КАВКАЗСКИЙ РАЙОН Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Всего	480							
Краснодарская ГЭС 20 гидроэнергия Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	В т.ч. ВИЭ	200							
Грозненская ТЭС 20 мазут Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	KABKA30	СКИЙ РАЙОН							
Терская ГЭС 40 гидроэнергия Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Краснодарская ГЭС	20	гидроэнергия						
Кубанская ГЭС 40 гидроэнергия Всего 120	Грозненская ТЭС	20	мазут						
Bcero 120	Терская ГЭС	40	гидроэнергия						
	Кубанская ГЭС	40	гидроэнергия						
В т.ч. ВИЭ 100	Всего	120							
	В т.ч. ВИЭ	100							

УРАЛЬСКИЙ РАЙОН								
Кизеловская ТЭС	40	Уголь						
Челябинская ТЭС	60	Уголь						
Егоршинская ТЭС	40	Уголь						
Чусовская ГЭС	25	гидроэнергия						
Всего	165							
В т.ч. ВИЭ	25							
СИБИРЬ І	И ТУРКЕСТАН							
Алтайская ГЭС	40	гидроэнергия						
Кузнецкая ТЭС	40	Уголь						
Туркестанская ГЭС	40	гидроэнергия						
Всего	120							
В т.ч. ВИЭ	40							
В	СЕГО							
Всего	1 425							
В т.ч. ВИЭ	645							

Приложение 9. Выполнение плана ГОЭЛРО к 1936 г.[57]



Приложение 10. Выдержки из выступления Г.М. Кржижановского о перспективах гидроэнергетики и ветроэнергетики [57]

««Это заставляет думать об использовании и других источников энергии, в первую очередь о водной энергии. Здесь та же знакомая нам картина. Мы не знаем своих собственных водных богатств. В то время как составлялся план ГОЭЛРО, мы считали природную мощность наших водных сил, таких, которые давали бы возможность делать в одном месте гидравлические установки величиной в 10 тыс. л.с. — всего в 20 млн. л.с. За эти годы эта оценка поднялась до 40 млн. л.с. Теперь есть возможность говорить, что ресурсы нашей водной энергии на самом деле превосходят 60 млн. л.с. Конкурировать с нами, вероятно, может лишь одна Америка, имеющая запасы водной энергии, равные 128 млн. л.с... У нас сейчас использование водной энергии ничтожно: едва 1,5% имеющихся природных её запасов. Но мы наметили большую программу строительства гидравлических станций, которые более чем в 3 раза повысят процент использования водной энергии...

... Пару слов ещё об одном источнике энергии, который мы не должны упускать из виду и который в будущем будет играть колоссальнейшую роль, - это энергия ветра. Следует отметить, что в довоенное время было вложено 140 млн. руб. в различные ветровые установки. Главный недуг этой энергии – её непостоянство. Сейчас старые ветродвигатели находятся в плохом состоянии. Только 35-40% из них действуют, а между тем техника и здесь ушла далеко вперёд. Новый ветродвигатель нашего института ЦАГИ даёт возможность при любом ветре получить практически постоянное количество оборотов. Его число оборотов меняется лишь на 3% с небольшим. Это подлинная техническая революция в этом деле. Двигатель ЦАГИ может при любом ветре работать параллельно с любой электростанцией. Есть различные способы этой параллельной работы. Ветровой двигатель может сопрягаться с самыми различными установками постоянного действия. Он может качать во время ветров воду на некоторую возвышенность, а в безветрие – использовать эту воду для вспомогательной гидравлической установки. Но самое благонадёжное решение вопроса иметь развитую сеть электропередач, включив в неё разнообразные ветровые установки. Получается как бы огромный собиратель (аккумулятор) ветровой энергии, который то получает, то отдаёт электрическую энергию, перекрывая изменчивость стихии – ветра. Γ рубые прикидки наших учёных говорят, что мы можем с поверхности европейской части СССР получить в течение года $3000\,$ млрд. квт-ч энергии, то есть мощность, превосходящую все мыслимые мировые потребности в ней. Предстоит вплотную подойти к этому великому источнику, и пятилетка ВСНХ правильно намечает

поднять установленную мощность ветродвигателей до 500 тыс. л.с. Мы должны ветровыми двигателями более совершенной конструкции заменить старые ветряки в деревне, которые, как они ни были плохи, давали общую мощность до 800 тыс. л.с. Эти ветряки могут быть и пионерами сельской электрификации. Они могут служить и для мельничных и других механических приводов, для качки воды в оросительных целях и т.д. A со временем мы их включим в сеть электропередач, и они заживут новой жизнью....».

Приложение 11. Выдержки из статьи Б. Дюшена [47]о перспективах энергетики на возобновляемых источниках

«По подсчетам ряда ученых для полной механизации труда необходима мощность в 2 квт на каждого жителя земного шара. Пока же современное человечество располагает только 0,04 квт на «душу» населения, распределяемого следующим образом: энергия, получаемая от сжигания угля, нефти, торфа, дров и других горючих веществ, составляет 0,023 квт; энергия движущихся вод-0,016 квт; энергия ветра-0,001 квт. Эти цифры убеждают нас в том, что количество вырабатываемой энергии получается главным образом за счет расходования природных запасов топлива, восстановление которых идет крайне медленно. Геологический конгресс 1913 г. подсчитал, что при существующих темпах выработки запасов угля в Англии хватит только на 200 лет, в Германии на 300—350 лет. Нефть в САСШ и Мексике почти на исходе и ее хватит только на 40—50 лет. Лес вырубается в САСШ ежегодно в количестве 22,4 млрд. кубофутов, в то время как прирост древесины составляет только 6 млрд. кубофутов. Таким образом, лесных массивов САСШ может хватить только на 50 лет... В 1900 г. всё мировое потребление бензина составляло всего 600 т, а в 1929 г. оно достигло 4 млн. т. Рост потребления энергии увеличивается в значительно большей степени, чем это предполагали еще только несколько лет назад. Как бы ни были ошибочны в ту или иную сторону все эти подсчеты, несомненно все же

одно, что современная техника должна искать новые источники энергии....

... Энергетика будущего требует не ветряка для размола муки или подъема воды в цистерну для нужд небольшого отдельного хозяйства, она требует создания громадных по мощности и устойчивых по режиму работы ветровых установок. Эти установки должны передать свое-движение электрогенераторам, которые дадут ток в линии электропередачи и этим током обслужат потребности не только ближайших местностей, но и целых обширных районов....

...Стоимость ветроэнергии в настоящее время составляет среднюю между стоимостью паровой энергии и водной энергии — примерно 1—2 коп. за киловатт. При введении в эксплоатацию мощных ветростанций стоимость энергии должна значительно понизиться.

Ветроэлектростанции должны работать «кустами», обслуживая общую кольцевую электрическую сеть высокого напряжения. При этом условии отпадает вопрос о неравномерности силы ветра и необходимости устраивать сложные и дорогие аккумуляторы энергии....

... Получение энергии за счет движения воды возможно и другим путем. К далекой древности восходят попытки использования движения громадных масс воды, совершающихся во время морских приливов и отливов. В устье р. Темзы (Англия) до сих пор сохранились древние водяные мельницы, построенные кельтами еще за много веков до наших дней и работающие на приливных волнах.

Принципиально задача использования приливов не представляет больших технических затруднений. С астрономической точностью приливы совершаются два раза в сутки. При этом подъем уровня воды колеблется в разных местах побережья от 4 до 18 м. Во время прилива воду направляют в ограниченную плотинами бухту. При отливе же запасенную воду можно спустить, при этом энергия движущейся воды перерабатывается с помощью гидротурбин в электрический ток...

В настоящее время в Европе и Америке уже имеется более 10 приливных станций. Величайшая из них запроектирована в Англии на р. Северн, в Бристольском заливе. Мощность этой станции будет равна 500 тыс. л. с...

... Величина энергии солнечных лучей, падающих на $1 \, \text{м}^2$ поверхности, определяется примерно в $1 \, \text{квт}$. Можно считать, что общая площадь крыш большого города получает в среднем от $10 \, \text{до} \, 100 \, \text{млн}$. квт солнечной энергии. При использовании только $1-2 \, \text{проц}$. можно получить от $100 \, \text{тыс}$. до $2 \, \text{млн}$. квт-ч полезной энергии....

...система парников или тепловиков, устроенных впервые Франком Шуманом в Филадельфии. Действие тепловика основывается на замечательном свойстве стекла и некоторых других материалов пропускать только определенную группу тепловых лучей (инфракрасных) и задерживать все остальные тепловые лучи.

Солнечные лучи проходят через стекло с малыми потерями. Но образующиеся в перекрытом пространстве вторичные тепловые лучи, излучаемые нагретыми предметами, стеклом уже не пропускаются. Вследствие этого под парниковой рамой происходит повышение температуры, т. е. накопление тепла.

Это повышение температуры может быть весьма значительным. Например пески Кара-Кумов нагреваются летом до 80°, оставаясь совершенно открытыми для обратного излучения тепла. В южных широтах легко получить под рамой парника

температуру в 100—150°, достаточную для испарения воды. Полученный при этом пар может привести в действие электротурбину. По этому принципу у нас около г. Капабланка (Средняя Азия) проф. Вейнберг построил первую в мире большую опытную солнечную станцию...

... Кроме того становится очевидным, что мы совершенно неразумно растрачиваем громадные количества энергии, например на отопление жилищ. Проф. Вейнберг с помощью т. Коймана построил легкий домик, являющийся своего рода «аккумулятором тепла». В этом легком домике применена особая изоляция стен, правильно выбрано распределение и расположение окон, окраска стен и крыши, в результате получилась постройка, прохладная летом и теплая зимой без какого-либо отопления. Большое значение может иметь непосредственное преобразование солнечной энергии в электрическую. Для этой цели можно применить следующий весьма простой способ. На крышах домов устраиваются длинные узкие желоба; в местах спая эти желоба образуют термоэлектрическую пару, обладающую свойством давать электрический ток при повышении температуры. Под влиянием солнечных лучей эти гигантские батареи термоэлементов дают ток. Пробный проект такого использования солнечней энергии был разработан т. Потаниным. При этом выяснилось, что обычный городской дом может снять со своей крыши всю необходимую для его бытовых нужд электроэнергию. Эксплоатация такого устройства даже при коэффициенте полезного действия только в 2 проц. может уже себя вполне оправдать».

Приложение 12. Нормативные акты РФ, направленные на стимулирование и регламентирование энергетики на ВИЭ в России

- Постановление Правительства РФ от 3 июня 2008 г. № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»;
- Указ Президента России от 4 июня 2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»;
- Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года»;
- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

- Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. №449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»;
- Государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» (Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики»»);
- Постановление Правительства РФ от 23 января 2015 г. №47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии»;
- Регламент проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляющих источников энергии (утвержден 10 апреля 2014 года (Протокол № 9/2014 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»)).

Приложение 13. Перечень инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов солнечной энергетики, отобранных по результатам конкурсных отборов в 2014-2018 гг.

Год	Наименование участника оптового рынка, подавшего заявку	Наименование проекта ВИЭ	Планируе мое местонах ождение объекта	Плановая дата начала поставки мощности	Плановый объем установлен ной мощности, МВт	Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности объекта ВИЭ, руб/кВт
2014	ООО "МЭК- Инжиниринг"	Солнечная электростанция "Каспийская"	Республи ка Дагестан	01.06.2015	5	60 768
2014	ООО "МЭК- Инжиниринг"	Солнечная электростанция "Хунзах-1"	Республи ка Дагестан	01.12.2015	5	79 513
2014	ООО "КомплексИндус трия"	СЭС "Рудник"	Белгородс кая область	01.12.2015	15	94 999
2014	ООО "Солар Системс"	Самарская солнечная электростанция №2, первая очередь	Самарска я область	01.12.2016	25	111 000

2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Алтайская СЭС-6	Республи ка Алтай	01.12.2016	5	111 839
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Оренбургская СЭС-3	Оренбург ская область	01.12.2016	10	111 839
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Оренбургская СЭС-5	Оренбург ская область	01.12.2017	10	107 096
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Саратовская СЭС-8	Саратовск ая область	01.12.2017	10	107 330
2014	ООО "Солар Системс"	Самарская солнечная электростанция №2, вторая очередь	Самарска я область	01.12.2017	25	107 400
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Забайкальская СЭС-3	Забайкаль ский край	01.12.2017	10	107 564
2014	ООО "КомплексИндус трия"	"Октябрьская СЭС"	Челябинс кая область	01.12.2017	15	107 700
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Омская СЭС-3	Омская область	01.12.2017	10	107 798
2014	ООО "Солар Системс"	Старомарьевск ая солнечная электростанция , вторая очередь	Ставропо льский край	01.12.2017	50	108 000
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Саратовская СЭС-6	Саратовск ая область	01.12.2017	15	108 032
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Бурятская СЭС-9	Республи ка Бурятия	01.12.2017	10	108 266
2014	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	"Чесменская СЭС"	Челябинс кая область	01.12.2018	15	105 900
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Башкирская СЭС-5	Республи ка Башкорто стан	01.12.2018	10	105 925
2014	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	"Бородиновска я СЭС"	Челябинс кая область	01.12.2018	15	105 998
2014	ООО "Солар Системс"	Самарская солнечная электростанция №2, третья очередь	Самарска я область	01.12.2018	25	106 050

2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Оренбургская СЭС-6	Оренбург ская область	01.12.2018	15	106 051
2014	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	"Песчаная СЭС"	Челябинс кая область	01.12.2018	15	106 096
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Башкирская СЭС-10	Республи ка Башкорто стан	01.12.2018	10	106 177
2014	ООО "МРЦ Энергохолдинг"	"Заря СЭС"	Иркутска я область	01.12.2018	15	106 194
2014	ООО "КомплексИндус трия"	"Балей СЭС"	Забайкаль ский край	01.12.2018	15	106 292
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Оренбургская СЭС-4	Оренбург ская область	01.12.2018	10	106 300
2014	ООО "Солар Системс"	Волгоградская солнечная электростанция №1, вторая очередь	Волгогра дская область	01.12.2018	25	106 300
2014	ООО "КомплексИндус трия"	"Орловский ГОК" СЭС	Забайкаль ский край	01.12.2018	15	106 390
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Саратовская СЭС-4	Саратовск ая область	01.12.2018	15	106 429
2014	ООО "КомплексИндус трия"	СЭС "Тарбагатай"	Республи ка Бурятия	01.12.2018	15	106 488
2014	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	ACT - Бурятская СЭС-6	Республи ка Бурятия	01.12.2018	15	106 555
2014	ООО "КомплексИндус трия"	СЭС "Кабанская"	Республи ка Бурятия	01.12.2018	15	106 586
2014	ООО "КомплексИндус трия"	СЭС "БВС"	Республи ка Бурятия	01.12.2018	15	106 684
2014	ООО "Солар Системс"	Старомарьевск ая солнечная электростанция , третья очередь	Ставропо льский край	01.12.2018	25	106 700
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	Бугульчанская солнечная электростанция (3 очередь)	Республи ка Башкорто стан	01.12.2016	5	130 233

2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Алтайская СЭС-5	Республи ка Алтай	01.12.2016	5	130 233
2015	ООО "Солар Системс"	Калмыкская солнечная электростанция N1, первая очередь	Республи ка Калмыкия	01.12.2019	25	122 570
2015	ООО "Солар Системс"	Старомарьевск ая солнечная электростанция , пятая очередь	Ставропо льский край	01.12.2019	10	122 570
2015	ООО "Солар Системс"	Старомарьевск ая солнечная электростанция , шестая очередь	Ставропо льский край	01.12.2019	15	122 570
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	ACT - Оренбургская СЭС-8	Оренбург ская область	01.12.2019	25	122 574
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	ACT - Алтайская СЭС-3	Алтайски й край	01.12.2019	10	122 574
2015	ПАО "Т Плюс"	Оренбургская СЭС-3	Оренбург ская область	01.03.2019	60	122 574
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	ACT - Омская СЭС-1	Омская область	01.12.2019	15	122 574
2015	ПАО "Т Плюс"	Оренбургская СЭС-2	Оренбург ская область	01.03.2019	30	122 574
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Омская СЭС-2	Омская область	01.12.2019	15	122 574
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	Переволоцкая СЭС (2 очередь)	Оренбург ская область	01.12.2019	10	122 574
2015	ПАО "Т Плюс"	Оренбургская СЭС-1	Оренбург ская область	01.03.2019	45	122 574
2015	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	АСТ - Алтайская СЭС-7	Алтайски й край	01.12.2019	10	122 574
2017	ООО "Кремниевые технологии"	Сигма Дракона	Республи ка Башкорто стан	01.12.2020	15	114 005
2017	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	Бурибаевская СЭС-3	Республи ка Башкорто стан	01.12.2020	25	114 005

2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Дергачевская	Саратовск ая область	01.12.2020	25	114 005
2017	ООО "Кремниевые технологии"	Медведица	Волгогра дская область	01.12.2020	25	114 005
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Окино- Ключи	Республи ка Бурятия	01.12.2020	20	114 005
2017	ПАО "Т Плюс"	Оренбургская СЭС-4	Оренбург ская область	01.07.2020	15	114 005
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Алейская	Алтайски й край	01.12.2020	25	114 005
2017	ПАО "Т Плюс"	Самарская СЭС-4 Самарская СЭС-4 Самарская СЭС-4	Самарска я область	01.07.2020	30	114 005
2017	ООО "Кремниевые технологии"	Луч-1	Волгогра дская область	01.12.2020	25	114 005
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Нововаршавска я	Омская область	01.12.2020	15	114 005
2017	ООО "Кремниевые технологии"	Астерион	Волгогра дская область	01.12.2020	15	114 005
2017	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	Чебеньковская СЭС	Оренбург ская область	01.12.2020	45	114 005
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Русская поляна	Омская область	01.12.2020	15	114 005
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Ленинская	Волгогра дская область	01.12.2021	15	11 725
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Алгайская	Саратовск ая область	01.12.2021	15	111 725
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Удинская-	Республи ка Бурятия	01.12.2021	15	111 725
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Акъяр	Республи ка Башкорто стан	01.12.2021	20	111 725
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Агинская	Забайкаль ский край	01.12.2021	20	111 725
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Удинская-	Республи ка Бурятия	01.12.2021	15	111 725

2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Городская	Саратовск ая область	01.12.2022	20	109 491
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Шильдинская	Оренбург ская область	01.12.2022	15	109 491
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Курьинская	Алтайски й край	01.12.2022	15	109 491
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Котово	Волгогра дская область	01.12.2022	15	109 491
2017	ПАО "Т Плюс"	Саратовская СЭС-2	Саратовск ая область	01.04.2022	25	109 491
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Павлоградская	Омская область	01.12.2022	20	109 491
2017	ООО "Грин Энерджи Рус"	СЭС Борзя Западная	Забайкаль ский край	01.12.2022	15	109 491
2018	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	СЭС-2018-1	Республи ка Алтай	01.12.2019	10	122 000
2018	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	СЭС-2018-2	Республи ка Алтай	01.12.2019	5	122 001
2018	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	СЭС-2018-3	Республи ка Калмыкия	01.12.2019	24	122 002
2018	ПАО "Фортум"	Астраханская СЭС	Астрахан ская область	01.12.2021	18	58 984
2018	ПАО "Фортум"	Калмыкская СЭС	Республи ка Калмыкия	01.12.2021	15	62 109
2018	ПАО "Фортум"	Саратовская СЭС	Саратовск ая область	01.12.2021	15	62 805
2018	ПАО "Фортум"	Оренбургская СЭС	Оренбург ская область	01.12.2021	15	69 453
2018	ПАО "Фортум"	Приволжская СЭС	Республи ка Башкорто стан	01.12.2021	15	69 853
2018	ПАО "Фортум"	Приволжская СЭС-1	Республи ка Башкорто стан	01.12.2022	17	58 901
2018	ПАО "Фортум"	СЭС Калмыкии	Республи ка Калмыкия	01.12.2022	15	59 103

По данным [125, 126]

Приложение 14.Перечень инвестиционных проектов строительства генерирующих объектов ветроэнергетики, отобранных по результатам конкурсных отборов в 2014-2018 гг.

Год	Наименование участника оптового рынка, подавшего заявку	Наименование проекта ВИЭ	Планируе мое местонах ождение объекта	Плановая дата начала поставки мощности	Плановый объем установлен ной мощности, МВт	Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности объекта ВИЭ, руб/кВт
2014	000 "АЛТЭН"	Ветряная электростанция "Приютненская ВЭС" 1 очередь	Республи ка Калмыкия	01.12.2015	51	65 696
2015	Фортум	ВЭС "Фортум- Симбирская"	Ульяновс кая область	01.12.2016	35	155 072
2016	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 3 очередь-2018	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2018	48	141 472
2016	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 2 очередь-2018	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2018	70	141 472
2016	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 1 очередь-2018	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2018	32	141 472
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-5	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-3	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-6	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-2	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-8	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС-	Краснода	01.12.2019	20	134 272

		2019-1	рский край			
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-4	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-9	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-7	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2019-10	Краснода рский край	01.12.2019	20	134 272
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-9	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-6	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-4	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-2	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-7	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-3	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-8	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-12	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-5	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-10	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-13	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-11	Краснода рский край	01.12.2020	20	134 137
2016	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2020-1	Краснода рский	01.12.2020	20	134 137

			край			
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-1	Ростовска я область	01.12.2018	25	126 968
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-6	Ростовска я область	01.12.2018	25	126 968
2017	ООО "ФОРТУМ "RИЛЧЭНС	Ветропарк-5	Ростовска я область	01.12.2019	50	123 001
2017	ООО "ФОРТУМ " "RN79ЭНС	Ветропарк-3	Ростовска я область	01.12.2019	50	123 001
2017	МУТЧОФ" ООО "ВИТЧОМ"	Ветропарк-4	Ростовска я область	01.12.2019	50	123 001
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-2	Ростовска я область	01.12.2019	50	123 001
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-7	Ростовска я область	01.12.2020	18	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-10	Краснода рский край	01.12.2020	50	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-9	Краснода рский край	01.12.2020	50	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-19	Ставропо льский край	01.12.2020	32	92 055
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-14	Ульяновс кая область	01.12.2020	18	92 055
2017	ПАО "Энел Россия"	ВЭС Азов-5	Ростовска я область	01.12.2020	90	92 160
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-8	Ростовска я область	01.12.2020	32	103 939
2017	ООО "ФОРТУМ "RИЗЧЭНЕ	Ветропарк-13	Ульяновс кая область	01.12.2020	18	109 099
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-20	Ставропо льский край	01.12.2020	32	109 099
2017	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 1 очередь	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2020	40	115 000
2017	ООО "ФОРТУМ "RИЛЧЭНЕ	Ветропарк-17	Ульяновс кая область	01.12.2021	50	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-16	Ульяновс кая область	01.12.2021	50	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ "RИЛЧЭНЕ	Ветропарк-21	Краснода рский край	01.12.2021	17	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ	Ветропарк-15	Ульяновс	01.12.2021	50	92 055

	"КИЛЧЭНЄ		кая область			
2017	ПАО "Энел Россия"	Мурманская ВЭС-21	Мурманс кая область	01.12.2021	201	92 067
2017	ООО "ФОРТУМ "RИЈЧЗНЕ	Ветропарк-22	Краснода рский край	01.12.2021	33	105 025
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-18	Ульяновс кая область	01.12.2021	50	109 999
2017	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2021-1	Краснода рский край	01.12.2021	40	115 000
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-23	Республи ка Татарстан	01.12.2022	50	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-27	Мурманс кая область	01.12.2022	17	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-24	Республи ка Татарстан	01.12.2022	50	85 599
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-26	Мурманс кая область	01.12.2022	50	92 055
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-28	Мурманс кая область	01.12.2022	33	105 505
2017	ООО "ФОРТУМ ЭНЕРГИЯ"	Ветропарк-25	Мурманс кая область	01.12.2022	50	111 011
2017	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2018-2	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Береговая ВЭС-2018-84	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Курганская ВЭС-2018	Курганск ая область	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2018-5	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Курганская ВЭС-2019	Курганск ая область	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2018-3	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000

2017	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 3 очередь-2020	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 1 очередь-2019	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Ветряная электростанция «Шовгеновская » 2 очередь-2019	Республи ка Адыгея (Адыгея)	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2018-1	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Береговая ВЭС-2020	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Береговая ВЭС-2017-70	Краснода рский край	01.12.2022	20	115 000
2017	АО "ВетроОГК"	Пилотная ВЭС- 2018-4	Краснода рский край	01.12.2022	40	115 001
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-35	Республи ка Калмыкия	01.12.2019	19	80 305
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-31	Ростовска я область	01.12.2019	19	80 609
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-34	Республи ка Калмыкия	01.12.2019	23	81 104
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-32	Ростовска я область	01.12.2019	19	81 201
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-36	Республи ка Калмыкия	01.12.2019	19	81 205
2018	АО "ВетроОГК- 2"	Пилотная ВЭС- 67	Краснода рский край	01.12.2019	10	130 926
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-41	Республи ка Калмыкия	01.12.2021	38	59 339
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-42	Республи ка Калмыкия	01.12.2021	38	59 339
2018	000	ВЭС	Ростовска	01.12.2021	38	59 339

	"Ветропарки ФРВ"	Ветропарк-37	я область			
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-48	Астрахан ская область	01.12.2021	38	59 339
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-38	Ростовска я область	01.12.2021	38	59 339
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-49	Астрахан ская область	01.12.2021	38	59 339
2018	AO "ВетроОΓК- 2"	Пилотная ВЭС- 52	Краснода рский край	01.12.2021	20	93 028
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-52	Оренбург ская область	01.12.2023	38	62 209
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-71	Республи ка Калмыкия	01.12.2023	39	62 406
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-74	Волгогра дская область	01.12.2023	39	62 410
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-51	Оренбург ская область	01.12.2023	38	62 911
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-61	Пермский край	01.12.2023	39	63 004
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-59	Пермский край	01.12.2023	38	68 555
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-60	Пермский край	01.12.2023	38	68 555
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-78	Ставропо льский край	01.12.2023	39	68 555
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-82	Астрахан ская область	01.12.2023	39	68 555
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-57	Пермский край	01.12.2023	38	68 555
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-75	Волгогра дская область	01.12.2023	39	68 555
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-58	Пермский край	01.12.2023	38	68 555
2018	ООО "Ветропарки	ВЭС Ветропарк-83	Астрахан ская	01.12.2023	39	70 801

			_
ФРВ"	область		

По данным [125, 126]

Приложение 15. Ведущие игроки на рынке солнечной энергетики России по состоянию на конец 2018 – начало 2019 г.

Компания/Группа	Мощности	Расположение	Мощности	Расположение
компаний	запланированных	запланированных	СЭС,	построенных
	СЭС	СЭС	введённые в	СЭС (конец 2018)
			эксплуатацию,	
			декабрь 2018	
Хевел; Авелар Солар	900	Алтайский край,	260	Астраханская
Технологджи;		Астраханская,		область,
ГринЭнерджиРус		Волгоградская		Оренбургская
		область,		область,
		Забайкальский край,		Республика
		Омская,		Алтай,
		Оренбургская		Башкортостан,
		область, Республика		Саратовская
		Алтай, Башкортостан,		область
		Бурятия, Калмыкия,		
		Саратовская область		
Энергия Солнца;	435	Астраханская,	60	Астраханская
МРЦ		Белгородская,		область
«Энергохолдинг»;		Волгоградская		
КомплексИндустрия,		область,		
		Забайкальский край,		
		Иркутская, Липецка		
		область, Бурятия,		
		Калмыкия,		
		Ставропольский край,		
		Челябинская область		
Солар Системс;	305	Волгоградская,	50	Самарская
Кремниевые		Самарская область,		область
технологии		Башкортостан,		
		Калмыкия,		
L	I .			l .

		Ставропольский край		
ПАО Т-Плюс;	230	Оренбургская,	145	Оренбургская
Оренбургская ТГК		Самарская,		область
		Саратовская область		
ПАО Фортум	115	Астраханская,	5	Башкортостан
		Оренбургская,		
		Саратовская область,		
		Башкортостан,		
		Калмыкия		
ПАО РусГидро;	10	Дагестан	1	Дагестан
ООО «МЭК-				
Инжиниринг»				
AO	5	Хакасия	5	Хакасия
«Евросибэнерго»;				
Красноярская ГЭС,				
Всего	2 000		520	
Актив Солар		Крым	295	Крым

Группа компаний «Хевел» - вертикально интегрированный холдинг, работающий в солнечной энергетике и являющийся, на данный момент, крупнейшим в России. «Хевел» - компания, созданная группой компаний «Роснано» и холдингом «Ренова». В свою очередь, девелоперским подразделением «Хевел» является «ГринЭнерджиРус», находящаяся под управлением «Авелар Солар Технолоджи». В настоящее время под управлением ГК «Хевел» - проекты сетевых СЭС общей мощностью около 900 МВт (45% от всего объёма проектов в России), из них более 250 МВт построенных на конец 2018 года (около 50% общего объёма). Также «Хевел» отличается наиболее широкой географией проектов, охватывающей более 10 субъектов РФ.

Производственный актив «Хевел» – завод по производству солнечных модулей в Новочебоксарске (Чувашия) с годовым объёмом производства 160 МВт гетероструктурных солнечных модулей.

ООО «Солар Менеджмент» - управляющая компания ГК «Энергия Солнца», куда входят также предприятия МРЦ «Энергохолдинг» и КомплексИндустрия». Это, судя по объёму заявленных проектов — второй по величине игрок на рынке солнечной энергетике. Планы данной группы компаний по строительству солнечных электростанций широко анонсировались в 2014-2015 гг. Однако на данный момент из заявленных проектов

реализована лишь небольшая часть (при этом часть из них - уже другими участниками рынка). В том числе, не реализовано большинство проектов с заявленными сроками введения в эксплуатацию ещё в 2015-2017 гг. По информации деловой прессы, большая часть проектов группы выкуплена другими игроками, в том числе компаниями «Хевел» и «Солар Системс».

ООО «Солар Системс» - предприятие, учреждённое китайской компанией Amur Sirius Power Equipment Co., Ltd. В свою очередь, Amur Sirius является специализирующимся на работе с Россией подразделением китайской группы Harbin Electric Company Limited (ранее Harbin Power Equipment Limited), являющейся одной из троих крупнейших в Китае производителей энергетического оборудования.

Предприятие владеет заводом в Подольске (ООО «Солар Кремниевые технологии» (СКТ)), бывшим Подольским химико-металлургическим заводом. На данный момент предприятие производит кремниевые пластины. Используется исходное кремниевое сырьё, поставляемое из Усолья-Сибирского (Иркутская область; ООО «Группа Нитол», предприятие «Усолье-Сибирский силикон»), хотя данное предприятие пережило кризис, и судьба производства остаётся неопределённой. На предприятии в Подольске осуществляется выращивание кристаллов кремния и выплавление кремниевых слитков, далее – производство из них кремниевых пластин. Далее они поставляются в Китай, где изготавливаются солнечные ячейки (фотоэлектрические преобразователи, ФЭП), которые далее возвращаются на СКТ, осуществляющий строительство СЭС.

ПАО Т-Плюс, занимающая четвёртое место по общей величине портфеля проектов СЭС (в том числе второе – по объёму реализованных проектов на конец 2018 года) – бывшее ОАО «Волжская ТГК», являющаяся частью группы «Т Плюс», ранее называвшейся «КЭС Холдинг». Является одной из крупнейших в России частных компанией в сфере энергетики и теплоснабжения, объединяет ряд генерирующих мощностей, сбытовых и ремонтно-сервисных структур.

В Оренбургской области управлением проектами солнечной энергетики занимается также входящая в структуру компании Оренбургская ТГК (филиал «Оренбургский» ПАО Т-Плюс). Также одним из предприятий, управляющих солнечными электростанциями, является входящее в группу АО «Солнечный ветер».

ПАО «Фортум» (ранее ОАО «Территориальная генерирующая компания № 10», ОАО «ТГК-10») владеет восемью ТЭС в Челябинской и Тюменской областях. Суммарная мощность генерирующих объектов «Фортум» по электрической энергии на 1.10.2018 составляет около 5 ГВт, по тепловой энергии — более 10 ГВт. В последние годы активно участвует в продвижении проектов солнечной и ветроэнергетики, а также

приобретении солнечно-энергетических активов. В частности, в ноябре 2017 года между ПАО «Фортум» и группой компаний «Хевел» было заключено соглашение о продаже построенных группой «Хевел» трёх СЭС: Плешановской (10 МВт) и Грачёвской (10 МВт) в Оренбургской области и Бугульчанской (15 МВт) находится в Башкортостане. Оперативное обслуживание станций продолжает осуществлять ГК «Хевел».

ПАО «РусГидро» - одна из крупнейших энергетических компаний России; контрольный пакет акций компании принадлежит государству. Общая установленная мощность электростанций РусГидро – около 40 ГВт, включая 47 ГЭС и ГАЭС (основная часть мощностей гидроэнергетики России) и электроэнергетические мощности АО «РАО Энергетические системы Востока» (Дальневосточный ФО). РусГидро – один из лидеров развития энергетики на ВИЭ в России, включая строительство и управление геотермальными станциями (Камчатка), строительство малых ГЭС, а также ветростанций и солнечных станций. Из крупных проектов солнечных станций, находящихся в управлении компании – строящаяся станция в Дагестане (Каспийск), частично введённая в эксплуатацию, и ряд автономных СЭС в Якутии.

АО «**Красноярская ГЭС**» - дочерняя компания ОАО «ЕвроСибЭнерго», в свою очередь, наряду с компанией РусАл, входящей в холдинг En+ Group. Основной производственный актив – Красноярская ГЭС (имени 50-летия СССР) мощностью 6000 МВт. Известный проект в энергетике на ВИЭ – Абаканская СЭС в Хакасии мощностью 6 МВт, построенная в 2015 году – одной из первых в России.

В ходе строительства СЭС было организовано собственное производство по выращиванию слитков мультикристаллического кремния в г. Ангарске (Иркутская обл.) и сборка инверторов в г. Дивногорске (Красноярский край).

«Актив Солар» (Activ Solar GmbH) - австрийская компания, находящаяся в собственности украинских физических лиц, владевшая «Заводом полупроводников» в Запорожье и осуществлявшая ряд крупных проектов строительства СЭС на территории Украины, возвела в 2011-2013 гг. несколько СЭС в Республике Крым общей мощностью 300 МВт. С 2014 года компания сталкивается с рядом финансовых и правовых проблем. Вопрос принадлежности и дальнейшего функционирования возведённых ею СЭС в Крыму на данный момент находится в стадии решения.

Крупнейшие проекты автономных солнечных электростанций в настоящее время связаны с Республикой Саха — Якутия. СЭС в Якутии возводятся АО «Сахаэнерго», являющимся дочерним предприятием ПАО «Якутскэнерго», в свою очередь, принадлежащим РАО «ЕЭС Востока» (49% акций), входящим в группу «РусГидро». С 2014 по 2017 гг. было установлено 18 СЭС в отдалённых посёлках Якутии. Их общая мощность — около 2 МВт,

из них 1 МВт приходится на Батагайскую СЭС в Верхоянском улусе – на данный момент, это крупнейшая в мире солнечная электростанция за Полярным кругом, внесённая в данном качестве в книгу рекордов Гиннеса. Также СЭС установлены в посёлках Тойон-Ары, Батамай, Ючюгей, Куду-Кюель, Дулгалах, Эйик, Джаргалах, Бетенкес, Столбы, Улуу, Эйик, Куберганя, Юнкюр, Иннях, Дельгей, Себян-Кюель, Орто-Балаган. Помимо этого, идёт быстрое распространение автономных солнечных станций, установка солнечных панелей на объектах инфраструктуры (дороги, пешеходные переходы, детские площадки) и в частных хозяйствах России, преимущественно в южных регионах. Из-за отсутствия системы сбора информации оценить с какой-либо степенью точности объём и динамику в этом направлении не представляется возможным. По экспертным оценкам, в частности, для одного из российских регионов – Республики Калмыкия, за последние несколько лет в частные хозяйства было поставлено около 500 панелей (порядка 50 кВт). В масштабах России общая установленная мощность автономных солнечных фотовольтаических генераторов может составлять величину от нескольких до нескольких десятков МВт. Преимущественно речь идёт о панелях китайского производства. Этому способствует отсутствие, в данном случае, требований к локализации производства, действующих для проектов сетевых СЭС. В то же время, локально приобретаются и панели отечественных производителей. Выше были названы некоторые производственные предприятия в солнечной энергетике,

Выше были названы некоторые производственные предприятия в солнечной энергетике, принадлежащие компаниям, реализующим проекты строительства СЭС:

- Завод «Хевел» в Новочебоксарске производящий солнечные модули крупнейшее российское предприятие на данный момент;
- Завод СКТ в Подольске, принадлежащий «Солар Системс», производящий кремниевые пластины для фотоэлектрических преобразователей;
- Завод в Усолье-Сибирском, производящий (или производивший) поликремний;
- Производство мультикристаллического кремния в Ангарске (созданное ОАО «ЕвроСибЭнерго»);
- Предприятие по сборке инверторов в Дивногорске (также созданное ОАО «ЕвроСибЭнерго»).

Это не полный перечень российских предприятий, участвующих в производстве оборудования для солнечной энергетики на разных стадиях технологической цепочки. Сбор достаточно полной и адекватной информации в настоящее время затруднён, в том числе, в силу динамичной, быстро меняющейся ситуации с разнонаправленными тенденциями. В разных источниках можно встретить упоминание о нескольких десятках (возможно, и больше) российских производителей и поставщиков солнечных модулей или

комплектующих к ним, а также о планах и открытии новых производств. Однако, в каждом конкретном случае, отдельной задачей является выяснение, во-первых, реального состояния данного предприятия или проекта на текущий момент; во-вторых, является ли оно производителем или только импортёром зарубежной (преимущественно китайской) продукции. Из реально действующих производителей солнечных модулей можно, в частности, назвать:

- Телеком-СТВ (Зеленоград);
- Рязанский завод металлокерамических приборов (РЗМКП, Рязань);
- ПАО «Сатурн» (Краснодар).

В большинстве или даже во всех случаях данные предприятия отличаются следующим:

- Они созданы или существуют на базе ещё советских предприятий электронной и машиностроительной промышленности;
- Солнечная энергетика является не единственным и даже не доминирующим направлением деятельности, а одним из направлений; по оценке представителей этих предприятий, узкая специализация в данном случае убыточна;
- При производстве солнечных модулей используются, большей частью, зарубежные комплектующие при отсутствии отечественных.

Полного цикла в солнечной энергетике России пока не существует. Одна из ключевых проблем – дефицит отечественного производства солнечного кремния. Почти все производства, созданные ещё в СССР – главным образом, для нужд электроники, были остановлены в 1990-е и начале 2000-х. Новые проекты (в частности, в Усолье-Сибирском) столкнулись с проблемами в связи с резким падением цен на кремний на рубеже 2000-х – 2010-х гг. При этом, создание производств солнечного кремния требует большого объёма инвестиций и далее вынуждено работать в условиях жёсткой конкуренции, прежде всего – со стороны китайских производителей. Последнее относится ко всем стадиям производства в солнечной энергетике.

Кроме того, есть ряд научно-исследовательских предприятий и организаций, занимающихся (также, в большинстве случаев, ещё с советского периода) разработками, в том числе, в солнечной энергетике. Среди них, в частности:

- ОАО «НПП Квант» (Москва);
- ВИЭСХ (ВИМ) (Москва);
- ФТИ им. А.Ф. Иоффе (Санкт-Петербург);
- Самарский национальный исследовательский университет им. С.П. Королёва (Самара).

Эти и другие предприятия в ряде случаев, помимо НИОКР, занимаются и непосредственным коммерческим производством собственных солнечных панелей и модулей, как правило, небольшими партиями.

Ведущие игроки на рынке ветроэнергетики: АО «ВетроОГК», ПАО «Фортум».

АО «ВетроОГК» является дочерней компанией АО «ОТЭК» (дивизион ГК «Росатом» по управлению неатомными активами), созданной в 2011 году для продвижения проектов ветроэнергетики. В настоящее время именно корпорация «Росатом» анонсировала наиболее масштабные проекты строительства ВЭС, как на отдельных площадках, так и в зонах отчуждения АЭС.

Следует отметить, что на рынке ветрогенераторов достаточно большой мощности (1 МВт и выше) доминируют зарубежные (прежде всего, западноевропейские) производители, в частности, Vestas (Дания), и именно их оборудование преимущественно используется в заявленных проектах строительства ВЭС.

Вместе с тем, существует порядка нескольких десятков российских производителей ветрогенераторов (меньшей мощности) и другого оборудования для ВЭС. [33]

Приложение 16.Ведущие игроки и направления развития малой гидроэнергетики и биоэнергетики России в 2010-е гг.

В настоящее время в России насчитывается около 50 МГЭС мощностью 10-100 МВт, общей мощностью 2,3 ГВт и около 100 МГСЭ мощностью до 10 МВт, общей мощностью около 0,2 ГВт.

Перечень проектов малых ГЭС, прошедших конкурсный отбор в 2013-2018 гг., составляет всего 7 объектов генерации (2 в Ставропольском крае, 1 в Карачаево-Черкесии и 2 в Карелии) общей мощностью 70 МВт.

Наряду с этим также строится ряд малых автономных ГЭС для обеспечения локальных потребностей в электроэнергии.

Ведущий игрок на рынке гидрогенерации – корпорация РусГидро, также ведущая проекты геотермальных (Камчатка) и приливных (побережье Белого моря) электростанций.

В Карелии проекты строительства МГЭС продвигает местная компания ООО «НГБП» («Норд-Гидро Белый Порог»).

Центры развития биоэнергетики, основанной на отходах лесопереработки, привязаны к северо-западным и северным субъектам европейской части России, в последние годы также к югу Сибири и Дальнего Востока. Выделяются три основных направления развития:

• производство древесного топлива (древесные топливные гранулы);

- перевод котельных на биотопливо, строительство котельных и электростанций, работающих на биотопливе (древесные топливные гранулы, а также щепа и другие отходы лесопереработки);
- использование торфяных ресурсов в энергетических целях (в качестве местного топлива).

Если солнечные, ветровые и гидроресурсы используются, главным образом, для производства электроэнергии, то биоресурсы — для производства тепловой энергии. Крупнейшие производства древесных пеллет сосредоточены в Ленинградской области, Санкт-Петербурге и других северных и северо-западных субъектах европейской части РФ, но в последние годы наблюдается создание новых производств практически повсеместно в субъектах РФ с имеющимся лесопромышленным комплексом, включая центр европейской части России, Урал, юг Сибири и Дальнего Востока [137].

Производство пеллет ориентировано, главным образом, на экспорт. В частности, в 2014 г. было экспортировано 900 тыс. тонн пеллет (из них более 50% - через порты и таможенные пункты Санкт-Петербурга и Ленинградской области).

Основные проблемы индустрии древесных гранул связаны с зависимостью от зарубежного оборудования (которым, в настоящее время, оснащена основная часть предприятий; в то же время, имеется и разрабатывается и отечественное оборудование) и внешних рынков сбыта, подверженных существенным колебаниям цен и спроса.

В то же время, наблюдается некоторый рост внутреннего спроса и переориентация систем отопления на собственное древесное сырьё, хотя в большинстве случаев речь идёт не о пеллетах, а о щепе, коре и других отходах.

Перевод котельных на биотопливо и строительство новых биотопливных котельных наиболее активно идёт в Ленинградской, Архангельской, Вологодской, Костромской области, Карелии, Коми, Владимирской, Смоленской, Московской, Челябинской, Томской области, Алтайском и Красноярском крае.

Существуют и планируются также единичные производства жидкого биотоплива (биоэтанол и др.) из древесных отходов, в частности, о таких планах было заявлено в Иркутской области и Республике Коми.

Торф в качестве энергетического сырья используется на местном уровне в регионах его добычи. В настоящее время торфяная отрасль в России переживает упадок. Резкое падение производства торфа началось с кризисом 1990-х годов. К 2000 году производство торфа в России упало до 4 млн. тонн — примерно в 20 раз, что сопоставимо с мировыми темпами падения в отрасли, а к концу 2000-х годов сократилось ещё в два-три раза до 1,2—1,7 млн. тонн [35].

Сходная ситуация в двух других бывших союзных республиках, ведущих в торфяной отрасли — Белоруссии и на Украине, хотя в Белоруссии падение было менее резким (примерно в 10 раз), а в последние годы идёт восстановление.

Около 50% всей добычи торфа в России в 2000-е годы приходилось на Кировскую область. Остальные объёмы были более или равномерно распределены между Ярославской, Московской, Рязанской, Тверской, Владимирской, Костромской областями, республиками Чувашия и Марий-Эл, регионами северо-запада страны и Дальнего Востока. В качестве топлива использовалось от 50% до 75% добываемого торфа, для сельского хозяйства — от 20 до 50 %, небольшая доля использовалась для производства торфяных брикетов. Ряд перечисленных выше регионов в последние годы анонсировал программы восстановления отрасли и расширения использования торфа в качестве топлива.

В то же время, широкие перспективы торфа лежат не в сфере его сжигания, а в глубокой и комплексной переработке с получением на выходе широкого спектра материалов, которые могут использоваться в сельском хозяйстве, медицине, строительстве, химической промышленности, в качестве лекарств, сорбентов, изоляционных материалов, кормовых добавок.

Зона добычи и топливного использования торфа, в основном, совпадает с территориями производства древесного топлива; таким образом, можно говорить о едином торфянолесном «биоэнергетическом поясе», охватывающем север и центр европейской части России, Урал, юг Сибири и Дальнего Востока.

Другой, в большей степени, потенциальный, биоэнергетический пояс, охватывает южные регионы страны с развитым сельским хозяйством, где развитие биоэнергетики может базироваться на отходах сельскохозяйственной продукции. В настоящее время существуют отдельные биогазовые станции (в частности, в Белгородской области) и производства топливных брикетов из отходов растениеводства (в частности, в Алтайском крае).

Исходя из имеющегося теоретического потенциала и фактического состояния дел в реализации проектов использования ВИЭ, в настоящее время можно выделить два формирующихся пояса:

1. Северный лесо-торфяной биоэнергетический, проходящий через северные и северо-центральные районы европейской части России, Северный и Средний Урал, юг Сибири и Дальнего Востока; ВИЭ используются, главным образом, для производства биотоплива и тепловой энергии;

2. Южный солнечный, проходящий по южным регионам страны от Крыма до Забайкальского края; ВИЭ используются, большей частью, для производства электроэнергии.

При этом, биоэнергетика и солнечная энергетика относятся к числу наиболее активно развивающихся направлений.

Другие объекты генерации на ВИЭ, основанные на использовании ветровой, геотермальной, гидравлической энергии (малых рек), приливной и волновой энергии, биоэнергии на основе отходов сельского хозяйства и масличных культур, представлены точечно или на региональном уровне. При этом потенциал данных источников остаётся реализованном в очень слабой степени.

Энергетика на ВИЭ развивается двумя параллельными путями.

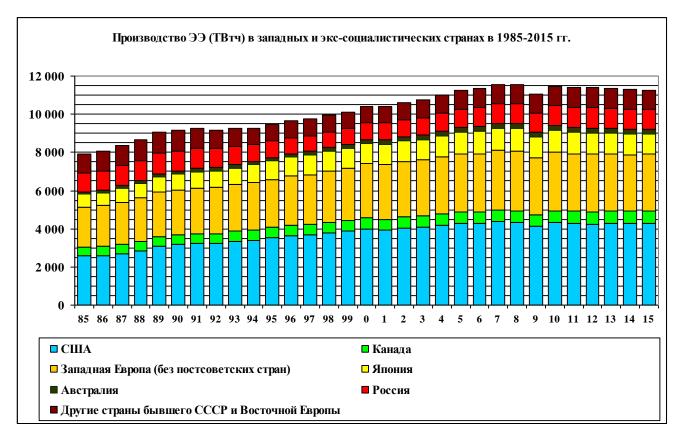
- «Большая» энергетика, направленная на встраивание в общую энергетическую сеть и обслуживание крупных потребителей внутри страны и на экспорт энергоресурсов;
- Малая автономная, направленная на обеспечение домохозяйств, предприятия, небольших (как правило, сравнительно отдалённых) населённых пунктов, охраняемых природных территорий; иными словами, энергообеспечение на низовом территориальном уровне, бытовом и производственном.

Исходя из электроэнергетических мощностей, созданных в настоящее время и создаваемых, в солнечной, ветровой и малой гидроэнергетики, к 2020 году они составят величину порядка 2,5 ГВт. С учётом множества малых автономных генерирующих мощностей, трудно поддающихся оценке, предварительно можно прогнозировать общий рост до 3 ГВт, что составляет менее 1,5% всех электроэнергетических мощностей России. Учитывая в 2-4 раза меньший КИУМ электростанций на ВИЭ по сравнению с тепловыми и атомными, доля данных ВИЭ в общероссийском объёме производства электроэнергии будет ещё меньше — порядка 0,5%.

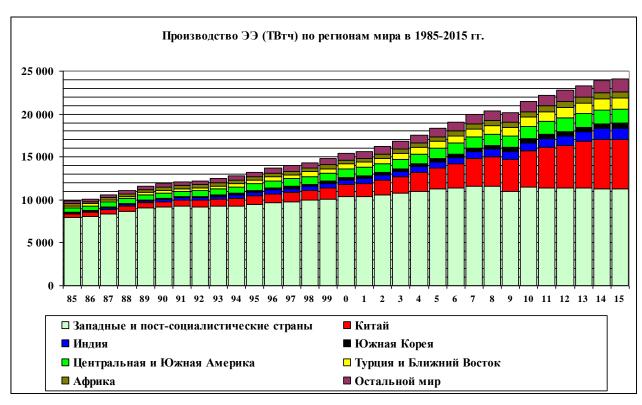
Производство биотоплива (не включая дрова) – топливных гранул и торфа, на данный момент можно оценить в величину, эквивалентную 1 млн. т.у.т. (около 0,1% в общем энергобалансе России). Активное развитие биоэнергетики в ближайшие годы и переориентация значительной части производства на экспорт может повысить эту долю в несколько раз, но, в любом случае, вряд ли она превысит 0,5%-1%.

В то же время, в отдельных точках и отдельных регионах ВИЭ могут сыграть существенную роль в энергобалансе; в частности, потенциал биотоплива в северозападных районах России можно оценить в 20%-30% [101].

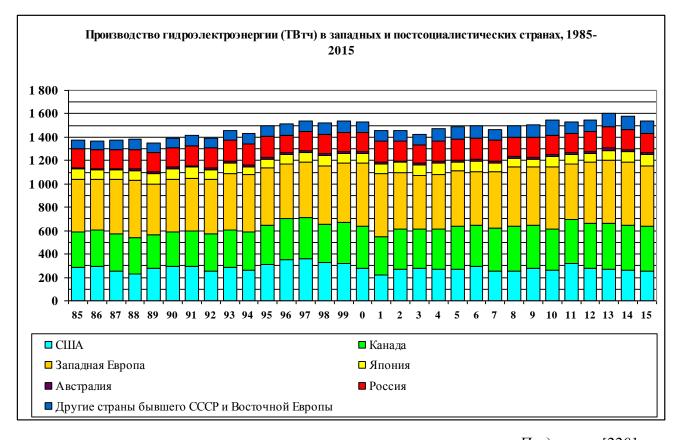
Приложение 17. Выработка электроэнергии в западных и пост-социалистических странах (ТВтч) в 1985-2015 гг.



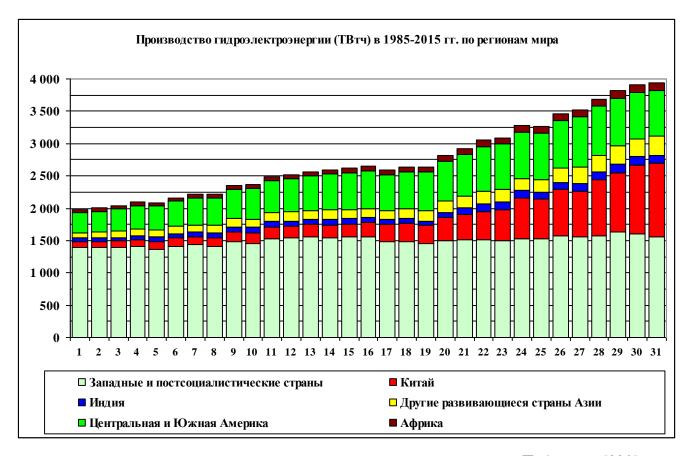
Приложение 18. Выработка электроэнергии (ТВтч) по регионам мира в 1985-2015 гг.



Приложение 19. Выработка гидроэлектроэнергии (ТВтч) в западных и постсоциалистических странах в 1985-2000 гг.



Приложение 20. Выработка гидроэлектроэнергии (ТВтч) по регионам мира в 1985-2015 гг. Производство гидроэлектроэнергии по регионам и уровень специализации на производстве гидроэлектроэнергии



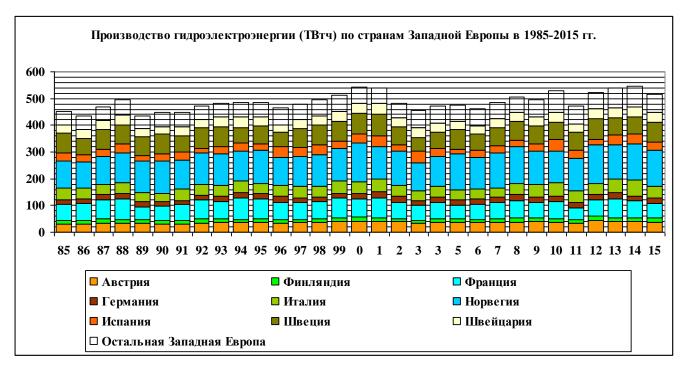
Производство гидроэлектроэнергии по регионам в 2015 году и уровень специализации на производстве гидроэлектроэнергии

Регион	Производств о электроэнерг ии, ТВтч	Производс тво гидроэлект роэнергии, ТВтч	Доля гидроэнергии в производстве электроэнергии в стране, %	Доля в мировом производст ве электроэне ргии	Доля в мировом производст ве гидроэлект роэнергии	Коэффицие
США	4 303	254	5,9%	17,9%	6,4%	0,36
Канада	633	383	60,5%	2,6%	9,7%	3,69
Западная Европа, в т.ч.:	2 972	517	17,4%	12,3%	13,1%	1,06
Норвегия	145	137	95,0%	0,6%	3,5%	5,80

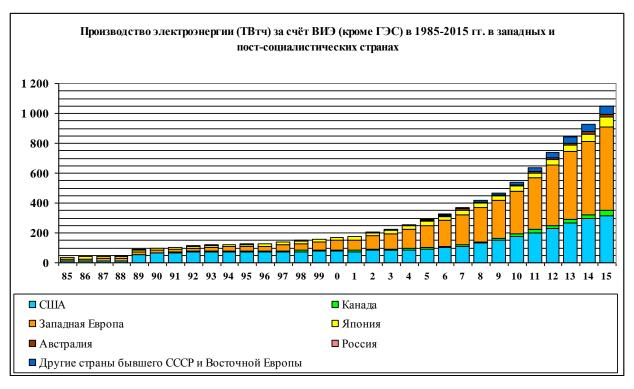
Швеция	170	75	43,8%	0,7%	1,9%	2,67
Швейцария	71	40	57,1%	0,3%	1,0%	3,49
Австрия	65	37	56,8%	0,3%	0,9%	3,47
Исландия	17	12	70,1%	0,1%	0,3%	4,28
Германия	647	19	3,0%	2,7%	0,5%	0,18
Франция	569	54	9,5%	2,4%	1,4%	0,58
Я пония	1 036	97	9,3%	4,3%	2,4%	0,57
Страны «Триады»	8 943	1 251	14,0%	37,1%	31,7%	0,85
Австралия	254	14	5,4%	1,1%	0,3%	0,33
Новая Зеландия	44	25	55,5%	0,2%	0,6%	3,39
Россия	1 063	170	16,0%	4,4%	4,3%	0,98
Другие						
постсоветские	885	113	12,8%	3,7%	2,9%	0,78
страны, в т.ч.:						
Латвия	6	4	61,1%	0,0%	0,1%	3,73
Хорватия	10	5	46,0%	0,0%	0,1%	2,81
Черногория	2,7	1,5	53,2%	0,0%	0,0%	3,25
Албания	4	4	100,0%	0,0%	0,1%	6,11
Грузия	9	7	75,5%	0,0%	0,2%	4,61
Киргизстан	15	14	93,8%	0,1%	0,4%	5,73
Таджикистан	18	17	95,4%	0,1%	0,4%	5,83
Китай	5 811	1 126	19,4%	24,1%	28,5%	1,18
Индия	1 305	124	9,5%	5,4%	3,2%	0,58
Южная Корея	522	3	0,6%	2,2%	0,1%	0,04
Другие						
страны Азии,	2 742	289	10,5%	11,4%	7,3%	0,64
в т.ч.:						
Турция	260	67	25,8%	1,1%	1,7%	1,57
Вьетнам	165	64	38,8%	0,7%	1,6%	2,37
Непал	4	3	99,5%	0,0%	0,1%	6,08
Лаос	12	11	92,0%	0,1%	0,3%	5,62
Северная Корея	19	13	71,3%	0,1%	0,3%	4,35

Камбоджа	1	1	37,2%	0,0%	0,0%	2,27
Мьянма	10	8	73,4%	0,0%	0,2%	4,48
Бутан	7	7	100,0%	0,0%	0,2%	6,11
Афганистан	1	1	80,3%	0,0%	0,0%	4,90
Центральная						
и Южная	1 550	706	45 20/	6.50/	17.00/	2.77
Америка, в	1 558	/06	45,3%	6,5%	17,9%	2,77
т.ч.:						
Бразилия	580	361	62,3%	2,4%	9,1%	3,80
Остальные	978	345	35,3%	4,1%	8,7%	2,16
страны	770	343	33,370	7,170	0,770	2,10
Африка	760	119	15,7%	3,2%	3,0%	0,96
В том числе						
страны						
Субсахарской	160	95	59,8%	0,7%	2,4%	3,65
Африки (кроме						
ЮАР)						
Остальной	212	6	2,7%	0,9%	0,1%	0,17
мир	212		2,7/0	0,9/0	0,1/0	0,17
Мир в целом	24 098	3 946	16,4%	100,0%	100,0%	1,00

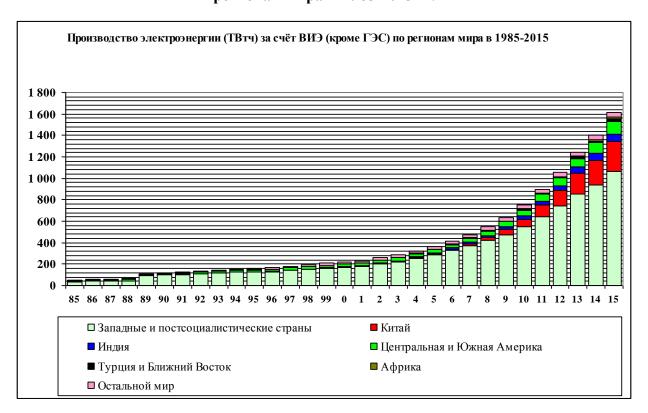
Приложение 21. Производство гидроэлектроэнергии, ТВтч, по странам Западной Европы в 1985-2015



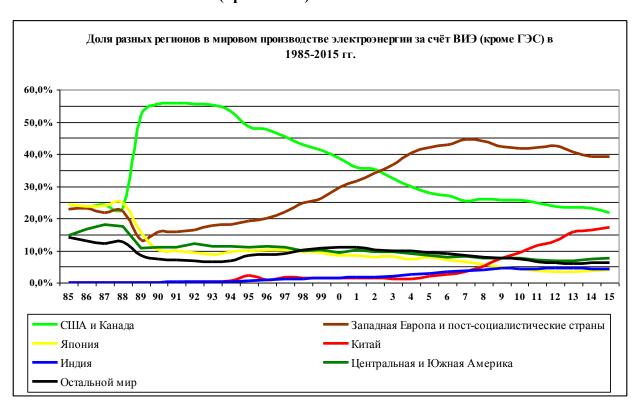
Приложение 22. Производство электроэнергии (ТВтч) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) в западных и пост-социалистических странах в 1985-2015 гг.



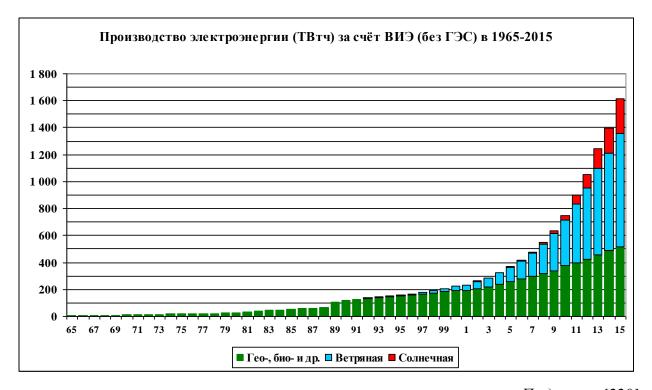
Приложение 23. Производство электроэнергии (ТВтч) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) по регионам мира в 1985-2015 гг.



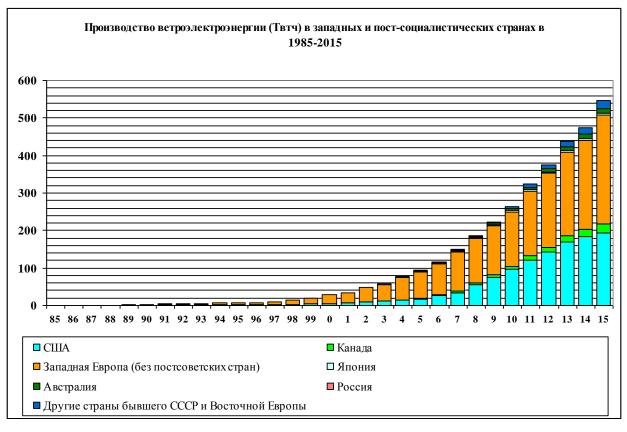
Приложение 24. Доля регионов мира в производстве электроэнергии (%) за счёт ВИЭ (кроме ГЭС) в 1985-2015 гг.



Приложение 25. Мировое производство электроэнергии (ТВтч) за счёт ВИЭ (кроме Γ ЭС) в 1965-2015 гг.



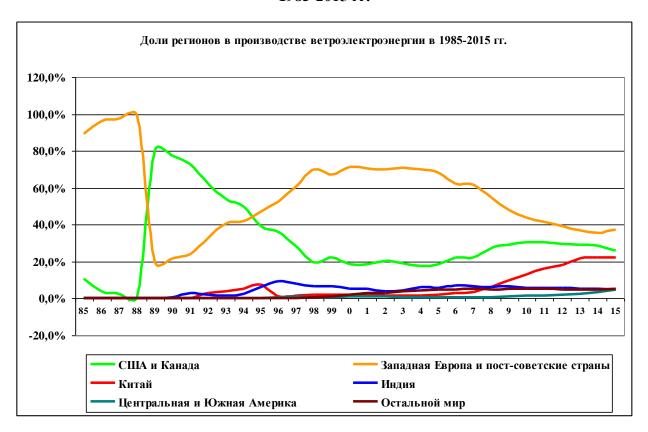
Приложение 26. Производство ветроэлектроэнергии в западных и постсоциалистических странах в 1985-2015 гг.



Приложение 27. Производство ветроэлектроэнергии по регионам мира в 1985-2015 гг.



Приложение 28. Доля регионов мира в производстве ветроэлектроэнергии (%) в 1985-2015 гг.



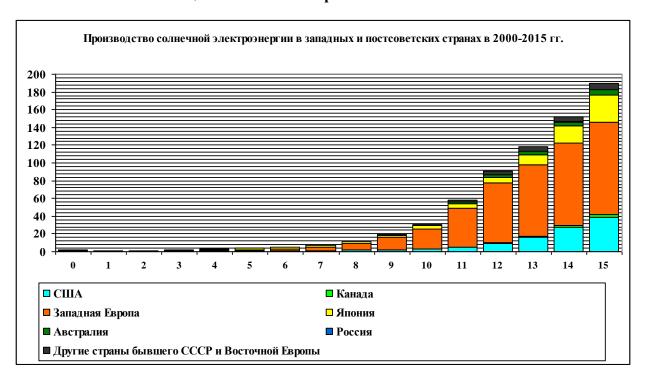
Приложение 29. Производство ветровой электроэнергии по регионам в 2015 году и уровень специализации на производстве ветроэлектроэнергии

			Доля			
		Производств	ветроэнерги	Доля в	Доля в	
	Производств	О	ИВ	мировом	мировом	Коэффициен
Регион	О	ветроэлектр	производств	производств	производств	Т
Регион	электроэнер	оэнергии,	e	e	e	специализац
	гии, ТВтч	ТВтч	электроэнер	электроэнер	ветроэлектр	ии
		IDII	гии в	ГИИ	оэнергии	
			стране, %			
США	4 303,0	192,9	4,5%	17,9%	22,9%	1,28
Канада	633,3	24,6	3,9%	2,6%	2,9%	1,11
Западная						
Европа, в	2 973,8	289,4	9,7%	12,3%	34,4%	2,79
том числе:						
Германия	647,1	88,0	13,6%	2,7%	10,5%	3,89

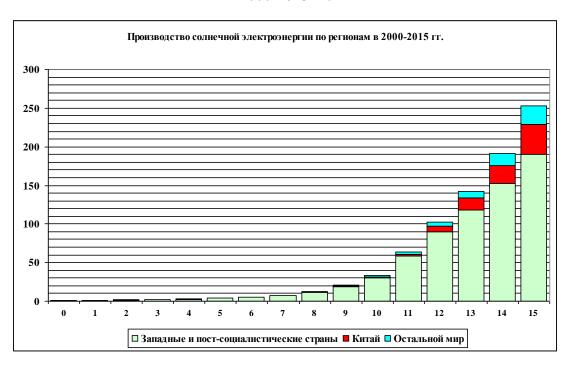
Испания	278,5	49,3	17,7%	1,2%	5,9%	5,07
Великобрита	337,7	40,4	12,0%	1,4%	4,8%	3,43
ния	331,1	40,4	12,070	1,470	4,070	3,43
Франция	568,8	20,2	3,5%	2,4%	2,4%	1,02
Швеция	170,2	16,6	9,8%	0,7%	2,0%	2,80
Италия	281,8	14,7	5,2%	1,2%	1,7%	1,49
Дания	28,7	14,3	49,7%	0,1%	1,7%	14,23
Португалия	51,9	11,6	22,3%	0,2%	1,4%	6,40
Нидерланды	109,6	7,5	6,8%	0,5%	0,9%	1,96
Ирландия	28,7	6,6	22,9%	0,1%	0,8%	6,57
Бельгия	69,6	5,6	8,0%	0,3%	0,7%	2,29
Австрия	64,7	5,1	7,9%	0,3%	0,6%	2,27
Греция	50,2	4,6	9,2%	0,2%	0,6%	2,64
Норвегия	144,7	2,5	1,7%	0,6%	0,3%	0,50
Финляндия	68,6	2,3	3,4%	0,3%	0,3%	0,97
Швейцария	70,9	0,1	0,1%	0,3%	0,0%	0,04
Люксембург	2,1	0,1	3,5%	0,0%	0,0%	1,01
Япония	1 035,5	5,4	0,5%	4,3%	0,6%	0,15
Астралия	253,6	10,7	4,2%	1,1%	1,3%	1,21
Новая	44,3	2,4	5,3%	0,2%	0,3%	1,53
Зеландия	44,5	2,4	3,370	0,270	0,570	1,33
Постсоветск						
ие страны, в	595,9	23,3	3,9%	2,5%	2,8%	1,12
том числе:						
Польша	164,7	10,8	6,6%	0,7%	1,3%	1,88
Румыния	65,6	7,0	10,7%	0,3%	0,8%	3,08
Болгария	48,2	1,5	3,0%	0,2%	0,2%	0,86
Чехия	83,9	0,6	0,7%	0,3%	0,1%	0,20
Венгрия	30,4	0,7	2,3%	0,1%	0,1%	0,66
Хорватия	10,0	0,3	3,3%	0,0%	0,0%	0,94
Литва	4,9	0,8	16,5%	0,0%	0,1%	4,71
Украина	163,3	1,0	0,6%	0,7%	0,1%	0,18
Латвия	6,0	0,1	1,9%	0,0%	0,0%	0,54
Эстония	11,3	0,4	3,8%	0,0%	0,1%	1,10
Армения	7,6	0,0	0,1%	0,0%	0,0%	0,02
Китай	5 810,6	185,1	3,2%	24,1%	22,0%	0,91

Индия	1 304,8	41,4	3,2%	5,4%	4,9%	0,91
Другие						
азиатские	1 586,4	16,7	1,1%	6,6%	2,0%	0,30
страны:						
Турция	259,7	11,6	4,4%	1,1%	1,4%	1,27
Пакистан	110,0	0,6	0,6%	0,5%	0,1%	0,17
Филиппины	82,6	0,6	0,8%	0,3%	0,1%	0,22
Южная Корея	522,3	1,6	0,3%	2,2%	0,2%	0,09
Тайвань	258,0	1,5	0,6%	1,1%	0,2%	0,17
Таиланд	177,8	0,4	0,2%	0,7%	0,1%	0,07
Вьетнам	164,6	0,2	0,1%	0,7%	0,0%	0,04
Шри-Ланка	11,4	0,1	1,3%	0,0%	0,0%	0,37
Центральная						
и Южная	1 327,7	34,8	2,6%	5,5%	4,1%	0,75
Америка						
Бразилия	579,8	21,7	3,7%	2,4%	2,6%	1,07
Мексика	306,7	7,9	2,6%	1,3%	0,9%	0,74
Аргентина	147,6	0,7	0,5%	0,6%	0,1%	0,14
Чили	75,4	2,1	2,8%	0,3%	0,3%	0,81
Колумбия	77,0	0,1	0,1%	0,3%	0,0%	0,03
Эквадор	25,9	0,1	0,4%	0,1%	0,0%	0,11
Перу	48,1	0,6	1,3%	0,2%	0,1%	0,36
Коста-Рика	10,1	0,5	5,3%	0,0%	0,1%	1,50
Куба	17,4	0,0	0,1%	0,1%	0,0%	0,03
Доминиканск						
ая	13,9	0,1	0,7%	0,1%	0,0%	0,21
Республика						
Гондурас	7,3	0,3	4,6%	0,0%	0,0%	1,32
Ямайка	4,0	0,1	2,6%	0,0%	0,0%	0,76
Никарагуа	4,2	0,3	7,9%	0,0%	0,0%	2,26
Уругвай	10,3	0,1	1,1%	0,0%	0,0%	0,31
Африка	759,6	7,5	1,0%	3,2%	0,9%	0,28
Остальной	2.450.2	7.1	0.20/	4.4.404	0.004	0.01
мир	3 469,3	7,1	0,2%	14,4%	0,8%	0,06
Весь мир	24 097,7	841,2	3,5%	100,0%	100,0%	1,00

Приложение 30. Производство солнечной электроэнергии (ТВтч) в западных и постсоциалистических странах в 2000-2015 гг.



Приложение 31. Производство солнечной электроэнергии (ТВтч) по регионам мира в 2000-2015 гг.

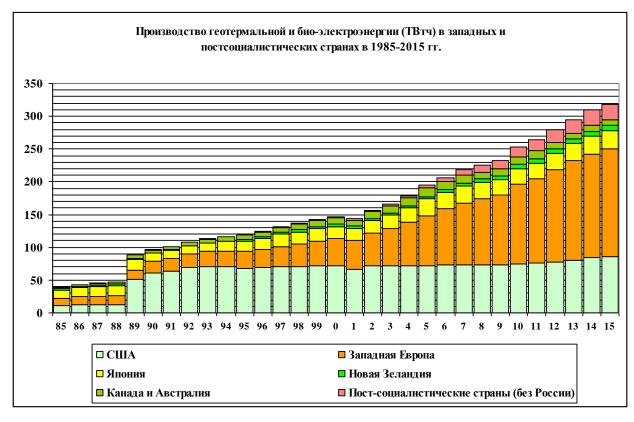


Приложение 32. Производство солнечной электроэнергии по регионам в 2015 году и уровень специализации на производстве солнечной электроэнергии

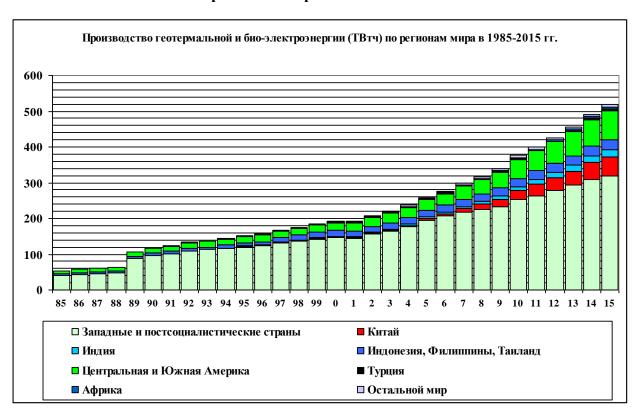
			Доля			
			солнечной	Доля в	Доля в	
	Производств	Производств	энергии в	мировом	мировом	Коэффициен
	0	о солнечной	производств	производств	производств	Т
Регион	электроэнер	электроэнер	е	е	е солнечной	специализац
	гии, ТВтч	гии, ТВтч	электроэнер	электроэнер	электроэнер	ии
	11111, 1211	11111, 1211	гии в	гии	гии	
			стране, %	11111	1111	
США	4 303	39,0	0,9%	17,9%	15,4%	0,86
		·			,	
Канада	633	2,6	0,4%	2,6%	1,0%	0,39
Западная						
Европа, в				0,0%	40,9%	3,31
том числе:	2974	103,4				
Германия	647	38,4	5,9%	2,7%	15,2%	5,66
Италия	282	25,2	8,9%	1,2%	10,0%	8,52
Испания	279	13,9	5,0%	1,2%	5,5%	4,74
Великобрита			2,2%	1,4%	3,0%	2,13
ния	338	7,6				
Франция	569	7,3	1,3%	2,4%	2,9%	1,23
Греция	50	3,5	7,0%	0,2%	1,4%	6,65
Бельгия	70	3,2	4,5%	0,3%	1,2%	4,33
Швейцария	71	1,1	1,6%	0,3%	0,4%	1,51
Австрия	65	1,0	1,5%	0,3%	0,4%	1,41
Нидерланды	110	0,9	0,8%	0,5%	0,3%	0,75
Португалия	52	0,8	1,5%	0,2%	0,3%	1,45
Дания	29	0,6	2,1%	0,1%	0,2%	2,00
Постсоветск						
ие страны, в		6,9		0,0%	2,7%	
том числе:						
Чехия	84	2,3	2,7%	0,3%	0,9%	2,57
Румыния	66	2,0	3,0%	0,3%	0,8%	2,89
Болгария	48	1,4	2,9%	0,2%	0,6%	2,77
Словакия	27	0,6	2,0%	0,1%	0,2%	1,93

Украина	163	0,4	0,2%	0,7%	0,2%	0,23
Словения	15	0,2	1,1%	0,1%	0,1%	1,05
Венгрия	30	0,1	0,4%	0,1%	0,0%	0,34
Литва	5	0,1	1,5%	0,0%	0,0%	1,42
Япония	1 036	30,9	3,0%	4,3%	12,2%	2,84
Австралия	254	6,1	2,4%	1,1%	2,4%	2,28
Израиль	62	1,0	1,7%	0,3%	0,4%	1,61
Центральная						
и Южная				0,0%	0,8%	
Америка		2,0				
Чили	75	1,4	1,8%	0,3%	0,5%	1,74
Мексика	307	0,3	0,1%	1,3%	0,1%	0,11
Перу	48	0,2	0,5%	0,2%	0,1%	0,46
Эквадор	26	0,0	0,1%	0,1%	0,0%	0,13
ЮАР	250	1,9	0,8%	1,0%	0,8%	0,74
Азия		52,9		0,0%	20,9%	
Китай	5 811	39,2	0,7%	24,1%	15,5%	0,64
Индия	1 305	6,6	0,5%	5,4%	2,6%	0,48
Южная Корея	522	3,8	0,7%	2,2%	1,5%	0,70
Таиланд	178	2,4	1,4%	0,7%	1,0%	1,30
Тайвань	258	0,9	0,3%	1,1%	0,3%	0,32
Остальной			0,1%	25.00/	2.50/	0.10
мир	6 033	6,2	0,1%	25,0%	2,5%	0,10
Весь мир	24 098	253	1,1%	100,0%	100,0%	1,00

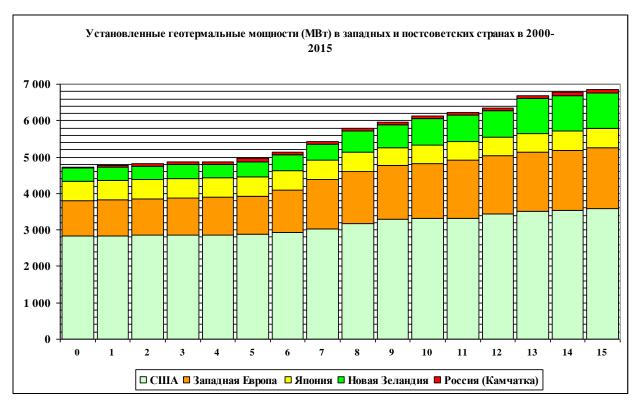
Приложение 33. Производство геотермальной и био – электроэнергии (ТВтч) в западных и пост-социалистических странах в 1985-2015 гг.



Приложение 34. Производство геотермальной и био – электроэнергии (ТВтч) по регионам мира в 1985-2015 гг.

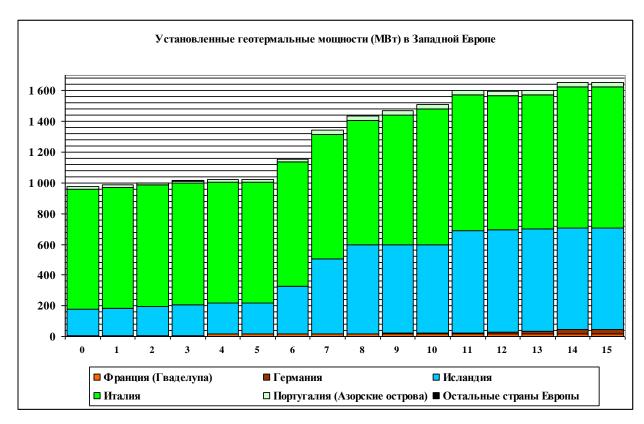


Приложение 35. Установленные геотермальные мощности (МВт) в западных и постсоциалистических странах в 2000-2015 гг.



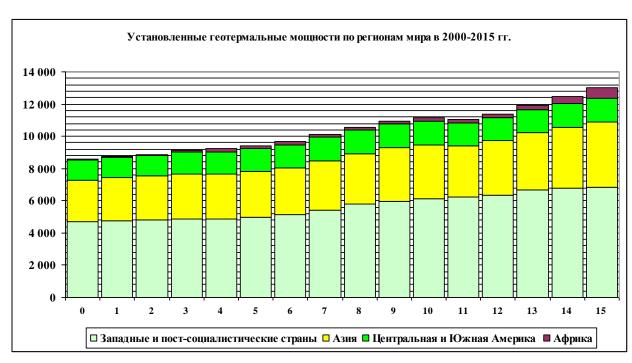
По данным [234]

Приложение 36. Установленные геотермальные мощности (МВт) в Западной Европе в 2000-2015 гг.



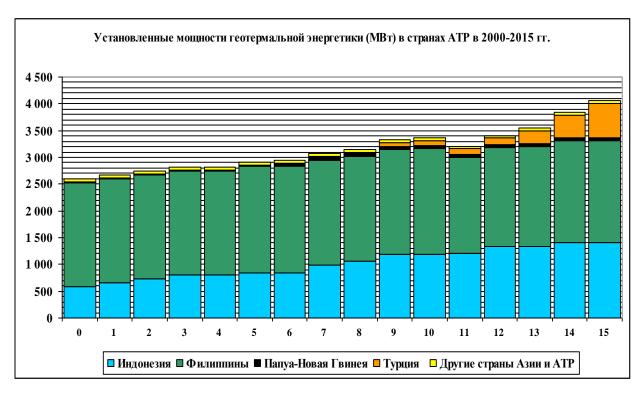
По данным [234]

Приложение 37. Установленные геотермальные мощности (МВт) по регионам мира в 2000-2015 гг.



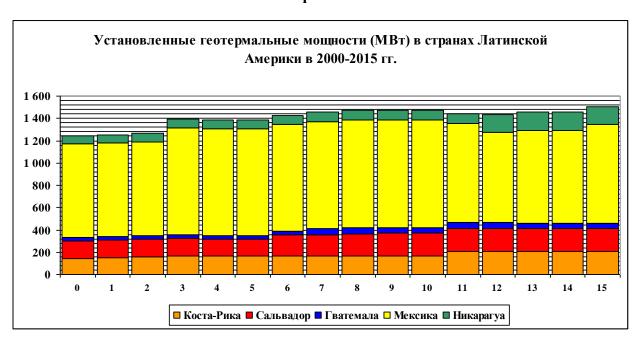
По данным [234]

Приложение 38. Установленные геотермальные мощности (МВт) в странах Азии и ATP в 2000-2015 гг.



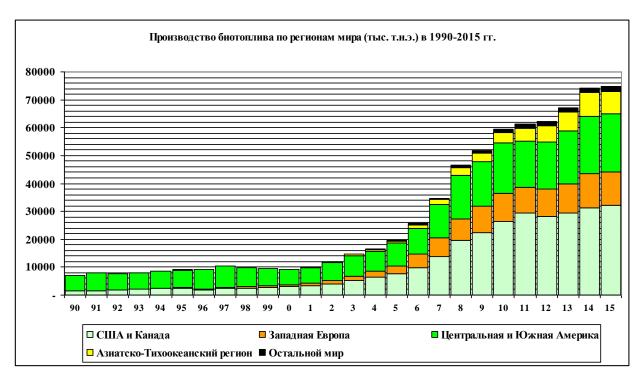
По данным [234]

Приложение 39. Установленные геотермальные мощности (МВт) в странах Латинской Америки в 2000-2015 гг.



По данным [234]

Приложение 40. Производство биотоплива (тыс. т.н.э.) по регионам мира в 1990-2015 гг.



Приложение 41. Производство геотермальной электроэнергии по регионам в 2012 году и уровень специализации на производстве геотермальной электроэнергии

			Доля		Доля в	
		Производст	геотермальн	Доля в	мировом	
	Производст	ВО	ой энергии в	мировом	производств	
Регион	ВО	геотермальн	производств	производств	e	КС
ТСГИОН	электроэнер	ой	e	e	геотермальн	RC
	гии, ТВтч	электроэнер	электроэнер	электроэнер	ой	
		гии, ТВтч	гии в	ГИИ	электроэнер	
			стране, %		ГИИ	
США	4 048	15,6	0,4%	18,8%	22,8%	1,21
Западная Европа	1:	10,9		0,0%	16,1%	
Италия	281	5,6	2,0%	1,3%	8,2%	6,28
Исландия	17	5,2	29,9%	0,1%	7,6%	94,38
Португалия (Азорские о-ва)	43	0,1	0,3%	0,2%	0,2%	1,06
Япония	966	2,6	0,3%	4,5%	3,8%	0,85
Новая	43	6,2	14,3%	0,2%	9,1%	45,19

Зеландия						
Россия	1.012	0.5	0.00/	4.70/	0.70/	0.15
(Камчатка)	1 012	0,5	0,0%	4,7%	0,7%	0,15
Китай	4 768	0,2	0,0%	22,1%	0,3%	0,01
Турция	228	0,9	0,4%	1,1%	1,3%	1,24
Австронезия:		20,1			29,4%	
Индонезия	185	9,4	5,1%	0,9%	13,8%	16,04
Филиппины	70	10,3	14,7%	0,3%	15,0%	46,45
Папуа - Новая			11,9%	0,0%	0,6%	37,70
Гвинея	3	0,4	11,570	0,070	0,070	37,70
Кения	8	1,6	19,7%	0,0%	2,3%	62,15
Центральная Амер	рика:	9,6			14,1%	
Мексика	279	5,8	2,1%	1,3%	8,5%	6,59
Коста-Рика	10	1,4	13,9%	0,0%	2,1%	44,03
Сальвадор	6	1,5	24,8%	0,0%	2,3%	78,43
Гваделупа	2	0,1	6,1%	0,0%	0,1%	19,14
Гватемала	9	0,2	2,7%	0,0%	0,4%	8,46
Никарагуа	4	0,5	12,5%	0,0%	0,8%	39,50
Мир в целом	21 532	68,2	0,3%	100,0%	100,0%	1,00
Тихоокеанское ог	ненное	54,7			80,2%	
кольцо		34,7			80,2%	
Срединно-Атлант	ический	E 1			7.00/	
хребет		5,4			7,9%	
Альпийско-Кавка	зская зона	6,5			9,5%	
Восточно-Африка	нский рифт	1,6			2,3%	

Приложение 42. Производство электроэнергии из биомассы и отходов по регионам в 2012 году и уровень специализации на производстве биоэлектроэнергии

			Поля	Доля в	Доля в	
	_		Доля	доля в	мировом	Коэффи
	Производство	Производство	биоэнергии в	мировом	производств	циент
Регион	электроэнерги	биоэлектроэнер	производстве	производстве	производств	,
	и, ТВтч	гии, ТВтч	электроэнергии	электроэнерг	e	специал
	п, тыт	Thin, TDTT	1 1	• •	биоэлектроэ	иации
			в стране, %	ИИ	нергии	
США	4 048	71,4	1,8%	18,8%	18,6%	0,99

Канада	616	9,0	1,5%	2,9%	2,3%	0,82
Европа	2 847	131	4,6%	13,2%	34,0%	2,57
Германия	585	44,6	7,6%	2,7%	11,6%	4,27
Великобритания	336	14,2	4,2%	1,6%	3,7%	2,38
Италия	281	12,5	4,4%	1,3%	3,2%	2,49
Швеция	161	11,6	7,2%	0,7%	3,0%	4,05
Финляндия	68	11,0	16,4%	0,3%	2,9%	9,17
Нидерланды	95	6,7	7,1%	0,4%	1,8%	3,97
Испания	280	5,0	1,8%	1,3%	1,3%	1,00
Австрия	65	4,7	7,3%	0,3%	1,2%	4,08
Бельгия	76	5,2	6,9%	0,4%	1,4%	3,85
Дания	29	4,3	14,8%	0,1%	1,1%	8,30
Франция	533	5,3	1,0%	2,5%	1,4%	0,55
Греция	58	0,2	0,4%	0,3%	0,1%	0,20
Ирландия	26	0,4	1,6%	0,1%	0,1%	0,92
Норвегия	145	0,4	0,3%	0,7%	0,1%	0,14
Португалия	43	3,0	6,8%	0,2%	0,8%	3,81
Швейцария	65	1,5	2,4%	0,3%	0,4%	1,33
Люксембург	2	0,1	5,6%	0,0%	0,0%	3,12
Япония	966	33,2	3,4%	4,5%	8,6%	1,93
Австралия	235	2,3	1,0%	1,1%	0,6%	0,56
Новая Зеландия	43	0,6	1,5%	0,2%	0,2%	0,82
Россия	1 012	3,0	0,3%	4,7%	0,8%	0,17
Другие						
постсоветские	425	18,2	4,3%	2,0%	4,7%	2,41
страны						
Польша	153	10,1	6,6%	0,7%	2,6%	3,71
Белоруссия	29	0,1	0,4%	0,1%	0,0%	0,24
Чехия	82	3,3	4,1%	0,4%	0,9%	2,29
Венгрия	32	1,7	5,1%	0,2%	0,4%	2,86
Литва	4	0,2	5,6%	0,0%	0,1%	3,11
Румыния	56	0,2	0,4%	0,3%	0,1%	0,21
Словакия	27	0,9	3,5%	0,1%	0,2%	1,95
Латвия	6	0,3	4,8%	0,0%	0,1%	2,70
					1	

Эстония	11	1,0	8,8%	0,1%	0,3%	4,95
Словения	15	0,3	1,8%	0,1%	0,1%	1,01
Хорватия	10	0,1	0,9%	0,0%	0,0%	0,53
Центральная и						
Южная	1 229	51,7	4,2%	5,7%	13,5%	2,36
Америка						
Бразилия	538	35,2	6,6%	2,5%	9,2%	3,67
Мексика	279	2,8	1,0%	1,3%	0,7%	0,56
Аргентина	128	2,4	1,9%	0,6%	0,6%	1,04
Чили	67	4,9	7,3%	0,3%	1,3%	4,07
Колумбия	58	0,5	0,9%	0,3%	0,1%	0,48
Экевадор	22	0,3	1,3%	0,1%	0,1%	0,75
Перу	39	0,7	1,7%	0,2%	0,2%	0,96
Белиз	0	0,2	47,3%	0,0%	0,1%	26,49
Боливия	7	0,2	3,2%	0,0%	0,1%	1,77
Коста-Рика	10	0,2	1,8%	0,0%	0,0%	1,00
Куба	17	0,6	3,2%	0,1%	0,1%	1,79
Доминиканская Республика	14	0,0	0,2%	0,1%	0,0%	0,12
Сальвадор	6	0,4	6,1%	0,0%	0,1%	3,40
Гватемала	9	1,6	17,3%	0,0%	0,4%	9,71
Гондурас	7	0,2	2,7%	0,0%	0,1%	1,50
Ямайка	4	0,1	2,9%	0,0%	0,0%	1,64
Никарагуа	4	0,5	10,9%	0,0%	0,1%	6,09
Панама	8	0,0	0,3%	0,0%	0,0%	0,17
Уругвай	10	1,0	9,8%	0,0%	0,3%	5,50
Азия:	6 902	56,8	0,8%	32,1%	14,8%	0,46
Китай	4 768	44,7	0,9%	22,1%	11,6%	0,52
Индия	1 052	5,0	0,5%	4,9%	1,3%	0,27
Малайзия	127	0,8	0,6%	0,6%	0,2%	0,36
Филиппины	70	0,2	0,2%	0,3%	0,0%	0,13
Южная Корея	500	1,2	0,2%	2,3%	0,3%	0,13
Таиланд	156	4,4	2,8%	0,7%	1,1%	1,57
Турция	228	0,6	0,3%	1,1%	0,2%	0,15
Африка:	40	1,4		0,2%	0,4%	1,92
Зимбабве	8	0,1	0,8%	0,0%	0,0%	0,46

Уганда	3	0,1	3,3%	0,0%	0,0%	1,84
Того	0	0,0	4,6%	0,0%	0,0%	2,57
Судан (с						
мынжОІ	10	0,5	5,3%	0,0%	0,1%	2,94
Суданом)						
Реюньон	3	0,3	10,1%	0,0%	0,1%	5,67
Кения	8	0,3	3,9%	0,0%	0,1%	2,18
Габон	2	0,0	0,4%	0,0%	0,0%	0,24
Камерун	6	0,1	1,0%	0,0%	0,0%	0,58
Остальной мир	3 168	5,7	0,2%	14,7%	1,5%	0,10
Мир в целом	21 532	384	1,8%	100,0%	100,0%	1,00

Приложение 43. Производство электроэнергии крупнейшими странами в 2015 году и доли в нём различных ВИЭ

	Э	ЭЭ		Все ВИЭ			ГЭС			Другие ВИЭ		
Страна	ТВтч	Доля от мир.	ТВтч	Доля от мир.	К-т спец.	ТВтч	Доля от мир.	К-т спец.	ТВтч	Доля от мир.	К-т спец.	
Китай	5 811	24,1%	1 404	25,3%	1,05	1 126	28,5%	1,13	277	17,2%	0,71	
США	4 303	17,9%	571	10,3%	0,58	254	6,4%	0,63	317	19,7%	1,10	
Индия	1 305	5,4%	193	3,5%	0,64	124	3,2%	0,91	69	4,2%	0,78	
Россия	1 063	4,4%	171	3,1%	0,70	170	4,3%	1,40	1	0,0%	0,01	
Япония	1 036	4,3%	161	2,9%	0,67	97	2,4%	0,85	64	4,0%	0,92	
Всего топ-5	13 517	56,1%	2 498	44,9%	0,80	1 771	44,9%	1,00	727	45,1%	0,80	
Германия	647	2,7%	196	3,5%	1,31	19	0,5%	0,14	177	10,9%	4,08	
Канада	633	2,6%	416	7,5%	2,84	383	9,7%	1,30	32	2,0%	0,77	
Бразилия	580	2,4%	433	7,8%	3,24	361	9,1%	1,17	72	4,5%	1,85	
Франция	569	2,4%	89	1,6%	0,68	54	1,4%	0,86	35	2,2%	0,91	
Южная Корея	522	2,2%	10	0,2%	0,08	3	0,1%	0,42	7	0,4%	0,20	
Всего топ-10	16 469	68,3%	3 641	65,5%	0,96	2 591	65,7%	1,00	1 050	65,1%	0,95	
Великобритания	338	1,4%	83	1,5%	1,07	6	0,2%	0,11	77	4,8%	3,41	
Сауд. Аравия	328	1,4%	0	0,0%	0,00	0	0,0%	0,00	0	0,0%	0,00	
Мексика	307	1,3%	46	0,8%	0,65	30	0,8%	0,93	16	1,0%	0,76	
Иран	282	1,2%	19	0,3%	0,29	18	0,5%	1,38	0	0,0%	0,02	
Италия	282	1,2%	109	2,0%	1,67	44	1,1%	0,57	65	4,0%	3,44	

Испания	279	1,2%	96	1,7%	1,49	28	0,7%	0,41	68	4,2%	3,65
Турция	260	1,1%	84	1,5%	1,39	67	1,7%	1,13	17	1,0%	0,96
Тайвань	258	1,1%	9	0,2%	0,15	4	0,1%	0,70	5	0,3%	0,26
Австралия	254	1,1%	34	0,6%	0,58	14	0,3%	0,57	20	1,2%	1,18
ЮАР	250	1,0%	5	0,1%	0,09	1	0,0%	0,25	4	0,3%	0,26
Всего топ-20	19 304	80,1%	4 125	74,2%	0,93	2 804	71,0%	0,96	1 322	82,0%	1,02

Приложение 44. Производство электроэнергии западными странами в 2015 году и доли в нём различных ВИЭ

	Э	Э	ВИЭ			ГЭС			Другие ВИЭ		
Страна	ТВтч	доля от мир.	ТВтч	доля от мир.	К-т спец.	ТВтч	доля от мир.	К-т спец.	ТВтч	доля от мир.	К-т спец.
США	4 303	17,9%	571	10,3%	0,58	254	6,4%	0,36	317	19,7%	1,10
Япония	1 036	4,3%	161	2,9%	0,67	97	2,4%	0,57	64	4,0%	0,92
Германия	647	2,7%	196	3,5%	1,31	19	0,5%	0,18	177	10,9%	4,08
Канада	633	2,6%	416	7,5%	2,84	383	9,7%	3,69	32	2,0%	0,77
Франция	569	2,4%	89	1,6%	0,68	54	1,4%	0,58	35	2,2%	0,91
Великобритания	338	1,4%	83	1,5%	1,07	6	0,2%	0,11	77	4,8%	3,41
Италия	282	1,2%	109	2,0%	1,67	44	1,1%	0,95	65	4,0%	3,44
Испания	279	1,2%	96	1,7%	1,49	28	0,7%	0,61	68	4,2%	3,65
Австралия	254	1,1%	34	0,6%	0,58	14	0,3%	0,33	20	1,2%	1,18
Швеция	170	0,7%	102	1,8%	2,60	75	1,9%	2,67	27	1,7%	2,40
Норвегия	145	0,6%	140	2,5%	4,20	137	3,5%	5,80	3	0,2%	0,29
Нидерланды	110	0,5%	12	0,2%	0,47	0	0,0%	0,00	12	0,7%	1,61
Швейцария	71	0,3%	40	0,7%	2,47	38	1,0%	3,24	3	0,2%	0,61
Бельгия	70	0,3%	14	0,3%	0,90	0	0,0%	0,03	14	0,9%	3,04
Финляндия	69	0,3%	30	0,5%	1,92	17	0,4%	1,49	14	0,8%	2,97
Австрия	65	0,3%	47	0,8%	3,16	37	0,9%	3,47	10	0,6%	2,40
Португалия	52	0,2%	24	0,4%	2,02	9	0,2%	1,02	16	1,0%	4,48
Греция	50	0,2%	14	0,3%	1,20	6	0,1%	0,68	8	0,5%	2,49
Новая Зеландия	44	0,2%	35	0,6%	3,46	25	0,6%	3,39	11	0,7%	3,64
Дания	29	0,1%	19	0,3%	2,85	0	0,0%	0,00	19	1,2%	9,80
Ирландия	29	0,1%	8	0,1%	1,19	1	0,0%	0,17	7	0,4%	3,67
Исландия	17	0,1%	17	0,3%	4,33	12	0,3%	4,28	5	0,3%	4,47
Люксембург	2	0,0%	0	0,0%	0,67	0	0,0%	0,28	0	0,0%	1,63
Всего западные											
страны	9 261	38,4%	2 258	40,6%	1,06	1 254	31,8%	0,83	1 004	62,3%	1,62

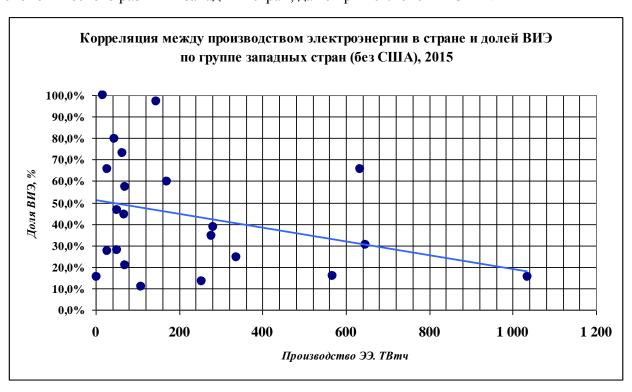
Приложение 45. Доля различных ВИЭ в производстве электроэнергии западными странами в 2015 году

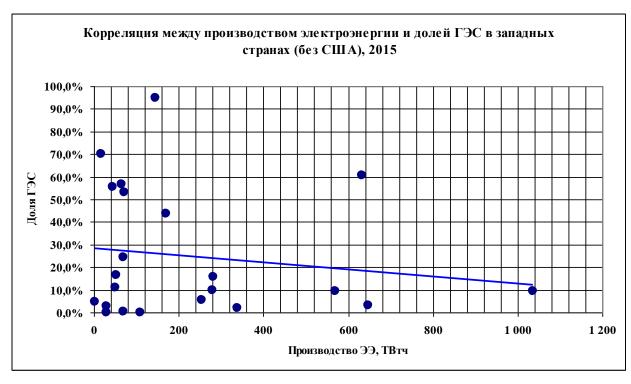
Страна	ЭЭ, всего	Все ВИЭ	Доля	ГЭС	Доля	Другие ВИЭ	Доля
США	4 303	571	13,3%	254	5,9%	317	7,4%
Япония	1 036	161	15,5%	97	9,3%	64	6,2%
Германия	647	196	30,3%	19	3,0%	177	27,3%
Канада	633	416	65,6%	383	60,5%	32	5,1%
Франция	569	89	15,6%	54	9,5%	35	6,1%
Великобритания	338	83	24,7%	6	1,9%	77	22,8%
Италия	282	109	38,6%	44	15,6%	65	23,0%
Испания	279	96	34,4%	28	10,0%	68	24,4%
Австралия	254	34	13,3%	14	5,4%	20	7,9%
Швеция	170	102	59,9%	75	43,8%	27	16,1%
Норвегия	145	140	97,0%	137	95,0%	3	2,0%
Нидерланды	110	12	10,9%	0	0,1%	12	10,8%
Швейцария	71	40	57,1%	38	53,0%	3	4,1%
Бельгия	70	14	20,8%	0	0,4%	14	20,4%
Финляндия	69	30	44,3%	17	24,4%	14	19,9%
Австрия	65	47	72,8%	37	56,8%	10	16,1%
Португалия	52	24	46,7%	9	16,7%	16	30,0%
Греция	50	14	27,8%	6	11,1%	8	16,6%
Новая Зеландия	44	35	79,8%	25	55,5%	11	24,4%
Дания	29	19	65,6%	0	0,1%	19	65,6%
Ирландия	29	8	27,4%	1	2,8%	7	24,6%
Исландия	17	17	100,0%	12	70,1%	5	29,9%
Люксембург	2	0	15,4%	0	4,5%	0	10,9%
Всего западные							
страны	9 261	2 258	24,4%	1 254	13,5%	1 004	10,8%

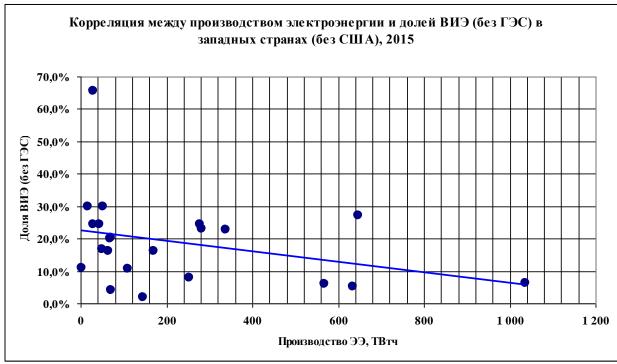
Приложение 46. Корреляция между производством электроэнергии в стране и долей ВИЭ в производстве электроэнергии

В случае с ВИЭ обнаруживается отрицательная корреляция между общим объёмом производства электроэнергии и долей ВИЭ в её производстве. На примере 5, 10 и 20 ведущих мировых производителей электроэнергии (на которых в совокупности приходится, соответственно, 56%, 68% и 80% мирового производства электроэнергии) мы видим, что коэффициенты их специализации на ВИЭ в целом ниже 1, т.е. доля ВИЭ в выработке электроэнергии у крупнейших стран - производителей электроэнергии, как правило, ниже средней мировой, причём наиболее чётко эта закономерность проявляется в группе 5 ведущих производителей электроэнергии – Китая, США, Индии, России и Японии.

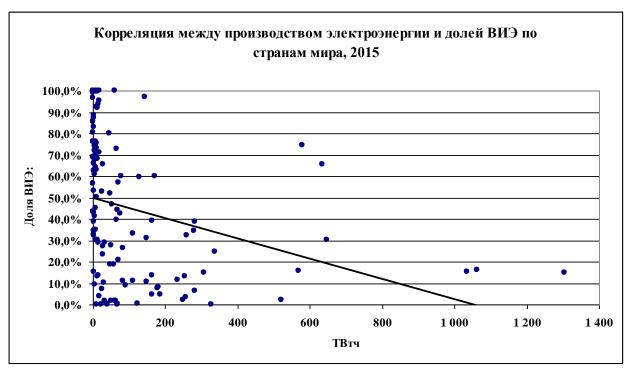
Отрицательная корреляция между общим объёмом производства электроэнергии и долей ВИЭ в нём также прослеживается в группе сопоставимых по общему уровню экономического развития западных стран, даже при исключении США.

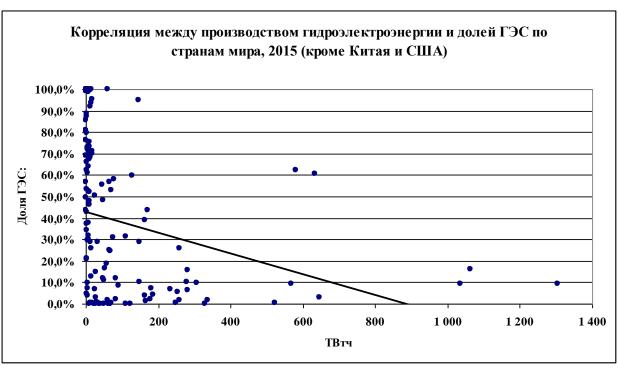






Более того, эта же закономерность обнаруживается и для мира в целом в случае с ВИЭ в целом и гидроэнергетикой при отсутствии корреляции по остальным ВИЭ, о чём говорит сопоставление более 130 стран с разным уровнем развития по всем регионам мира, в данном случае, также, при исключении Китая и США.







Приложение 47. Структура расчётных затрат на строительство электростанций и производство электроэнергии для различных типов станций, вводимых в эксплуатацию после 2013 года

Тип станции	Номина	КИУМ			Переменные	Переменные
	льная	, %		Постоянные	операционны	операционны
	мощност			операционны	е затраты без	е затраты с
	ь, МВт		Инвестицион	е затраты,	учёта	учётом
			ные затраты	годовые	топлива	топлива
			(\$/kBt)	(\$/kBt)	(\$/МВтч)	(\$/кВтч)
ТЭС на угле, обычная	650	85	3 246	37,8	0,005	0,03
ТЭС на угле,						
комбинированная						
схема с газификацией						
угля, улавливанием и						
удержанием углерода						
(Integrated Coal-						
Gasification Combined						
Cycle (IGCC) with	520	85				
CCS)			6 599	72,8	0,009	0,04
ТЭС на газе, обычная	620		917	13,2	0,004	0,05

с комбинированным		87				
циклом						
ТЭС на газе,						
усовершенствованная,						
с улавливанием и						
удержанием углерода						
(Advanced CC with		87				
CCS)	340		2 095	31,79	0,007	0,06
Атомная (Advanced						
Dual Unit Nuclear)	2 234	90	5 530	93,28	0,002	0,0118
Геотермальная	50	92	4 362	100,00	0	0
(бинарные)						
На биомассе	20	83	8 180	356,07	0,02	0,04
Ветровая (на суше)	100	35	2 213	39,55	0	0
Ветровая (на море)	400	37	6 260	74,00	0	0
Солнечная тепловая	100	20	5 067	67,26	0	0
Солнечная	150	25	3 873	24,69	0	0
фотовольтаическая						
ГЭС	500	53	2 936	14,13	0	0,006

по данным [239]

Приложение 48. Оценка эксплуатационных затрат электростанций различных типов [55]

Таблица 21. Оценка средних приведённых затрат для новой генерации в США с планируемым вводом в 2016 г.

Тип станции	Сре	7 T. (1987) 500 500 100 100 100 100 100 100 100 100	ные затраты на і ·ч) для станций (70 MARK PARTY	710 67
	Приведён- ные капи- таловло- жения	Эксплуатацион- ные, пост.	Эксплуатацион- ные, перемен.	Техприсоеди- нение	Средние при- вед. затраты, всего
Угольная, стандартная	69,2	3,8	23,9	3,6	100,4
Угольная, высоко- эффективная	81,2	5,3	20,4	3,6	110,5
Угольная, высоко- эффективная с улавливанием CO ₂	92,6	6,3	26,4	3,9	129,3
Станции на природном газе					
комбинированный цикл, стандартный	22,9	1,7	54,9	3,6	83,1
комбинированный цикл, высокоэффек- тивный	22,4	1,6	51,7	3,6	79,3
комбинированный цикл, высокоэффек- тивный с улавл. CO ₂	43,8	2,7	63,0	3,8	113,3
ПУ	41,1	4,7	82,9	10,8	123,5
ГТУ, высокоэффек- тивная	38,5	4,1	70,0	10,8	123,5
АЭС, высокоэффек- тивная	94,9	11,7	9,4	3,0	119,0
Ветростанция	130,5	10,4	0,0	8,4	149,3
Ветростанция мор- ского базирования	159,9	23,8	0,0	7,4	191,1
Солнечная, ФЭ	376,8	6,4	0,0	13,0	396,1
Солнечная, тер- мальная	224,4	21,8	0,0	10,4	256,6
Геотермальная	88,0	22,9	0,0	4,8	115,7
Биомасса	73,3	9,1	24,9	3,8	111,0
ГЭС	103,7	3,5	7,1	5,7	119,9

Источник: 2016 Levelized Cost of New Generation Resources from the Annual Energy Outlook 2010. Report of the U.S. Energy Information Administration (EIA) of the U.S. Department of Energy (DOE), December, 2009. DOE/EIA-0383.

Таблица 24. Капитальные затраты на реализацию проектов на основе установок с пиковой мощностью до 100 кВт, евро/кВт

Источник данных	Всего	Основное оборудование
Отчёт AF-Mercados 2012 (крышные установки)	Мин- 5624,8 Баз- 6361,1 Макс- 6888,9	Мин- 3310,0 Баз- 3703,7 Макс- 3888,9
Отчёт AF-Mercados 2012 (наземные установки)	Мин 3950,9 Баз- 4311,3 Макс- 4694,7	Мин- 3173,0 Баз- 3310,0 Макс- 3470,0
Отчёт AF-Mercados для ЕБРР и НП СР, 2011 (крышные установки)	Мин- 5624,8 Баз- 6361,1 Макс- 6888,9	Мин- 3310,0 Баз- 3703,7 Макс- 3888,9
Отчёт AF-Mercados для ЕБРР и НП СР, 2011 (наземные установки)	Мин- 3950,9 Баз- 4311,3 Макс- 4694,7	Мин- 3173,0 Баз- 3310,0 Макс- 3470,0
Отчёт AF-Mercados, 2010 (крышные установки)	Мин- 5624,8 Баз- 6361,1 Макс- 6888,9	Мин- 3310,0 Баз- 3703,7 Макс- 3888,9
Отчёт AF-Mercados, 2010 (наземные установки)	Мин- 3950,9 Баз- 4311,3 Макс- 4694,7	Мин- 3173,0 Баз- 3310,0 Макс- 3470,0
EPIA Report, 2011	Мин- 3140,0 Баз- 4530,0 Макс- 5920,0	Н/Д
NREL Report	Баз- 4163,0*	Н/Д
IRENA Report	Баз- 3936,0	Н/Д
Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. Study Report.	Мин- 3141,8** Баз- 3839,9 Макс- 5842,0	Н/Д

^{*}Переведено из долларов США 2010 года по среднегодовому курсу 1,35 доллара за 1 евро

Источник: см. Приложение

^{**}Переведено из английских фунтов стерлингов 2010 года по среднегодовому курсу

^{1,15} евро за 1 фунт стерлингов

Таблица 25. Капитальные затраты на реализацию проектов на основе установок с пиковой мощностью свыше 100 кВт, евро/кВт

Источник данных	Bcero	Основное оборудование
Отчёт AF-Mercados 2012	Мин- 3464,9 Баз- 4085,2 Макс- 4420,6	Мин-2751,0 Баз-3173,0 Макс 3310,0
Отчёт AF-Mercados для ЕБРР и НП СР, 2011	Мин- 3464,9 Баз- 4085,2 Макс- 4420,6	Мин-2751,0 Баз-3173,0 Макс-3310,0
Отчёт AF-Mercados, 2010	Мин- 3464,9 Баз- 4085,2 Макс- 4420,6	Мин-2751,0 Баз-3173,0 Макс-3310,0
NREL Report	Баз- 3607,0	Н/Д
EPIA Report, 2011	Мин-1850,0 Баз-2525,0 Макс-3200,0	Н/Д
Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. Study Report.	Мин-2154,0* Баз-3116,5 Макс-4296,4	Н/Д

^{*}Переведено из английских фунтов стерлингов 2010 года по среднегодовому курсу 1,15 евро за 1 фунт стерлингов

Таблица 26. Капитальные затраты на реализацию проектов на основе установок с пиковой мощностью свыше 5 МВт, евро/кВт

Источник данных	Bcero	Основное оборудование
Отчёт AF-Mercados, 2012 (для условий РФ)	Мин- 2220,0 Баз- 2635,4 Макс- 3050,6	Мин- 1354,2 Баз- 1607,6 Макс- 1860,9
EPIA Report, 2011	Мин- 1850,0 Баз- 2175,0 Макс- 2500,0	Н/Д
Отчёт McKinsey, 2011	2960*	Н/Д
«McKinsey on Solar» 2011	Баз-2072,0	Н/Д
Отчёт AF-Mercados для ЕБРР, 2011**	Мин- 3376,0 Баз- 3745,5 Макс- 4095,0	Мин-2100,0 Баз-2200,0 Макс-2280,0
IRENA Report	Баз- 3489,0	Н/Д

^{*}Переведено из долларов США 2010 года по среднегодовому курсу 1,35 доллара за 1 евро

Источник: см. Приложение 1

^{**}Консультантом рассматривались солнечные ЭС с пиковой мощностью от 1 MBm

Таблица 27. Эксплуатационные затраты солнечных станций на основе ФЭП мощностью до 100 кВт, евро/кВт в год

Источник данных	Bcero
Отчёт AF-Mercados, 2012 (крышные установки)	Мин- 89,6 Баз- 109,2 Макс- 128,8
Отчёт AF-Mercados, 2012 (наземные установки)	Мин- 73,7 Баз- 88,8 Макс- 103,8
Отчёт AF-Mercados для ЕБРР и НП СР, 2011 (крышные установки)	Мин- 89,6 Баз- 109,2 Макс- 128,8
Отчёт AF-Mercados для ЕБРР и НП СР, 2011 (наземные установки)	Мин- 73,7 Баз- 88,8 Макс- 103,8
Отчёт AF-Mercados, 2010 (крышные установки)	Мин- 89,6 Баз- 109,2 Макс- 128,8
Отчёт AF-Mercados, 2010 (наземные установки)	Мин- 73,7 Баз- 88,8 Макс- 103,8
Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK Study Report.	Мин- 19,0* Баз- 28,5 Макс- 81,3
Затраты, установленные ПП РФ от 23.05.2013 №449**	Баз- 50,7

^{*}Переведено из английских фунтов стерлингов 2010 года по среднегодовому курсу1,15 евро за 1 фунт стерлингов

^{**}Переведено из российских рублей 2013 года по курсу 40,2 рубля за 1 евро

Таблица 28. Эксплуатационные затраты на солнечные станции на основе ФЭП свыше 100 кВт, евро/кВт в год

Источник данных	Bcero
Mercados для Hevel, 2012	Мин-60,8 Баз-75,7 Макс-90,5
Отчет для ЕБРР и НП СР, 2011	Мин- 60,8 Баз- 75,7 Макс- 90,5
Mercados для РГ и Hevel, 2010	Мин-60,8 Баз-75,7 Макс-90,5
Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. Study Report.	Мин- 18,2 Баз- 24,3 Макс- 31,4
Затраты, установленные ПП РФ №449*	Баз- 50,7

^{*}Переведено из российских рублей 2013 года по курсу 40,2 рубля за 1 евро

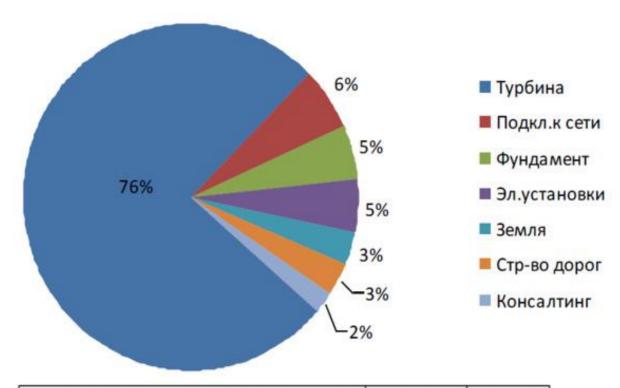
Таблица 29. Эксплуатационные затраты на солнечные станции на основе ФЭП свыше 5 МВт, евро/кВт в год

Источник данных	Bcero
Mercados 2012, (для условий РФ)	Мин- 43,5 Баз- 65,25 Макс- 87,0
Отчет McKinsey, 2011	21,6*
EPIA Report, 2011	Мин- 21,7 Баз- 38,05 Макс- 54,4
Отчет Mercados для ЕБРР, 2011**	Мин- 52,5 Баз- 67,5 Макс- 82,4
Затраты, установленные ПП РФ №449***	Баз- 50,7

^{*}Переведено из долларов США 2010 года по среднегодовому курсу 1,35 доллара за 1 евро

^{**}Консультантом рассматривались солнечные ЭС с пиковой мощностью от 1 МВт

^{***}Переведено из российских рублей 2013 г. по курсу 40,2 рубля за 1 евро



Элемент конструкции	мин	макс
Турбина	68%	84%
Подключение к сети	2%	10%
Фундамент	1%	9%
Электромонтажные работы	1%	9%
Земля	1%	5%
Строительство дорог	1%	5%
Консультационные услуги	1%	3%

Рисунок 19. Структура затрат для ветровой электростанции среднего размера *Источник: EWEA* – The Economics of Wind Energy (Экономика ветровой энергетики).-2009. Таблица составлена на основании данных по ВЭС в Германии, Дании, Испании и Великобритании

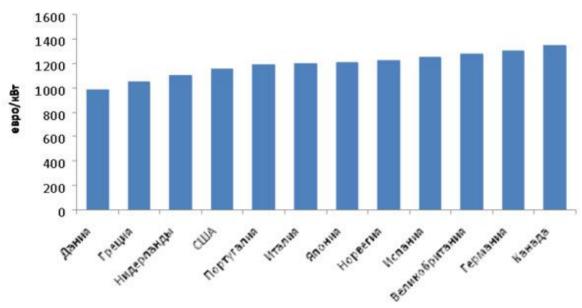


Рисунок 20. Удельные суммарные инвестиционные затраты ВЭС в выбранных странах (евро/кВт)

Источник: EWEA – The Economics of Wind Energy (Экономика ветровой энергетики). – 2009

Таблица 30. Капитальные затраты на реализацию проектов наземных ВЭС, евро/кВт

Merchine		Oction	Вспомога-		Подготовка	Расходы на
данных	Всего	оборудование	Тельное	CMP	строительной	управление
88 255	Мин-1042 7	Мин-7000	Mun-54.6	Мин-168.0	Мин-1176	Мин-2 5
Отчёт АФ-		200	0: 1	200	0.51	
Morrador 2012	5a3-1257,9	5a3-840,0	Eas-69,3	5a3-197,4	5a3-147,0	5a3-4,2
Mercados, 2012	Makc-1483,1	Макс-990,0	Макс-84,0	Makc-226,8	Makc-176,4	Makc-5,9
Отчёт АФ-	Мин-1047 7	Мин-7000	Mun-546	Мин-168.0	Мин-1176	Мин-2 5
Mercados для	5a3-1257.9	5a3-840.0	5a3-69.3	5a3-197.4	5a3-147.0	5a3-4.2
EБРР и НП СР, 2011	Макс-1483,1	Макс-990,0	Макс-84,0	Макс-226,8	Макс-176,4	Макс-5,9
New New York	Мин-1332,0					
OTHEL MICKINSEY,	5a3-1480,0	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д
1107	Макс-1628,0	100				100
A TRICK	Мин-1042,7	Мин-700,0	Мин-54,6	Мин-168,0	Мин-117,6	Мин-2,5
Marriador 2010	5a3-1257,9	5a3-840,0	5a3-69,3	5a3-197,4	5a3-147,0	5a3-4,2
Mercados, 2010	Makc-1483,1	Makc-990,0	Makc-84,0	Makc-226,8	Makc-176,4	Makc-5,9
Bloomberg NEF,	Мин-1133***	Мин-850	1/11	L/ 17	U/11	D/11
2012	Makc-1213	Makc-910	٦/٩	1/H	H/U	п/д
Berkeley National	Мин-916***	Мин-687	277	5/3	273	5/3
Laboratory, 2011	Makc-1425	Makc-1069**	П/Д	1/4	1/4	1/4
Для ВЭУ	Мин-3203,9					
мощностью до	5a3-4326,3	Н/Д	Н/Д	НД	ΗД	Н/Д
50 kBT****	Makc-4979,5					
Для ВЭУ	Мин-1350,1					5
мощностью от 50	5a3-1780,2	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д
кВт до 5 МВт****	Makc-2136,7					

"Переведено из долларов США 2010 года по среднегодовому курсу 1,35 доллара за 1 евро

**Переведено из долларов США 2011 года по среднегодовому курсу 1,31 доллара за 1 евро

***Рассчитано из величины стоимости основного оборудования по его доле 75%

*** По данным Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. Study Report. Переведено из английских фунтов стерлингов 2010 года по среднегодовому курсу 1,15 евро за 1 фунт стерлингов

Таблица 31. Индикаторы эксплуатационных затрат на наземные ВЭС, евро/кВт в год

Источник	Всего	Ремонт и техобслуживание основного оборудования	Ремонт и техобслуживание вспомогательного оборудования	Затраты на персонал	Прочие администрати вные платежи	Иные
Отчёт AФ-Mercados,		Мин-13,5 Баз-17,7	Мин-3,8 Баз-5,9	Мин-10,6 Баз-15,8	Мин-0,2 Баз-0,6	Мин-0,6 Баз-1,1
7107	Макс-53,5	Макс-22,0	Макс-8,0	Makc-21,1	Макс-0,8	Макс-1,5
Отчёт АФ-Mercados	Мин-28,7	Мин-13,5	Мин-3,8	Мин-10,6	Мин-0,2	Мин-0,6
для ЕБРР и НП СР,	Баз- 41,1	5a3-17,7	Ea3-5,9	5a3-15,8	5a3-0,6	5a3-1,1
2011	Макс-53,5	Макс-22,0	Макс-8,0	Макс-21,1	Макс-0,8	Макс-1,5
Отчёт McKinsey, 2011	Баз- 57,7 •	Д/Н	н/д	Н/Д	Д/Н	Н/Д
Morrison American		Мин-13,5	Мин-3,8	Мин-10,6	Мин-0,2	Мин-0,6
JOHN JOHN	Баз- 41,1	5a3-17,7	5a3-5,9	5a3-15,8	5a3-0,6	5a3-1,1
0107	Makc-53,5	Макс-22,0	Макс-8,0	Макс-21,1	Макс-0,8	Makc-1,5
or resolution VED on D	Мин-38,6		8.			
до 50 кВт***	5a3-47,6	Н/Д	н/д	Д/Н	н/д	Н/Д
23	Makc- 69,8					
OLATOCHIIIOM VE B BILL	Мин-44,5	100000000000000000000000000000000000000				
THE PARTY OF THE PARTY.	5a3-54,7	Д/Н	Д/Н	НД	Н/Д	НД
OT SU KBT AO S MBT	Makc-80.3					

"Переведено из долларов США по среднегодоваму курсу 2010 года 1,35 доллара за 1 евро

***Переведено из российских рублей 2013 года по курсу 40,2 рубля за 1 евро

^{**} По данным Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK. Study Report. Переведено из английских фунтов стерлингов 2010 года по среднегодовому курсу 1,15 евро за 1 фунт стерлингов

Таблица 32. Рекомендуемые предельные значения капитальных и эксплуатационных затрат для МГЭС (без стоимости техприсоединения)

Диапазоны мощности станций	Капитальные затраты, евро/кВт	Эксплуатационные затраты, евро/кВт в год		
МГЭС до 1 МВт	6736	102		
МГЭС 1-10 МВт	3330	57		
МГЭС 10-25 МВт	2887	38		

Таблица 44. Суммарные эксплуатационные затраты для различных типов энергодвигательных установок на СГ различной установленной мощности

	Удельные эксплуатационные затраты, евро/кВт в год								
Установленная мощность, кВт	100	300	800	1 000	5 000	10 000			
ДВС	84,6	58,7	44,6	-	42,8	ie.			
ГТУ	(n <u>2</u>)	-	2	44,2	31,7	22,5			

Источник: Исследование - Landfill-Gas-to-Energy Projects: Analysis of Net Private and Social Benefits. Carnegle Mellon University

Приложение 49. Расчёт простого срока окупаемости ВЭС относительно ТЭС

Для расчёта простого срока окупаемости следует сопоставить разницу в инвестиционных затратах строительства газовой ТЭС и ВЭС на суше и ежегодную экономию на операционных затратах на ВЭС относительно газовой ТЭС.

Исходные допущения для сравнения экономической эффективности ТЭС и ВЭС

Параметр	ТЭС (газовая)	ВЭС (на суше)
Требуемый объём	1 млрд	ц. кВтч
производства		
электроэнергии		
Инвестиционные затраты,	1000	1000
\$/кВт установленной		
мощности		
Постоянные операционные	15	40
затраты, \$/кВт		
установленной мощности в		
год		
Переменные операционные	0,05	0
затраты, \$/кВтч		

КИУМ, %	80%	25%

Исходя из КИУМ, требуемая мощность для производства заданного количества электроэнергии составит (округлённо):

ТЭС: $(1 \text{ млрд. } \kappa \text{Втч/8760ч})/80\% = 140 \text{ тыс. } \kappa \text{Вт} (140 \text{ MBt});$

ВЭС: $(1 \text{ млрд. } \kappa \text{Втч/8760})/25\% = 450 \text{ тыс. } \kappa \text{Вт } (450 \text{ MBr}).$

Инвестиционные затраты на строительство составят:

• ТЭС: 140 тыс.кВт*\$1000 = \$140 млн.

• ВЭС: 450 тыс.кВт*\$1000 = \$450 млн.

Постоянные годовые операционные затраты составят (округлённо):

• ТЭС: 140 тыс. кВт*\$15/кВт = \$2 млн.

• ВЭС: 450 тыс. $\kappa B \tau * \$40/\kappa B \tau = \18 млн.

Переменные годовые операционные затраты (округлённо):

• ТЭС: 1 млрд. кВтч* \$0,05/кВтч = \$50 млн.

• B3C: \$0

Таким образом, суммарные годовые операционные затраты составят:

• ТЭС: \$2 млн. + \$50 млн. = \$52 млн.;

• B \ni C: \$18 млн. + \$0 = \$18 млн.

Превышение инвестиционных затрат ВЭС над ТЭС составит в данном случае \$450 млн. \$140 млн. = \$310 млн., а ежегодная экономия на операционных затратах ВЭС - \$52 млн. \$18 млн. = \$34 млн.

Простой срок окупаемости ВЭС относительно ТЭС (если пренебречь сроком строительства станций, который может достигать нескольких лет) - это отношение разности и инвестиционных и операционных затрат:

$$$310 \text{ млн.}/($34/год) = 9 лет.$$

В общем виде формула простого срока окупаемости может быть представлена следующим образом:

$$P = (I_1 - I_0)/(O_0 - O_1)$$

Где:

- Р простой срок окупаемости (лет);
- I_1 и I_0 соответственно, инвестиционные затраты на строительство электростанции, для которой рассчитывается срок окупаемости, и электростанции, относительно которой он рассчитывается.

• O_1 и O_0 - соответственно, годовые операционные затраты на строительство электростанции, для которой рассчитывается срок окупаемости, и электростанции, относительно которой он рассчитывается.

Простой денежный поток затрат на строительство и производство электроэнергии для ТЭС и ВЭС (млн.\$) на 10-летнем интервале

Показатели	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год	
ТЭС												
Инвестиционные затраты	143											
Постоянные операционные затраты		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Переменные операционные затраты		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Всего затраты	143	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	
То же, накопленные	143	195	247	299	351	403	456	508	560	612	664	
ВЭС												
Инвестиционные затраты	457											
Постоянные операционные затраты		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
Переменные операционные затраты		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего затраты	457	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
То же, накопленные	457	475	493	511	530	548	566	584	603	621	639	
										-		
Разность затрат	-314	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	
То же, накопленная	-314	-280	-246	-212	-178	-145	-111	-77	-43	-9	25	

Простые сроки окупаемости (без учёта времени на строительство станций), лет, для ЭС для различных типов ВИЭ по сравнению с ЭС на ископаемом топливе (расчёт по данным табл. из Приложения 47)

			ТЭС на газе,	
	ТЭС на	ТЭС на газе,	усовершенствованная,	Атомная
Типы электростанций		обычная с	с улавливанием и	(Advanced
	угле,	комбинированным	удержанием углерода	Dual Unit
	обычная	циклом	(Advanced CC with	Nuclear)
			CCS)	
Ветровая (на суше)	12,9	15,5	8,7	1,9
Ветровая (на море)	122,1	62,7	40,1	1 536,5
Солнечная тепловая	-661,1*	207,8	101,5	-148,4
Солнечная фотовольтаическая	56,0	40,7	28,2	86,3
ГЭС	7,5	12,0	6,5	_**
АЭС	23,2	20,7	10,5	-

^{*}отрицательная величина в данном случае означает отсутствие окупаемости

Приложение 50. Временная стоимость денег, ставка дисконтирования и цена капитала

Введение ставки дисконтирования (оценивающей временную стоимость денег, или падение стоимости денег со временем) даёт величину дисконтированного срока окупаемости, который будет выше простого. В общем виде формула дисконтированного денежного потока выглядит следующим образом:

$$CF_n = CF_n/(1+i)^n,$$

где:

- СF_п. величина денежного потока (в данном случае, разница издержек строительства и работы станций различных типов) в n-ном периоде (году);
- і ставка дисконтирования (% за период, в данном случае годовых);
- n порядковый номер периода (года);
- величина $1/(1+i)^n$, коэффициент дисконтирования в n-ном году

Отметим, что простой срок окупаемости можно также назвать сроком окупаемости при ставке дисконтирования, равной 0%. Продолжим сравнение экономической эффективности обычной газовой ТЭС и ВЭС на суше с учётом дисконтирования

^{**}ГЭС отличается от АЭС менее высокими инвестиционными и операционными затратами.

денежного потока (при ставке дисконтирования выше нуля) и введём следующие допущения:

- Ставка дисконтирования 10%;
- Исходим из того, что инвестиционные затраты совершены в 0-м году.

В данном случае, разница инвестиционных затрат (денежный поток в 0-й год) на строительство газовой ТЭС и ВЭС составит ту же величину, что и при расчёте без учёта дисконтирования:

Разница же годовых операционных затрат (годовая экономия или, в данном случае, положительный денежный поток при эксплуатации ВЭС на суше относительно газовой ВЭС) с учётом ставки дисконтирования 10% составит к концу года:

- 1-го: $$34 \text{ млн.}/(1+10\%)^1 = $31 \text{ млн.};$
- 2- го: $$34 \text{ млн.}/(1+10\%)^2 = $28 \text{ млн.};$
- 3- го: $$34 \text{ млн.}/(1+10\%)^3 = $25 \text{ млн.};$

и т.д.

Расчёты показывают, что при ставке дисконтирования 10% срок окупаемости составит 28 лет, а на интервале 10 лет денежный поток составит отрицательную величину -\$106 млн.

Дисконтированный денежный поток затрат на строительство и производство электроэнергии для ТЭС и ВЭС (млн.\$) на 10-летнем интервале при ставке дисконтирования 10%

Показатели	0 год	1 год	2 год	3 год	4 год	5 год	6 год	7 год	8 год	9 год	10 год		
ТЭС													
Инвестиционные затраты	143												
Постоянные операционные затраты		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		
Переменные операционные затраты		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50		
Всего затраты	143	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52		
То же, накопленные	143	195	247	299	351	403	456	508	560	612	664		
ВЭС													
Инвестиционные затраты	457												
Постоянные операционные затраты		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		

Переменные операционные затраты		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего затраты	457	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
То же, накопленные	457	475	493	511	530	548	566	584	603	621	639
Разность затрат	-314	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Ставка		10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
дисконтирования											
Коэффициент дисконтирования		0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386
Разность затрат, дисконтированная	-314	31	28	25	23	21	19	17	16	14	13
То же, накопленная	-314	-283	-255	-230	-207	-186	-166	-149	-133	-119	-106

В качестве величины, определяющей ставку дисконтирования и входящей в структуру её расчёта, либо заменяющей её, часто используется средневзвешенная цена капитала (weighted average cost of capital, WACC), или стоимость ресурсов, привлекаемых на строительство станции (проценты по банковским кредитам, долговым ценным бумагам, нормы прибыли инвесторов и т.д.).

Приложение 51. Расчёт выровненных затрат на производство энергии (LCOE, или LEC)

Величина средних приведённых затрат может быть определена на основе следующей формулы [55]:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

где:

LEC – средние приведённые затраты на производство энергии за весь жизненный цикл генерирующей станции

 I_t – инвестиционные расходы в год «t»

 M_t – эксплуатационные и ремонтные затраты в год «t»

 F_t – затраты на топливо в год «t»

 E_t – объём производства энергии в год «t»

r — ставка дисконтирования денежных потоков

n – продолжительность жизненного цикла генерирующей станции, лет.

Приложение 52. Данные по LCOE электростанций различных типов

Выровненные затраты на производство 1 кВтч электроэнергии (LCOE) для различных типов станций на интервале 25 лет (расчёт по данным таблицы из Приложения 47)

Тип станции	Инвестиционные	Постоянные	Переменные	LCOE	
ТЭС на угле, обычная	0,02	0,005	0,03	0,05	
ТЭС на угле,					
комбинированная схема с					
газификацией угля,					
улавливанием и удержанием	0,04	0,010	0,04	0,09	
углерода (Integrated Coal-					
Gasification Combined Cycle					
(IGCC) with CCS)					
ТЭС на газе, обычная с	0,00	0,002	0,05	0,06	
комбинированным циклом	0,00	0,002	0,03	0,00	
ТЭС на газе,					
усовершенствованная, с					
улавливанием и удержанием	0,01	0,004	0,06	0,08	
углерода (Advanced CC with					
CCS)					
Атомная (Advanced Dual Unit	0,03	0,012	0,01	0,05	
Nuclear)	0,03	0,012	0,01	0,05	
Геотермальная (бинарные)	0,02	0,012	0,00	0,03	
На биомассе	0,05	0,049	0,04	0,13	
Ветровая (на суше)	0,03	0,013	0,00	0,04	
Ветровая (на море)	0,08	0,023	0,00	0,10	
Солнечная тепловая	0,12	0,038	0,00	0,15	
Солнечная фотовольтаическая	0,07	0,011	0,00	0,08	
ГЭС	0,03	0,003	0,01	0,03	

LCOE (\$/кВтч) электростанций на ВИЭ по данным IRENA, 2014

Показатель	Африка	Азия	Европа	Ближний	Северная	Океания	Южная
				Восток	Америка		Америка
			Солнечные	тепловые	ı		ı

Мин.	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17		0,17				
Среднее		0,20	0,25	0,23	0,22						
Макс.	0,31	0,26	0,31	0,24	0,27		0,31				
	Солнечные фотовольтаические										
Мин.	0,13	0,08	0,13	0,11	0,08	0,14	0,08				
Среднее	0,19	0,16	0,17	0,27	0,12	0,17	0,11				
Макс.	0,27	0,31	0,25	0,32	0,29	0,30	0,22				

Ветровые на суше

	Африка	Азия	Центральная	Евразия	Европа	Северная	Океания	Южная
			Америка и			Америка		Америка
			Карибский					
			бассейн					
Мин.	0,06	0,04	0,06	0,05	0,04	0,03	0,06	0,03
Среднее	0,09	0,06	0,08	0,08	0,08	0,07	0,09	0,09
Макс.	0,13	0,16	0,13	0,09	0,14	0,12	0,12	0,14
			Ветр	овые на м	ope			
Мин.		0,09			0,12			
Среднее		0,10			0,15			
Макс.		0,19			0,21			

Геотермальные

	Африка	Азия	Евразия	Европа	Северная	Океания	Южная
					Америка		Америка
Мин.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Среднее	0,08	0,07	0,07		0,08	0,08	0,08
Макс.	0,25	0,15	0,15	0,20	0,15	0,15	0,25

На твёрдой биомассе

	Африка	Азия	Центральная	Европа	Северная	Океания	Южная
			Америка и		Америка		Америка
			Карибский				
			бассейн				
Мин.	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03
Среднее	0,06	0,05	0,06	0,09	0,08	0,08	0,06
Макс.	0,15	0,07	0,15	0,23	0,24	0,24	0,13

ГЭС

	Африка	Азия	Центральная	Евразия	Европа	Северная	Океания	Южная
			Америка и			Америка		Америка
			Карибский					
			бассейн					
Мин.	0,03	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,07	0,03
Среднее	0,10	0,04	0,06	0,06	0,10	0,09	0,10	0,04
Макс.	0,21	0,13	0,17	0,16	0,23	0,20	0,28	0,15

по данным [234]

Приложение 53. Алгоритм расчёта и оценка внешних издержек (external costs) [109]

FIGURE 1

THE IMPACT PATHWAY APPROACH SOURCE (specification of site and technology) ⇒emission (e.g., kg/yr of particulates) DISPERSION (e.g. atmospheric dispersion model) ⇒increase in concentration at receptor sites (e.g., µg/m³ of particulates in all affected regions) Response DOSE-RESPONSE FUNCTION Function (or concentration-response function) ⇒impact (e.g., cases of asthma due to ambient concentration of particulates) DOSE MONETARY VALUATION ⇒cost (e.g., cost of asthma)

Денежная оценка воздействия на здоровье загрязнителей, выбрасываемых при производстве электроэнергии (по данным [112])

Последствия загрязнения	Концентрация частиц	Денежная оценка (евро) за
для жизни и здоровья	(микрограмм на 1 м ³	единицу

	атмосферного воздуха)	
Первичные и втори	чные загрязнители диаметром «	< 2,5 микрон
Сокращение ожидаемой	6,51x10 ⁻⁴	40 000
продолжительности жизни		
на 1 год		
День с несколько	3,69x10 ⁻²	38
сниженной активностью		
(minor restricted activity days,		
MRAD)		
Потеря рабочего дня	1,39x10 ⁻²	295
Прочие дни со сниженной	9,59x10 ⁻³	130
активностью		
Первичные и втори	ичные загрязнители диаметром	< 10 микрон
Рост риска смертности у	6,84x10 ⁻⁸	3 000 000
детей		
Новые случаи хронических	1,86x10 ⁻⁵	200 000
бронхитов		
Госпитализация в связи с	7,03x10 ⁻⁶	2 000
респираторным		
заболеванием		
Госпитализация в связи с	4,36x10 ⁻⁶	2 000
сердечно-сосудистым		
заболеванием		
Менее острые симптомы	3,24x10 ⁻²	38
респираторных заболеваний		
(у взрослых)		
Менее острые симптомы	2,08x10 ⁻²	38
респираторных заболеваний		
(у детей)		

Собственные и внешние издержки производства электроэнергии для различных видов энергии (евроцентов/кВтч) для 27 стран EC [112]

Источники энергии		Издержки	
	Собственные	Внешние	Общие
Конвенциональные виды ископаемого топлива			

Нефть	6,66	2,40	8,97
Каменный уголь	3,33	3,14	6,47
Лигнит	2,68	2,65	5,33
Природный газ	4,81	1,39	6,20
Атомная энергия	3.10	0,21	3,31
Возобновляемы	е источники энс	ергии	
Гидроэнергия без использования	7,83	0,06	7,89
плотин, ГЭС мощностью 10 МВт			
Гидроэнергия с использование плотин	11,04	0,08	11,12
и водохранилищ			
Ветроэлектростанции на суше	6,11	0,10	6,21
Ветроэлектростанции в море	6,36	0,09	6,45
(офшорные)			
Солнечные фотовольтаические	35,91	0,89	36,8
батареи			
Солнечные параболические	12,76	0,12	12,88
концентраторы			

По данным Еврокомиссии [223], диапазон внешних издержек производства электроэнергии (€центов/кВтч) для различных источников энергии составляет:

- Уголь от 2 до 15;
- Нефть от 3 до 11;
- Газ − от 1 до 4;
- Атомная энергия от 0,2 до 0,7;
- Биомасса от 0 до 5;
- Гидроэнергия от 0 до 1;
- Солнечная (фотовольтаическая) энергия 0,6;
- Ветер от 0 до 0,25.

Для Германии внешние маржинальные (переменные) издержки производства электроэнергии различными источниками оцениваются в следующие величины (в €центов/кВтч):

- Уголь 0,75;
- Γ a3 0,35;
- Aтомная энергия 0,17;

- Солнечная 0,46;
- Ветровая 0,08;
- Гидроэнергия 0,05.

Также данные по внешним издержкам в разбивке по видам ущерба (шумовое загрязнение, ущерб для здоровья, ущерб для материалов и сельхозкультур) приводит Otto Andersen [Andersen.., 2013] с использованием результатов других исследований, в частности [Fthenakis.., 2007].

Внешние издержки производства электроэнергии в Германии в рамках жизненного цикла, €центов/кВтч

Вид	Каменны	Лигнит	Природн	Атомная	Солнечн	Ветер	Гидроэне
издержек	й уголь		ый газ	энергия	ая		ргия
/Энергон					(фотовол		
оситель					ьтаическ		
					ая)		
Шумовое	0	0	0	0	0	0,005	0
загрязне							
ние							
Для	0,73	0,99	0,34	0,17	0,45	0,07	0,05
здоровья							
Для	0,015	0,02	0,07	0,02	0,01	0,002	0,001
материал							
ОВ							
Для	0	0	0	0	0	0,0007	0,0002
сельхозк							
ультур							
Всего	0,745	1,01	0,347	0,172	0,462	0,08	0,05
внешние							
издержк							
И							

Приложение 54. Структура землепользования Калмыкии [290]

Назначение	тыс. га	тыс. кв.км.	% к площади
Земли сельскохозяйственного назначения	6885,2	68,9	92,1%

Земли населённых пунктов	62,4	0,6	0,8%
Земли промышленности, энергетики,			
транспорта, связи, радиовещания,			
телевидения, информатики, земли для	15,0	0,2	0,2%
обеспечения космической деятельности,	13,0	0,2	0,270
земли обороны и иного специального			
назначения			
Земли лесного фонда	60,2	0,6	0,8%
Земли водного фонда	59,1	0,6	0,8%
Земли запаса (не учтенные в других			
категориях), включают в себя земли			
муниципальных образований,	269,6	2,7	3,6%
находящиеся за пределами границ			
населенных пунктов.			
Всего	7473,1	74,7	100,0%

Приложение 55. Протяжённость электросетей и потребление электроэнергии в Республике Калмыкия и Российской Федерации (2015)

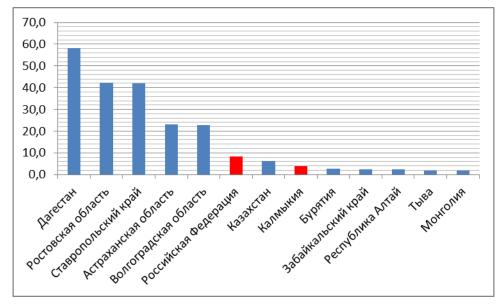
Показатель	Республика Калмыкия	Российская Федерация
Протяжённость	19 тыс. км	3,8 млн. км
электросетей		
То же, на единицу	253 м/кв.км	224 м/кв.км
территории (плотность		
электросетей)		
То же, на душу населения	67 м/чел.	26 м/чел.
Потребление	473	1 063 320
электроэнергии (2012), млн.		
кВтч (включая потери в		
сетях)		
То же, на душу населения,	1677	7434
кВтч		
Потери в сетях, млн. кВтч	118 (25%)	106 667 (10%)
То же, на душу населения,	418	746
кВтч		
Отношение потребления	25 тыс. кВт/км	425 тыс. кВт/км

	К	
протяжённости		
электросетей		

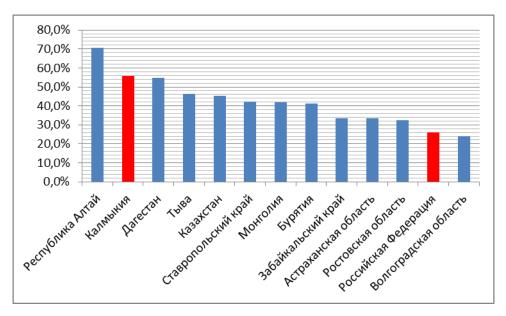
Приложение 56. Сопоставление некоторых экономико-географических параметров Калмыкии, сопредельных регионов, регионов и стран Центральной Евразии и России в целом

Вначале следует отметить экономико-географическую специфику Калмыкии в целом, отличающуюся своеобразной двойственностью. С одной стороны, по ряду параметров Калмыкия типологически более сходна с территориями центральной части Евразии - Монголией, а также Казахстаном и российскими южно-сибирскими республиками Тыва, Бурятия, Алтай и Забайкальским краем, чем с соседними регионами. Среди данных параметров:

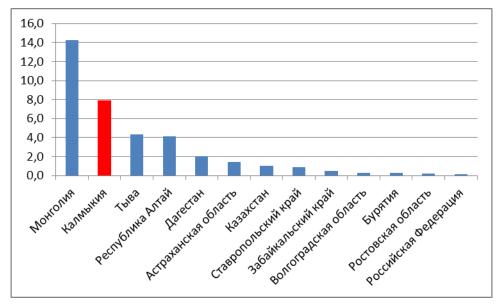
- Резко континентальный климат;
- Низкая плотность населения;
- Высокая доля сельского населения;
- Высокая доля сельского хозяйства, прежде всего животноводства, в экономике. С данной точки зрения, Калмыкия – своего рода «Европейская Монголия» или «Европейская Евразия» [41].



Средняя плотность населения Калмыкии (чел./км²) по сравнению с соседними субъектами РФ, Россией в целом, регионами и государствами центральной части Евразии



Доля сельского населения Калмыкии (%) по сравнению с соседними субъектами РФ, Россией в целом, регионами и государствами центральной части Евразии



Поголовье овец и коз на душу населения (голов) в Калмыкии по сравнению с соседними субъектами РФ, Россией в целом, регионами и государствами центральной части Евразии Республика Калмыкия, с одной стороны — «нетипичный» регион, как в масштабах России, так и на фоне соседних субъектов Федерации, отличающийся по ландшафтным и агроклиматическим, демографическим, социально-экономическим, наконец, культурным и конфессиональным параметрам.

Вместе с тем, экономико-географический взгляд на Калмыкию обнаруживает высокую степень её общего и структурного сходства с Россией в целом. Сходства между Россией в целом и Калмыкией также носят многоплановый характер:

- Низкая средняя плотность населения;
- Демографическая проблема;

- Высокая степень неравномерности распределения населения и хозяйства; множество небольших, удалённых от центров и транспортных магистралей населённых пунктов;
- Повышенный вес определённых секторов экономики: в России в целом добыча сырьевых ресурсов, в Калмыкии животноводство;
- Неравномерно и, в целом, слабо развитая транспортная сеть в условиях больших расстояний;
- Суровые, местами экстремальные природные условия;
- Большие запасы углеводородного сырья;
- Сходная внутренняя структура территории.

Сходные параметры Калмыкии и России

Параметр	Россия в целом	Калмыкия
Средняя плотность	8,4 чел./кв.км	3,8 чел./кв.км
населения		
Демографическая проблема	В России сохраняется	В Калмыкии – небольшой
	отрицательный	положительный прирост
	естественный прирост	населения, но из-за
	населения	отрицательного сальдо
		миграции численность
		населения падает
Особенности	Большая часть населения	Более трети населения (104
пространственного	сосредоточена в	тыс.) живёт в столице –
распределения населения	европейской части, к западу	Элисте; на прилегающие
	от Урала. На европейскую	юго-западные районы
	Россию приходится	Калмыкии, занимающие
	примерно 30% территории и	16% площади республики,
	85% населения страны.	приходится ещё 23% всего
		населения; таким образом,
		на юго-запад Калмыкии
		приходится 16% территории
		и 65% населения
		республики.
Особенности	Разделение между	Разделение между западной
пространственного	восточной – сырьевой и	частью, где развито

распределения хозяйства	западной частью страны с	растениеводство и «третий
	доминирующим	сектор» (Элиста) и
	несырьевым сектором	центральной - восточной
	экономики	частью, где доминирует
		животноводство и
		присутствует
		нефтегазодобывающая
		промышленность
Особенности структуры	Перекос в развитии в пользу	Доминирование
хозяйства	добычи и экспорта	животноводства
	сырьевых ресурсов и	пастбищного типа,
	продуктов их первичной	непосредственно
	переработки; ведущая статья	эксплуатирующего
	экспорта – сырая нефть и	естественные биоресурсы;
	природный газ	основной товарный продукт
		– скот в живом весе
Густота дорожной сети	Железнодорожные пути –	Железнодорожные пути –
(плотность путей	7,3 км/1000 кв.км, или 0,9	2,5 км/1000 кв.км, или 0,7
сообщения)	км/тыс.чел. (общая	км/тыс.чел. (общая
	протяжённость 124 тыс.км);	протяжённость – 188 км);
	железные дороги	железные дороги – на юго-
	практически отсутствуют на	западе (связывающая
	половине территории	Элисту со Ставрополем) и
	страны – севере Сибири и	юго-востоке (Астрахань-
	Дальнего Востока;	Кизляр);
	Автодороги с твёрдым	Автодороги с твёрдым
	покрытием – 46,9 км/1000	покрытием – 42,7 км/1000
	кв.км, или 5,6 км/1000 чел.	кв.км, или 11,1 км/1000 чел.
	(общая протяжённость 800	(общая протяжённость –
	тыс.км); плотность на	3200 км); плотность выше
	порядок выше в западных и	на западе и юго-западе
	южных регионах страны.	республики.
Природные условия	Значительная часть	Континентальный климат с
	территории – в	элементами резко

	условиях, в частности, 60%	Экстремальные природные
	территории лежит в зоне	условия связаны с
	вечной мерзлоты и резко	засушливым климатом,
	континентального климата;	дефицитом воды,
	прежде всего, речь идёт о	песчаными и пыльными
	центральных и восточных	бурями; это, прежде всего,
	районах страны.	также центральные и
		восточные районы
		республики
Природные ресурсы	Большие запасы	Большие запасы
	углеводородного и другого	углеводородного сырья, а
	минерального сырья, а	также большие
	также водные, лесные и	возобновляемые
	другие ресурсы	энергетические ресурсы –
		солнечные, ветровые,
		биоресурсы

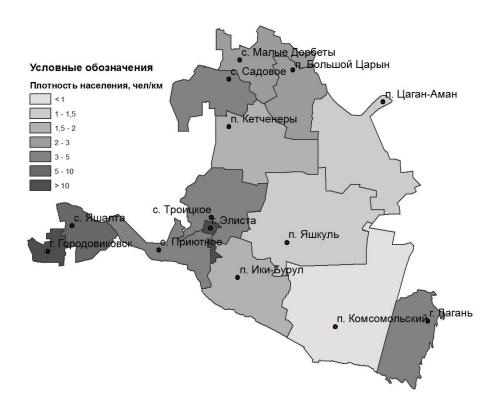
Приложение 57. Оценка годового валового биоэнергетического потенциала Калмыкии [10]

Источник энергии	Тыс.	То же, кВтч	На единицу	На душу
	т.у.т.		площади	населения,
			$(\kappa Bтч/\kappa m^2)$	кВтч
Всего	565,6	4 604 631 010	61 642	16 445
Твёрдые бытовые отходы	22,8	185 614 800	2 485	663
Осадки сточных вод	2	16 282 000	218	58
Птицеводство	1,2	9 769 200	131	35
Животноводство, в т.ч.:	178,9	1 456 424 900	19 497	5 202
Крупный рогатый скот	34,2	278 422 200	3 727	994
Свиноводство	5,3	43 147 300	578	154
Мелкий рогатый скот	139,4	1 134 855 400	15 192	4 053
Растениеводство, в т.ч.:	318,4	2 592 094 400	34 700	9 257
Зерновые (солома, стебли)	292	2 377 172 000	31 823	8 490
Картофель	0,9	7 326 900	98	26
Овощи	2,5	20 352 500	272	73

Подсолнечник	23	187 243 000	2 507	669
Перерабатывающая	42,4	345 178 400	4 621	1 233
промышленность, в т.ч.:				
Маслобойная	2,1	17 096 100	229	61
Мукомольно-крупяная	39	317 499 000	4 250	1 134
Мясопереработка	1,3	10 583 300	142	38

Приложение 58. Территория, численность и плотность населения по административным районам Калмыкии

Район	Плог	цадь	Населен	ие (2015)	Плотность	
					населения,	
					чел./кв.км	
	тыс. кв.км	% к общей	тыс. чел.	% к общей		
Калмыкия	74,7	100,00%	280,6	100,00%	3,8	
Калмыкия (без	74,5	00.730/	171 6	<i>(</i> 1 150/	2.2	
Элисты)	74,5	99,73%	171,6	61,15%	2,3	
г. Элиста	0,2	0,27%	109,0	38,85%	545,0	
Городовиковский	1,1	1,47%	16,0	5,70%	14,5	
Яшалтинский	2,4	3,21%	16,0	5,71%	6,7	
Приютненский	3,1	4,15%	11,0	3,92%	3,5	
Целинный	5,2	6,96%	20,1	7,16%	3,9	
Кетченеровский	6,5	8,70%	9,8	3,48%	1,5	
Юстинский	8	10,71%	10,1	3,59%	1,3	
Яшкульский	11,8	15,80%	14,7	5,24%	1,2	
Черноземельский	14,2	19,01%	12,7	4,51%	0,9	
Лаганский	4,7	6,29%	18,7	6,66%	4,0	
Сарпинский	3,7	4,95%	12,8	4,56%	3,5	
Малодербетовский	3,7	4,95%	10,1	3,61%	2,7	
Октябрьский	3,7	4,95%	8,8	3,12%	2,4	
Ики-Бурульский	6,4	8,57%	10,6	3,77%	1,7	



Распределение плотности населения по районно-муниципальным образованиям Республики Калмыкия

Приложение 59. Распределение населения Калмыкии по населённым пунктам в зависимости от численности населения

Численность	Более	5001-	3001-	1001-	501-	301-	101-	100 и	Всего
населения, чел.	10000	10000	5000	3000	1000	500	300	менее	Beero
Количество									
населённых	2	7	4	15	56	30	57	73	244
пунктов									
Общая									
численность	26,0	47,5	17,0	23,8	40,3	12,0	9,6	3,1	179,2
населения, тыс.									
От общего числа									
населённых	1%	3%	2%	6%	23%	12%	23%	30%	100%
пунктов									
Доля в									
населении	1450/	26.50/	0.50/	12 20/	22.50/	6.70/	5 40/	1 70/	100.00/
Калмыкии (без	14,5%	26,5%	9,5%	13,3%	22,5%	6,7%	5,4%	1,7%	100,0%
Элисты)									

Приложение 60. Показатели развития дорожной сети Калмыкии и Российской Федерации в целом

2014

2015

2016

2018

Протяжённость путей сообщения в Республике Калмыкия (на конец года, километров)

165 1 165 1 164 9 164 9 164 9

165.1	165.1	164.8	164.8	164.8
5231.6	5229.1	5259.2	5302.3	5401.6
4571.0	4554.3	4581.6	4634.7	4722.9
660.6	674.8	677.6	667.6	678.7
3640.7	3617.6	3729.7	3799.8	3817.9
3533.1	3495.8	3605.1	3675.2	3675.9
518.6	519.5	519.6	541.6	541.
1191.0	1191.0	1191.0	1191.0	1186.
1823.5	1785.3	1894.5	1942.6	1947.8
107.6	121.8	124.6	124.6	142.0
	4571.0 660.6 3640.7 3533.1 518.6 1191.0 1823.5	4571.0 4554.3 660.6 674.8 3640.7 3617.6 3533.1 3495.8 518.6 519.5 1191.0 1191.0 1823.5 1785.3	4571.0 4554.3 4581.6 660.6 674.8 677.6 3640.7 3617.6 3729.7 3533.1 3495.8 3605.1 518.6 519.5 519.6 1191.0 1191.0 1191.0 1823.5 1785.3 1894.5	4571.0 4554.3 4581.6 4634.7 660.6 674.8 677.6 667.6 3640.7 3617.6 3729.7 3799.8 3533.1 3495.8 3605.1 3675.2 518.6 519.5 519.6 541.6 1191.0 1191.0 1191.0 1191.0 1823.5 1785.3 1894.5 1942.6

Показатель	Калмыкия	Российская Федерация
Общая протяжённость	3,9 тыс. км	1283 тыс. км
автодорог		
на 1 кв.км территории	51 м	75 м
на душу населения	14 м	9 м
В т.ч. с твёрдым покрытием	3,2 тыс. км	928 тыс. км
на 1 кв.км территории	43 м	54 м
на душу населения	11,3	6,5 м
Перевозки грузов	146 тыс. тонн	5663 млн. тонн
автомобильным		
транспортом		
на душу населения	0,52 тонны	39,6 тонн
на 1 км дорог	37,4 тонн	4414 тонн
Грузооборот	35 млн. ткм	223 млрд. ткм
автомобильного транспорта		

(2011)		
на душу населения	124 тонны	1559 тонн
на 1 км дорог	9 тыс. тонн	174 тыс. тонн
Перевезено пассажиров	34,2 тыс. чел.	13,3 млн. чел.
автобусным транспортом		
(2011)		
на душу населения	0,12	0,09
на 1 км дорог с твёрдым	10,7	14,3
покрытием		

Приложение 61. Структура ВРП Калмыкии по видам экономической деятельности

Валовой региональный продукт в основных ценах (валовая добавленная стоимость) – всего (2014)	46 044	100,0%
в том числе по видам экономической деятельности:	l	
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	14 453	31,4%
Рыболовство, рыбоводство	44	0,1%
Добыча полезных ископаемых	656	1,4%
Обрабатывающие производства	636	1,4%
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	633	1,4%
Строительство	5 228	11,4%
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	3 393	7,4%
Гостиницы и рестораны	192	0,4%
Транспорт и связь	5 762	12,5%
Финансовая деятельность	94	0,2%
Операции с недвижимым имушеством, аренда и предоставление услуг	1 788	3,9%
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное обеспечение	6 719	14,6%
Образование	2 982	6,5%
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	2 873	6,2%
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	590	1,3%

Приложение 62. Объём сельскохозяйственного производства Калмыкии по направлениям и типам хозяйств [208]

Типы хозяйств и направления	млн.руб. (2015)	%
Хозяйства всех категорий	21 073	100,0%
Растениеводство	3 373	16,0%
Животноводство	17 700	84,0%
Сельскохозяйственные организации	2 949	14,0%
Растениеводство	1 756	8,3%
Животноводство	1 193	5,7%
Хозяйства населения	11 651	55,3%
Растениеводство	168	0,8%
Животноводство	11 483	54,5%
Крестьянские (фермерские)		
хозяйства и индивидуальные	6 474	30,7%
предприниматели		
Растениеводство	1 450	6,9%
Животноводство	5 024	23,8%

Приложение 63. Добыча нефти и газа в Калмыкии, 2010-2018 гг.[87]

Добыча нефти и газа в Калмыкии в 2010-2018 гг.

Вид сырья	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017	2018
Нефть,							158,6	151,2
включая								
газовый	207,7	162,4	139,7	139,4	148,4	142,7		
конденсат, тыс.								
тонн								
Газ природный							52,8	49,1
и попутный,	78,0	60,4	53,1	58,2	56,6	55,8		
млн. м ³								

Добыча нефти в Калмыкии по районам, 2011

Адм. район	Добыча нефти, тыс. тонн	На душу населения, тонн
Лаганский	20,8	1,04
Черноземельский	112,9	8,51
г. Элиста	28,7	0,28

Калмыкия	162,4	0,57				
Для сравнения:						
Россия	512 000,0	3,6				
Калмыкия в % к российскому показателю	0,03%	15,9%				

Приложение 64. Работа нефтяных компаний в Калмыкии, выдержки из СМИ

«В Калмыкии зарегистрировано более 200 скважин по добыче нефти, из них работает ровно половина. Сейчас геологоразведочные работы практически не ведутся. И с каждым годом идет падение объемов разработки углеводородов. В 2010 году было добыто всего 215 тысяч тонн черного золота. Проблема заключается еще и в том, что занятость местного населения в отрасли составляет всего 1 %. Выгодным для региона является сотрудничество с одной из крупных нефтедобывающих корпораций. Такое партнерство, как отметили участники дискуссионного клуба, позволит Калмыкии увеличить объемы и выйти на международный уровень. Если будут проводиться геологоразведочные работы, то, по прогнозам специалистов, до 2020 года уровень добычи нефти может достигнуть 400 тысяч тонн». [247].

«По словам главы Минприроды РК Владимира Мирошниченко, все месторождения Калмыкии находятся на третьей-четвертой стадии разработки, то есть на 70 процентов выработаны. Рационально и эффективно эксплуатировать их и вести геологоразведку могут только крупные компании, имеющие соответствующий опыт и технологии. Руководство республики ведет активную работу по привлечению таких гигантов в нефтяную отрасль Калмыкии» [45].

Приложение 65. Газификация и производство тепловой энергии в Калмыкии

Протяженность межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов составляет 3415 км, в т.ч. в сельской местности — 1835 км. Газоснабжение населенных пунктов осуществляется газопроводами высокого давления общей протяженностью 1621 км. Уровень газификации — 84% или около 86 тыс. квартир, главным образом, за счёт крупных населённых пунктов. По информации ОАО «Газпром газораспределение Элиста» [131], обеспечивающего газоснабжение потребителей республики, природный газ используется в 151 населенных пунктах (из 265). Протяженность межпоселковых и внутрипоселковых газопроводов составляет 3415 км, в т.ч. в сельской местности — 1835 км. Газоснабжение населенных пунктов осуществляется газопроводами высокого давления общей протяженностью 1621 км. Уровень газификации — 84% или около 86 тыс. квартир, главным образом, за счёт

крупных населённых пунктов. Также газифицировано 9 промышленных предприятий, 34 отопительных котельных (из 150), 3257 коммунально-бытовых и сельскохозяйственных объектов. Поставки газа в республику осуществляются региональными структурами «Газпрома» (ООО «Газпром Межрегионгаз Ставрополь», ООО «Газпром Межрегионгаз Ростов»).

Производство топочного мазута в 2013 году – 96,6 тыс. тонн.

Производство тепловой энергии в 2013 году – 281 тыс. Гкал.

Теплообеспечение в пределах Элисты находится в ведении компании ОАО «Энергоресвис».

В Элисте тепло обеспечивают 28 котельных, всего в республике 150 котельных [252]. Топливо – газ (34 котельных), мазут.

Динамика потребления тепловой энергии в регионе и структура отпуска теплоэнергии от электростанций и котельных

			в том числе:					
Год	Отпущено тепловой энергии своим потребителям, Гкал	населению	бюджетным организациям	предприятиям на производственн ые нужды	прочим организациям			
2008	340 411	208 401	111 447	6 942	13 621			
2009	286 677	134 613	136 592	6 362	9 110			
2010	293 500	137 945	139 706	6 457	9 392			

Приложение 66. Структура потребления электроэнергии в Калмыкии, млн. кВтч, 2012-2017 гг.

		Прои	Получен о из-за	Потребл ено	добыча полезны х ископае мых, обрабат			в том	1 числе				Ormanaca
	Год	зведе но элект роэне ргии	пределов Российск ой Федерац ии	электрэн ергии всего	ывающи е производ ства, производ ство и распреде ление электроэ нергии, газа и воды	сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	строи- тельство	оптовая и розничная торговля	транспорт и связь	другие виды экономиче- ской деяте- льности	городское и сельское население	потери в электро- сетях	Отпущено за пределы Российской Федерации
Ī	2012	0,3	614,8	472,7	49,8	17,0	10,5	17,8	19,9	80,4	159,0	118,3	142,4
	2013	0,4	599,8	472,9	45,2	20,6	13,0	21,9	22,3	85,3	165,4	99,2	127,3

2014	2,8	649,2	497,4	48,0	19,2	9,4	28,5	22,2	81,6	167,5	121	154,5
2015	0,1	802,1	491,0	41,0	13,7	7,2	28,6	51,6	56,1	159,2	133,5	311,2
2016	0,2	848,5	489,9	44,6	12,4	7,7	28,6	56,1	56,4	168,3	115,8	358,7
2017	49,3	833,9	504,4	53,6	12,6	8,7	31,5	36,5	56,0	169,2	136,3	378,7

Приложение 67. Электроэнергетический комплекс Калмыкии

При общем объёме потребления электроэнергии около 500 млн. кВтч в год, собственная генерация в Калмыкии практически отсутствует. Незначительные объёмы нерегулярно вырабатываются Элистинской ГТ ТЭЦ с установленной электрической мощностью 18 МВт.

Покрытие потребления осуществляется за счет внешних перетоков, в основном из энергосистем Ростовэнерго и Астраханьэнерго и частично Ставропольэнерго.

Схема сети имеет радиальное питание от двух питающих центров ПС 220 кВ - Элиста Северная и Большой Царын в Октябрьском районе на северо-востоке республики (ПС-220/110/10 кВ «Э.Северная», ПС-220/110/10 кВ «Большой Царын»).

Граничащими энергосистемами являются филиалы ПАО «МРСК Юга»: «Ростовэнерго», «Волгоградэнерго», «Астраханьэнерго», филиалы ПАО «МРСК Северного Кавказа»: «Дагэнерго», «Ставропольэнерго».

Крупных промышленных потребителей электрической энергии на территории Республики Калмыкия нет. Крупнейшим потребителем является население.

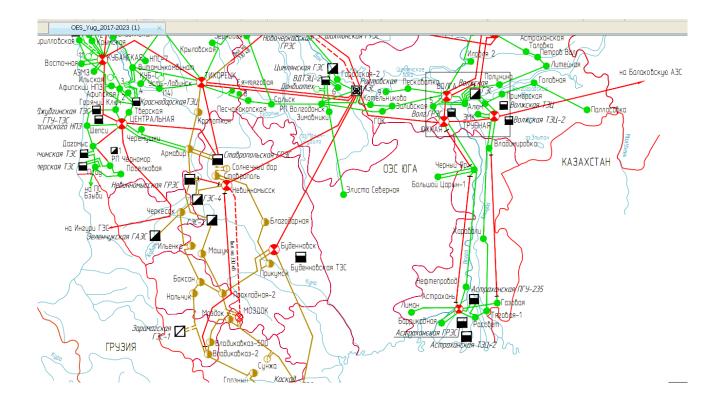


Схема размещения электроэнергетического комплекса ОЭС Юга России на 2017-2023 гг. [146]

Общая протяжённость кабельных линий электропередач — менее 1 км, воздушных — 19, 5 тыс. км, из которых более 15 тыс. км приходится на распределительную сеть 0,4-10 кВ. Функции распределения и сбыта электроэнергии в Калмыкии выполняют:

- филиал «Калмэнерго» ОАО МРСК Юга [146];
- ОАО «Калмыцкая энергетическая компания» («КалмЭнергоКом» [138, 139]) сетевая компания, осуществляющая распределение электроэнергии и поставки потребителям в Элисте;
- ОАО «Калмэнергосбыт»[140].

Общая протяженность воздушных линий электропередачи 0,38-220 кВ, принадлежащих филиалу по трассе составляет 19534,8 км, и 0,93 км кабельных сетей по состоянию на 01.01.2015 г. [212]. Воздушные линии состоят из:

- ВЛ 220 кВ 245,2 км, которые находятся в аренде у ОАО «ФСК»
- ВЛ 110 кВ 2123,8 км
- ВЛ 35 кВ 1953,71 км
- ВЛ 0,4-10 кВ 15212,1 км

Количество понизительных подстанций составляет:

- ПС 220 кВ 2 шт., которые находятся в аренде у ОАО «ФСК»
- ПС 110 кВ 48 шт.
- ПС 35 кВ 69 шт.

Приложение 68. Объём и структура потребления энергии населением в России и по субъектам ЮФО и СКФО, 2017

Субъект РФ	Потреблено электроэнергии, всего, млн. кВтч	в том числе населением, млн. кВтч	Душевое потребление энергии населением, кВтч
Российская Федерация	1 089 105	155 669	1 061
Южный федеральный округ	68 741	16 071	977
Республика Адыгея	1 435	399	878

Республика Калмыкия	504	169	621
Республика Крым	5 861	2 155	1 127
Краснодарский край	23 233	6 240	1 105
Астраханская область	4 317	944	931
Волгоградская область	13 270	1 606	640
Ростовская область	18 763	3 900	928
г.Севастополь	1 358	657	1 482
Северо-Кавказский федеральный округ	24 674	7 271	737
Республика Дагестан	6 393	2 666	864
Республика Ингушетия	734	230	462
Кабардино-Балкарская Республика	1 625	411	474
Карачаево-Черкесская Республика	1 349	310	665
Республика Северная Осетия- Алания	1 459	500	715
Чеченская Республика	2 684	1 011	694
Ставропольский край	10 430	2 144	767

Приложение 69. Тарифы на электроэнергию для Республики Калмыкия на 2019 год

Показатель (группы потребителей с	руб./кВт ч							
разбивкой тарифа по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	1 полугодие	2 полугодие						
1. Население, за исключением указанного в пункте 2 и 3 (тарифы указываются в рублях с учетом НДС) *								
1.1 Одноставочный тариф	4,67 ^{+1,74} %		4,83 ^{+3,43%}					

1.2 Тариф, дифференцированный по	цвум зонам суток	
Пиковая зона	5,46 ^{+3,41} %	5,55 ^{+1,65} %
Ночная зона	3,08 ^{+1,65} %	3,24+5,19%
1.3 Тариф, дифференцированный по	грем зонам суток	
Пиковая зона	5,79 ^{+3,39} %	6,08+5,01%
Полупиковая зона	4,75 ^{+3,49%}	4,83 ^{+1,68%}
Ночная зона	3,13 ^{+3,30%}	3,29+5,11%
2. Население, проживающее в город	цских населенных пунктах в домах,	оборудованных в
установленном порядке стационар	ными электроплитами и (или) элект	гроотопительными
установками, и приравненные к ни	им (тарифы указываются в рублях с	учетом НДС) **
2.1 Одноставочный тариф	3,27 ^{+1,87} %	3,38+3,36%
2.2 Тариф, дифференцированный по д	двум зонам суток	
Пиковая зона	3,76 ^{+1,90%}	3,89+3,46%
Ночная зона	2,16 ^{+1,89%}	2,27+5,09%
2.3 Тариф, дифференцированный по	грем зонам суток	
Пиковая зона	3,98 ^{+1,53} %	4,19+5,28%
Полупиковая зона	3,27 ^{+1,87} %	3,38+3,36%
Ночная зона	2,16 ^{+1,89%}	2,27+5,09%
3. Население, проживающее в сельс	ских населенных пунктах и приравн	ненные к ним (тарифы
указываются с учетом НДС) ***		
3.1 Одноставочный тариф	3,27 ^{+1,87} %	3,38+3,36%
3.2 Тариф, дифференцированный по д	цвум зонам суток	
Пиковая зона	3,76 ^{+1,90%}	3,89+3,46%

Ночная зона	2,16 ^{+1,89%}	2,27+5,09%					
3.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток							
Пиковая зона	3,98 ^{+1,53%}	4,19+5,28%					
Полупиковая зона	3,27 ^{+1,87%}	3,38 ^{+3,36%}					
Ночная зона	2,16 ^{+1,89%}	2,27+5,09%					

4.1 Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом НДС): Садоводческие, огороднические или дачные некоммерческие объединения граждан - некоммерческие организации, учрежденные гражданами на добровольных началах для содействия ее членам в решении общих социально-хозяйственных задач ведения садоводства, огородничества и дачного хозяйства. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте 2.

4 == +1.74%

4.1.2 Тариф, дифференцированный по двум зонам суток Пиковая зона 5,46 ^{+3,41%} 5,55 ^{+1,65%} Ночная зона 3,08 ^{+1,65%} 3,24 ^{+5,19%} 4.1.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток Пиковая зона 5,79 ^{+3,39%} 6,08 ^{+5,01%} Полупиковая зона 4,75 ^{+3,49%} 4,83 ^{+1,68%} Ночная зона 3,13 ^{+3,30%} 3,29 ^{+5,11%}	4.1.1 Одноставочный тариф	$4,67^{+1,7470}$	4,83+3,4370					
Ночная зона 3,08 ^{+1,65%} 3,24 ^{+5,19%} 4.1.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток Пиковая зона 5,79 ^{+3,39%} 6,08 ^{+5,01%} Полупиковая зона 4,75 ^{+3,49%} 4,83 ^{+1,68%}	4.1.2 Тариф, дифференцированный по двум зонам суток							
4.1.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток Пиковая зона 5,79 ^{+3,39%} 6,08 ^{+5,01%} Полупиковая зона 4,75 ^{+3,49%} 4,83 ^{+1,68%}	Пиковая зона	5,46 ^{+3,41} %	5,55 ^{+1,65%}					
Пиковая зона $5.79^{+3.39\%}$ $6.08^{+5.01\%}$ Полупиковая зона $4.75^{+3.49\%}$ $4.83^{+1.68\%}$	Ночная зона	3,08 ^{+1,65%}	3,24 ^{+5,19%}					
Полупиковая зона $4,75^{+3,49\%}$ $4,83^{+1,68\%}$	4.1.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток							
	Пиковая зона	5,79 ^{+3,39%}	6,08+5,01%					
Ночная зона $3,13^{+3,30\%}$ $3,29^{+5,11\%}$	Полупиковая зона	4,75 ^{+3,49%}	4,83 ^{+1,68%}					
	Ночная зона	3,13 ^{+3,30%}	3,29+5,11%					

4.2 Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом НДС): Юридические лица, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления осужденными в помещениях для их содержания при условии наличия раздельного учета электрической энергии для указанных помещений. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию

(мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте 2.								
4.2.1 Одноставочный тариф	4,67 ^{+1,74} %	4,83 ^{+3,43%}						
4.2.2 Тариф, дифференцированный по двум зонам суток								
Пиковая зона	5,46 ^{+3,41} %	5,55 ^{+1,65%}						
Ночная зона	3,08 ^{+1,65} %	3,24+5,19%						
4.2.3 Тариф, дифференцированный по трем зон	4.2.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток							
Пиковая зона	5,79 ^{+3,39%}	6,08+5,01%						
Полупиковая зона	4,75 ^{+3,49%}	4,83 ^{+1,68%}						
Ночная зона	3,13 ^{+3,30%}	3,29+5,11%						
Содержащиеся за счет прихожан религиозни энергосбытовые, энергоснабжающие органи (мощность) в целях дальнейшей продажи протребителей, указанным в данном пункте 2	зации, приобретающие электрическую экономиравненным к населению категориям							
4.3.1 Одноставочный тариф	4,67 ^{+1,74} %	4,83 ^{+3,43%}						
4.3.2 Тариф, дифференцированный по двум зог	нам суток							
Пиковая зона	5,46 ^{+3,41} %	5,55 ^{+1,65%}						
Ночная зона	3,08 ^{+1,65%}	3,24+5,19%						
4.3.3 Тариф, дифференцированный по трем зон	нам суток							
Пиковая зона	5,79 ^{+3,39%}	6,08+5,01%						
Полупиковая зона	4,75 ^{+3,49%}	4,83 ^{+1,68%}						
Ночная зона	3,13 ^{+3,30} %	3,29+5,11%						

4.4 Потребители, приравненные к населению (тарифы указываются в рублях с учетом НДС): Объединения граждан, приобретающих электрическую энергию (мощность) для использования в принадлежащих им хозяйственных постройках (погреба, сараи). Некоммерческие объединения граждан (гаражно-строительные, гаражные кооперативы) и граждане, владеющие отдельно стоящими гаражами, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях потребления на коммунально-бытовые нужды и не используемую для осуществления коммерческой деятельности. Гарантирующие поставщики, энергосбытовые, энергоснабжающие организации, приобретающие электрическую энергию (мощность) в целях дальнейшей продажи приравненным к населению категориям потребителей, указанным в данном пункте 2. 4,67+1,74% 4,83+3,43% 4.4.1 Одноставочный тариф 4.4.2 Тариф, дифференцированный по двум зонам суток 5,55^{+1,65%} 5,46+3,41% Пиковая зона 3,24+5,19% 3,08^{+1,65%} Ночная зона 4.4.3 Тариф, дифференцированный по трем зонам суток 5,79+3,39% 6,08+5,01% Пиковая зона 4,75^{+3,49%} 4,83^{+1,68%} Полупиковая зона $3,13^{+3,30\%}$ 3,29+5,11% Ночная зона

Приложение 70. Расчёт перспективной потребности Республики Калмыкия в энергии

Перспективная потребность Калмыкии в энергии, исходя из экономического роста в долгосрочном плане, может быть существенно выше текущего энергопотребления. Исходя даже из текущих средних цифр для ЮФО и СКФО, её можно оценить в величину, примерно вдвое большую — порядка **1000 млн. кВтч**, хотя даже эта величина (около 3500 кВтч на душу населения) будет вдвое ниже среднего показателя по России. Ответ на вопрос о потреблении тепловой энергии и потребности в ней также сложен. По имеющимся официальным данным, отпуск тепловой энергии потребителям в 2014 году составил 318 тыс. Гкал [165] (369 млн. кВтч), в т.ч., 163 тыс. Гкал (190 млн. кВтч), или

более половины – населению. В 2015 году произведено и поставлено потребителям 285

тыс. Гкал [179] (331 млн. кВтч). В среднем, величина за 2009-2015 гг. составляла около 300 тыс. Гкал, или 330 млн. кВтч.

В то же время, установленная норма потребления тепловой энергии в Калмыкии для большинства районов составляла, при распределении равномерно в течение года, 0,017 Гкал в месяц на 1 кв.м. отапливаемой площади, в некоторых районах – 0,019 Гкал, в Элисте – 0,015 Гкал [155]. Усреднённая величина составит около 0,016 Гкал/кв.м. жилья в месяц, или 0,192 Гкал (около 220 кВтч/м² в год).

Жилищный фонд Республики Калмыкия составляет 6 млн. кв.м [127]. Исходя из данных нормативов, потребность в тепловой энергии только на отопление жилья (потребности населения) в Калмыкии должна составить: 220*6 млн. = **1320 млн.** кВтч/год.

Общая перспективная потребность только в электрической и тепловой энергии в Калмыкии может быть, таким образом, оценена в величину около **2 500 млн. кВтч/год**, в пересчёте **на душу населения** – около **9 000 кВтч/год** (при текущем потреблении около 830 млн. кВтч, или около 3 000 кВтч на душу населения).

Приложение 71. Оценка инвестиционных затрат, руб./кВт установленной мощности, для проектов ВИЭ в Калмыкии

Год отбора	Участник рынка	Наименование проекта	Плановая дата начала поставки мощности	Плановый объем установленной мощности, МВт	Плановая величина капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности объекта ВИЭ, руб/кВт
2014	ООО "АЛТЭН"	ВЭС «Приютненская ВЭС» 1 очередь	01.12.2015	51	65 696
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-35	01.12.2019	19	80 305
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-34	01.12.2019	23	81 104
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-36	01.12.2019	19	81 205
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-41	01.12.2021	38	59 339
2018	000	ВЭС Ветропарк-42	01.12.2021	38	59 339

	"Ветропарки ФРВ"				
2018	ООО "Ветропарки ФРВ"	ВЭС Ветропарк-71	01.12.2023	39	62 406
2015	ООО "Солар Системс"	Калмыкская СЭС N1, первая очередь	01.12.2019	25	122 570
2018	ООО "Авелар Солар Технолоджи"	СЭС-2018-3	01.12.2019	24	122 002
2018	ПАО "Фортум"	Калмыкская СЭС	01.12.2021	15	62 109
2018	ПАО "Фортум"	СЭС Калмыкии	01.12.2022	15	59 103
2015	ООО "Солар Системс"	Калмыкская солнечная электростанция N1, первая очередь	01.12.2019	25	122 570

Приложение 72. Подходы к оценкам инвестиционных затрат на строительство СЭС и ВЭС в Калмыкии

Ниже приведены инвестиционные, операционные постоянные и переменные затраты на строительство и работу электростанций на ВИЭ по данным EIA:

Инвестиционные и операционные затраты на строительство электростанций на ВИЭ (данные [222], перевод в рубли по курсу 50:1)

Тип станции	Номинальная		Постоянные	Переменные
	мощность, МВт	Инвестиционные	стиционные операционные	
		затраты затраты, годовые		затраты
		(руб./кВт)	(руб./кВт)	(руб./кВтч)
Ветровая (на море)	400	313 000	3 700	0
Ветровая (на суше)	100	110 650	1 978	0
Солнечная	150	193 650	1 235	0
фотовольтаическая				

В данных по проектам, прошедшим конкурсный отбор, указываются меньшие, но, в ряде случаев, сопоставимые величины инвестиционных затрат на единицу установленной мощности — 65-155 тыс. руб./кВт для ВЭС и 95-130 тыс. руб./кВт для СЭС. Большой разброс в планируемых затратах для разных проектов ветрогенерации может быть связан с эффектом резкой девальвации рубля в 2014-2015 гг. С большой вероятностью, компании ориентировались на среднюю величину затрат порядка \$2000/кВт установленной мощности, и разрыв в оценке стоимости связан со временем подачи заявки. Заявки на проекты солнечных электростанций подавались, в среднем,

несколько позже, кроме того, они в большей степени ориентировались на отечественных производителей оборудования, материалов и комплектующих.

Компания «Солар Систем» - инициатор проекта Калмыкской ВЭС мощностью 25 МВт оценивает объём инвестиций в 3,3 млрд. рублей, что означает 132 000 руб./кВт — несколько выше, чем было заявлено ранее.

По информации различных отраслевых источников о планируемых, строящихся и введённых в эксплуатацию солнечных электростанций (СЭС) на территории России, величина инвестиционных затрат варьируется от менее100 тыс. до более 200 тыс. рублей/кВтч.

Инвестиционные затраты на крупные солнечные электростанции (планируемые, строящиеся, построенные и работающие) на территории России и СНГ по данным отраслевых источников

СЭС, место, проектная	Дата и стадия	Мощность	Общий	Инвестиции
компания	строительства	станции	объём	на 1кВт
			инвестиций	установленной
				мощности,
				руб.
Усть-Канская, Республика	введена в	5 МВт	более 500	более 100 000
Алтай, «Хевел» [268]	эксплуатацию		млн.	
	в сентябре		рублей	
	2016			
СЭС в разных районах	до 2020	80 MBT	оценка –	более 150 000
Республики Алтай, «Хевел»			более 12	
			млрд.	
			рублей	
Бугульчанская СЭС,	введена в	5 МВт; общий	оценка -	около 100 000
Башкортостан, «Хевел»	эксплуатацию	объём	более 6	
[129]	в декабре	проектов	млрд.	
	2015	«Хевел» в	рублей	
		Башкортостане		
		– 64 МВт		
Оренбургская область, Орск,	введена в	25 MBT	3 млрд.	120 000
«Т-Плюс» («Ренова») [246]	эксплуатацию		рублей	
	в декабре			
	2015			

Хакасия, Абаканская СЭС,	введена в	5,2 MB _T	600 млн.	115 000
АО «ЕвроСибЭнерго» [124]	эксплуатацию		рублей	
	в декабре			
	2015			
Астраханская обл.,	введена в	250 кВт	70 млн.	280 000
Нариманово, ООО «Солар	эксплуатацию		рублей	
Менеджемент» [248]	в декабре			
	2015			
Белоруссия, г. Быхов	начало	2,5 MB _T	оценка - 18	240 000
(Могилёвская область), ООО	строительства		млрд. б.р.	
«Тайкун»	– январь 2014		(600 млн.	
			рублей)	
Белоруссия, г. Брагин [261],	Запуск –	18,5 MB _T	24 млн.	78 000
«Велком»	август 2016		евро (1 440	
			млн.	
			рублей по	
			курсу 60,0)	
Белоруссия, Мядель,	Запуск –	5,7 MB _T	\$10,6 млн.	102 000
«Велком» [265]	июль 2016		(580 млн.	
			рублей по	
			курсу 55,0)	

По информации «Хевел» и «ЕвроСибЭнерго», при строительстве СЭС использовались, большей частью, отечественное оборудование, материалы и комплектующие — соответственно, на 70% и 55%, в соответствии с требованиями по локализации производства на территории России. При этом, «Хевел» располагает собственным производством солнечных панелей (г. Новочебоксарск Республики Чувашия), а «ЕвроСибЭнерго» в ходе строительства Абаканской СЭС создало собственное производство мультикристаллического кремния и инверторов.

Основным компонентом стоимости СЭС являются (не считая систем аккумуляции, не предусмотренных сетевыми проектами) собственно солнечные панели. Их розничная цена в настоящее время составляет для потребителей 100-200 тыс. рублей/кВт. Однако при больших объёмах и наличии собственного производства (как в случае с «Хевел» и «ЕвроСибЭнерго») их стоимость может быть кардинально сокращена.

По ветроэлектростанциям информация об инвестиционных затратах сверх представленной в перечне проектов, прошедших отбор, практически отсутствует. В то же время, на данный момент отсутствует и положительный опыт строительства и ввода в эксплуатацию крупных ветропарков, а на примере Приютненской ВЭС мы видим целый ряд трудностей на пути проектов такого рода. Помимо этого, одной из проблем остаётся громоздкость и трудность транспортировки и установки самих конструкций — мачт ветрогенераторов и самих ветрогенераторов большой мощности (масса конструкции мощностью до нескольких МВт достигает нескольких сотен тонн, высота — до 100 метров), и проблемы с их производством в России в настоящее время.

Приложение 73. Подходы к оценкам операционных затрат СЭС и ВЭС в Калмыкии

Дальнейшая оценка эффективности инвестиционных проектов на основе ВИЭ связана с их способностью генерировать энергию для поставки на рынок, с одной стороны, и операционных издержек на её производство – с другой.

Средняя величина операционных издержек для СЭС, по зарубежным данным, оценивается в величину порядка 1250 руб./кВт установленной мощности в год. Для СЭС мощностью 25 МВт (аналог Калмыкской СЭС) она, таким образом, должна составить **31,2 млн.** рублей в год.

Более точная информация о фактических операционных издержках СЭС на данный момент отсутствует. Возможны приблизительные расчёты по косвенным данным. Основными статьями операционных затрат СЭС являются:

- 1. Оплата труда персонала;
- 2. Материалы и комплектующие для текущего ремонта и обслуживания.
- 3. Аренда земельного участка (при условии, что земля арендована).
- 4. Налоги, проценты по кредитам и другие платежи.

По имеющимся данным, на Абаканской СЭС мощностью 5,2 МВт задействовано 6 сотрудников; на Кош-Агачской СЭС мощностью 5 МВт — примерно 10 сотрудников. Вероятно, можно приблизительно оценить число сотрудников для СЭС мощность 25 МВт в 25 человек (примерно 1 сотрудник на 1 МВт мощности).

При среднем уровне заработной платы 30 тыс. рублей в месяц (несколько выше средней по Республике Калмыкия и приближенному к уровню заработной платы в производстве) затраты на оплату труда (без учёта налогов и социальных платежей составят):

30 тыс.*25*12 = **9 млн. рублей в год**. Данная сумма существенно растёт при учёте налогов. Начисленные заработные платы сотрудника с учётом НДФЛ (13%) составит 9

млн./0,87 = 10,344 млн. рублей, с учётом социальных начислений (30,2%) – 10,344*1,302 = 13,5 млн. рублей в год.

Информация и расчёты затрат на текущее обслуживание и ремонт также отсутствует. Теоретически, они должны быть невелики, вследствие того, что основной и наиболее дорогостоящий компонент проекта — солнечные панели, должны служить в течение длительного срока без каких-либо ремонтных работ. В то же время, если принять их равными всего 0.5% от стоимости проекта в год, это составит 3750 млн. *0.5% = 18.75 млн. рублей в год.

При расчёте платы за аренду земли будем исходить из того, что она составляет 2% кадастровой стоимости земельного участка [158]. Земля в Черноземельском районе отличается наименьшей кадастровой стоимостью (858 руб. га при средней по Калмыкии 7 290 руб./га и максимальной – 116 358 руб./га, в Городовиковском районе) [134].

Строительство СЭС в Черноземельском районе потребует отчуждения 75 га (как следует из данных инициатора проекта, что примерно совпадает с параметрами и других проектов, площадь территории, отводимой под строительство СЭС, составляет примерно 3 га/1МВт).

Кадастровая стоимость участка в 75 га составит 64 350 рублей, 2% от этой суммы — 1287 рублей в год. В данном случае, аренда даже по максимальным для Калмыкии ставкам означает ежегодную выплату менее 200 тыс. рублей в год. Выкуп земли даже по максимальным в Калмыкии ставкам (порядка 117 тыс. руб./га) означает затраты на инвестиционной стадии в сумме 8,7 млн. рублей (при общих инвестиционных затратах по проекту 3,3 млрд. рублей), выплата земельного налога (при ставке 1,5%) — 130 тыс. рублей в год. В любом случае, затраты на приобретение или аренду земельного участка в Калмыкии не являются существенной нагрузкой на проект и не занимают заметного места в структуре затрат, что можно рассматривать как одно из конкурентных преимуществ данной территории.

Из налогов очевидным образом предприятию предстоит уплата налога на имущества. Если стоимость имущества в 1-й год эксплуатации оценить по сумме затрат на реализацию проекта — 3,8 млрд. рублей, то, при ставке налога на имущество 0,5% [194], сумма налога составит также **18,75 млн. рублей в год**.

Таким образом, общая величина операционных затрат для СЭС мощностью 25 МВт в Калмыкии может составить величину около **32 млн. рублей**, или 1280 рублей/кВт установленной мощности, что совпадает с оценкой, приведённой выше, если не включать налог на имущество. При его включении величина операционных издержек растёт до **50**

млн. рублей в год, или 2000 рублей/кВт (далее снижаясь по мере амортизации имущества).

Приложение 74. Подходы к оценке КИУМ солнечных электростанций Калмыкии

Выработка энергии зависит от мощности и КИУМ (коэффициент использования установленной мощности) станции. В планах Калмыкской СЭС ООО «Солар Систем» заложен КИУМ, равный 14,2%, что составляет среднюю величину для солнечных станций.

Количество электроэнергии, которое может произвести за год солнечная установка мощностью 1 МВт при КИУМ, равном 15%, рассчитывается по следующей формуле:

$$G = 1 \text{ MB}_{\text{T}} * 8760 * 15\% = 1314 \text{ MB}_{\text{TH}},$$

где G – объём выработанной за год электроэнергии, 8760 – количество часов в году. На данный момент есть некоторая информация, также из отраслевых источников, о фактической выработке электроэнергии некоторыми солнечными станциями.

Данные о выработке электроэнергии СЭС на территории России

СЭС, регион	Период	Мощность	Выработка	Фактический
		станции	электроэнергии	КИУМ
Кош-Агачская СЭС,	апрель 2015 – ноябрь	5 МВт	12 000 МВтч	17,1%
Республика Алтай	2016 (1,6 года)			
Бугульчанская СЭС,	январь – июль 2016	5 МВт	4 500 МВтч	17,1%
Башкирия	(0,6 года)			
Абаканская СЭС,	декабрь 2015 –	5,2 MBT	6 000 МВтч	15,8%
Хакасия [216]	октябрь 2016 (0,8			
	года)			
северо-восток	2014 год	100 кВт (общая	100 000 кВтч	11,4%
Якутии, 4 СЭС		мощность)		
«Сахаэнерго»				

Широтное положение и погодно-климатические условия Калмыкии, с одной стороны, позволяют предполагать КИУМ заведомо больший, чем 17%. С другой стороны, специфика Калмыкии, связанная с высоким содержанием пыли в воздухе и её оседанием на солнечных панелях, а также экстремально высокими температурами летом (что снижает эффективность работы солнечных панелей), ведёт к снижению КИУМ. В связи с этим, КИУМ, равный 15%, выглядит достаточно реалистичным допущением.

Приложение 75. Подходы к оценке окупаемости ТЭС и генерирующих объектов ВИЭ Средний объём выработки электроэнергии за год (без учёта сезонных колебаний) солнечной станцией мощностью 25 МВт составит 25 МВт*8760*15% = 32 850 МВтч. При ценах на электроэнергию на ОРЭМ в Калмыкии порядка 1700 руб./МВтч (январь 2017) [182] годовая выручка СЭС составит 32 850 МВтч*1700 руб./МВтч = 55 845 тыс. рублей (55,8 млн. рублей).

Таким образом, при инвестиционных затратах, составляющих 3 млрд. рублей ниже заявленных и учёте только выручки, без операционных затрат и дисконтирования, простой срок окупаемости СЭС составил бы 3000 млн. руб./55,8 млн. руб. = **54 года**, что делает данный проект заведомо не представляющим интереса для инвестора, а дальнейшие расчёты — не имеющими смысла, при отсутствии мощной финансовой поддержки проекта извне.

При тех же допущениях, столь же низкие показатели финансово-экономической эффективности показывают перечисленные выше генерирующие мощности, уже введённые в эксплуатацию.

Показатели финансово-экономической эффективности « в чистом виде» работы действующих СЭС при определённых допущениях

СЭС, регион	Объём	Годовая	Выручка при	Простой срок
	инвестиций в	выработка ЭЭ,	продаже ЭЭ по	окупаемости
	строительство	МВтч (расчёт на	1700 руб./МВтч,	(исходя из
	станции, тыс.руб.	основе	тыс. руб.	выручки, без
	(информация от	имеющейся		учёта других
	инициаторов	информации)		составляющих),
	проектов)			лет
Кош-Агачская	500 000	7500	12 750	39,2
СЭС				
Бугульчанская	500 000	7500	12 750	39,2
СЭС				
Абаканская СЭС	600 000	7500	12 750	47,0

Средневзвешенная стоимость (LCOE) 1 кВтч солнечной энергии также может быть рассчитана, в данном случае — также по упрощённой схеме, исходя из равномерного распределения инвестиционных затрат на интервале 25 лет.

При затратах на 1 кВт установленной мощности СЭС в пределах 100-150 тыс. руб./кВт и годовом производстве 1300 кВтч электроэнергии (при КИУМ = 15%) инвестиционные затраты в пересчёте на год составят 4-6 тыс. рублей. Соответственно, затраты на 1 кВтч составят 4000-6000/1300 = 3,08-4,61 руб./кВтч.

По курсу рубль/доллар 50,0 это означает **6,2-9,2 центов/кВтч**, что сопоставимо со среднемировыми данными, приводимыми IRENA [234] для LCOE фотовольтаических станций на 2016 год — **13,1 центов/кВтч**. В нашем примере при этом не учтены операционные затраты и цена капитала (WACC) для создания и работы мощностей. С их учётом цифры будут примерно совпадать с приведёнными IRENA.

Для сравнения, проведём аналогичные расчёты для «традиционной» ТЭС, работающей на углеводородном сырье. В случае с ТЭС мощностью 25 МВт за счёт КИУМ, составляющего около 80%, выработка электроэнергии составит 175 200 МВтч, выручка (из расчёта 1700 руб./МВтч) — **298 млн. рублей**, что сокращает срок окупаемости в 5,3 раза до вполне приемлемых при подобных проектах **10 лет**.

В то же время, с учётом операционных затрат (и даже без учёта дисконтирования) ситуация принципиально меняется и для ТЭС. Учтём только переменные издержки на топливо, которых нет в случае с СЭС.

Для производства 1 кВтч электроэнергии требуется около 0.3 м^3 газа (при существующих КПД), для 1 МВтч — соответственно, 300 м^3 . Для производства 175 000 МВтч, соответственно, потребуется более 50 млн. м^3 . И, в данном случае, принципиальным вопросом становится стоимость газа для электростанции.

При стоимости, равной 5 руб./ м³ (5000 руб./1000 м³) только переменные издержки ТЭС, связанные с затратами на топливо, составят 250 млн. рублей, а годовая маржинальная прибыль предприятия (в данном случае, разница между выручкой (298 млн. рублей, см. выше) и операционными затратами на топливо) – **48 млн. рублей**.

При объёме инвестиций в строительство ТЭС мощностью 25 МВт, составляющим всего 1 250 млн. (из расчёта 50 тыс. рублей/1 кВт установленной мощности), это означает простой срок окупаемости (также без учёта других издержек и дисконтирования), равный уже 1250/48 = 26 лет, что также не является приемлемым сроком для частного инвестора и лишает смысла дальнейшие расчёты, если не предусмотрены механизмы внешней поддержки проекта.

При этом, повышение стоимости газа всего на 20% – до 5960 руб./1000 м³ повышает величину операционных издержек до 298 млн. рублей в год, т.е. операционная прибыль становится равной нулю (т.наз. точка безубыточности), и окупаемость инвестиционного проекта при тех же допущениях исчезает в принципе.

В данном случае, простой срок окупаемости проекта ТЭС на уровне 40-50 лет (срок, равный рассчитанному выше сроку окупаемости для СЭС) наступает при маржинальной прибыли, равной 25-31 млн. рублей, что соответствует, в нашем примере, переменным затратам в 267-273 млн. рублей, или стоимости газа для ТЭС 5340 – 5460 руб./1000 м³.

Иными словами, при сопоставлении эффективности станций на ископаемом топливе и ВИЭ главным вопросом является стоимость ископаемых энергоносителей, а проблема низкой эффективности относится не только к проектам ВИЭ, но и к энергетическим проектам в целом.

Отметим также, что при данных допущениях выработка 33 000 МВтч в год для ТЭС (та же величина, что и у СЭС в рассматриваемом примере) означает расход газа около 10 млн. м³ и затраты только на топливо около 50 млн. рублей, что может существенно превышать все постоянные издержки СЭС (см. выше). Таким образом, СЭС оказывается эффективнее в долгосрочной перспективе, но длительность периода окупаемости «СЭС относительно ТЭС» зависит уже от ряда условий.

В случае с ветроэлектростанциями ситуация остаётся принципиально такой же. В среднем они отличаются от СЭС более высокими значениями КИУМ (превышающими 20% при определённых условиях; в частности, средних скоростях ветра более 5 м/с), несколько меньшими (теоретически) инвестиционными затратами, но несколько более высокими (опираясь на оценки из зарубежных источников, см. выше) операционными издержками (порядка 2000 руб./1 вКт установленной мощности). Это принципиально не меняет картину финансовой эффективности проекта.

В то же время, специфика ВЭС заключается в высокой изменчивости КИУМ, связанной с ветровым режимом, который (в отличие от режима солнечной радиации) может быть кардинально различным для соседних территорий, расположенных на небольшом расстоянии. В зонах с повышенными скоростями ветра (в случае с Калмыкией это возвышености Ергени и Ставропольская и побережье Каспия) возможно обеспечение КИУМ на уровне до 25%-35%, тогда, как в зонах с менее благоприятным ветровым режимом он может не превысить 5%-10%. В данном случае требуются детальные исследования и в высокой степени дифференцированный подход.

Отметим также, что более высокая экономическая эффективность энергетики на ВИЭ в Западной Европе и (в меньшей степени) в США относительно углеводородной энергетики по сравнению с Россией, определяется тремя ключевыми параметрами:

- 1) более высокими ценами на углеводородное сырьё;
- 2) более высокими тарифами на электроэнергию;

3) более благоприятным, по сравнению с Россией, ветровым режимом на большей части Западной Европы и более благоприятным режимом солнечной радиации на большей части территории США.

В случае с проектами ВИЭ в России рост их инвестиционной привлекательности до приемлемого уровня теоретически возможен, например, при кардинальном росте оптовой цены на электроэнергию (при сохранении прочих условий теми же) — до 5000 рублей/1 МВтч и выше. Это выводит проект СЭС в нашем примере на годовую выручку порядка 165 млн. рублей и выше, при которой срок окупаемости просматривается уже на интервале 20-30 лет. Добавим, что почти то же самое можно сказать и о проектах в углеводородной энергетике.

Приложение 76. Расчёт LCOE ТЭС и генерирующих объектов ВИЭ

Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Инвестиционные затраты, руб./кВт	70 000	70 000	80 000
Постоянные операционные затраты, руб./кВт	1 000	1 500	1 500
Переменные операционные затраты, руб./кВтч	1,35	0	0
Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Требуемый объём производства электроэнергии, млн. кВтч		1 000	
КИУМ, %	60%	20%	15%
Требуемые мощности, тыс. кВт	190	571	761
Инвестиционные затраты, руб./кВт	70 000	70 000	80 000
Инвестиционные затраты, всего, млн. руб.	13 318	39 954	60 883
Превышение ВИЭ относительно ТЭС, млн. руб.	0	26 636	47 565
Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Установленная мощность, кВт	190 259	570 776	761 035
Постоянные операционные затраты, руб./кВт	1 000	1 500	1 500
Постоянные операционные затраты, млн.руб./год	190	856	1 142
Годовое производство ЭЭ, тыс. кВтч		1 000	
Потребление газа для выработки 1 кВтч, куб.м.	0,3		
Цена газа, руб./куб.м.	4,5		
Затраты на газ, руб./кВтч	1,4		
Переменные операционные затраты, руб./кВтч	1,35	0	0
Переменные операционные затраты, млн.руб.	1 350	0	0

Всего операционные затраты, млн. руб.	1 540	856	1 142
Экономия ВИЭ относительно ТЭС, млн. руб./год	0	684	399
Простой срок окупаемости ВИЭ относительно ТЭС, лет	0	39	119
LCOE			
интервал, лет	30	30	30
Производство ЭЭ за период, тыс. кВтч	30 000	30 000	30 000
Инвестиционные затраты, млн.руб.	13 318	39 954	60 883
Операционные затраты за период, млн.руб.	46 208	25 685	34 247
Всего затраты за период, млн.руб.	59 526	65 639	95 129
LCOE, руб./кВтч	1,98	2,19	3,17

Приложение 77. Поддержка и регулирование энергетики в России – нормативная база

В настоящее время принят комплекс мер поддержки энергетики, как общий для всех или большинства типов объектов генерации, так и специфический для ВИЭ.

Генерирующие мощности в России взаимодействуют с контрагентами (другими генераторами энергии и покупателями) в системе ОРЭМ ((общероссийский) оптовый рынок электроэнергии и мощности) и являются субъектами оптового рынка, а также розничного рынка электроэнергии.

Отношения в системе оптового и розничного рынка регулируются, прежде всего, Федеральным законом «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 N 35-ФЗ [166]. Согласно закону, на электроэнергетическом рынке России торгуются два основных вида товаров – мощность и электроэнергия.

Первым Федеральным законом, где были обозначены объекты генерации на ВИЭ как потенциальные субъекты оптового и розничного рынка, стал Федеральный закон от 04.11.2007 № 250-ФЗ (ред. от 06.12.2011) «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России» [154]. В данном законе:

• Были даны определения ВИЭ: «возобновляемые источники энергии - энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для

получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках»;

- Были косвенно обозначены преимущества ВИЭ с точки зрения энергетической эффективности: «энергетическая эффективность электроэнергетики отношение поставленной потребителям электрической энергии к затраченной в этих целях энергии из невозобновляемых источников»;
- Были обозначены в качестве вопросов, находящихся в ведении Правительства РФ (ст.2): утверждение и достижение целевых показателей производства и потребления энергии с использованием ВИЭ; правила, критерии и порядок квалификации генерирующего объекта на основе ВИЭ; поддержка и стимулирование технологи на основе ВИЭ «в соответствии с бюджетным кодексом Российской Федерации», включая субсидии из федерального бюджета и др.;
- Также, была обозначена в качестве меры поддержки, надбавка к цене электроэнергии, производимой за счёт ВИЭ: «Цена электрической энергии, произведенной на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, определяется путем прибавления к равновесной цене оптового рынка надбавки, устанавливаемой в определенном Правительством Российской Федерации порядке..».

В то же время, на уровне закона это носило, скорее, декларативный характер. Возвращаясь к электроэнергетической мощности как рыночному товару - создатель и поставщик мощности – генерирующая компания (объект генерации), и одним из главных механизмов компенсации инвестиционных затрат для него являются договоры о поставке мощности (ДПМ), заключаемые с потребителями мощности и энергии [156; 157; 270] в соответствии с определёнными правилами оптового рынка [164].

В соответствии с договором поставщик мощности принимает на себя обязательство по строительству и вводу в эксплуатацию генерирующих мощностей. Покупатель, в свою очередь, обязуется оплатить мощность, что означает возврат оговоренной суммы инвестиционных и операционных затрат поставщика.

До заключения договора поставщик должен пройти процедуру конкурентного отбора мощности (КОМ), осуществляемого коммерческим оператором оптового рынка

«Администратор торговой системы» (ОАО «АТС») [125;126] и переводящую его в разряд квалифицированного генерирующего объекта.

Правительство РФ определяет предельный уровень цен на мощность и величину затрат, подлежащих компенсации [160], зависящую от энергоносителя, используемого объектом генерации, мощности объекта и других параметров.

Срок поставки мощности по ДПМ составляет 10 лет, в отношении АЭС и ГЭС – 20 лет при расчётном сроке окупаемости 30 лет [270].

Этот принцип был распространён и на объекты генерации на основе ВИЭ. Данный механизм, являющийся, по сути, российским ноу-хау [99; 243], способен дать большие преимущества именно объектам ВИЭ, учитывая их низкий КИУМ (соответственно, низкую выработку электроэнергии на единицу установленной мощности) по сравнению с объектами генерации на ископаемых энергоносителях и менее предсказуемый характер выработки электроэнергии. В любом случае, генератор энергии получает компенсацию затрат на строительство генерирующего объекта. В то же время, во избежание избыточного строительства в ущерб экономической эффективности в принятых позже нормативных документах, относящихся к генерации на ВИЭ, предусматривались минимальные обязательные уровни производства электроэнергии (что находит выражение в минимальных показателях КИУМ: 14% для солнечной, 27% для ветроэнергетики и 38% для малых ГЭС [171], а также максимальный уровень инвестиционных и операционных затрат.

В «Правилах определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии», введённых Правительством РФ в Постановлении от 28 мая 2013 г. №449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» [171], обозначены уже определённые нормы оплаты мощности и операционных (эксплуатационных) затрат:

В этих же Правилах (Приложения №№1-4) обозначены требования к локализации производства оборудования для генерирующих объектов на основе ВИЭ. Нормативная база Российской Федерации в сфере ВИЭ содержит и другие механизмы поддержки, включая упомянутые выше ценовые надбавки, требования к операторам рынка компенсировать потери в сетях за счёт покупки электроэнергии, в первую очередь, у поставщиков энергии, вырабатываемой за счёт ВИЭ; кроме того, предполагается система регистрации сертификатов, подтверждающих производство определённого количества энергии за счёт ВИЭ, также дающих определённую финансовую поддержку производителя.

На данный момент система ещё недостаточно отработана на практике. Сам же механизм расчёта поддержки весьма сложен, индивидуален для каждого проекта и зависит от целого ряда параметров.

В общем случае, речь идёт о поэтапной компенсации инвестиционных и операционных затрат с помощью государственных субсидий и механизма продажи мощности в определённой модификации, что должно кардинально повысить инвестиционную привлекательность проекта.

Приложение 78. Расчёт LCOE и сроков окупаемости при изменении исходных параметров, данных в Приложении 76
Расчёт затрат и LCOE

Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Инвестиционные затраты, руб./кВт	70 000	60 000	50 000
Постоянные операционные затраты, руб./кВт	1 000	1 500	1 500
Переменные операционные затраты, руб./кВтч	1,35	0	0
Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Требуемый объём производства электроэнергии, млн. кВтч		1 000	
КИУМ, %	60%	25%	20%
Требуемые мощности, тыс. кВт	190	457	571
Инвестиционные затраты, руб./кВт	70 000	60 000	50 000
Инвестиционные затраты, всего, млн. руб.	13 318	27 397	28 539
Превышение ВИЭ относительно ТЭС, млн. руб.	0	14 079	15 221
Показатель	ТЭС	ВЭС	СЭС
Установленная мощность, кВт	190 259	456 621	570 776
Постоянные операционные затраты, руб./кВт	1 000	1 500	1 500
Постоянные операционные затраты, млн.руб./год	190	685	856
Годовое производство ЭЭ, тыс. кВтч		1 000	
Потребление газа для выработки 1 кВтч, куб.м.	0,3		
Цена газа, руб./куб.м.	6,0		
Затраты на газ, руб./кВтч	1,8		
Переменные операционные затраты, руб./кВтч	1,80	0	0
Переменные операционные затраты, млн.руб.	1 800	0	0
Всего операционные затраты, млн. руб.	1 990	685	856
Экономия ВИЭ относительно ТЭС, млн. руб./год	0	1 305	1 134

Простой срок окупаемости ВИЭ относительно ТЭС, лет	0	11	13
LCOE			
интервал, лет	30	30	30
Производство ЭЭ за период, тыс. кВтч	30 000	30 000	30 000
Инвестиционные затраты, млн.руб.	13 318	27 397	28 539
Операционные затраты за период, млн.руб.	59 708	20 548	25 685
Всего затраты за период, млн.руб.	73 026	47 945	54 224
LCOE, руб./кВтч	2,43	1,60	1,81

Расчёт ВНД

Показатель	1 год	2 год	3 год		28 год	29 год	30 год	Всего
ТЭС								
Инвестиционные	13 318							13 318
затраты								
Операционные затраты	1 990	1 990	1 990	••••	1 990	1 990	1 990	59 708
Всего затраты	15 308	1 990	1 990		1 990	1 990	1 990	73 026
ВЭС								
Инвестиционные затраты	27 397							27 397
Операционные затраты	685	685	685	••••	685	685	685	20 548
Всего затраты	28 082	685	685		685	685	685	47 945
Денежный поток ВЭС относительно ТЭС	-12 774	1 305	1 305		1 305	1 305	1 305	25 081
То же, накопленный	-12 774	-11 468	-10 163		22 470	23 775	25 081	25 081
Ставка дисконтирования	9,48%	9,48%	9,48%		9,48%	9,48%	9,48%	
Коэффициент дисконтирования	0,913	0,834	0,762		0,079	0,072	0,066	
Денежный поток ВЭС относительно СЭС, дисконтированный	-11 668	1 089	995		103	94	86	0
То же, накопленный								
СЭС								
Инвестиционные затраты	28 539							28 539
Операционные затраты	856	856	856		856	856	856	25 685
Всего затраты	29 395	856	856		856	856	856	54 224
Денежный поток СЭС относительно ТЭС	-14 087	1 134	1 134		1 134	1 134	1 134	18 802

То же, накопленный	-14 087	-12 953	-11 818	 16 534	17 668	18 802	18 802
Ставка дисконтирования	6,88%	6,88%	6,88%	 6,88%	6,88%	6,88%	
Коэффициент дисконтирования	0,936	0,875	0,819	 0,155	0,145	0,136	
Денежный поток ВЭС относительно СЭС, дисконтированный	-13 180	993	929	 176	165	154	0

Расчёт дисконтированных LCOE для ТЭС, ВЭС и СЭС, ставка 10%

Показатель	1 год	2 год	3 год		28 год	29 год	30 год	Всего	
Затраты ТЭС	15 308	1 990	1 990		1 990	1 990	1 990	73 026	
Затраты ВЭС	28 082	685	685	•••	685	685	685	47 945	
Затраты СЭС	29 395	856	856	•••	856	856	856	54 224	
Ставка дисконтирования	10,00%	10,00%	10,00%		10,00%	10,00%	10,00%		
Коэффициент дисконтирования	0,909	0,826	0,751		0,069	0,063	0,057		
Затраты ТЭС, дисконтированные	13 917	1 645	1 495		138	125	114	30 869	
Затраты ВЭС, дисконтированные	25 529	566	515		47	43	39	31 363	
Затраты СЭС, дисконтированные	26 723	708	643		59	54	49	34 015	
Производство ЭЭ, млн. кВтч	1 000	1 000	1 000		1 000	1 000	1 000	30 000	
Производство ЭЭ дисконтированное, млн. кВтч	909	826	751		69	63	57	9 427	
LCOE дисконтированные, руб./кВтч:									
ТЭС								3,27	
ВЭС				•••				3,33	
СЭС				•••				3,61	

Приложение 79. Укрупнённые стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций

Базисные показатели стоимости ВЛ 35 -220 кВ переменного тока на стальных и железобетонных опорах

Напряжение	Характеристика	Провода	Количество	Базисн	ые показатели
ВЛ, кВ	промежуточных	сталеалю-	цепей на	стоимости ВЛ, тыс.руб./км	
	опор	миниевые	опоре, шт.	Стальные	Железобетонные

		сечением,		опоры	опоры
		шт. х мм²			
35	свободностоящие	до 150	1	912	658
			2	1307	1109
110	свободностоящие	до 150	1	987	799
			2	1495	1081
		185-240	1	1100	893
			2	1687	1551
220	свободностоящие	300	1	1231	1053
			2	2063	-
		400	1	1382	1175
			2	2275	-
	двухстоечные,	300	1	-	1072
	свободностоящие		2	-	1993
		400	1	-	1217
			2	-	2181

Стоимость прокладки кабельных линий (КЛ) 6-10 кВ – от 700 до 2200 тыс. руб./км. Кроме того, предусматриваются сопутствующие затраты:

- 3,3% временные здания и сооружения;
- 5,0-6,0% прочие работы и затраты;
- 2,6-3,18% содержание службы заказчика-застройщика, строительный
- контроль;
- 7,5-8,5% проектно-изыскательские работы, затраты на проведение
- экспертизы проектной документации и авторский надзор (при осуществлении
- нового строительства 8%).

Общая сумма дополнительных сопутствующих затрат – около 20% от стоимости собственно прокладки сети.

Базисные показатели стоимости трансформаторных подстанций (ПС) от 35/10 кВ до 220/110/10 кВ – от 20,7 млн. до 390,1 млн. рублей. ПС 10/0,4 кВ – 100-300 тыс. рублей.

Приложение 80. Прогнозы роста цен на электроэнергию

Происходит постоянный рост тарифов на электроэнергию и прогнозируется его продолжение. В частности, в прогнозе Минэкономразвития 175]

рост тарифов на электроэнергию для населения на 2016 - 2020 гг. составляет 179%, на 2021-2025 — от 154% до164%, на 2026-2030 - от 114% до136%, итоговый рост в 2016-2030 гг. должен составить 313%-401%. Практически для всех регионов России это означает рост до 10 руб./кВтч и выше, что означает приближение к западному уровню. Для справки, в 2013 году средние тарифы на электроэнергию для населения в Канаде и США [106] варьировались от 7,89 (Монреаль) до 24,69 (Сан-Франциско) канадских центов, или, по курсу 40, от 3,16 до 9,9 руб./кВтч. В европейских странах в 2015 году [226] цены на электроэнергию варьировались от 8 до 16 центов США, или от 4 до 8 рублей (по курсу 50)/за кВтч. При этом, темпы роста цен на электроэнергию в западных странах [230] также составляют несколько процентов в год.

Проецируя прогноз Минэкономразвития на Калмыкию, получаем рост цены на электроэнергию для конечных потребителей к 2030 году на уровне 12 руб./кВтч по минимальному сценарию. Расчёты на основе данного прогноза дают сравнительно высокие показатели эффективности автономных систем генерации.

Оценка эффективности автономного комплекса на основе ВИЭ мощностью 1 кВт (стоимость 150 тыс. руб., КИУМ 15%) при прогнозируемом росте цен на электроэнергию

$N_{\underline{0}}$	Год	Тариф	Выработ	Экономия на	То же,	Простой	ВНД
		на ЭЭ,	ка/потре	затратах, руб.	накопленная,	срок	проекта (на
		руб./кВтч	бление		руб.	окупаемост	интервале
			ЭЭ, кВтч			и, лет	13 лет), %
1	2018	4,0		5 256	5 256		
2	2019	5,1		8 147	13 403		
3	2020	6,2		9 461	22 864		
4	2021	7,2		10 775	33 638		
5	2022	8,2		11 957	45 596		
6	2023	9,1		13 140	58 736		
7	2024	10,0		14 323	73 058	11,6	2,05%
8	2025	10,9	1 314	15 505	88 564		
9	2026	11,8		16 162	104 726		
10	2027	12,3		16 819	121 545		
11	2028	12,8		17 476	139 021		
12	2029	13,3		17 608	156 629		
13	2030	13,4		17 739	174 368		
	Всего			174 368			

Приложение 81. Расчёты эффективности автономного обеспечения электроэнергией на основе ВИЭ по сравнению с сетевым энергообеспечением при разных сценариях Базовые допущения и параметры

Сеть		Автономный комплекс на основе ВИЭ		Общие параметры	
стоимость 1 км, тыс.руб.	1 000	КИУМ ВЭСиСЭС, %	10%	Потребление ЭЭ, душевое, кВтч в год	1 000
стоимость 1 кВтч, руб.	5,0	Требуемые мощности на человека, кВт	1,1	Численность населения, чел.	100
		Стоимость 1 кВт ВИЭ, тыс.руб./кВт	100	Общее потребление ЭЭ, кВтч	100 000
		Стоимость ВИЭ на чел., тыс.руб.	114	Расстояние, км	10
		Дизель, кВтч/чел.	1,5		
		дизель, ст-ть на чел., тыс.руб.	15		
		Всего инвест.затраты на чел., тыс.руб.	129		
Инвест.затраты, тыс.руб.	10 000	Инвест.затраты, тыс.руб.	12 916		
		Доля ЭЭ, вырабатываемая дизелем	30%		
		Расход дизеля на 1 кВтч	0,25		
		Цена дизеля, руб./л.	45		
		Стоимость ЭЭ за счёт дизеля, руб./кВтч	11,3		
		Средняя стоимость, руб./кВтч	3,4		

Сценарий 1. Расчёт экономической эффективности при базовых параметрах

Показатели (тыс.руб.)	0 год	1 год	2 год		24 год	25 год	Всего	
-----------------------	-------	-------	-------	--	--------	--------	-------	--

СЕТЬ (строительство ЛЭП)							
Инвестиционные затраты	10 000						10 000
Операционные затраты		500	500		500	500	12 500
Всего затраты	10 000	500	500		500	500	22 500
АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕК	С						
Инвестиционные затраты	12 916						12 916
Операционные затраты		338	338		338	338	8 438
Всего затраты	12 916	338	338		338	338	21 353
Денежный поток (экономия							
при автономном	-2 916	163	163		163	163	1 147
электроснабжении по	-2 710	103	103		103	103	1 17/
сравнению с сетевым)							
То же, накопленный	-2 916	-2 753	-2 591		984	1 147	1 147
IRR:							
Ставка дисконтирования	2,74%	2,74%	2,74%	•	2,74%	2,74%	
Коэффициент дисконт.	0,00	0,97	0,95	•	0,52	0,51	
Денежный поток, диск.	-2 916	158	154		85	83	0

Сценарий 2. При росте цен на электроэнергию и дизельное топливо на 5% в год

	1		ı	1	1		
Показатели (тыс.руб.)	0 год	1 год	2 год		24 год	25 год	Всего
СЕТЬ (строительство ЛЭП)							
Инвестиционные затраты	10 000						10 000
Операционные затраты		500	525		1 536	1 613	23 864
Всего затраты	10 000	500	525		1 536	1 613	33 864
АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕК	C.						
Инвестиционные затраты	12 916						12 916
Операционные затраты		338	343		475	482	10 146
Всего затраты	12 916	338	343		475	482	23 062
Денежный поток (экономия							
при автономном	-2 916	163	182		1 060	1 130	10 802
электроснабжении по	2 710	103	102		1 000	1 130	10 002
сравнению с сетевым)							
То же, накопленный	-2 916	-2 753	-2 571		9 672	10 802	10 802
IRR:							
Ставка дисконтирования	11,54%	11,54%	11,54%		11,54%	11,54%	
Коэффициент дисконт.	0,00	0,90	0,80		0,07	0,07	
Денежный поток, диск.	-2 916	146	147	81	77	74	0

Сценарий 3. При стоимости строительства ЛЭП 1100 тыс.руб./км

Показатели (тыс.руб.)	0 год	1 год	2 год		24 год	25 год	Всего
СЕТЬ (строительство ЛЭП)							
Инвестиционные затраты	11 000						11 000
Операционные затраты		500	500		500	500	12 500
Всего затраты	11 000	500	500		500	500	23 500
АВТОНОМНЫЙ КОМПЛЕКС							
Инвестиционные затраты	12 916						12 916

Операционные затраты		338	338	 338	338	8 438
Всего затраты	12 916	338	338	 338	338	21 353
Денежный поток (экономия						
при автономном электроснабжении по	-1 916	163	163	163	163	2 147
сравнению с сетевым)						
То же, накопленный	-1 916	-1 753	-1 591	 1 984	2 147	2 147
IRR:						
Ставка дисконтирования	6,87%	6,87%	6,87%	 6,87%	6,87%	
Коэффициент дисконт.	0,00	0,94	0,88	 0,20	0,19	
Денежный поток, диск.	-1 916	152	142	 33	31	0

Возможно рассмотрение и ряда других типичных для Калмыкии сценариев.

Типичная для Центра Калмыкии модель - посёлок с населением 500 человек (примерно 100 домохозяйств), удалённый от других населённых пунктов на 20 км.

В то же время, большое количество населённых пунктов имеет численность населения менее 500 человек; их общее число в Калмыкии — 160, общая численность населения в них — около 25 000 человек.

Для расчёта энергопотребления (потребностей в энергии) в данных населённых пунктах будем исходить из средних для Калмыкии величин энергопотребления. При среднем объёме потребления электроэнергии в Калмыкии 500 млн. кВтч её душевой показатель — около 1800 кВтч. При этом, потребление электроэнергии непосредственно населением — 160 млн. кВтч (32% от общего объёма), или 570 кВтч на душу населения.

Представляется реалистичным заложить в объём потребления электроэнергии посёлком средний показатель — около 1200 кВтч на душу населения, исходя из отсутствия в нём энергоёмких предприятий, но при наличии некоторого количества энергопотребляющих производств и других видов деятельности, помимо потребления населения собственно домохозяйствами. В таком случае, годовое потребление электроэнергии посёлком, в зависимости от численности населения, составит:

- 500 человек 600 тыс. кВтч;
- 400 человек 480 тыс. кВтч;
- 300 человек 360 тыс. кВтч;
- 200 человек 240 тыс. кВтч;
- 150 человек 180 тыс. кВтч;
- 100 человек 120 тыс. кВтч.

Существует задача энергообеспечения данных посёлков одним из двух возможных путей:

- 1) модернизация (прокладка) ЛЭП протяжённостью 20 км;
- 2) создание автономной генерации на основе ВИЭ.

Кроме того, для сетевой и сбытовой компании существует задача извлечения прибыли, что является основной целью предприятия. В данном случае автономная генерация на ВИЭ рассматривается с позиций инвестора – потенциального поставщика электроэнергии. Рассмотрим упрощённый пример.

В первом случае инвестор прокладывает ЛЭП, стоимость которой, исходя из 1 млн. руб./км (минимально возможное значение, см. выше), составит 20 млн. рублей. Далее он приобретает электроэнергию на оптовом рынке по 1,7 руб./кВт и поставляет потребителю по 4 руб./кВтч. Соответственно, маржинальная прибыль от продажи 1 кВтч электроэнергии составит 2,3 рубля.

Во втором случае инвестор строит в посёлке генерирующие мощности на основе ВИЭ и продаёт электроэнергию посёлку по 3 руб./кВтч. Соответственно, маржинальная прибыль от продажи 1 кВтч электроэнергии равно выручке и составляет 3 руб./кВтч.

При этом, исходим из того, что обеспечение электроэнергией за счёт ВИЭ из расчёта 1200 кВтч на душу населения требует установки мощностей ВИЭ в объёме около 1 кВт на душу населения, а стоимость установки 1 кВт составит 150 тыс. рублей.

В обоих случаях мы для упрощения не учитываем постоянные операционные затраты, рассчитываем и сравниваем простые сроки окупаемости обоих вариантов для посёлков с населением, последовательно, 500, 400, 300, 200, 150 и 100 человек, лежащих за 20 км от сетевого источника электроэнергии.

В случае с прокладкой ЛЭП в посёлок с населением 500 человек с потреблением электроэнергии 600 тыс. кВтч маржинальная прибыль инвестора составит 600 тыс. кВтч *2,3 руб./кВтч = 1380 тыс. Просто срок окупаемости, исходя только из величины маржинальной прибыли, составит: 20 млн./1,38 млн. = 14,5 лет.

Фактический же срок окупаемости, учитывающий весь комплекс операционных затрат, налоги, амортизацию, цену капитала (WACC), дисконтирование денежного потока, будет в несколько раз длиннее, что означает заведомую коммерческую нецелесообразность данного проекта для инвестора. Даже без учёта всех вышеперечисленных финансово-экономических параметров, введение в качестве допущения только ставки дисконтирования в 5% удлиняет срок окупаемости проекта до 26 — более 100 лет, в зависимости от объёма потребления энергии посёлком.

Тем более, это относится к посёлкам с меньшей численностью населения, а также при более высокой стоимости создания инфраструктуры (до 3 млн. или 5 млн. руб./км).

Расчёт финансовых показателей эффективности проекта прокладки ЛЭП протяжённостью 20 км в посёлок

Численно	Потребле	Маржинал	Объём	Годовой	Простой	Дисконти	ВНД
сть	ние ЭЭ,	ьная	инвестици	возврат	срок	рованный	(IRR)
населения	кВтч	прибыль	й, тыс.	инвестици	окупаемос	срок	проекта
, чел.		инвестора	руб.	й (ROI), %	ти, лет	окупаемос	на
		, тыс.				ти при	интервале
		руб./год				ставке	50 лет, %
						5%, лет	
500	600 000	1 380		6,9%	14,5	26,5	6,4%
400	480 000	1 104		5,5%	18,1	52,3	5,0%
300	360 000	828	20 000	4,1%	24,2		3,3%
200	240 000	552		2,8%	36,2	>100	1,4%
150	180 000	414		2,1%	48,3		0,1%
100	120 000	276		1,4%	72,5		-1,4%

В свою очередь, при данных допущениях автономный комплекс на основе ВИЭ также не может рассматриваться в качестве целесообразного с чисто коммерческой точки зрения. В данном случае срок окупаемости одинаков во всех случаях. Каждый кВт мощности вырабатывает 1200 кВтч электроэнергии — соответственно, даёт маржинальную прибыль 1200*3 = 3600 рублей. В то же время, инвестиционные затраты на создание 1 кВт составляют 150 тыс. рублей. Соответственно, просто срок окупаемости: 150тыс./3,6тыс. = 41,7 лет, что, тем не менее, короче по сравнению с вариантами прокладки ЛЭП для посёлков с населением менее 170-180 человек.

Расчёт финансовых показателей эффективности проекта установки автономного комплекса на основе ВИЭ в посёлке

Численно	Потребле	Требуем	Объём	Маржина	Годовой	Простой	Дисконти	ВНД
сть	ние ЭЭ,	ые	инвестиц	льная	возврат	срок	рованны	(IRR)
населени	кВтч	мощност	ий, тыс.	прибыль	инвестиц	окупаемо	й срок	проекта
я, чел.		и, кВт	руб.	инвестор	ий (ROI),	сти, лет	окупаемо	на
				а, тыс.	%		сти при	интервал
				руб./год			ставке	е 50 лет,
							5%, лет	%
500	600 000	500	75 000	1 800				
400	480 000	400	60 000	1 440				

300	360 000	300	45 000	1 080	2,4%	41,7	>100	0,8%
200	240 000	200	30 000	720				
100	120 000	100	15 000	360				

Данная модель при всей своей упрощённости достаточно убедительно демонстрирует, что при определённых параметрах потребителя энергии — размере населённого пункта (объёме энергопотребления) и расстоянии, автономное энергоснабжение за счёт ВИЭ оказывается целесообразнее сетевого. Прежде всего, в поле зрения для более детального анализа попадают населённые пункты численностью менее 200-100 человек (или другие объекты с сопоставимым уровнем потребления электроэнергии) и удалённые на 10-20 километров и более. В Калмыкии около 100 таких населённых пунктов с общей численностью населения более 10 000 человек.

При этом, при существенно более высоких затратах на модернизацию сетевой инфраструктуры (из расчёта 5 млн. руб./км) предметом рассмотрения становятся населённые пункты с населением до 500-1000 человек и удалённостью от 5-10 км, т.е. покрывается практически вся территория республики.

В то же время, повторяется ситуация, рассмотренная ранее для крупных сетевых СЭС и ВЭС сравнительно с ТЭС. В случае с энергетическими проектами, связанными со всеми типами источников энергии, их привлекательность для частного инвестора при отсутствии внешних механизмов поддержки невелика – как правило, принципиальной разницы между окупаемостью проекта за 60-70 лет и за 30-40 лет для него нет; в большинстве случаев, срок в 10-15 лет также чрезмерен.

Приложение 82. Оценка ущерба, связанного с аварийности электроэнергетической сети в Калмыкии

В данном случае прямые потери теоретически можно оценить, исходя из частоты и длительности прерывания сетевого энергоснабжения и, соответственно, тех или иных технологических процессов, использующих электроэнергию (в сельском хозяйстве и пищевой промышленности — дойка коров, производство молочной продукции, стрижка овец, хранение пищевой продукции в холодильниках).

Это приводит к снижению производства либо пропаже определённого количества продукции и, соответственно, сокращению выручки от реализации.

Для адекватной оценки потерь такого рода требуется обширный статистический материал, на данный момент отсутствующий. В то же время, даже для небольшого хозяйства потери от 10 до 100 литров молока и/или от нескольких до нескольких десятков кг мяса в год

означает потери от нескольких сотен до нескольких тысяч рублей ежегодно. Возможность устранения данных потерь с помощью электроэнергетического комплекса на основе ВИЭ становится фактором сокращения срока окупаемости данного комплекса ещё на несколько лет.

Существует статистика аварий и оценка ущерба от них в электроэнергетической сети по «Калмэнерго» в целом [187].

Недоотпуск электроэнергии и экономический ущерб в 2014-2016 гг. вследствие аварий по данным «Калмэнерго»

Год	Количество	Недоотпуск	Оценка	Расчёт	
	аварий	электроэнергии,	экономического	относительного	
		тыс. кВтч	ущерба, тыс. руб.	ущерба, руб./кВтч	
				недоотпущенной	
				электроэнергии	
2014	2 945	389,7	8 051	20,7	
2015	1 007	159,7	2 276	14,3	
2016	3 423	174,9	3 155	18,0	

Представленные данные создают сравнительно «скромную» картину ущерба (к сожалению, методика подсчёта не представлена). В пересчёте на душу населения потери составляют 10-20 рублей в год, относительно общего объёма потребления электроэнергии в Калмыкии – менее 0,1%.

В то же время, общие потери электроэнергии в сетях достигают, по данным «МРСК Юга-Калмэнерго», 31%: «Расход на транспорт электроэнергии по электрическим сетям Республики Калмыкия составляет порядка 31% от отпуска в сеть. Данная проблема в основном связана с региональными особенностями, такими как: малочисленность населения, низкая плотность заселения территории, большая протяженность сетей, отсутствие крупных потребителей электроэнергии. Расход на транспорт электроэнергии за 2014 год в сетях ЕНЭС (ОАО "ФСК ЕЭС") составили 3,3 млн. квт.ч, в сетях ОАО "Калмэнерго" и других сетевых компаниях - 151,139 млн. квт.ч» [198].

Затраты «МРСК Юга – Калмэнерго» на покупку потерь в 2016 году составили 207,4 млн. рублей [195]. Данные затраты, свою очередь, можно рассматривать как индикатор и источник прямого или косвенного экономического ущерба, в том числе, в итоге – и для конечных потребителей электроэнергии.

Одна из ключевых причин высоких потерь и аварийности сети в целом – высокая степень физического износа сетевого хозяйства: «Анализ состояния распределительных сетей и электроустановок напряжением 10 и 0,4 кВ, находящихся в хозяйственном ведении ОАО "Калмыцкая энергетическая компания", показывает, что более 70% оборудования эксплуатируется со сроком, превышающим нормативный (от 30 лет и более), не отвечают современным требованиям по обеспечению надежности электроснабжения, морально и физически устарели» [198].

По данным «МРСК Юга — Калмэнерго»: «Ввиду того, что износ электросетевого хозяйства филиала составляет порядка 80%, назрела необходимость в модернизации и техническом перевооружении сетевого комплекса региона для повышения инвестиционной привлекательности и надежного обеспечения электроэнергией потребителей. Для сокращения темпов роста и доведения уровня износа не выше 50%, филиалу необходимо обеспечить ежегодно ввод основных средств в объеме 90-100 млн.руб.»[141].

Приложение 83. Оценка затрат на модернизацию электросетевого комплекса Инвестиционная программа ПАО МРСК Юга на 2012-2017 гг., предусматривавшая строительство и реконструкцию 3 325 км распределительной сети и ввод трансформаторной мощности в объёме 1773 МВА, предполагала капиталовложения в объёме 29 млрд. рублей [212], что эквивалентно примерно 8,7 млн.руб./км, включая трансформаторные мощности. В рамках инвестиционной программы 2011 года в МРСК Юга было введено всего 1185 км ЛЭП и 408 МВА трансформаторных мощностей, а объём инвестиций составил более 5 млн. руб. [МРСК Юга, годовой отчёт...], или более 4200 руб./км. По отдельным позициям в Калмыкии, затраты на строительство новых воздушных линий, составляют (с учётом трансформаторных подстанций) от 400 тыс. до 15 млн. рублей/км.

План ввода новых воздушных линий и трансформаторных подстанций ОАО «МРСК Юга» - «Калмэнерго» на 2012-2017 гг. [172]

Год	Ввод ВЛ и трансформаторов	Капитальные	Затраты на 1 км
		затраты, тыс. руб.	сетей, тыс. руб.
2012	ВЛ – 187,02 км., трансформаторная	79 729	426
	мощность – 14,226 MBA		
2013	Вводимая мощность: ВЛ – 264,57	2 282 403	8 627
	км., трансформаторная мощность –		

	160 MBA		
2014	Вводимая мощность: ВЛ – 5 км.,	74 874	14 975
	трансформаторная мощность – 0		
	MBA		
2015	Вводимая мощность: ВЛ – 25,45 км.,	135 600	5 328
	трансформаторная мощность – 0		
	MBA		
2016	Вводимая мощность: ВЛ кВ- 25 км.,	199 395	7 976
	трансформаторная мощность – 50		
	MBA		
2017	ВЛ 04-35 кВ– 31 км.,	190 000	6 129
	трансформаторная мощность – 0		
	MBA		

Приложение 84. Благоустройство жилищного фонда Калмыкии [128]

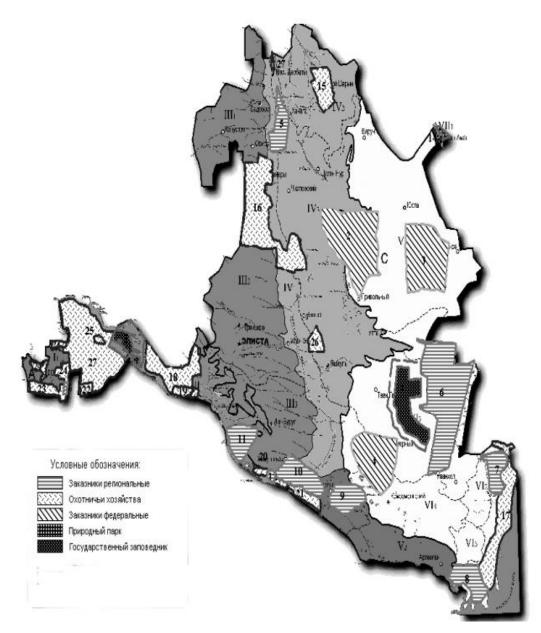
	БЛАГОУСТРОЙСТВО ЖИЛИЩНОГО ФОНДА						
	(на конец года; в процентах)						
	Удельный вес площади, оборудованной						
	водопро- водом	канализацией	централизованным отоплением	ваннами	газом	горячим водоснабжением	напольными электроплитами
Весь	Весь жилищный фонд						
2005	44.3	38.8	29.2	35.7	98.8	16.2	0.2
2008	44.5	39.1	25.9	35.5	98.9	22.6	0.2
2009	44.8	39.2	24.9	35.7	98.9	22.9	0.2
2010	45.2	39.7	24.6	36.1	98.9	23.4	0.2
2011	47.1	41.7	24.2	38.2	98.5	24.2	-
2012	49.3	44.3	24.0	40.9	99.9	26.2	-
2013	52.9	46.8	23.2	42.2	98.4	30.4	-
2014	53.7	47.6	20.6	43.6	98.7	42.4	-
2015	54.9	49.4	20.3	45.3	98.4	44.0	-
2016	56.1	49.8	20.2	46.3	98.7	44.9	-
2017	58.7	50.5	19.0	46.7	98.5	46.8	0.6

2018	59.3	50.8	18.8	46.9	98.4	47.0	0.6
Город	Городской жилищный фонд						
2005	79.0	75.9	46.2	70.5	98.0	32.3	0.5
2008	78.1	75.1	45.8	68.9	98.1	45.0	0.4
2009	78.0	75.1	45.0	68.8	98.1	45.3	0.4
2010	78.1	75.3	44.4	68.9	98.2	46.0	0.4
2011	78.5	75.7	43.1	69.5	98.2	47.1	1
2012	78.9	76.2	42.5	70.2	100.0	47.9	-
2013	79.5	76.9	43.1	71.1	100.0	48.1	-
2014	80.1	77.6	39.0	72.0	100.0	69.6	-
2015	80.7	78.3	37.9	72.8	100.0	70.5	-
2016	81.0	78.7	37.4	73.2	100.0	71.2	-
2017	81.1	78.7	35.3	73.3	98.9	73.5	1.1
2018	81.2	78.9	34.8	73.6	98.8	73.7	1.2
Сельс	ский жилип	цный фонд					
2005	12.9	5.2	13.9	4.2	99.5	1.6	-
2008	13.1	5.3	7.2	4.4	99.7	1.6	-
2009	13.4	5.2	5.8	4.4	99.6	1.6	-
2010	13.5	5.4	5.5	4.4	99.6	1.6	-
2011	16.1	8.1	5.4	7.2	98.9	1.6	-
2012	19.0	11.6	5.0	10.9	99.8	4.0	-
2013	25.1	15.2	2.2	12.0	96.8	11.9	-
2014	25.3	15.3	0.8	13.1	97.4	13.1	-
2015	26.3	17.3	0.8	14.8	96.6	14.7	-
2016	28.2	17.5	1.0	16.2	97.3	15.3	-
2017	33.0	18.0	0.1	16.0	97.9	16.0	-
2018	34.0	18.4	0.4	16.1	97.9	16.3	0.0

Приложение 85. Особо охраняемые природные территории Калмыкии [71]

Название	Площадь, тыс. га	Местонахождение,	Назначение, охраняемые
		административные	виды
		районы	

ГПЗ «Черные	121,9		
земли», в т.ч.:		Яшкульский,	Охрана природных
Степной участок	94,3	Черноземельский,	комплексов, сайгак,
Орнитологический		Приютненский,	
участок	27,6	Яшалтинский	водоплавающие птицы
Сарпинский	195,9	Кетченеровский, Яшкульский, Юстинский	Биологический
Харбинский	163,9	Юстинский, Яшкульский	Биологический
Меклетинский	102,5	Черноземельский,	Биологический
		Яшкульский	
Ханата	52,2	Малодербетовский,	Биологический
		Сарпинский,	
		Кетченерский	
Тингута	197,8	Черноземельский	Биологический
Каспийский	39,4	Лаганский	Биологический
Морской бирючок	50,0	Лаганский	Биологический
Состинский	31,7	Черноземельский, Ики-	Биологический
		Бурульский	
Южный	62,3	Ики-Бурульский	Биологический
Зунда	38,4	Ики-Бурульский	Биологический
Чограйский	15,8	Ики-Бурульский	Биологический
Лесной	2,2	Городовиковский	Биологический
Природный парк	4,3	Юстинский	Рекреация, экотуризм
Республики			
Калмыкия			
Всего	1078,3		



ООПТ и охотничьи хозяйства Калмыкии

Приложение 86. Неработающие ветрогенераторы у посёлка Хар-Булук Целинного района Калмыкии



Фото автора, 2014

Приложение 87. ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 14 января 2008 года N 10 «О федеральной целевой программе "Юг России (2008-2013 годы)

«С учетом природных особенностей на территории Республики Калмыкия планируется строительство ветровой электростанции. Для строительства инженерной инфраструктуры предусматривается из федерального бюджета 190,1 млн.рублей, из бюджета республики - 56,8 млн.рублей. Создание инфраструктуры обеспечит привлечение инвестиций на сумму около 10 млрд.рублей»

Приложение 88. Ветроэнергетические установки у посёлка Песчаный Приютненского района Калмыкии, работающие в тестовом режиме



Фото автора, 2014

Приложение 89. Конфликты хозяйствующих субъектов, связанные с ветропарком у пос. Песчаный

Ещё в 2010-2011 году компания «КалмЭнергоКом» столкнулась с рядом финансовых трудностей [70, 126], связанных с типичной цепочкой неплатежей. В связи с высокой непогашенной задолженностью (более 560 млн. рублей), «Калмэнерго» (филиал региональной сетевой компании «МРСК Юга», входящей в состав ОАО «Российские сети» [212]) подал иск о признании «КалмЭнергоКом» банкротом. В феврале 2014 года Арбитражным судом Республики Калмыкия иск был удовлетворён [271], в отношении компании было открыто конкурсное производство с назначением конкурсного управляющего, впоследствии неоднократно продлевавшееся [276], последний раз, по имеющейся информации — в январе 2017 года на очередные 6 месяцев [193]. В свою очередь, «КалмЭнергоКом» выдвинул аналогичный иск в адрес ОАО «ЮМЭК» (Южная межрегиональная энергетическая компания) - сбытовой компании, выступавшей гарантирующим поставщиком электроэнергии для г. Элисты. В ноябре 2015 года постановлением Северо-Кавказского Арбитражного суда ОАО «ЮМЭК», в свою очередь, признано банкротом [291].

Конфликты между хозяйствующими и, возможно, политическими, субъектами, нашли весьма широкое освещение в СМИ, включая материалы, в том числе, «разоблачительного» характера, по отношению к инициаторам и кураторам данного проекта.

Приложение 90. Ведущие игроки на рынке возобновляемой энергетики России [33] Группа компаний «Хевел» - вертикально интегрированный холдинг, работающий в солнечной энергетике и являющийся, на данный момент, крупнейшим в России. «Хевел» - компания, созданная группой компаний «Роснано» и холдингом «Ренова». В свою очередь, девелоперским подразделением «Хевел» является «ГринЭнерджиРус», находящаяся под управлением «Авелар Солар Технолоджи». В настоящее время под управлением ГК «Хевел» - проекты сетевых СЭС общей мощностью около 900 МВт (45% от всего объёма проектов в России), из них более 250 МВт построенных на конец 2018 года (около 50% общего объёма). Также «Хевел» отличается наиболее широкой географией проектов, охватывающей более 10 субъектов РФ.

Производственный актив «Хевел» – завод по производству солнечных модулей в Новочебоксарске (Чувашия) с годовым объёмом производства 160 МВт гетероструктурных солнечных модулей.

ООО «Солар Менеджмент» - управляющая компания ГК «Энергия Солнца», куда входят также предприятия МРЦ «Энергохолдинг» и КомплексИндустрия». Это, судя по объёму заявленных проектов – второй по величине игрок на рынке солнечной энергетике. Планы данной группы компаний по строительству солнечных электростанций широко анонсировались в 2014-2015 гг. Однако на данный момент из заявленных проектов реализована лишь небольшая часть (при этом часть из них - уже другими участниками рынка). В том числе, не реализовано большинство проектов с заявленными сроками введения в эксплуатацию ещё в 2015-2017 гг. По информации деловой прессы, большая часть проектов группы выкуплена другими игроками, в том числе компаниями «Хевел» и «Солар Системс».

ООО «Солар Системс» - предприятие, учреждённое китайской компанией Amur Sirius Power Equipment Co., Ltd. В свою очередь, Amur Sirius является специализирующимся на работе с Россией подразделением китайской группы Harbin Electric Company Limited (ранее Harbin Power Equipment Limited), являющейся одной из троих крупнейших в Китае производителей энергетического оборудования.

Предприятие владеет заводом в Подольске (ООО «Солар Кремниевые технологии» (СКТ)), бывшим Подольским химико-металлургическим заводом. На данный момент

предприятие производит кремниевые пластины. Используется исходное кремниевое сырьё, поставляемое из Усолья-Сибирского (Иркутская область; ООО «Группа Нитол», предприятие «Усолье-Сибирский силикон»), хотя данное предприятие пережило кризис, и судьба производства остаётся неопределённой. На предприятии в Подольске осуществляется выращивание кристаллов кремния и выплавление кремниевых слитков, далее – производство из них кремниевых пластин. Далее они поставляются в Китай, где изготавливаются солнечные ячейки (фотоэлектрические преобразователи, ФЭП), которые далее возвращаются на СКТ, осуществляющий строительство СЭС.

ПАО Т-Плюс [202], занимающая четвёртое место по общей величине портфеля проектов СЭС (в том числе второе – по объёму реализованных проектов на конец 2018 года) – бывшее ОАО «Волжская ТГК», являющаяся частью группы «Т Плюс», ранее называвшейся «КЭС Холдинг». Является одной из крупнейших в России частных компанией в сфере энергетики и теплоснабжения, объединяет ряд генерирующих мощностей, сбытовых и ремонтно-сервисных структур.

В Оренбургской области управлением проектами солнечной энергетики занимается также входящая в структуру компании Оренбургская ТГК (филиал «Оренбургский» ПАО Т-Плюс). Также одним из предприятий, управляющих солнечными электростанциями, является входящее в группу АО «Солнечный ветер».

ПАО «Фортум» (ранее ОАО «Территориальная генерирующая компания № 10», ОАО «ТГК-10») владеет восемью ТЭС в Челябинской и Тюменской областях. Суммарная мощность генерирующих объектов «Фортум» по электрической энергии на 1.10.2018 составляет около 5 ГВт, по тепловой энергии — более 10 ГВт. В последние годы активно участвует в продвижении проектов солнечной и ветроэнергетики, а также приобретении солнечно-энергетических активов. В частности, в ноябре 2017 года между ПАО «Фортум» и группой компаний «Хевел» было заключено соглашение о продаже построенных группой «Хевел» трёх СЭС: Плешановской (10 МВт) и Грачёвской (10 МВт) в Оренбургской области и Бугульчанской (15 МВт) находится в Башкортостане. Оперативное обслуживание станций продолжает осуществлять ГК «Хевел».

ПАО «РусГидро» - одна из крупнейших энергетических компаний России; контрольный пакет акций компании принадлежит государству. Общая установленная мощность электростанций РусГидро – около 40 ГВт, включая 47 ГЭС и ГАЭС (основная часть мощностей гидроэнергетики России) и электроэнергетические мощности АО «РАО Энергетические системы Востока» (Дальневосточный ФО). РусГидро – один из лидеров развития энергетики на ВИЭ в России, включая строительство и управление геотермальными станциями (Камчатка), строительство малых ГЭС, а также ветростанций

и солнечных станций. Из крупных проектов солнечных станций, находящихся в управлении компании – строящаяся станция в Дагестане (Каспийск), частично введённая в эксплуатацию, и ряд автономных СЭС в Якутии.

АО «Красноярская ГЭС» - дочерняя компания ОАО «ЕвроСибЭнерго», в свою очередь, наряду с компанией РусАл, входящей в холдинг En+ Group. Основной производственный актив — Красноярская ГЭС (имени 50-летия СССР) мощностью 6000 МВт. Известный проект в энергетике на ВИЭ — Абаканская СЭС в Хакасии мощностью 6 МВт, построенная в 2015 году — одной из первых в России.

В ходе строительства СЭС было организовано собственное производство по выращиванию слитков мультикристаллического кремния в г. Ангарске (Иркутская обл.) и сборка инверторов в г. Дивногорске (Красноярский край).

«Актив Солар» (Activ Solar GmbH) - австрийская компания, находящаяся в собственности украинских физических лиц, владевшая «Заводом полупроводников» в Запорожье и осуществлявшая ряд крупных проектов строительства СЭС на территории Украины, возвела в 2011-2013 гг. несколько СЭС в Республике Крым общей мощностью 300 МВт. С 2014 года компания сталкивается с рядом финансовых и правовых проблем [218, 219.]. Вопрос принадлежности и дальнейшего функционирования возведённых ею СЭС в Крыму на данный момент находится в стадии решения.

Упомянутое выше **ООО** «**МРЦ** Э**нергохолдинг**» первоначально выступало в качестве инициатора проекта строительства трёх СЭС в Элисте («Элиста Восточная», «Элиста Западная» и «Элиста Северная»).

Планы «МРЦ Энергохолдинг» были анонсированы, в частности, на официальном новостном портале Республики Калмыкия 08.08.2013 г [278].

Компания ООО «МРЦ Энергохолдинг» зарегистрирована в феврале 2012 года. Учредители МРЦ «Энергохолдинг» - физические лица: Александр Уланов и Михаил Чушкарии (также арьдолицийся управляющим директором корпорации Росцано и

Чучкевич (также являющийся управляющим директором корпорации Роснано и управляющим партнёром Bright Capital); уставный капитал — 10 тыс. рублей. В настоящее время в числе собственников значатся А.С. Уланов (225 рублей в УК компании) и компания с ограниченной ответственностью «Брейнвайс Консалтинг Лимитед» (9 775 рублей).

[150; 149; 285; 19; 167; 152].

МРЦ «Энергохолдинг» являлось инициатором проектов строительства СЭС в Астраханской, Волгоградской, Иркутской, Челябинской областях и Калмыкии общей мощностью 265 МВт и планируемым вводом в эксплуатацию в 2015-2019 гг.

В свою очередь, МРЦ «Энергохолдинг» входит в группу компаний (ГК) «Энергия солнца» [216] (создана в 2012 году; помимо «Энергохолдинга», в ГК входит также ООО «КомплексИндустрия»), занимающуюся разработкой и реализацией проектов развития возобновляемой энергетики (в частности, солнечной и ветровой) на территории России и СНГ. На данный момент, по информации компании, ГК «Энергия солнца» управляет проектами строительство в 2014-2018 гг. 29 СЭС в 10 субъектах РФ общей мощностью 435 МВт, или примерно 40% от всех проектируемых в России солнечных электростанций. В свою очередь, управляющая компания ГК «Энергия Солнца» — ООО «Солар менеджемент». Учредитель компании «Солар менеджмент» - компания «Крезенчана Коммершал Лимитэд» (уставный капитал 10 000 рублей) [190]. По имеющейся информации, СЭС в Элисте под управлением МРЦ «Энерохолдинг» находятся в стадии строительства. В «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 год» [196] три данные СЭС присутствуют в качестве трёх объектов по 15 МВт с высокой степенью ввода в эксплуатацию в 2017 году. При этом, другие источники сообщают об отсутствии информации о каком-либо

продвижении данного проекта элистинских СЭС [64].

Приложение 91. Информация о проекте Калмыкской СЭС №1 ООО «Солар системс» Проект «Калмыцкая СЭС №1. Первая очередь» выдвинут компанией ООО «Солар Системс», прошёл отбор в 2015 году, планируемая мощность — 25 МВт, планируемая дата пуска в эксплуатацию — 2019 год, что также отражено в Приложении 4 к «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 год». ООО «Солар Системс»— предприятие, специализирующееся на солнечной энергетике в России, имеющая под управлением в России проекты общей мощностью 240 МВт, учреждена китайской компанией Amur Sirius Power Equipment Co., Ltd. [292]. В свою очередь, Amur Sirius является специализирующимся на работе с Россией подразделением китайской группы Harbin Electric Company Limited (ранее Harbin Power Equipment Limited) [229], являющейся одной из троих крупнейших в Китае производителей энергетического оборудования.

На данный момент ООО «Солар Системс» является одним из крупнейших игроков на рынке энергетики на основе ВИЭ [133]. По информации компании, её портфель договоров о предоставлении мощности (ДПМ) ВИЭ с планируемым вводом в 2017-2019 гг. составляет 255 МВт при планируемом объёме инвестиций 33,5 млрд. рублей. Предполагается реализация проектов, помимо Калмыкии, в Ставропольском крае, Самарской, Волгоградской, Астраханской области.

Также по информации компании, проект «Калмыцкая солнечная электростанция» находится на стадии оформления земельного участка и проектирования [169] планируемое место строительства — юго-восточная часть Калмыкии, у посёлка Комсомольский — центра Черноземельского района.

Генерирующее оборудование - фотоэлектрический солнечный модуль (ФЭСМ) наземного типа (83334*0,27+/-0,005 кВт). Основные параметры проекта:

Установленная мощность станции, МВт	25
Годовая выработка электроэнергии, МВтч/ год	33 500
КИУМ, %	14,2
Количество солнечных панелей (модулей) по 0,27+/-0,005 кВт	100 000
Элементы аккумулирования энергии	проектом не предусмотрены
Комбинированная выработка электроэнергии	проектом не предусмотрены
Площадь земельного участка под строительство, Га	75
Объем инвестиций, млрд.р.	3,3
Объем ежегодных налоговых поступлений (региональная часть налога на прибыль + налог на имущество) в бюджет субъекта федерации, млн.р.	130

Проект предполагает подключение к общей энергосети, что снимает необходимость аккумулирования энергии.

Поставщиком солнечных панелей (модулей) заявлено ООО «Солар Кремниевые технологии» [188; 189], зарегистрированное в феврале 2016 года (уставный капитал – 10000 рублей, собственники – российские и китайские физические лица и компания «Семвелса Девелопмент Лтд»).

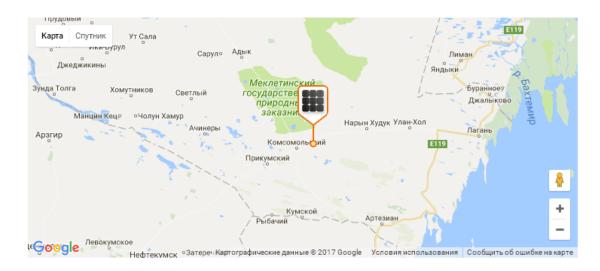
Приложение 92. Информация о строительстве Калмыкской СЭС№1 в СМИ и предполагаемое размещение СЭС

«В городе Элиста, столице Солнечной Калмыкии, состоялась важная деловая встреча Главы Правительства Республики Калмыкия Игоря Зотова с генеральным директором фирмы «МРЦ Энергохолдинг» Александром Улановым. Развитие альтернативной энергетики обсуждалось в ходе встречи Председателя Правительства Республики Калмыкия Игоря Зотова с учредителем компании «МРЦ Энергохолдинг» Михаилом Чучкевичем и генеральным директором ООО «МРЦ Энергохолдинг» Александром Улановым.

Стороны обсудили варианты сотрудничества в рамках совместных проектов в сфере использования возобновляемых источников энергии – в частности, подробно обсуждались вопросы развития в республике гелиоэнергетики. Солнечная энергия будет способствовать снабжению фермерских хозяйств ($K\Phi X$) электроэнергией. По словам представителей ООО «МРЦ Энергохолдинг», Калмыкия представляет особый интерес для компаний, работающих в области альтернативной энергетики в силу выгодных природно-климатических условий и географического положения» [278] «Сегодня на территории региона строятся три солнечные электростанции - С \supset С «Элиста Западная», СЭС «Элиста Северная», СЭС «Элиста Восточная» суммарной мощностью 45 MBm. Станции являются собственностью ООО «МРЦ Энергохолдинг» (входит в ГК «Энергия Солнца»). В 2017 году планируется их ввод в эксплуатацию, однако никаких новостей о ходе строительства не поступает, а на сайте собственника в списках проектов в стадии реализации СЭС Калмыкии нет. В уже упоминаемой программе развития электроэнергетики в осуществлении и этих планов сомневаются: «Строительство трех солнечных электростанций является намерением и в настоящее время отсутствует заявка на их технологическое присоединение». [64].

Расположение и состояние проекта «Калмыцкая солнечная электростанция» мощностью 25 МВт ООО «Солар Системс»

КАЛМЫКСКАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ



Данный проект вошел в число победителей по условиям второго конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на 2016 - 2019 годы, проведенного ОАО «АТС» в рамках реализации Постановления Правительства РФ от 28 мая 2013 г. № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

Наименование электростанции (заявка на конкурсный отбор мощности объектов ВИЭ-2015) — «Калмыкская солнечная электростанция»

Месторасположение объекта ВИЗ — Республика Калмыкия

Наименование единицы генерирующего оборудования — Фотоэлектрический солнечный модуль (ФЭСМ) наземного типа (83334*0,27+/-0,005 кВт)

Мощность — 25 МВт

Год начала поставки мощности на оптовый рынок — 2019

Поставщик солнечных панелей (модулей) — ООО «Солар Кремниевые технологии»

Текущий статус реализации проекта: оформление земельного участка, проектирование.

Приложение 93. «Экологическая стоянка» у с.Троицкое



Фото автора, 2012

Приложение 94. Солнечная батарея и ветроустановка в Центре диких животных





Приложение 95. Установка солнечных панелей на объектах городской инфраструктуры Элисты

«В 16 дворах столицы Калмыкии будут установлены уличные фонари на солнечных батареях, чтобы освещать детские площадки.

Хорошую новость во вторник, 13 сентября, озвучил заместитель главы администрации города Бадма Манджиев на открытии очередной обновленной игровой зоны во 2 микрорайоне, у дома №29. В среду на открытии площадок на улицах Самохина и Хонинова побывала заместитель сити-менеджера Галина Васькина.

Напомним, в рамках проекта Общественной палаты РК в эти дни в регионе идет установка 42 новых игровых объектов - так называемых "городков" из экологическичистых материалов, оснащенных горкой, качелями, песочницами и рукоходами. При этом 16 из них - в Элисте, сообщает газета «Элистинская панорама».

Отдел по организационной работе Администрации города Элисты» [284]

Приложение 96. Солнечные батареи для электропитания светофоров и освещения пешеходных переходов на трассе, соединяющей Элисту и Яшкуль



Фото автора, 2016

Приложение 97. Магазин солнечных панелей и оборудования для солнечных батарей и ветрогенераторов, г. Элиста

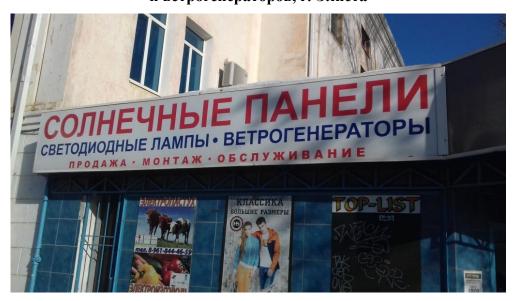


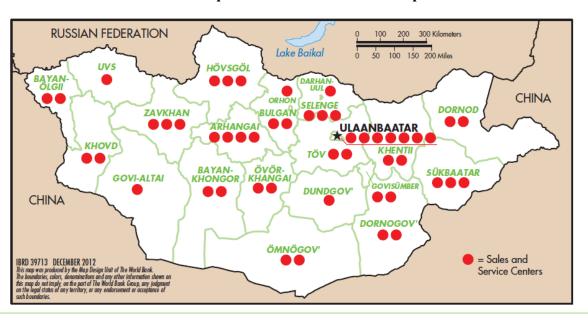
Фото автора, 2018

Приложение 98. Опытно-экспериментальная солнечная батарея (разработка ВИЭСХ) в посёлке Адык Черноземельского района Калмыкии

Комплектация: 1) стационарный солнечный модуль 122Л, мощность 40 Вт; 2) контроллер 20 А; 3) аккумулятор 12В, 7Ач; 4) панели светодиодные 12B-2 шт., гирлянда. Место установки: пос. Адык (СПК «Первомайский»), 120 км к ВЮВ от Элисты. Координаты: 45^048° с.ш., 45^038° в.д.; абсолютная высота - -13 м. Ориентация модуля: азимут 170^0 , угол наклона к горизонтальной поверхности — около 60^0 .



Приложение 99. Сеть центров продаж и обслуживания, созданных в Монголии в рамках программы REAP для поставок и обслуживания портативных домашних систем производства солнечной энергии



Source: Ministry of Mineral Resources and Energy, Mongolia.

Приложение 100. Реализация программы 100 000 Solar Gers в Монголии в 2000-2012



Source: Ministry of Mineral Resources and Energy, Mongolia.

Приложение 101. Информация о компании «Сахаэнерго»

В ведении «Сахаэнерго» находится обеспечение теплом и электроэнергией 17 районов Якутии (15 на севере и 2 на юге республики) на территории 2,2 млн. км² с населением 130

тыс. человек. Мощности предприятия включают около 150 электростанций (в числе которых на данный момент около 120 дизельных, а также растущее число солнечных) общей установленной мощностью около 190 МВт электрической и более 90 Гкал/час тепловой энергии. Протяженность ЛЭП, обслуживаемых компанией – около 1900 км, количество трансформаторных подстанций - более 800 [185]

Приложение 102. Солнечные электростанции Якутии, построенные в рамках инвестиционной программы РАО «ЕЭС Востока» в 2013-2016 гг.

Местоположение	Дата ввода в	Мощность	Дополнительная информация
СЭС	эксплуатацию		
пос. Батамай	2011	10 кВт	в паре с дизельной ЭС
Кобяйского			[185]
улуса (центр			
Якутии)			
пос. Юнкюр	декабрь 2012	40 кВт	в паре с дизельной ЭС мощностью 624 кВт
Верхоянского			
улуса (север			
Якутии)			
пос. Батамай	2013	100 кВт	Работают в паре с дизельными электростанциями. С
(наращивание		общая	ноября 2013 по февраль 2014 в п. Ючюгей
мощности),		мощность	выработано 2 588 кВт*ч «солнечной»
Ючюгей		(по 20-30	электроэнергии, что позволило сэкономить 0,713
(Оймяконский		кВт	тонн дизтоплива. Выработка СЭС в п. Куду-Кюель
улус, восток		каждая)	составила 2 393 кВт*ч, а экономия топлива - 0,764
Якутии), Куду-			тонн. Показатели солнечной станции в п. Дулгалах:
Кюель			выработка - 2 463 кВт*ч, экономия - 1,103 тонн.
(Олёкминский			Батамайская СЭС за зиму выработала 2 382 кВт*ч и
улус, юг) и			помогла сэкономить 0,730 тонн дизельного топлива.
Дулгалах			Дулгалах - первая СЭС севернее Полярного круга
(Верхоянский			
улус), 4 станции			
с. Тойон-Ары	июнь 2014	20 кВт	СЭС включает в себя фотоэлектрическую систему
Хангаласского			максимальной мощностью 20 кВт, накопитель
района (юг)			энергии емкостью 96 кВт*ч, а также две дизельные
			электростанции по30 кВт. Модель MPSPPHybrid

			30/55 kW – комбинированная, совместного
			производства Германии и Италии.
пос. Эйик,	август 2014	40 кВт	СЭС содержит 160 монокристаллических модулей,
Олёкминский			работает параллельно с дизелем. Население посёлка -
улус			350 человек, расположение - 300 км на ЮВ от
			районного центра п. Оленёк.
пос. Джаргалах	декабрь 2014	15 кВт	СЭС состоит из трех разных видов солнечных
Эвено-			модулей: 20 поликристаллических, 20
Бытантайского			монокристаллических и 33 аморфных.
улуса (север)			
пос. Батагай	июнь 2015	1000 кВт	Крупнейшая в мире СЭС за Полярным кругом;
Верхоянского			предполагается годовая экономия около 300 тонн
улуса			дизтоплива [183]
пос. Бетенкёс	октябрь 2015	40 кВт	Синхронизированы с работающими в посёлках
Верхоянского			дизельными ЭС
улуса			
пос. Столбы		10 кВт	-
Намского улуса			
пос. Улуу		20 кВт	1
Алданского			
улуса			
	<u> </u>		

По состоянию на октябрь 2015 общая установленная мощность СЭС «РАО Энергетические системы Востока» составила 1300 кВт. По данным РАО, общая выработка СЭС за 2015 год составила 194 тыс. кВтч, экономия дизтоплива – 71 тонна [272]. За период с января 2011 по май 2016 гг. действующие СЭС выработали около 480 тыс. кВтч электроэнергии.

пос. Верхняя	ноябрь 2016	36 кВт	Предполагается ежегодная экономия до 19 тонн
Амга			дизтоплива (более 800 тыс. рублей в ценах 2016 года)
Алданского			[281; 201]
улуса			
пос. Дельгей		80 кВт	Расчётная среднегодовая выработка ЭЭ - 114 тыс.
Олёкминского			кВт.ч. СЭС интегрированы в существующие системы
улуса			электроснабжения поселков, основа которых -
пос. Иннях		20 кВт	дизельные электростанции.
Олёкминского			Ожидаемый ежегодный экономический эффект (за

улуса	счёт экономии топлива)	- 1,3 млн. рублей (в ценах
	2016 года).	
	На СЭС установлено в об	щей сложности 340
	фотоэлектрических панел	ей. Конструкции
	выполнены из металла и	установлены под
	оптимальным углом накл	она с возможностью
	регулирования. Оборудов	вание (как и на других
	станциях) станции адапти	провано к использованию в
	условиях арктического кл	имата [186].

Приложение 103. Действующие и планируемые электростанции на ВИЭ в Республике Алтай по программе развития электроэнергетики

Тип	местоположение	мощность	Год ввода в	Проектная компания			
станции			эксплуатацию				
СЭС	пос. Кош-Агач	10 МВт (2	2015				
		очереди)					
СЭС	пос.Усть-Кан	5 МВт	2015	ООО «Авелар Солар			
СЭС	пос.Онгудай	5 МВт	2018	Технолоджи»			
СЭС	пос.Иня	25 MBT	2019				
	Онгудайского						
	района						
МГЭС	«Мульта-1»,	36 MBT	2020	ЗАО «Алтайская			
	Усть-			генерирующая			
	Коксинский			компания»			
	район						
каскад	р. Чуя,	24 MBT	2020				
МГЭС	Улаганский						
	район						
МГЭС	«Уймень»,	10 МВт	2020	частный инвестор			
	Чойский район						
СЭС	пос. Майма	25 MBT	2021	ООО «Авелар Солар			
				Технолоджи»			
Всего	ЭС на ВИЭ	140 MBт, в т.ч. СЭС – 70 MBт, МГЭС – 70 MBт					
Та	Также предполагается строительство ТЭС общей мощностью 140 МВт						